

Antuko Energy S.A.

# Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el Mercado Eléctrico Chileno Informe Final

03 de Mayo de 2012

Ministerio de Energía

Antuko Energy S.A.



# Contenidos

<b>Economía del Comercializador</b> .....	1
1. ¿Conviene Liberalizar el Segmento de Comercialización en un Mercado Eléctrico?.....	3
2. Principales Ventajas de la Comercialización.....	4
3. Principales Desventajas de la Comercialización .....	8
4. Comentarios Finales .....	12
<b>Revisión de Experiencia Internacional</b> .....	13
1. Noruega .....	14
1.1. Descripción de Mercado Eléctrico .....	15
1.1.1. Consumos Medios .....	15
1.1.2. Matriz de Generación .....	17
1.1.3. Regulación del Sector: Instituciones Relevantes.....	18
1.1.4. Sistemas .....	21
1.1.5. Organización Industrial del sector .....	24
1.1.6. Sistema de Precios Mayoristas y Mercado Spot.....	26
1.1.7. Rol de los Contratos .....	30
1.2. Comercializador.....	32
1.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador .....	32
1.2.2. Precios a los Usuarios Finales .....	34
1.2.3. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador .....	36
1.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución.....	37
1.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC .....	38
1.3. Conclusiones.....	39
1.4. Referencias .....	40
2. Texas, EE.UU .....	41
2.1. Descripción de Mercado Eléctrico .....	42
2.1.1. Producción y Consumos Medios .....	42
2.1.2. Matriz de Generación .....	45
2.1.3. Regulación del Sector: Instituciones Relevantes.....	46
2.1.4. Sistemas .....	49
2.1.5. Organización Industrial del sector .....	50

2.1.6.	Mercado spot .....	52
2.1.7.	Sistema de precios finales.....	56
2.2.	Comercializador.....	57
2.2.1.	Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador .....	57
2.2.2.	Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador .....	60
2.2.3.	Precios a los Usuarios Finales .....	63
2.2.4.	Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución.....	66
2.2.5.	Potencial de la comercialización de promover ERNC .....	68
2.3.	Conclusiones.....	69
2.4.	Referencias .....	69
3.	Australia.....	71
3.1.	Descripción de Mercado Eléctrico .....	72
3.1.1.	Consumos medios.....	72
3.1.2.	Matriz de Generación .....	72
3.1.3.	Regulación del Sector .....	74
3.1.4.	Sistemas .....	78
3.1.5.	Organización Industrial del sector .....	79
3.1.6.	Mercado spot (NEM).....	83
3.1.7.	Rol de contratos .....	86
3.2.	Comercializador.....	88
3.2.1.	Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor de energía y comercializador .....	90
3.2.2.	Precios finales.....	90
3.2.3.	Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador .....	91
3.2.4.	Análisis del impacto de la entrada del comercializador .....	92
3.2.5.	Potencial de la comercialización de promover ERNC .....	94
3.3.	Conclusiones.....	95
3.4.	Referencias .....	96
4.	Colombia .....	97
4.1.	Descripción de Mercado Eléctrico .....	98
4.1.1.	Consumos medios.....	98
4.1.2.	Matriz de Generación .....	99
4.1.3.	Regulación del Sector .....	101

4.1.4.	Sistemas .....	103
4.1.5.	Organización Industrial del sector .....	104
4.1.6.	Mercado spot y Rol de Contratos .....	107
4.2.	Comercializador.....	109
4.2.1.	Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor de energía y comercializador .....	110
4.2.2.	Sistema de Precios Finales .....	110
4.2.3.	Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador .....	115
4.2.4.	Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución.....	116
4.2.5.	Potencial de la comercialización de promover ERNC .....	118
4.3.	Conclusiones.....	119
4.4.	Referencias .....	120
5.	Reino Unido.....	121
5.1.	Descripción de Mercado Eléctrico .....	122
5.1.1.	Consumos medios.....	122
5.1.2.	Matriz de Generación .....	123
5.1.3.	Regulación del Sector.....	127
5.1.4.	Sistemas .....	129
5.1.5.	Organización Industrial del Sector .....	130
5.1.6.	Mercado Mayorista.....	135
5.2.	Comercializador.....	139
5.2.1.	Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador .....	139
5.2.2.	Precios a los Usuarios Finales .....	141
5.2.3.	Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador .....	145
5.2.4.	Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución.....	148
5.2.5.	Potencial de la comercialización de promover ERNC .....	150
5.3.	Conclusiones.....	151
5.4.	Referencias .....	152
6.	California, EE.UU .....	153
6.1.	Descripción de Mercado Eléctrico .....	154
6.1.1.	Consumos medios.....	154
6.1.2.	Matriz de Generación .....	155
6.2.	Crisis Californiana .....	156

6.2.1.	Situación Energética Californiana comienzos de 1990 .....	156
6.2.2.	La Reforma .....	159
6.2.3.	Regulación y Organización Industrial del sector .....	161
6.2.4.	Mercado spot .....	163
6.2.5.	La Crisis .....	166
6.3.	Referencias .....	171
	<b>Administración de Riesgos .....</b>	<b>172</b>
1.	Administración de Riesgos .....	173
2.	Instrumentos para Administración de Riesgos .....	176
2.1.	Derivados .....	176
2.2.	Calificación de Derivados .....	179
3.	Experiencia Internacional de Mercados de Derivados Energéticos .....	180
	<b>Análisis de la Actual Normativa en Chile .....</b>	<b>185</b>
1.	Revisión Marco Normativo Chileno y posibilidad de Incorporación del Comercializador .....	186
1.1.	Regulación del sector eléctrico .....	186
1.1.1.	Marco institucional .....	187
1.1.2.	Organización industrial del sector .....	190
1.1.3.	Análisis del mercado. ....	192
1.2.	Comercialización .....	197
1.2.1.	Comercialización en el mercado de generación .....	198
1.2.2.	Comercialización en el mercado de distribución .....	203
1.3.	Diagnóstico de la situación de comercialización en Chile .....	207
1.3.1.	Comercializadores .....	207
1.3.2.	Acceso a clientes en áreas de distribución .....	208
1.4.	Recomendaciones Reglamentarias y Técnicas de implementación de corto plazo. ....	209
1.4.1.	Acceso al mercado mayorista a los clientes libres. ....	209
1.4.2.	Condiciones para ser comercializador .....	209
1.5.	Recomendaciones Reglamentarias y Técnicas de implementación de mediano plazo. ....	211
1.5.1.	Creación de la figura del comercializador puro .....	211
1.5.2.	Separación de la comercialización y gestión de la red de distribución. ....	212
1.5.3.	Crear un administrador tecnológico de la red de medición en distribución .....	213
1.5.4.	Cambio en el esquema de peajes en distribución .....	214
1.5.5.	Limitaciones a comercialización de áreas de distribución .....	214

1.6.	Factibilidad de Separación Comercial y Física de la red.....	214
1.6.1.	Definición del Mercado .....	214
1.6.2.	Separación la comercialización y gestión de red de distribución.....	216
2.	Diseño de Esquema General de Negocio de Comercialización.....	217
2.1.	Condiciones básicas para el modelo de comercialización.....	217
2.2.	Modelo de comercialización propuesto.....	218
2.2.1.	Mercado mayorista (CDEC).....	219
2.2.2.	Generadores.....	219
2.2.3.	Operador tecnológico y financiero.....	220
2.2.4.	Comercializador.....	221
2.2.5.	Segmentos de red de transmisión troncal, subtransmisión y distribución.....	221
2.2.6.	SEC y Ministerio de Energía.....	222
2.3.	Estimación de componentes de costos para el comercializador.....	222
	Impacto económico de la participación del Comercializador.....	224
1.	Mercado Minorista .....	225
1.1.	Análisis de Rentabilidad del Segmento de Distribución .....	225
1.1.1.	Análisis Agregado de Tres Empresas Principales .....	226
1.1.2.	Análisis Individual por Empresa .....	228
1.2.	Impactos en Demanda y Gastos del Consumidor .....	231
1.3.	Resumen y Consideraciones Finales .....	236
2.	Mercado Mayorista.....	237
2.1.	Profundidad de Mercado .....	237
2.2.	Liquidez del Mercado.....	239
2.3.	Impacto en Tecnologías ERNC .....	240
2.4.	Análisis Comercial .....	243
	Análisis Económico de la separación de la Operación de la Red.....	246
1.	Modelo Propuesto.....	247
1.1.	Análisis de la separación de comercialización y operación en el Mercado Mayorista. ....	247
1.1.1.	Posible esquema de separación de operación y comercialización.....	247
1.1.2.	Efectos de la implantación de un esquema de separación de operación y comercialización en el Mercado mayorista.....	248
1.2.	Revisión del modelo actual en Distribución.....	250
1.3.	Modelo desintegrado en Distribución propuesto.....	252

1.3.1. Empresa Comercializadora.....	254
1.3.2. Empresa Sub-transmisora.....	254
1.3.3. Empresa Red de Distribución.....	255
1.3.4. Empresa Administradora del Sistema de Medición y Facturación.....	256
1.4. Esquema de Operación en la Transición de Distribuidora/Comercializadora Integrada a Desintegrada.	258
2. Ventajas y Desventajas de la Separación.....	260
2.1. Experiencia Internacional.....	260
2.2. Análisis del Caso Chileno.....	262
3. Impacto en el Distribuidor.....	263
4. Beneficios Esperados de la Separación de la Operación de la Red.....	266
Análisis de los contratos de suministro de las concesionarias de Distribución.....	269
1. Análisis de los contratos de suministro de las concesionarias de Distribución.....	270
2. Contratos de Suministro por Distribuidora.....	271
2.1. CHILECTRA.....	271
2.2. CGED.....	272
2.3. SAESA.....	273
2.4. CHILQUINTA.....	275
3. Estimación Consumos por Tipo de Clientes.....	277
3.1. Tablas de Demanda por Tipo de Tarifa.....	277
3.1. Tablas de Clientes por Tipo de Tarifa.....	280
4. Evolución de la Demanda de los Comercializadores.....	281
5. Comercializador de Último Recurso.....	284
Requisitos financieros de los comercializadores.....	287
1. Medidas de protección al mercado.....	288
1.1. Marco Regulatorio Financiero para Evitar Especulación de Agentes Comercializadores..	288
2. Medidas de protección al Usuario Final.....	292
Cambios Normativos requeridos por la comercialización.....	294
1. Cambios Normativos requeridos por la comercialización.....	295
1.1. Solo se efectúan cambios Nivel 3.....	295
1.2. Se efectúan cambios Nivel 2 y 3.....	296
1.3. Se efectúan cambios Nivel 1 a 3.....	297
Anexos.....	299

1. Anexo: Programas de Respuesta de Demanda .....	300
2. Anexo: Detalle de facturación de la Electricidad de Texas, EEUU .....	301
3. Anexo: Mix de Combustibles de algunos comercializadores.....	304
4. Anexo: Equilibrio financiero en el sector generación eléctrica en Chile. ....	305
5. Anexo: Esquema de Prepago de Electricidad a nivel Distribución .....	310
5.1. Experiencia internacional en sistemas de prepago de energía eléctrica. ....	310
5.1.1. Sudáfrica .....	310
5.1.2. Estados Unidos .....	314
5.1.3. Europa.....	315
5.1.4. Colombia .....	315
5.1.5. Argentina .....	317
5.2. Implementación de Sistemas Prepago .....	319
5.3. Implementación en Chile de sistemas de prepago de electricidad. ....	320
5.3.1. Eficiencia energética y administración de consumo.....	321
5.3.2. Reducciones de costos de transacción para usuarios en sectores rurales. ....	322
5.3.3. Alternativa tarifaria para consumos intermitentes.....	323
5.3.4. Entrega de subsidios focalizados.....	323



# Capítulo I

---

## **Economía del Comercializador**



## 1. ¿Conviene Liberalizar el Segmento de Comercialización en un Mercado Eléctrico?

El foco de atención tradicional en cuanto al diseño y regulación de los mercados eléctricos ha sido el de los mercados mayoristas. El supuesto es que los precios que pagan los consumidores finales serán menores en presencia un mercado mayorista competitivo. A pesar de la importancia de la competencia en los mercados mayoristas, la comercialización tiene el potencial de aumentar la eficiencia económica y por tanto lograr un aumento en el bienestar social.

La competencia en el mercado de comercialización entrega al consumidor final la posibilidad de escoger a quien compra electricidad. Responsabilidades típicas de un comercializador incluyen lecturas de medidores, facturación, recolección, servicio al cliente. En teoría esto lo hace compitiendo con otros comercializadores y cada empresa define un precio.

En general, existe cierto consenso respecto de los beneficios de la liberalización de la comercialización en consumidores medianos y grandes. No existe consenso teórico respecto de las bondades de liberalizar la comercialización en pequeños clientes. La experiencia también es diversa y existen casos exitosos y fracasos.

La discusión principal atañe a consumidores pequeños donde existen opiniones divergentes respecto de recomendar la liberalización de la comercialización para los sectores residencial y pequeña industria y servicios. Esto por los costos adicionales en que hay que incurrir en este nuevo sistema (cambio de medidores, sistemas de información y comunicación). Por lo tanto, el debate es acerca de si es provechoso incurrir en los costos de identificación de perfiles de carga y de mejora de sistemas para que todos los clientes puedan escoger libremente su suministrador<sup>1</sup>.

Claramente cualquier cambio de política debe impulsarse sólo si los beneficios son mayores que los costos asociados. Al respecto, la teoría económica sugiere que el *unbundling* o desagregación vertical es preferida a la integración cuando no existen ganancias importantes en eficiencia por la fusión. Las ganancias potenciales de introducir al comercializador se explican por los costos del sistema. El sistema eléctrico considera cuatro áreas principales de costos: los asociados a la generación, transmisión, distribución y servicios al cliente. Los costos operacionales asociados a las tres últimas componentes pueden considerarse en gran medida fijos. Por el contrario, los costos de generación resultan variar fuertemente en el tiempo, ubicación, estación por diferencias entre muchos factores como precios y disponibilidad de fuentes primarias. La idea es que el comercializador reduzca los costos de la transacción requeridos para hacer que la oferta conozca la demanda y que ésta última responda a señales de precios. El comercializador tiene el potencial de tener un buen negocio y de igual manera reducir los precios del sistema.

En esta sección se presentan y fundamentan las principales ventajas y desventajas de contar con un segmento de comercialización liberalizado y de manera muy general se analizan evaluaciones de la experiencia internacional.

---

<sup>1</sup> En general, no sería rentable para un consumidor escoger su comercializador a menos que estos sistemas existan.

## 2. Principales Ventajas de la Comercialización

A modo de resumen, las ventajas principales de un segmento de comercialización competitivo incluyen:

### **Eliminación de monopolio en comercialización y cambio en estructura vertical de la industria**

Incluso con un mercado mayorista competitivo, las empresas de distribución pueden ejercer poder monopólico sobre la comercialización de la electricidad y eventualmente también sobre la generación que entrega potencia en sus áreas de cobertura. En oposición al monopolio regulado, los comercializadores entran a competir por precios y para cada uno es una estrategia dominante revelar los verdaderos costos en que incurre. En este sentido, una de las funciones principales de la competencia a nivel de comercializador es el *pass-through* del proceso de formación de precios en el mercado.

De esta manera, la separación de las funciones de distribución y comercialización cambia la estructura y grado de integración vertical de la industria. Se genera competencia aguas abajo ya que los comercializadores compiten por clientes. Los clientes responden a precios pudiendo escoger aquel comercializador que ofrezca las mejores condiciones de servicio y precio. Los contratos pueden incluir especificaciones explícitas a tipos de generación entre otras características a los cuales los usuarios puedan atribuir valor. Esta estructura desagregada resulta mejor que la integrada en la medida que el costo total del sistema resultante del *unbundling* sea menor que en el modelo actual.

### **Se identifican preferencias de los consumidores y se aumenta valor del bien**

Joskow (2000) sostiene que la actividad de comercialización existe porque entrega valor al permitir que los consumidores reciban un bien al que asignan mayor valor respecto del bien que recibirían en el mercado mayorista. La ganancia en valor se logra diseñando productos diferentes para clientes con distintas preferencias.

El valor social de la comercialización de electricidad es que fija los menores precios que un comercializador pueda ofrecer y además identifica cómo los productos difieren según sus atributos. Por lo tanto, tanto consumidores como productores pueden tomar decisiones mejor informadas.

Estudios internacionales muestran que los clientes entregan valor a atributos tan distintos como confiabilidad, servicio al cliente, preocupaciones ambientales, precio, flexibilidad en cambios, seguridad, fuente de generación y conveniencia, entre otros.

## **Permite profundizar el Mercado de Energías Verdes**

En el mismo contexto de preferencias anterior, planes de mercado que capturen la mayor disposición a pagar por energías renovables (ER) por parte de un grupo de consumidores permite aumentar la capacidad instalada de estas tecnologías.

Así, en la medida que el mercado comienza a jugar un rol en este aspecto, se reducen las necesidades de recurrir a instrumentos como cuotas, impuestos o subsidios para aumentar la participación de renovables que puedan llevar a distorsiones y a pérdidas de eficiencia.

## **Potencial de lograr que los Consumidores respondan a Precios**

El poder contar con precios finales que reflejen los costos mayoristas es un fenómeno ampliamente analizado desde la perspectiva económica. A pesar de existir programas de respuesta de demanda también en monopolios regulados, la experiencia ha relacionado directamente la sensibilización de precios con competencia en comercialización. Esto porque los distribuidores no tienen el incentivo de reducir los consumos ni de encontrar buenos precios y programas que se ajusten a las necesidades de los consumidores.

La electricidad no es almacenable lo que lleva a que su producción esté sujeta a rigideces de capacidad de corto plazo. La variabilidad de la demanda hace que en algunos momentos haya capacidad ociosa y el costo marginal de producir más será combustible y otros costos de O&M. En otros momentos la restricción de capacidad será activa haciendo que el costo incremental de aumentar la producción crezca significativamente lo que elevaría los precios mayoristas.

El resultado de esta estructura es que en el mercado mayorista los precios varían constantemente reflejando las interacciones entre oferta y demanda. El consumidor final en general observa precios de comercialización fijos, típicamente constantes por meses. Este precio no refleja las fluctuaciones horarias (o cada media hora) de los mercados mayoristas. El propósito de lo siguiente es mostrar la ineficiencia asociada a cobrar un precio constante.

Para explicar la ineficiencia derivada de cobrar un precio constante de manera sencilla se sigue a Borenstein (2005). Se asumen dos niveles de demanda (punta y fuera de punta) y que todos los productores producen al mismo costo marginal  $c$  pudiendo producir hasta la capacidad instalada  $K$ . Esto se presenta en la figura siguiente:



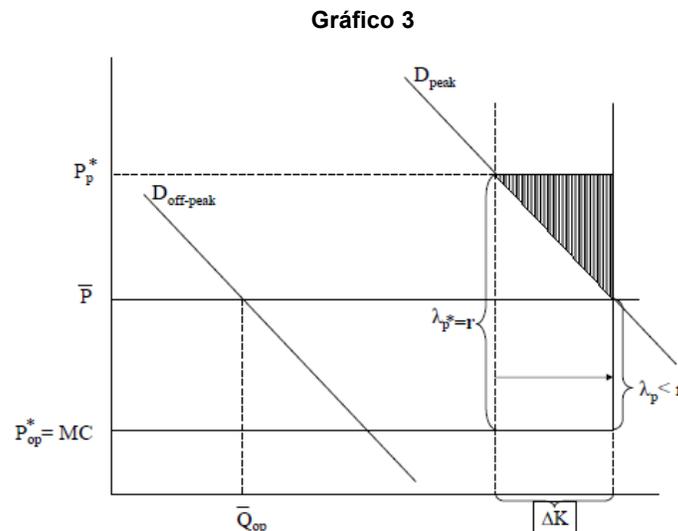
## Aumento de Eficiencia en Inversión en Capacidad

En el largo plazo, los precios en los mercados mayorista y de comercialización entregan señales de cómo expandir la capacidad instalada. Los argumentos siguientes nuevamente siguen a Borenstein (2005).

En términos de precios sombra, la capacidad adicional no tiene valor en el periodo fuera de punta por ser inactiva la restricción de capacidad ( $\lambda_{op} = 0$ ). Al contrario, en el periodo de punta este precio sombra es  $\lambda_p = P_p - MC$ .

El costo diario total (donde un día incluye un periodo punta y uno fuera de punta) corresponde al costo de O&M, más la depreciación y el costo de oportunidad de inversión en capital (los intereses de los fondos utilizados para tal inversión). Sea  $r$  este costo total diario por unidad de capital. El criterio de eficiencia de capacidad es expandir en la medida que la suma de los precios sombra<sup>2</sup> sobrepasen los costos de expansión  $\sum \lambda > r$ , y dejar de expandir cuando  $\sum \lambda = r$ . En un contexto competitivo, este criterio también determina el nivel eficiente de inversión de la industria.

Por el contrario, cuando se cobra un precio constante  $\bar{P}$  al para satisfacer la demanda de punta se debe construir capacidad adicional  $\Delta K$ . Pero la construcción de esta potencia no es eficiente ya que el valor neto de la potencia adicional es menor que el costo de la capacidad. El costo social asociado a este exceso de capacidad se muestra en la figura siguiente.



Con precios variables el exceso de capacidad se vuelve innecesario porque los precios llevan a los consumidores a reducir la demanda en periodos de punta.

<sup>2</sup> Se suman los precios sombras porque la operación de punta y fuera de punta resultan ser usos de la misma capacidad que no compiten entre sí.

### 3. Principales Desventajas de la Comercialización

Existen varias desventajas que varían según la implementación y reglas del juego de cada mercado particular. Las principales desventajas de la comercialización competitiva incluyen:

#### **Implementación suele requerir Cambios Institucionales y Regulatorios**

El introducir cambios requiere de cambios institucionales y regulatorios. Estos cambios conllevan costos económicos pero además requieren de acuerdos entre los actores. La estructura institucional y buen diseño regulatorio es clave para lograr que un cambio de esta naturaleza sea exitoso.

#### **Costos de Medidores, Medición y Sistemas de Información y Comunicación**

La función de comercialización y la factibilidad de lograr que los consumidores respondan a precios requiere de un sistema e infraestructura que permita medir, comunicar entre las partes e informar para que los clientes finales tomen las mejores decisiones. Estos costos de inversión y operación resultan ser inevitables y su magnitud puede ser determinante en establecer la deseabilidad de liberalización del segmento de comercialización.

#### **Riesgos de Fluctuaciones en Precios de los Consumidores.**

Una de las críticas es que los precios variables introducen riesgos de aumentar los costos incurridos en electricidad. La preocupación se debe a que un consumidor que se encuentra consumiendo una cantidad importante de potencia en un día con precios inusualmente altos lleva a una facturación a final de mes mucho mayor a la que inicialmente había presupuestado.

Para este propósito y según cuál sea el esquema regulatorio, los comercializadores pueden recurrir al mercado financiero para proteger sus ingresos y a sus clientes de variaciones inesperadas de precios en los mercados mayoristas. Autores como Borenstein (2006) han mostrado que los mercados financieros pueden mitigar la mayor parte de los riesgos asociadas a estas fluctuaciones.

## **Monopolio Cuello de Botella.**

En la medida que un monopolio de distribución actúe también como comercializador existe el riesgo de que éste ejerza poder de mercado contra sus competidores. En términos generales, para que el *unbundling* efectivamente logre aumentar la competencia, bajar los precios y mejorar bienestar, una condición necesaria resulta ser la igualdad de condiciones para el acceso al sistema de transporte y distribución. En la medida que haya integración entre las empresas o funciones de la cadena vertical existe el riesgo que el competidor estratégico tome medidas de exclusión aumentando los costos de las empresas competidoras. Esta presión en los costos se ejerce dificultando el acceso al sistema de red considerado un monopolio cuello de botella.

## **Sesgo de Status Quo.**

Un aspecto importante a considerar en un régimen de comercialización liberalizado es entender cómo los consumidores escogen sus comercializadores y planes de precios. Allcott y Mullainathan (2010) en un contexto de economía del comportamiento sostienen que es improbable que muchos consumidores se cambien de su comercializador incumbente haciendo alusión al sesgo de status quo. Este sesgo se explicaría por la postergación de la decisión, el efecto dotación (la preferencia implícita por lo existente) y los costos de conseguir información acerca de opciones alternativas. El sesgo de status quo no coincide con los resultados derivados de las expectativas racionales como es usual en economía tradicional. En efecto, en el modelo tradicional sostiene que los consumidores se cambiarán de comercializador en la medida que este cambio reduzca sus gastos. Un mercado con bajas tasas de cambio de comercializador puede reducir la eficiencia de un mercado de comercialización competitivo.

## **Impactos Distributivos**

Impactos distributivos pueden llevar a oposición por parte de sectores de la sociedad. La adopción de precios minoristas que reflejen los costos de la energía como Real Time *Pricing* elimina subsidios cruzados a los consumidores que consumen más cuando los precios mayoristas son mayores.

## **Aumento de Poder de Mercado de Generadores por Reducción de Ventas futuras.**

Allaz y Vila (1993) en un *paper* muy famoso muestran que si las obligaciones de capacidad se contratan fijando precios ex ante entonces estos contratos forward pueden mitigar el poder de mercado presente en el mercado mayorista. Al respecto Green sostiene que un comercializador competitivo limita su capacidad de traspasar sus costos en contratos de largo plazo en caso que el precio spot caiga debajo del precio de los contratos. Esto reduce la cantidad óptima de nivel de contratación futura de un comercializador con aversión al riesgo. Esto es especialmente relevante cuando un comercializador competitivo enfrenta a un distribuidor regulado al cual se le permite traspasar costos mediante alguna estrategia que sí considere los costos.

Los generadores entonces entran al mercado anual con menores ventas futuras lo que aumentaría su poder de mercado. Por lo tanto, el efecto sobre los precios finales es incierto o incluso mayores como lo muestra Green. Para datos ingleses Green muestra que si el comercializador es averso al riesgo entonces los precios en un sistema de comercialización liberalizado son mayores que en el caso de un distribuidor regulador<sup>3</sup>.

## Evidencia Internacional y Empírica

La evidencia internacional ha mostrado que la implementación de una reforma de liberalización no es sencilla y que existen riesgos respecto de que algunos costos se disparen. Una experiencia no puede evaluarse simplemente comparando los precios antes y después de la reforma. Por ejemplo, cambios en los precios de los combustibles y en la demanda hacen que comparar los precios de la electricidad antes y después de la reforma requiera de correcciones para su correcta interpretación. Por otro lado, menores precios no necesariamente equivalen a aumentos en eficiencia y bienestar. Por ejemplo, en un contexto de precios regulados artificialmente bajos, la liberalización de la comercialización debiese aumentar los precios entregando señales a la inversión.

Los efectos en precios también deben considerar variaciones en los determinantes de los costos de operación especialmente los costos de combustible. Debe corregirse en la comparación antes después el precio final considerando los mismos niveles de costos.

A continuación se presentan conclusiones generales de distintos estudios. En ningún caso existe la intención de ser exhaustivo en la revisión de literatura sino simplemente mostrar la variedad de enfoques, focos y conclusiones.

Mine Yücel y Adam Swadley<sup>4</sup> Utilizando datos de panel, se analizan los efectos de tasa de participación<sup>5</sup>, costos de combustibles, tope de tarifa y de cambio a la competencia para varios estados de Estados Unidos. Encuentran que los efectos de la libre competencia en el segmento de comercialización varían a través de los estados pero, que en general, los precios tienden a bajar en estados con alta participación y a aumentar en estados con baja participación.

Toru Hattori y Miki Tsutsui<sup>6</sup> (2004) examinan el impacto sobre precios de reformas regulatorias en el sector de oferta eléctrica utilizando datos de panel para 19 países de la OECD entre 1987 y 1999 y compara estos resultados con un estudio anterior<sup>7</sup>. Estos resultados muestran que la expansión del acceso libre a un

---

<sup>3</sup> Para que la situación con el comercializador competitivo sea pareto superior a la del monopolio regulado sería necesario que la comercialización logre aumentar la elasticidad de la demanda.

<sup>4</sup> Mine Yücel y Adam Swadley. Did Residential Electricity Rates Fall After Retail Competition? A Dynamic Panel Analysis.

<sup>5</sup> Fracción de consumidores que eligen un comercializador competitivo.

<sup>6</sup> Toru Hattori, Miki Tsutsui. Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: A panel data analysis for OECD countries. Energy Policy 32. 2004.

<sup>7</sup> Steiner (Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry, OECD Economics Department Working Paper, ECO/WKP, 2000, p. 11).

comercializador bajó los precios en el sector industrial y aumentaba el diferencial de precios con el sector residencial.

Gugler et al<sup>8</sup> buscan empíricamente la existencia del *trade-off* entre eficiencia estática y dinámica en la industria eléctrica utilizando datos para 16 países europeos entre 1998-2007. Encuentran que precios finales mayores llevan a mayores inversiones en stock de capital (activos de generación, transmisión y distribución). Además muestran que existe un *trade-off* entre la integración vertical y la libre competencia. El *unbundling* de propiedad y el acceso forzado a las redes de un operador incumbente aumenta la competencia pero se pierden economías de escala “verticales”. En general, encuentran que la regulación que afecta sólo al mercado (como establecer un mercado mayorista o permitir libertad de comercializador) aumenta la inversión estimulada por la competencia. Sin embargo, encuentran que afecta negativamente la inversión cuando se afecta al incumbente directamente.

Aid<sup>9</sup> et al. (2011) analizan las interacciones entre mercados competitivos mayorista, de comercialización y de futuros, versus la integración vertical en mercados eléctricos. Se desarrolla un modelo de equilibrio entre productores, comercializadores y *brokers* para estudiar y cuantificar el impacto de los mercados de futuros y la integración vertical en los precios y los premios por riesgo. Sostienen que tanto los mercados de futuros como la integración vertical son mecanismos de mitigación de riesgo reduciendo los precios de finales. Su conclusión es que la integración vertical es superior a la mitigación a través de futuros cuando los comercializadores son aversos al riesgo. Para comprobar sus resultados utilizan datos del mercado eléctrico francés.

Nagayama<sup>10</sup> (2009) muestra, usando datos de panel para 78 países, los efectos de liberalización en los precios de la electricidad en el período 1985-2003. Sus resultados explican que precios de electricidad altos suelen ser los principales gatilladores de reformas de liberalización. Sin embargo, los resultados muestran que los precios no necesariamente bajan e incluso muestran una tendencia al alza.

---

<sup>8</sup> Gugler, Klaus and Rammerstorfer, Margarethe and Schmitt, Stephan (2011) The Trade-off Between Static and Dynamic Efficiency in Electricity Markets - A Cross Country Study. *Working Papers / Research Institute for Regulatory Economics*, 2011,1. University of Economics and Business, Vienna.

<sup>9</sup> Aid, Chemla, Porchet y Touzi, “Hedging and Vertical Integration in Electricity Markets” 2011.

<sup>10</sup> Hiroaki Nagayama. Electric power sector reform liberalization models and electric power prices in developing countries: An empirical analysis using international panel data. *Energy Economics* 31 (2009) 463–472.

## 4. Comentarios Finales

El éxito o fracaso de un proceso de liberalización de la comercialización depende de las condiciones particulares de cada caso. En mercados altamente concentrados con integración entre un distribuidor regulado y el segmento de generación es muy probable que la liberalización adecuada de la comercialización cumpla con el propósito de reducir el poder de mercado de actores incumbentes. La comercialización también tiene la facultad de incorporar las preferencias de los consumidores en paquetes atractivos que les permitan racionalizar el uso del recurso y escoger entre atributos como tipo de generación (como ERNC).

Los argumentos principales que se señalan en contra de la competencia en el segmento de comercialización se relacionan con la eficiencia dinámica. Pérdidas de economías de escala y menos incentivos de inversión podrían eventualmente resultar de una liberalización. Este argumento, aunque válido, parece aplicar especialmente en la distribución (la transmisión es monopolio regulado). En la medida que la generación sea un segmento competitivo no debieran reducirse los incentivos por la inversión. Salvo que por reducciones en la demanda de punta, la cantidad eficiente de potencia se reduzca.

La experiencia y literatura sí coinciden en que las reformas son recomendables especialmente en contextos de precios altos, abusos de poder de mercado o en la presencia de alguna ineficiencia evidente<sup>11</sup>. En un marco de costo beneficio tradicional, tiene sentido promover reformas ante debilidades evidentes de un sistema y que hacen que los beneficios esperados de una reforma resulten altos. El diseño y adaptación de la regulación a cada mercado particular también resultan claves para lograr los propósitos que impulsan el proceso de liberalización.

Se complementa este capítulo con el Anexo 1: Programas de Respuesta a la Demanda.

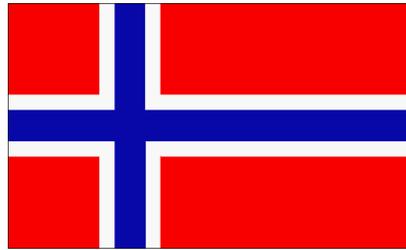
---

<sup>11</sup> Por ejemplo, argumentos al respecto se infieren de “Liberalisation and Regulation in Electricity Systems: How can we get the balance right?” De Michael Pollitt. 2007.

# Capítulo II

---

## **Revisión de Experiencia Internacional**



1. Noruega

## 1.1. Descripción de Mercado Eléctrico

### 1.1.1. Consumos Medios

El mayor consumo se produce en el período de invierno, que en el caso de Noruega, corresponde a los meses comprendidos entre Diciembre y Marzo. El consumo anual del 2011 fue de 123.091.994 MWh.

**Gráfico 4 Consumo y producción en el año 2011<sup>12</sup>**



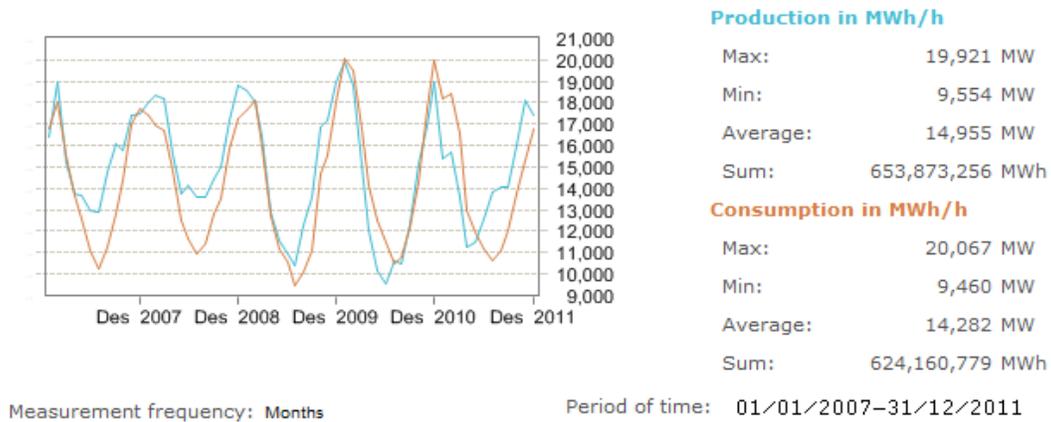
Vale decir que la diferencia entre el consumo y la producción local se debe a que durante el invierno las reservas hidroeléctricas de Noruega se encuentran congeladas (y por tanto debe importar energía), mientras que en el verano se producen los deshielos, haciendo que Noruega exporte energía. Esto se puede ver en el *Gráfico 10* de la sección “1.1.4. Sistemas”.

A continuación se presenta el consumo y producción local de energía de Noruega entre los años 2007 y 2011. El consumo anual del año 2010 alcanzó el record de 131,128 TWh, encontrándose la media de los últimos 10 años alrededor de 124 TWh. El año 2009 tuvo el consumo anual más bajo de los últimos 5 años con 120,347 TWh.

<sup>12</sup> Producción y consumo en Noruega: <http://www.statnett.no/en/The-power-system/Production-and-consumption/Production-and-consumption-in-Norway/>

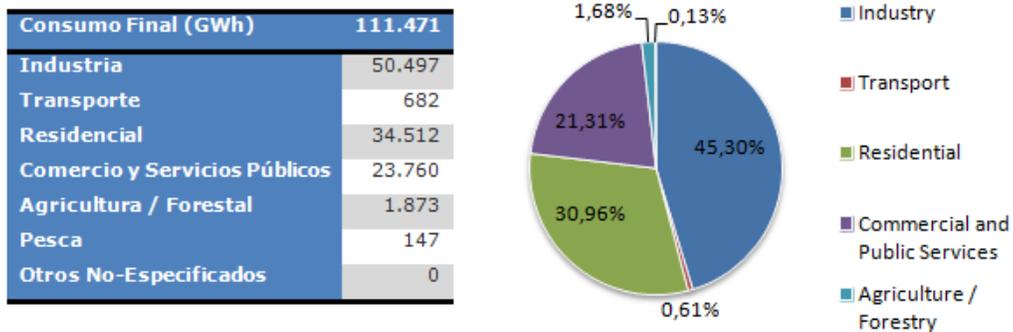
Tabla de Consumos anuales: <http://www.statnett.no/en/The-power-system/Production-and-consumption/Table-1974-2010/>

**Gráfico 5 Consumo y producción entre los años 2007 y 2011**



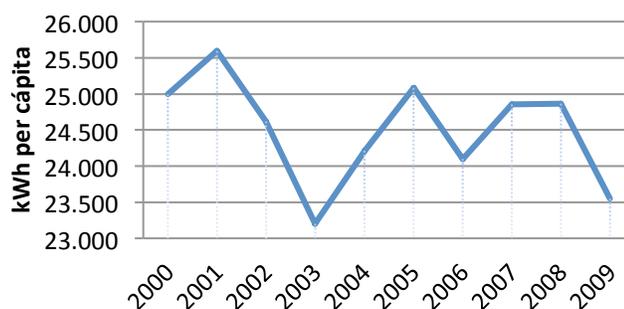
El principal consumo de electricidad de Noruega es el Industrial, con casi la mitad del total hacia el año 2008. El siguiente es el residencial, con un 30,96%.

**Tabla 1 Distribución de consumos por sector al año 2008<sup>13</sup>**



Noruega es uno de los dos países con mayor consumo de electricidad per cápita del mundo, con sobre los 24.000 kWh per cápita anuales. A continuación se presenta el consumo per cápita entre los años 2000 y 2009. Los valores del gráfico se encuentran en la tabla bajo éste.

<sup>13</sup> [http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=NO](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=NO)

Gráfico 6 Consumo de Electricidad per cápita 2000-2009, kWh per cápita<sup>14</sup>

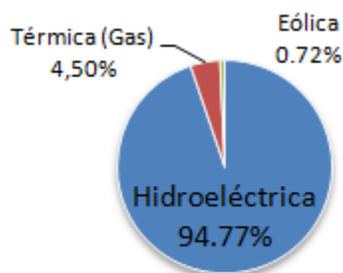
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
25.594,95	24.621,20	23.201,39	24.214,11	25.083,21	24.099,93	24.855,00	24.866,13	23.549,69

### 1.1.2. Matriz de Generación<sup>15</sup>

El principal sector de la matriz energética de Noruega es el Hidroeléctrico, con alrededor de un 99% del total. El 1% restante está dado por la energía eólica y centrales de ciclo combinado quemando gas.

Para el año 2010, la producción total de electricidad en Noruega fue de 124,4 TWh. La energía proveniente de centrales hidroeléctricas fue de 117,9 TWh, de centrales térmicas 5,6 TWh y por energía eólica 0,9 TWh.<sup>16</sup> La generación de energía eléctrica en Noruega varía de acuerdo a la hidrología. Por ejemplo, en el año 2010 la generación hidroeléctrica fue baja:

Gráfico 7 Generación energética año 2010



<sup>14</sup> <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC/countries/NO-1W?display=graph>

<sup>15</sup> Global Energy Network Institute

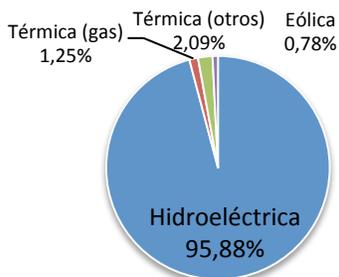
[http://www.geni.org/globalenergy/library/national\\_energy\\_grid/norway/index.shtml](http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/norway/index.shtml)

[http://www.economist.com/node/12970769?story\\_id=12970769](http://www.economist.com/node/12970769?story_id=12970769)

<sup>16</sup> NVE (2010). "Annual Report 2010. The Norwegian Energy Regulator". De: [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE\\_annual\\_report\\_2010.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_annual_report_2010.pdf)

La capacidad<sup>17</sup> instalada al 31 de Diciembre del 2008 total fue de 30.807 MW, de los cuales aproximadamente el 96% es hidroeléctrica. Del resto, 385 MW son de energía eólica, 645MW de plantas térmicas a gas y 240MW de otros tipos de plantas térmicas.

**Gráfico 8 Capacidad Instalada al 31 de Diciembre del 2008**



### 1.1.3. Regulación del Sector: Instituciones Relevantes

#### 1.1.3.1. Ministry of Petroleum and Energy

Este ministerio posee toda la responsabilidad regulatoria del sector eléctrico. El NVE (*Norwegian Water Resources and Energy Directorate*) es una agencia subordinada de este ministerio, y es responsable de la administración de las aguas y recursos energéticos de Noruega.

#### 1.1.3.2. Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)

Posee la autoridad para asegurar la eficiencia del mercado eléctrico, a través de regulaciones sobre:

- la red y las tarifas
- la planificación del sistema eléctrico
- la calidad de abastecimiento, mediciones y acuerdos
- la facturación
- cambios de comercializadores
- neutralidad y no-discriminación
- operación del sistema
- las obligaciones y derechos del *Transmission System Operator (TSO)*

---

<sup>17</sup>NVE (2009). "Energy in Norway". De: <http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/Energi%20in%20Norway%202009%20edition.pdf>

El NVE entrega las licencias de comercialización de energía eléctrica y de construcción, y para estipular las pautas de operación del sistema. También regula las tarifas de transmisión y los límites de ganancia que pueden tener las compañías de la red (incluida Statnett), para aumentar la eficiencia de los monopolios naturales.

Todos los actores implicados en el transporte y en la comercialización de la electricidad física necesitan licencia. Éstas poseen distintas condiciones, dependiendo de si se trata de una empresa de red, un comercializador o un generador. La licencia es en general concedida a cualquier actor (público o privado) que participe en el mercado eléctrico, exceptuando a aquellos que compran electricidad para uso propio o que no estén directamente relacionados con la repartición física de la electricidad (ver *Organización Industrial del Sector/Comercialización Traders/Brokers*). La licencia obliga a quienes la poseen a entregar toda la información que el NVE requiera para poder ejercer sus labores como ente regulador. Sin embargo, las obligaciones principales no se encuentran estipuladas en la licencia en sí, sino que en el set de regulaciones enlistadas arriba, que definen las obligaciones y derechos a los cuales el titular de la licencia debe adherir.<sup>18</sup>

Además el NVE posee la autoridad para emitir licencias en diversas áreas relacionadas con los roles y responsabilidades en los mercados eléctricos. Esto incluye la licencia de mercado, la licencia de responsabilidad del balance en el sistema energético noruego y la licencia de operación del sistema.

A la fecha, Nord Pool Spot es la única entidad que posee la licencia de mercado (ver *Sistema de precios mayoristas y Mercado Spot / Nord Pool Spot*).

Statnett SF es titular de la licencia de responsabilidad sobre el balance, y como tal organiza los acuerdos diarios (financieros y físicos) sobre los desbalances. Además, como TSO, Statnett también posee licencia de operación del sistema. El rol y las responsabilidades que conlleva vienen de la regulación de la operación del sistema, cuyo objetivo global es facilitar un mercado eléctrico eficiente con un abastecimiento de seguridad y calidad satisfactorias.

NVE supervisa las licencias de comercialización internacional dadas a Statnett como TSO y a Nord Pool Spot. De esta manera se busca un uso eficiente de la capacidad de comercio extranjero.

La cooperación del NVE con otras autoridades como el *Norway's Competition Authority and Financial Supervisory Authority* es acordada en contratos bilaterales. Además participa activamente en cooperaciones de regulación nórdicas y europeas a través de NordREG (*Nordic Energy Regulators*), CEER (*Council of European Regulators*) y ERGEG (*European Regulator's Group for Electricity and Gas*).

El NVE realiza 10 inspecciones al año en las compañías distribuidoras, para detectar y corregir comportamientos discriminatorios. Éstas consisten en entrevistas a los empleados que tienen contacto con los clientes, con la revisión de las pautas internas de neutralidad y con las tarifas reguladas. Las inspecciones son publicadas en su sitio web.

---

<sup>18</sup> NVE (2010). "Annual Report 2010. The Norwegian Energy Regulator". De: [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE\\_annual\\_report\\_2010.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_annual_report_2010.pdf)

### 1.1.3.3. Operador del Sistema – Statnett SF

El Operador del Sistema es Statnett SF<sup>19</sup>, quien es responsable de la seguridad del sistema noruego tanto a corto como a largo plazo. Es responsable del sistema de transmisión y de distribución. Statnett es una empresa de propiedad pública, perteneciente al Estado a través del *Ministry of Petroleum and Energy* y regulada por la *National State Enterprise Act*. Como tal, el ministro de Petróleo y Energía es la mayor autoridad sobre Statnett.

Statnett es una empresa independiente, financiada a través de los mercados financieros. Sus ganancias provienen principalmente de actividades monopólicas, limitadas por un tope establecido por el NVE.

NVE también es responsable de inspeccionar y controlar las actividades del Operador del Sistema, de donde establece que Statnett deberá<sup>20</sup>:

- a. Proveer regulación de frecuencia y asegurar un balance continuo en todo momento.
- b. Actuar neutralmente y sin discriminar en relación a todos los actores cubiertos por la regulación.
- c. Desarrollar soluciones de mercado que ayudarán a asegurar el desarrollo y la utilización eficiente del sistema.
- d. En lo posible utilizar herramientas basadas en los principios del mercado.
- e. Coordinar y seguir las acciones de las licencias y los usuarios finales, para lograr calidad de abastecimiento y la utilización eficiente del sistema.
- f. Preparar y distribuir la información sobre temas relacionados con el sistema energético que conciernen al mercado energético, así como temas relevantes para la calidad general del abastecimiento.

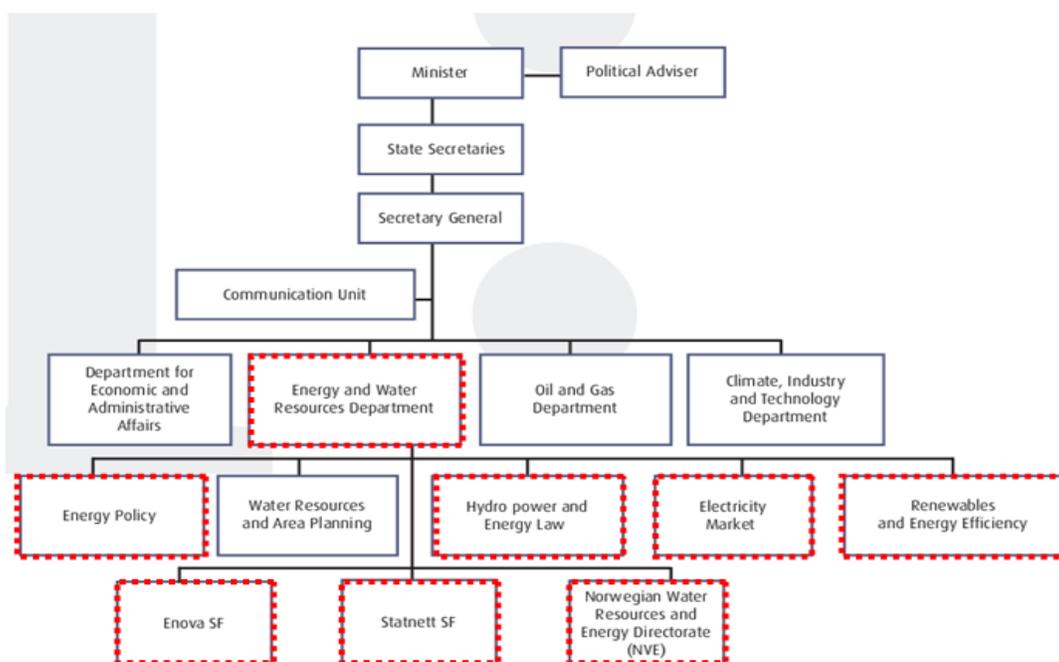
### 1.1.3.4. Enova SF

Enova SF es una segunda agencia subordinada del ministerio. Su rol consiste en promover la eficiencia energética, la producción de energías renovables y usos para el gas natural. Ofrece subsidios a las empresas que realizan servicios energéticamente eficientes y estrecha los lazos entre los actores para que, a través de una acción coordinada, se mejore la efectividad de la acción pública sobre el sector energético.

---

<sup>19</sup> <http://www.statnett.no/en/About-Statnett/Eierskap-og-rammer/Ownership/>

<sup>20</sup> NVE (2010). “Annual Report 2010. The Norwegian Energy Regulator”. De: [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE\\_annual\\_report\\_2010.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_annual_report_2010.pdf)

Ilustración 1 Organigrama del *Ministry of Petroleum and Energy*<sup>21</sup>

#### 1.1.4. Sistemas

A las áreas donde se compra y vende energía del Nord Pool se les conoce como *Elspot*<sup>22</sup>. Esto implica distintos precios para distintas partes del Nord Pool, dependiendo de la demanda y el abastecimiento del área. Actualmente Noruega se divide en 5 áreas *Elspot*, aunque su número puede variar de acuerdo a las necesidades del Nord Pool.

Las áreas *Elspot* que hay en la región escandinava son: *South-Eastern Norway* (NO1), *South-Western Norway* (NO2), *Western Norway* (NO5), *Central Norway* (NO3), *Northern Norway* (NO4), *Western Denmark* (DK1), *Eastern Denmark* (DK2), Suecia y Finlandia. Suecia se dividió en 4 áreas el 01/11/2011: Luleå (SE1), Sundsvall (SE2), Stockholm (SE3) y Malmö (SE4).

Los Operadores de los sistemas de Transmisión determinan la capacidad que se puede transmitir entre cada *Elspot Area*. Los límites para el día siguiente son publicados en la página web de Nord Pool Spot, antes de las 10:00 CET.

El precio no es regulado por las autoridades, sino que es resultado de la oferta y la demanda dentro de un área específica del mercado, y es reportado al Mercado eléctrico. Cuando un área se encuentra con

<sup>21</sup> Ministry of Petroleum and Energy (2008). “*Fact 2008 – Energy and Water Resources in Norway*”, Introduction. De: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/documents-and-publications/Reports/2008/fact-2008---energy-and-water-resources-i.html?id=536186>

<sup>22</sup> <http://www.statnett.no/en/The-power-system/Production-and-consumption/Market-areas-for-electricity/>

escasez, sus precios suben, siendo más altos que los de un área balanceada. Entonces el área con escasez producirá menos energía y la que se encuentra balanceada producirá más para que ésta fluya al área con escasez. Esto implica que la capacidad de la red será completamente utilizada cuando existe transmisión entre áreas. El hecho de que suban los precios en el área con escasez también incentiva a que se reduzca el consumo, por lo que de esta manera la división en *Elspot areas* se torna útil en reducir el riesgo de escasez a nivel local y regional.

La red de transmisión y distribución de Noruega consiste en líneas aéreas, subterráneas y submarinas que se extienden por aproximadamente 300.000 km. La red se divide en tres niveles: La Red Central (transmisión), la Red Regional y la Red de Distribución.<sup>23</sup> La Red Regional conecta la Red Central con la de Distribución. Todas ellas funcionan como un monopolio natural.

Actualmente Noruega posee interconexiones internacionales con:

- Dinamarca (1.050 MW)
- Finlandia (50 MW)
- Suecia (3.350 MW)
- Países Bajos (700 MW)
- Rusia (30 MW). Usada exclusivamente para importación.

**Ilustración 2 *Elspot areas* en la actualidad**

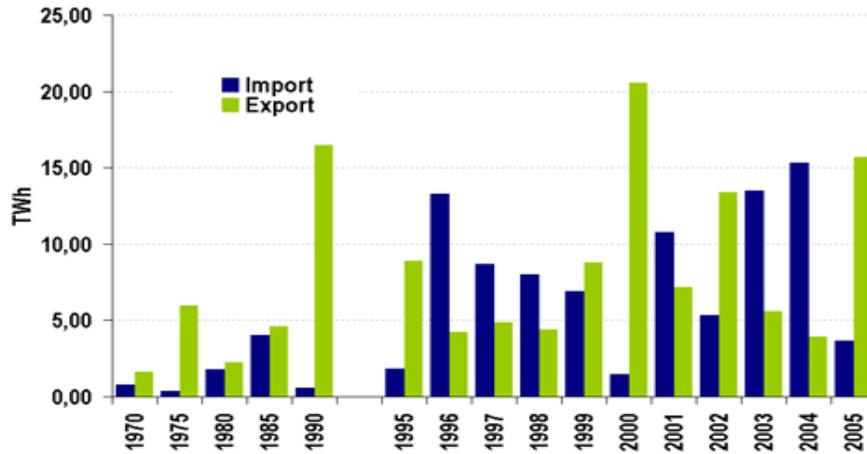


23

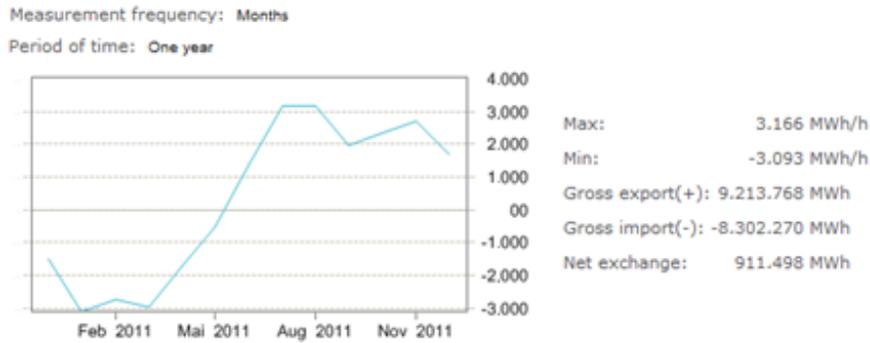
<http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/Energy-in-Norway/The-transmission-and-distribution-grid.html?id=444385>

Tradicionalmente Noruega ha sido un exportador neto de energía, pero en los años 90 el consumo de electricidad nacional registró un crecimiento importante, superando el aumento de capacidad de generación. Por ello, desde entonces y hasta el 2004, el promedio ha sido de importador neto (ver *Gráfico 9*).

**Gráfico 9 Comercio Internacional de Energía, 1970-2005**



**Gráfico 10 Importación/Exportación total de energía de Noruega al 2011**



**Gráfico 11 Importación/Exportación de energía de Noruega 2007-2011**



### 1.1.5. Organización Industrial del sector

Las empresas pueden involucrarse tanto en los monopolios naturales (transmisión y/o distribución) como en las áreas de negocios competitivos (generación y/o comercialización). Las empresas con un mix de monopolio y libre competencia son referidas como compañías integradas verticalmente, las cuales son permitidas bajo ciertas condiciones.

Todas las actividades mencionadas requieren una licencia otorgada por el NVE. En el caso de que exista integración vertical se puede requerir una separación de entidades en el caso de fusiones o adquisiciones, provocando la necesidad de adquirir una licencia de comercialización para evitar discriminación. Un total de 442 empresas poseían esta licencia al 31 de Diciembre del 2010.

Cuando una empresa con integración vertical posee más de 100.000 clientes conectados, la *Energy Act* estipula que está obligada a separar sus actividades monopólicas de las de libre competencia (*legal unbundling*). La *Energy Act* también solicita que los titulares de licencia integrados verticalmente tengan distintas cuentas para sus operaciones monopólicas de las de libre competencia, lo que se conoce como *unbundling of accounts*.

El sector de propiedad extranjera en el sector energético Noruego se ve principalmente restringido a las actividades de comercialización, principalmente en el mercado de ventas al por mayor. Aproximadamente el 75% de los titulares de licencia son compañías limitadas, un 5% está organizado en cooperativas y un 17% está organizado en compañías municipales, inter-municipales o provinciales.<sup>24</sup>

#### 1.1.5.1. Generación

La producción media anual es de alrededor de 118 TWh. Al 2004, había 156 compañías involucradas en la generación de electricidad. De éstas, 26 están restringidas a la generación de electricidad. La principal generación está dada por la empresa estatal Statkraft, con aproximadamente el 40% del total. El 90% de la capacidad de generación es pública, y la restante es privada. Las compañías generadoras operan bajo condiciones de libre competencia.

#### 1.1.5.2. Transmisión

En adición a su función de Operador del Sistema, Statnett también cumple el rol de operador del Sistema de Transmisión -como *Norwegian Transmission System Operator (TSO)*- siendo responsable de la construcción y operación del sistema de transmisión central (*Central Grid*). A través de Statnett, el Gobierno posee alrededor de un 87% de la red de transmisión.

---

<sup>24</sup> NVE (2010). “*Annual Report 2010. The Norwegian Energy Regulator*”. De: [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE\\_annual\\_report\\_2010.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_annual_report_2010.pdf)

Statnett es también responsable de la planificación de la red de transmisión a corto y largo plazo, y de la coordinación en tiempo real del *Norwegian Power System* desde el Centro de Control Central. Asimismo juega un rol central en el desarrollo y en la operación de las conexiones de transmisión con los países vecinos, y por ende debe cooperar estrechamente con los otros operadores de los sistemas nórdicos. Esta cooperación se da en la organización llamada Nordel. Como operador del sistema, Statnett SF es quien está a cargo de mantener los balances entre los distintos actores.

### 1.1.5.3. Distribución

Las empresas noruegas de distribución son propietarias de las redes locales de distribución, que son parte de la red regional. Del total de 178 empresas (en 2002), alrededor del 75% están involucradas en la generación y/o comercialización de la electricidad. Una o más municipalidades son propietarias completa o parcialmente de la mayoría de las compañías de distribución.

Las distribuidoras operan como **monopolios naturales**, regulados por el NVE para evitar la discriminación hacia los comercializadores. Las compañías distribuidoras son responsables de todos los **medidores** dentro de su área local, aun cuando la manipulación de medidores y las medidas son delegadas a un tercero, las distribuidoras son responsables de asegurar la calidad de las medidas tomadas. Además son las distribuidoras quienes deben enviar esta información al operador del sistema.

#### *Supplier of Last Resort*

En general las distribuidoras no comercializan electricidad, pero están obligadas a operar como **Supplier of Last Resort** o “Comercializador de Último Recurso” cuando un cliente se encuentra dentro de su área de concesión y éste carece de comercializador. Un cliente puede no tener comercializador por insolvencia, o de forma temporal por cambio de domicilio o la quiebra de su comercializador.

La regulación establece que el distribuidor no puede cobrar un *obligation-to-supply price* más alto que el precio del *Nord Pool Area* más NOK 0.05/kWh por las primeras 6 semanas. Después de ese período de tiempo, el *obligation-to-supply price* debe incentivar al cliente a suscribir un contrato con alguna comercializadora. Esto implicará que este precio será más alto que aquellos basados en las tarifas de mercado. Para evitar que la distribuidora quiera mantener al cliente en aquellas condiciones, cualquier ganancia que derive de esto se encuentra incluida en los ingresos regulares de la distribuidora.

### 1.1.5.4. Comercialización

Las empresas que venden la electricidad al usuario final son conocidas como *suppliers*. Pueden ser tanto productores o comercializadores que compran la electricidad a la Nord Pool (mercado energético común entre Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia) o en una base bilateral. Estas empresas operan bajo condiciones de libre competencia.

En principio, desde la desregulación en 1991, cualquiera puede ser comercializador. Desde 1998 los clientes son libres de cambiar de comercializador todas las semanas si quieren, aunque de momento sólo pueden escoger comercializadores nacionales. Este es un proceso simple, donde basta otorgar la información necesaria al nuevo comercializador y los precios son informados a través de las autoridades de competencia en Internet.

#### **1.1.5.5. Traders / Brokers**

Un *trader* es un participante del Nord Pool Spot que compra energía a algún productor o comercializador y luego se la vende a otro comercializador.

Un *broker*, en cambio, no posee su propia energía, sino que asesora a un comercializador buscando, por ejemplo, algún generador que venda energía a cierto precio en cierto momento. Pueden ejercer como representantes de generadores y de consumidores industriales en el Nord Pool. En el caso de los consumidores industriales, es necesario que posean un representante tipo *broker* para poder acceder directamente al Nord Pool.

#### **1.1.6. Sistema de Precios Mayoristas y Mercado Spot**

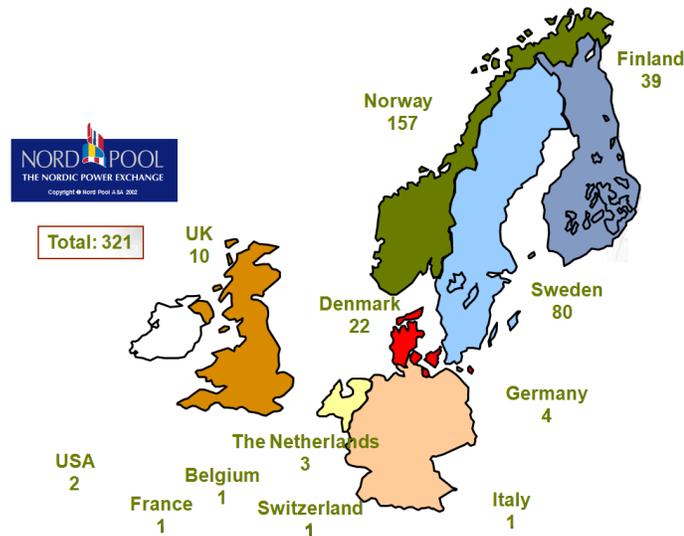
Hay dos tipos de mercados, llamados *physical markets*. Estos son el *Elsport Market* (operado por el Nord Pool) y el *Regulation Power Market (Balancing Market)*, operado por Statnett).

##### **1.1.6.1. Nord Pool Spot**

A la fecha (2011), Nord Pool Spot es la única entidad que posee la licencia para operar y organizar el mercado nórdico de electricidad (*Power Exchange*). Dentro de este mercado se encuentran el *day-ahead market (Elsport)* y el *intra-day market (Elbas)*.

Nord Pool se ubica en Noruega, y es propiedad compartida de todos los operadores de las líneas nórdicas de transmisión (TSOs). Es regulada por NVE, y sus actividades son gobernadas por la *Energy Act*, la licencia de mercado y la licencia para la comercialización internacional de energía entregada por el Ministerio de Petróleo y Energía.

Los participantes son generadores, comercializadores, *traders* y usuarios finales de gran consumo que prefieran comprar directamente energía en el Nord Pool Spot en vez de hacerlo a través de un comercializador. Un 74% de toda la energía producida en la región Nórdica es transada en Nord Pool Spot, mientras que el resto es transado a través de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores y consumidores finales. Actualmente participan 350 compañías de 18 países.

Ilustración 3 Participantes en el Nord Pool a Febrero del 2003<sup>25</sup>

### 1.1.6.2. Elspot Market

En este mercado son transados los contratos por volúmenes horarios para las siguientes 24 horas, realizándose alrededor de un 98% de todas las transacciones de Nord Pool Spot aquí. A Octubre del 2011, 338 participantes participaban en Elspot Market.

El cálculo de los precios se basa en el balance entre las ofertas y pujas de todos los participantes del mercado – buscándose el punto de intersección entre la curva de oferta y demanda del mercado. Las transacciones se realizan en subastas implícitas, donde existen tres tipos de pujas<sup>26</sup>:

- **Single Hourly Bids.** El participante especifica el volumen que comprará/venderá para cada hora, y puede escoger si es o no dependiente del precio spot. Una vez que el precio de cada hora es establecido, una comparación entre la orden del participante establece cuánto es lo que deberá entregar/recibir. La mayor parte de las transacciones son de este tipo debido a su flexibilidad.
- **Block Order.** Consiste en un volumen y precio específicos para al menos las siguientes tres horas consecutivas. Éstas tienen condición de “todo o nada”. Un bloque de venta es aceptado si el precio medio del área durante el período referido es mayor al precio del bloque; mientras que un bloque de compra es aceptado si el precio medio es menor al del bloque.

<sup>25</sup> <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Power-System-Overview/Power-System-Map/>

<sup>26</sup> [http://npspot.com/Global/Download%20Center/Elspot/product-sheet\\_elspot\\_2011.pdf](http://npspot.com/Global/Download%20Center/Elspot/product-sheet_elspot_2011.pdf)  
[http://books.google.cl/books?id=x\\_t4z\\_TIHyoC&pg=PA134&lpg=PA134&dq=norway+hourly+bids,+block+bids,+and+flexible+hourly+bids&source=bl&ots=YmC17xrKyZ&sig=Jmxt7NGBG1Oy9hDviAlxsINh\\_ks&hl=es&sa=X&ei=jfAKT\\_pehIeDB66g-Y4C&ved=0CCEQ6AEwAA#v=onepage&q=norway%20hourly%20bids%2C%20block%20bids%2C%20and%20flexible%20hourly%20bids&f=false](http://books.google.cl/books?id=x_t4z_TIHyoC&pg=PA134&lpg=PA134&dq=norway+hourly+bids,+block+bids,+and+flexible+hourly+bids&source=bl&ots=YmC17xrKyZ&sig=Jmxt7NGBG1Oy9hDviAlxsINh_ks&hl=es&sa=X&ei=jfAKT_pehIeDB66g-Y4C&ved=0CCEQ6AEwAA#v=onepage&q=norway%20hourly%20bids%2C%20block%20bids%2C%20and%20flexible%20hourly%20bids&f=false)

- **Flexible Hourly Order.** Es una orden para una hora con volumen y precios específicos, donde no se explicita la hora. Esta orden es aceptada en la hora en donde se optimice el beneficio socioeconómico total, dado que el precio spot es mayor al de la orden.

Estas subastas se cierran al mediodía (12:00 hora Centro-Europea (CET), UTC +01:00). Luego la información es enviada a un sistema de computación central que calcula el precio donde las curvas de oferta y demanda agregadas se intersectan, llamado Precio Spot. El Precio Spot es anunciado al mercado entre las 12:30 y 12:45 CET con 3 minutos de advertencia, luego de lo cual las transacciones son concretadas. Desde las 00:00 CET del día siguiente los contratos son entregados físicamente hora a hora, tal y como fueron acordados.

En caso de congestión, se calculan precios de área por separado a partir de las ofertas existentes en las áreas predefinidas. Estas áreas son las *Elspot Areas* mencionadas anteriormente. Cuando no hay congestión, el precio de todas las áreas es igual al precio del Nord Pool. Este método busca reducir la demanda de las áreas congestionadas mediante el alza de sus precios locales.

Nord Pool Spot actúa como contraparte en todos los contratos del *Elspot Market*. Por esto, todos los participantes deben tener una cuenta en un banco aprobado por Nord Pool Spot. El cobro/pago de los contratos es automático, de acuerdo a las compras/ventas netas del día, y es enviado diariamente según el calendario establecido.

### 1.1.6.3. Elbas Market<sup>27</sup>

Elbas Market es un *intra-day market* para transar energía, operado por Nord Pool Spot y que cubre la región Nórdica, Alemania y Estonia. Es un mercado suplementario al *Elspot Market*, y ayuda a asegurar el balance entre oferta y demanda del Norte de Europa. De las 350 compañías que transan en Nord Pool Spot, 100 de ellas participan en Elbas Market.

A pesar de que la mayoría de las veces el balance es alcanzado en el *day-ahead market*, pueden ocurrir incidentes después del cierre del mercado a mediodía (ej. Que una planta nuclear deje de operar en Suecia, o que fuertes vientos en Alemania aumenten la generación de energía eólica). Es por ello que en Elbas Market los participantes pueden transar volúmenes de energía cerca del tiempo real para restablecer el balance.

Elbas Market está cobrando cada vez más relevancia, debido al crecimiento de la generación eólica. El viento es impredecible por naturaleza, por lo que es común que produzca desbalances. Este tipo de mercado puede ser un facilitador clave para el aumento de las energías renovables en la matriz energética.

---

<sup>27</sup> <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>

Ilustración 4 Capacidad de Transmisión de las conexiones internacionales, MW



#### 1.1.6.4. Regulation Power Market o Balancing Market

A fin de mantener la frecuencia y estabilidad del sistema, existe una herramienta adicional denominada *Regulation Power Market*. Esta herramienta la utiliza el operador del sistema en Noruega (Statnett SF) para mantener el balance continuo entre la producción y el consumo de energía del país. Esta herramienta consiste en un post-mercado que abre después de que los precios de compra y venta fuesen determinados por el Elspot Market. Statnett recibe las ofertas de generadores y consumidores para bloques adicionales o desconectables con pronto aviso, respectivamente. Cabe mencionar que cada zona posee su propio Mercado de Balance.

Si los comercializadores han usado menos energía que la estimada, el Operador del Sistema le abona la diferencia por otra parte, si el consumo excede el pronosticado, el comercializador automáticamente compra energía al Operador del Sistema. Si el caso es que falla un generador, éste debe comprar la energía que debía entregar al Operador del Sistema, y éste debe revenderla al comercializador.

Aquellos generadores que produzcan excedente, se les pagará el precio spot del mercado; mientras que aquellos que produzcan menos deberán pagar un precio de regulación que normalmente es mayor al precio spot.

Ante variaciones de frecuencia Statnett llama a las unidades disponibles a aumentar/disminuir su generación, y éstas deben responder en menos de 15 minutos. El precio de la regulación es determinado por aquel de la unidad marginal. Statnett también utiliza cargas reducibles como “protección de redes” en el caso de baja frecuencia o de bajo voltaje. La carga en cuestión está incluida en un contrato especial como “servicio al sistema”.

Ilustración 5 Organización Industrial Nórdica<sup>28</sup>

<b>Nord Pool Spot AS</b> NVE + [Statnett SF (30%) + Svenska Kraftnät (30%) + Fingrid Oyj (20%) + Energinet.dk (20%)]			
<b>Generación</b> ~350 Generadores  50% Fortum (Finlandia) + Vattenfall (Suecia) + Statkraft (Noruega)	<b>Transmisión</b>  Fingrid (Finlandia) Svenska Kraftnät (Suecia) Statnett (Noruega) Energinet.dk (Dinamarca) Elering (Estonia)	<b>Distribución</b> ~500 Distribuidores  25% Fortum + Vattenfall + E.ON	<b>Retail</b> ~350 Comercializadores  25% Fortum + Vattenfall + Dong Energy

### 1.1.7. Rol de los Contratos

#### 1.1.7.1. Financial Market (Eltermin)

En este mercado se transan contratos tipo *forward* y *future*, a modo de mitigar los riesgos de la volatilidad de los precios en el Nord Pool Spot y para otorgarle liquidez. En la región Nórdica estos contratos son transados a través de Nasdaq OMX Commodities. Los contratos cubren períodos diarios, semanales, mensuales, trimestrales y anuales, con un horizonte de tiempo hasta de 6 años. El precio utilizado como referencia es el mismo que el calculado por el Nord Pool Spot.

No hay intercambio físico de energía, y condiciones técnicas como congestión de la red o acceso a la capacidad no son tomados en consideración. Sin embargo, los participantes pueden solicitar asesoría respecto a los riesgos en el *Financial (forward) power market*.

#### *Future Contracts*

Los contratos de futuros establecen los derechos y obligaciones entre vendedor y comprador, que incluyen un pago al inicio del contrato y otro al final, cuando el contrato expira. Estos pagos reflejan las diferencias entre el precio acordado y las variaciones del precio spot, con respecto al volumen acordado.

<sup>28</sup> <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>

### ***Forward Contracts***

Los contratos *forward* establecen un precio determinado para un volumen acordado, con respecto al precio spot en el período de entrega. No hay un pago inicial, pero las partes deben tener una garantía bancaria por el resultado acumulado de los cambios de precio durante la duración del contrato.

### ***Contracts for Differences (CfD)***

Estos contratos son complementarios a los tipo *forward*, y su función es mitigar los riesgos que implica las variaciones del precio spot. En ellos al final del período se cubre la diferencia entre el precio del área y el precio spot, pudiendo ser ésta positiva, negativa o cero.

## 1.2. Comercializador

Los comercializadores operan bajo un esquema de libre competencia. Los distribuidores, al ser un monopolio natural, deben actuar de forma neutral y no-discriminatoria ante los comercializadores. Lo anterior se garantiza por la vía de auditorías periódicas del regulador (NVE), en las cuales entrevista clientes, empleados y comercializadores del área de la distribuidora para detectar cualquier conducta abusiva o prácticas que favorezcan a un comercializador por sobre otro.

Todas las empresas con integración vertical deben separar la contabilidad y administración de sus distintas actividades. Además, aquellas que posean más de 100.000 clientes conectados, deben separar legalmente las actividades monopólicas (distribución/transmisión) de las de libre competencia (generación/comercialización).<sup>29</sup>

A continuación se muestra la evolución del número de comercializadores de Noruega, excluyendo el resto del Nord Pool, entre los años 2003 y 2009.

**Tabla 2<sup>30</sup>**

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>N° de Comercializadores en Noruega</b>	223	226	223	:	163	173	184

### 1.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador

No existe requisito de tamaño para comprar electricidad a un comercializador, i.e., todos los consumidores son potenciales clientes de una comercializadora. La única distinción es que existe es que para clientes con consumo sobre 100.000 kWh/año, su medición debe ser obligatoriamente horaria.

Desde 1997 no existen costos por cambiarse de comercializador, el cambio semanal es posible desde 1998. A pesar de que existe un mercado mayorista nórdico, los consumidores de retail sólo pueden escoger comercializadores nacionales. Esto se debe en gran medida a que cada país nórdico posee regulaciones distintas sobre el procedimiento de cambio de comercializador.

La existencia de una gran diferencia entre los consumos anuales de los países nórdicos (como Dinamarca con 4.000 kWh vs Noruega con 20.000 kWh), explica por qué los consumidores de Noruega y Suecia son más proactivos respecto a Dinamarca o Finlandia. Esto es respaldado por el desarrollo de

<sup>29</sup> Johnsen, Tor Arnt & Olsen, Ole Jess. University of Vaasa. “*The relationship between wholesale and retail electricity prices to households in the Nordic countries*”. De: <http://www.vaasaemg.com/pdf/Johnsen-Olsen.pdf>

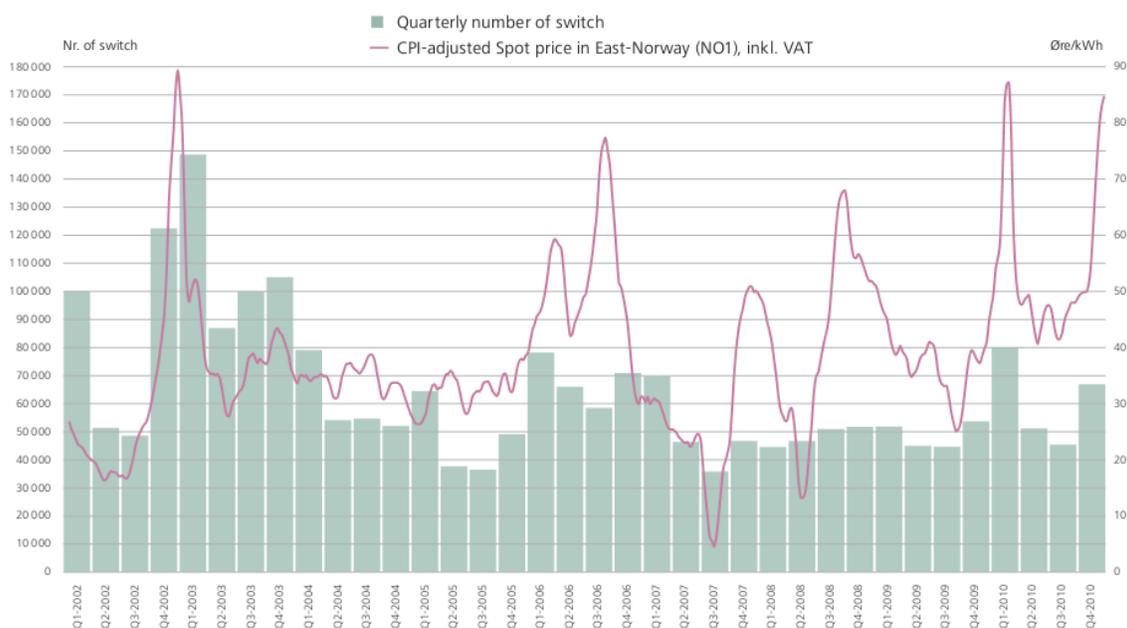
<sup>30</sup> Eurostat

instituciones del mercado para facilitar los cambios de comercializador y la accesibilidad de la información sobre los precios.

Un número aproximado de 245.000 consumidores residenciales se cambiaron de comercializador en el 2010, poco menos que el 10% del total de Noruega. Esto indica que hay un gran número de consumidores activos, que pueden ejercer una presión razonable sobre todos los demás comercializadores. Aun así, a finales del 2010 muchos consumidores seguían teniendo contrato con el comercializador local dominante. Esto sugiere que hay potencial para aumentar la presión competitiva.

El *Gráfico 12* muestra que existe una clara relación entre el precio spot y la cantidad de cambios de comercializador. En períodos con precios altos, las diferencias entre comercializadores tienden a ser más grandes y no todos modifican sus precios al mismo tiempo. Por tanto, al haber un aumento del precio spot, aumenta la cantidad de cambios de comercializador.

**Gráfico 12 Relación entre el precio spot y el número de cambios de comercializador**



## 1.2.2. Precios a los Usuarios Finales

Todos los comercializadores deben informar semanalmente sus tarifas a la *Competition Authority*, para todos sus tipos de contratos (ver 1.2.2.1 Contratos).

Un sistema de facturas informativas ha sido introducido en Noruega. Todos los clientes que se espera que consuman más de 8.000 kWh al año reciben una factura de la compañía de red por consumo actual.

La cuenta de luz se encuentra compuesta por: Precio de la Electricidad, Pago por Transmisión, Impuesto al Consumo (impuesto a la electricidad), Impuesto al valor agregado o VAT (Value Added Tax) y cargos en la tarifa de transmisión destinadas al *Energy Fund*.

$$\text{Total Retail Electricity Price} = \text{Retail Electricity Price} + \text{Grid charges} + \text{Electricity tax} + \text{Value Added Tax (VAT)} + \text{Energy Fund}$$

Para los dos primeros factores, los cargos pueden ser fijos (NOK/año) o variables (øre/kWh), siendo NOK la moneda de Noruega (*Kroner* o Corona Noruega) y øre la división centesimal del NOK. El *Energy fund* es un fondo que sirve para financiar las actividades de Enova SF (ver 1.1.3.4 Enova SF).

En cuanto a los pagos por transmisión, las empresas dueñas de la red debe cobrar tarifas por punto (*Point Tariff*) independiente de quien compra o vende electricidad, esto significa que, los consumidores pagan una tarifa que depende del punto donde consume su electricidad (*Consumption tariff*), y las compañías generadoras pagan un cargo dependiendo de donde inyectan su electricidad (*Input Tariff*).

Los cargos fijos en la tarifa están relacionados a cubrir costos asociados a los consumidores así como una parte de los costos fijos de la red de distribución.<sup>31</sup>

### 1.2.2.1. Contratos

Los precios que fijen los comercializadores son universales para todos sus clientes, sin discriminación, y deben ser reportados a la *Norwegian Competition Authority*. Ésta mantiene una comparación actualizada de los precios en su página web. Existen tres tipos de contratos entre el comercializador y el usuario final (residencial, comercial o industrial):

#### *Spot Price or Market Based Contract*

Este contratos está basado en los precios spot diarios de la Nord Pool Spot más un margen, que consiste en un honorario variable o fijado anualmente por la comercializadora.

---

<sup>31</sup><http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/Energy-in-Norway/The-transmission-and-distribution-grid.html?id=444385>

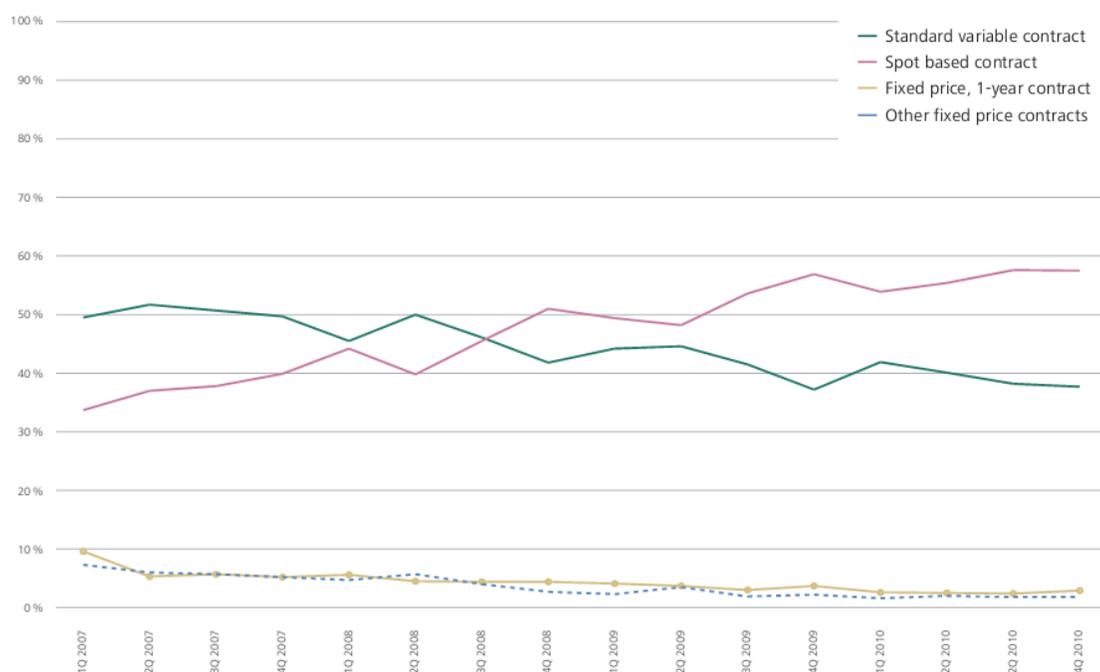
### ***Standard Variable Price Contract***

El comercializador puede ajustar libremente el precio de este contrato cuando le parezca apropiado, sujeto a que cualquier cambio debe ser anunciado a sus clientes con 14 días de anticipación.

### ***Fixed Price Contract***

Este contrato se basa en un acuerdo en donde se entrega energía a un precio fijo por la duración del contrato. Los más comunes son los de un año y tres años de duración.

**Gráfico 13 Tipos de contrato para consumidores residenciales entre 2007-2010, %**



Del gráfico anterior se puede observar cómo los contratos basados en precios spot (*Spot based contracts*) han llegado a representar casi el 60% de los contratos existentes. Esto puede explicarse por el descenso que experimentaron los precios spot en el año 2009, lo que incentivó a los clientes a aprovechar las ventajas del mercado spot.

### 1.2.3. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador

Los usuarios están protegidos ante la quiebra de su comercializador por la obligación de la distribuidora a acogerlos hasta que contraten otro comercializador (*ver Organización Industrial del Sector/Distribución*).

Además los comercializadores deben ser miembros del mercado de electricidad conocido como Nord Pool, quien tiene diversas medidas que aseguran la solvencia de estas empresas. Entre ellas se pueden citar<sup>32</sup>:

- Tener un aval de entrada de 30.000 EUR o lo equivalente a una semana de transacciones en Elspot y Elbas, para garantizar que pueden pagar los contratos que adquieren.
- Cobros de comisiones por transar energías
- Mantenimiento de saldos mínimos que aseguren pago de las transacciones en el Nord Pool.
- Tener una cuenta para facturación en un banco aprobado por Nord Pool Spot.
- Las facturaciones se deben hacer en la misma moneda que las transacciones. Elspot Market acepta transacciones en EUR, NOK, SEK y DKK; Elbas acepta sólo EUR. Para poder realizar transacciones en una moneda, es necesario poseer una cuenta en esa moneda (en un banco aprobado por Nord Pool Spot, valga la redundancia).
- Todos los cargos a las cuentas de los participantes son hechos automáticamente. Esta información se traspaşa desde el Nord Pool Spot al *Concentration Bank* del Nord Pool Spot, quien se encarga de enviar esta información a los bancos respectivos. Asimismo, Nord Pool recibe -de forma electrónica- un balance diario de las cuentas de los participantes.

En cuanto al comercializador, éste tiene derecho a cortar el suministro de electricidad ante el no pago de las facturas correspondientes. Con ello el cliente queda registrado como incumplidor, por lo que no podrá contratar su consumo con otra empresa hasta que no pague las deudas que posea con su antiguo comercializador.

---

<sup>32</sup> <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Intraday-market-Elbas/How-to-become-a-member/>

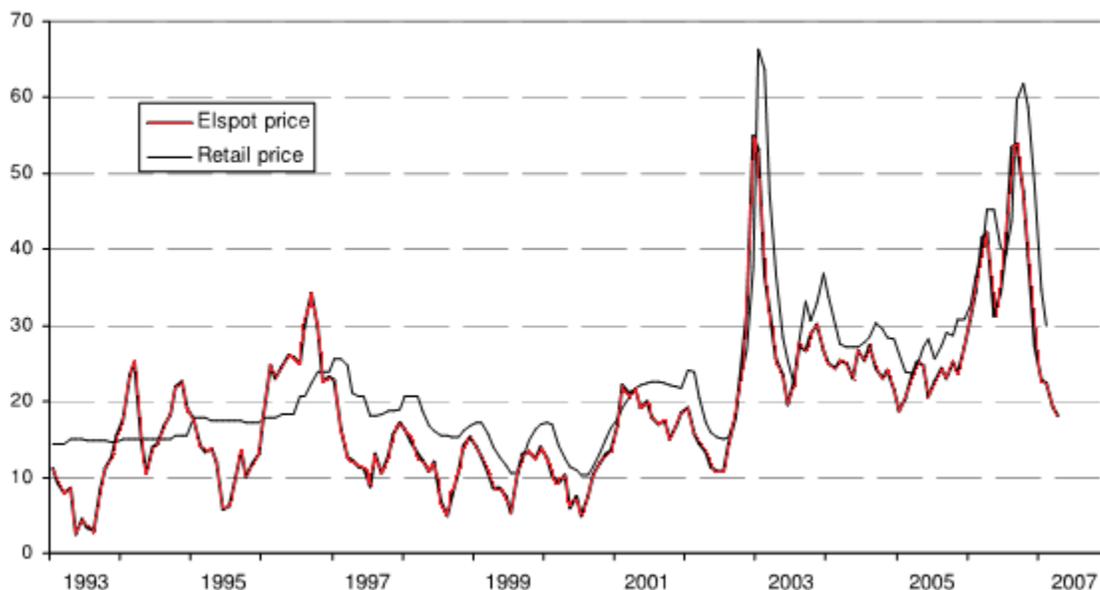
#### 1.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución

En Noruega los precios de Retail siguen de cerca a los del mercado mayorista con un pequeño margen (ver Gráfico 14), lo cual explica su volatilidad versus los demás países del mercado nórdico (ver Gráfico 15)<sup>33</sup>. Este margen se da porque los comercializadores deben avisar con 2 semanas de anticipación los cambios que hagan a sus clientes con *standard contract*.

Otros factores que también afectan la relación entre el precio Elspot y el del Retail son:

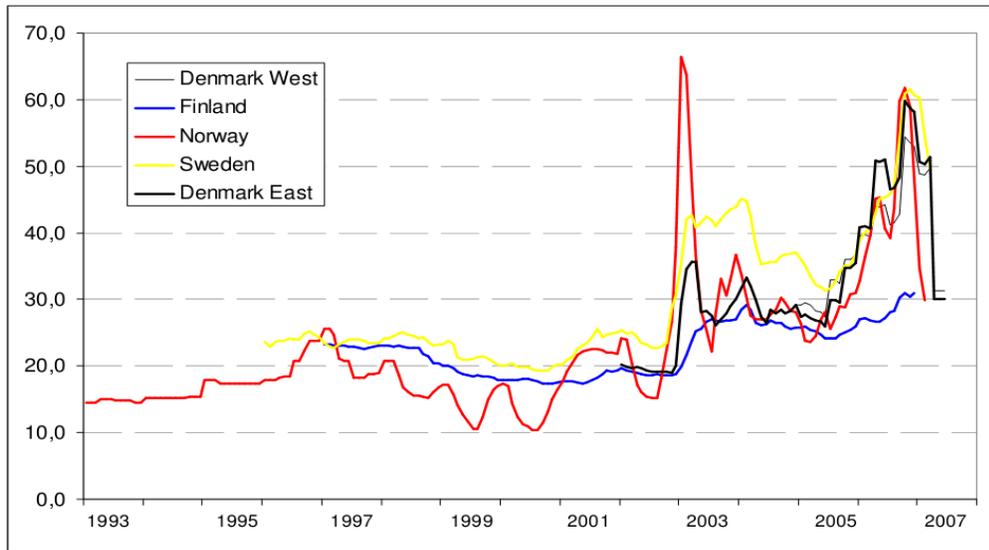
- Los comercializadores deben evaluar si el cambio de precio compensa los costos de notificar a todos sus clientes.
- Los cambios rápidos de precios (al menos los incrementos) pueden dañar la reputación del comercializador, y por ende éste puede perder clientes.
- Mantener los precios altos puede ser muy rentable en los segmentos de clientes “inactivos”, es decir, que no cambian de comercializador. Sin embargo, el ambiente competitivo será el que determine qué tan altos podrán ser los márgenes de ganancia antes de empezar a perder a estos clientes.

**Gráfico 14 Precio Elspot y el Precio del Retail de la Electricidad para Noruega, øre/kWh**



<sup>33</sup> Johnsen, Tor Arnt & Olsen, Ole Jess (2008). University of Vaasa. “The relationship between wholesale and retail electricity prices to households in the Nordic countries”

**Gráfico 15 Precios del retail de electricidad a los consumidores residenciales entre 1993-2007, øre/kWh**



### 1.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC

Dada las características del sistema noruego, el cual es mayoritariamente hidroeléctrico (95%), no hay una política de fomento de ERNC por parte del comercializador ya que la energía vendida en el país de por sí es “verde”.

### 1.3. Conclusiones

El sector eléctrico noruego es una interesante combinación de actividad estatal y privada. El negocio eléctrico se ha separado en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, donde el Estado se ha concentrado en los primeros dos segmentos (al requerir mayores inversiones), dejando el resto casi exclusivamente en manos privadas.

Los esquemas de cargos de transmisión distribución son claros e informados, lo que posibilita que cualquier comercializador acceda a cualquier cliente sin barreras normativas. Por ende, la competencia se da a nivel de precios y servicios que el comercializador puede ofertar al cliente.

La relación Distribuidor-Comercializador está estrictamente reglamentada y vigilada, de modo que el Distribuidor no pueda ejercer poder de mercado en su área de exclusividad.

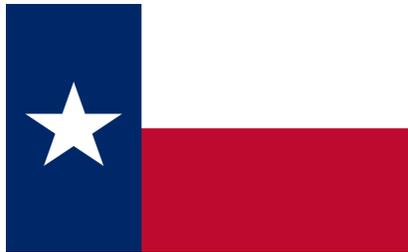
Los clientes están protegidos de la especulación por el hecho de que existe un gran número de comercializadoras con estrictas exigencias financieras que garantizan su solvencia. Los comercializadores tienen todos los derechos de cortar a clientes que no pagan.

La medición está a cargo del distribuidor lo que permite que el cambio de comercializador sea un proceso muy rápido. Por otra parte, la vigilancia de los organismos reguladores inhibe al distribuidor de ejecutar acciones que beneficien a los comercializadores afiliados a ellos.

Los consumidores en Noruega se han beneficiado de las ofertas de los comercializadores, registrándose un gran número de traslado entre ellos. Últimamente la cantidad de contratos basados en precios spot han superado a la de los contratos basados en precios fijos en las preferencias de los consumidores.

## 1.4. Referencias

- Statnett: <http://www.statnett.no/en/>
- Ministry of Petroleum and Energy: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed.html?id=750>
- Nord Pool Spot: [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)
- Ministry of Petroleum and Energy (2008). “*Fact 2008 – Energy and Water Resources in Norway*”. De: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/documents-and-publications/Reports/2008/fact-2008---energy-and-water-resources-i.html?id=536186>
- NVE (2010). “*Annual Report 2010. The Norwegian Energy Regulator*”. De: [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE\\_annual\\_report\\_2010.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_annual_report_2010.pdf)
- Johnsen, Tor Arnt & Olsen, Ole Jess (2008). University of Vaasa. “*The relationship between wholesale and retail electricity prices to households in the Nordic countries*”, De: [http://www.vaasaemg.com/index2.php?smenu=submenu\\_references.htm&text1=text1\\_references&text2=text2\\_pastprojects](http://www.vaasaemg.com/index2.php?smenu=submenu_references.htm&text1=text1_references&text2=text2_pastprojects)



## 2. Texas, EE.UU

## 2.1. Descripción de Mercado Eléctrico

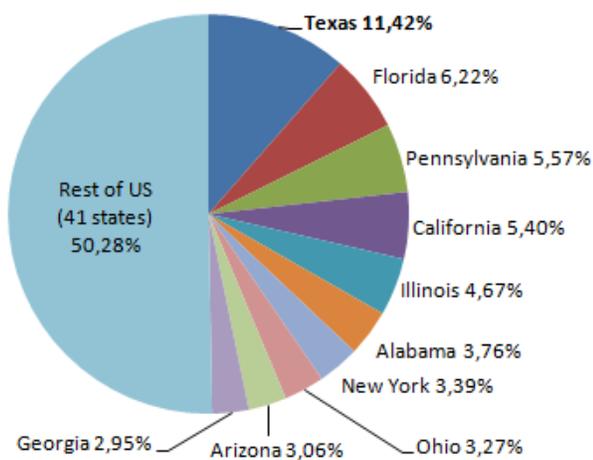
### 2.1.1. Producción y Consumos Medios

Texas es el estado que más electricidad genera, habiendo producido 38.561 GWh al año 2011 y 36.369 GWh al año 2010. Le siguen Florida, Pennsylvania, California e Illinois. De la *Tabla 3* se puede observar que 10 estados (al año 2011) representan casi un 50% de la generación total de electricidad de Estados Unidos, siendo Texas un 11,42% del total.

**Tabla 3 Producción mensual por estado en Octubre del 2011, GWh<sup>34</sup>**

Posición	Estado	Generación Total de Energía Eléctrica en GWh
1	Texas	38.561
2	Florida	21.016
3	Pennsylvania	18.806
4	California	18.219
5	Illinois	15.767
6	Alabama	12.701
7	New York	11.456
8	Ohio	11.029
9	Arizona	10.345
10	Georgia	9.963
<b>U.S. Total:</b>		<b>337.606</b>

**Gráfico 16 Participación por estado de la generación eléctrica mensual total de EEUU, Octubre 2011**



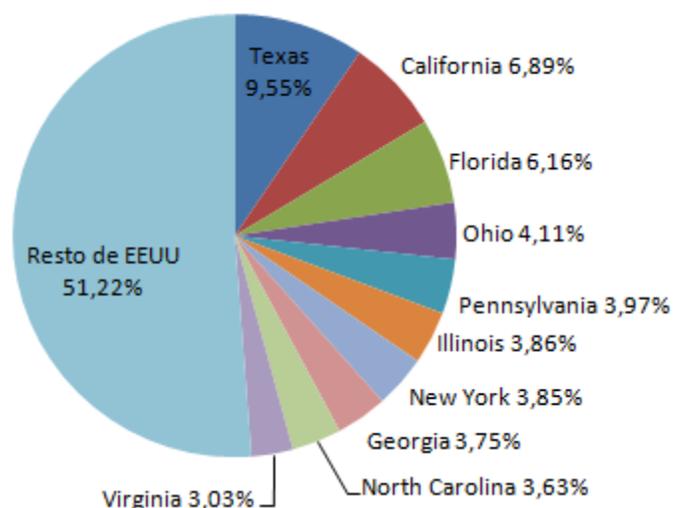
<sup>34</sup> <http://www.eia.gov/state/state-energy-rankings.cfm?keyid=33&orderid=1>

Esto también aplica para el consumo anual. A continuación se presentan los datos para el consumo anual del 2010 de los principales 10 estados, comparados con el resto de EEUU.

**Tabla 4 Consumo anual de EEUU en 2010, MWh<sup>35</sup>**

Estado	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Total
Texas	137.161.402	121.467.292	99.754.412	74.444	358.457.550
California	87.256.946	121.151.697	49.301.025	821.224	258.530.892
Florida	122.244.650	91.614.093	17.265.288	85.603	231.209.614
Ohio	54.474.377	48.525.627	53.109.368	36.046	154.145.418
Pennsylvania	55.252.837	47.366.366	45.457.627	887.138	148.963.968
Illinois	48.582.984	51.437.414	44.180.125	560.151	144.760.674
New York	50.945.648	77.275.676	13.480.462	2.921.787	144.623.573
Georgia	61.554.498	47.897.477	31.046.909	172.696	140.671.580
North Carolina	62.160.107	47.931.940	26.315.850	7.050	136.414.947
Virginia	48.438.958	48.036.984	17.141.224	188.969	113.806.135
Resto de EEUU	717.635.996	629.494.798	573.820.604	1.957.304	1.922.908.702
<b>Total EEUU</b>	<b>1.445.708.403</b>	<b>1.330.199.364</b>	<b>970.872.874</b>	<b>7.712.412</b>	<b>3.754.493.053</b>

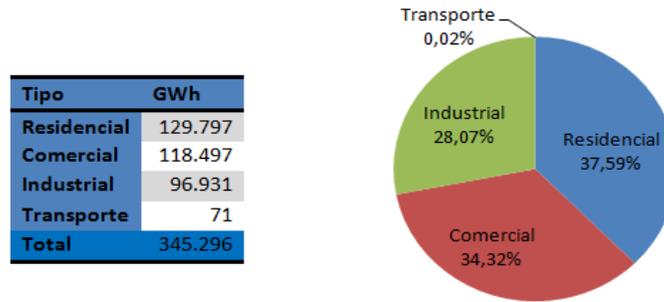
**Gráfico 17 Participación en el Consumo anual de EEUU por Estado, año 2010**



Además, Texas es el estado que más electricidad consume de Estados Unidos, siendo el principal consumo el residencial - un cliente promedio de tipo residencial consume más de 14.500 kWh/año. Un consumidor industrial utiliza alrededor de 1,66 GWh; y el comercial unos 77.000 kWh anuales.

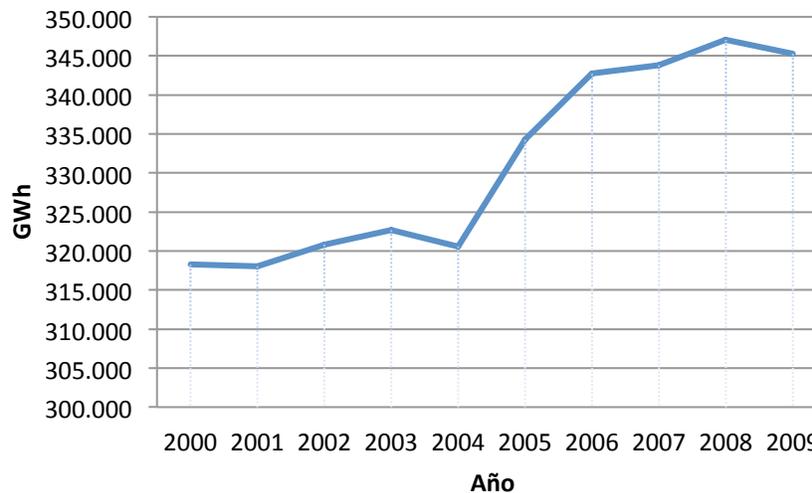
<sup>35</sup> <http://www.eia.gov/state/state-energy-profiles-more-consumption-sales.cfm>

**Tabla 5 Distribución de consumos por sector al año 2009<sup>36</sup>**



El consumo anual de Texas es comparable al de países como el Reino Unido o Italia, quedando cercano al puesto 10º del ranking mundial de acuerdo a datos del Banco Mundial para el año 2009<sup>37</sup>.

**Gráfico 18 Consumo anual de electricidad 2000-2009, GWh<sup>38</sup>**



En el caso del consumo anual per cápita, utilizando la misma fuente se puede suponer que de considerar Texas un país, poseería el 6to lugar en el ranking mundial de consumo de electricidad per cápita.

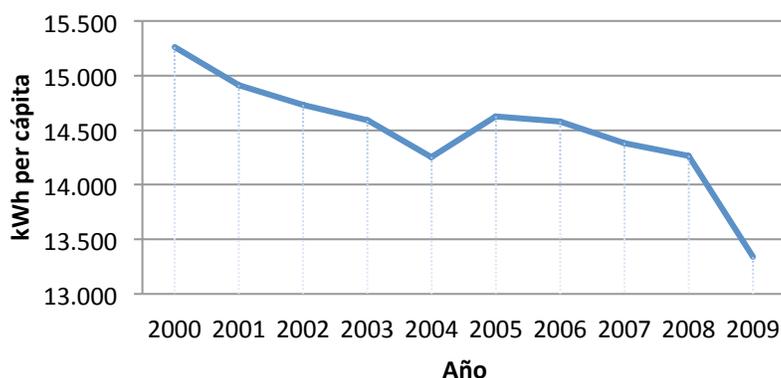
<sup>36</sup> <http://www.ipsr.ku.edu/ksdata/ksah/energy/18ener7.pdf>

<http://apps1.eere.energy.gov/states/electricity.cfm/state=TX#total>

<sup>37</sup> [http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH/countries/NO-GB-CL?order=wbapi\\_data\\_value\\_2009%20wbapi\\_data\\_value%20wbapi\\_data\\_value-last&sort=desc&display=default](http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH/countries/NO-GB-CL?order=wbapi_data_value_2009%20wbapi_data_value%20wbapi_data_value-last&sort=desc&display=default)

<sup>38</sup> [http://www.eia.gov/state/seds/hf.jsp?incfile=sep\\_use/tx/use\\_tx\\_TX.html&mstate=Texas](http://www.eia.gov/state/seds/hf.jsp?incfile=sep_use/tx/use_tx_TX.html&mstate=Texas)

Gráfico 19 Consumo de Electricidad per cápita 2000-2009, kWh per cápita



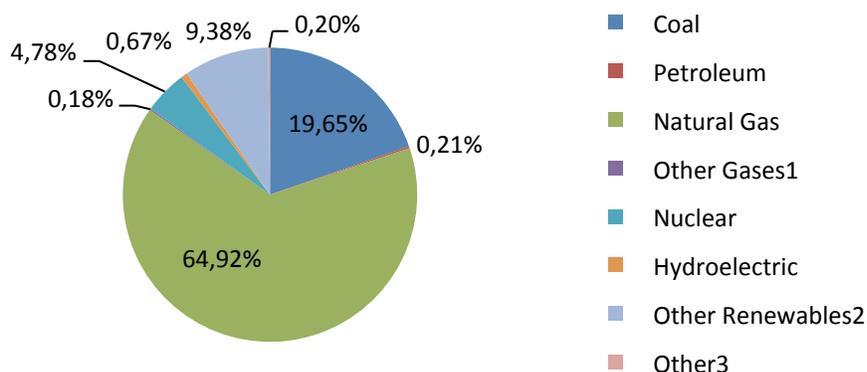
## 2.1.2. Matriz de Generación

La generación es principalmente del tipo térmica, producida a partir de gas natural y carbón. Las energías nuclear, hidroeléctrica y eólica representan alrededor de un 15% de la capacidad total instalada, siendo la eólica la que ha tenido un mayor crecimiento en los últimos años y la principal energía renovable de Texas en la actualidad (ver Tabla 7).

Tabla 6 Capacidad instalada por tipo de recurso 2005-2009, MW

Fuente Energética	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Total Industria Eléctrica</b>	<b>101.046</b>	<b>100.754</b>	<b>101.938</b>	<b>104.966</b>	<b>103.037</b>
Carbón	20.188	19.843	19.817	20.189	20.247
Petróleo	222	220	216	218	221
Gas Natural	72.726	71.737	71.152	70.856	66.896
Otros Gases <sup>40</sup>	237	287	308	187	184
Nuclear	4.860	4.860	4.860	4.927	4.927
Hidroeléctrica	673	681	673	673	689
Otros Renovables <sup>41</sup>	1.941	2.925	4.712	7.708	9.665
Otros <sup>42</sup>	199	200	199	209	209

**Gráfico 20 Capacidad Instalada al 2009**



**Tabla 7 Capacidad Instalada de Energías Renovables según tipo de recurso, MW**

Fuente Energética	2005	2006	2007	2008	2009
Hidro Convencional	673	681	673	673	689
Viento	1.755	2.738	4.490	7.427	9.378
Madera /Desechos de Madera	130	130	130	180	180
Desechos Sólidos Municipales/Gas de Vertedero	41	42	72	73	79
Otra Biomasa	16	16	21	29	28

### 2.1.3. Regulación del Sector: Instituciones Relevantes

#### 2.1.3.1. North American Electric Reliability Corporation (NERC)<sup>39</sup>

Institución no gubernamental comprometida en asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico de Norteamérica. Para ello NERC desarrolla y hace cumplir estándares de fiabilidad; evalúa la suficiencia anual mediante un pronóstico de 10 años y pronósticos de invierno y verano; monitorea el sistema eléctrico; y educa, entrena y certifica personal industrial. NERC es una organización auto regulada, sujeta a la supervisión del *U.S. Federal Energy Regulatory Commission* y de las autoridades gubernamentales de Canadá.

<sup>39</sup> <http://www.nerc.com/page.php?cid=1>

### **2.1.3.2. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)<sup>40</sup>**

Es una agencia independiente que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. Las ventas al por mayor (entre las generadoras y las REPs) dentro del *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) están sujetas a la regulación de PUC, mientras que FERC se encarga de aquellas que no estén dentro del ERCOT.

### **2.1.3.3. Public Utility Commission (PUC)**

Regula la transmisión y la distribución para asegurar la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico. Revisa las propuestas para nuevas líneas de transmisión y tarifas para los servicios de transmisión de Texas, que son cargados a los comercializadores.

Además PUC maneja un programa educacional para clientes respecto a la elección de un comercializador en el mercado de retail. PUC maneja una página web (<http://www.powertochoose.org/>) que permite que los consumidores comparen las ofertas de los comercializadores disponibles de acuerdo a su código postal además de explicar el sistema de elección de comercializador y de presentar las consideraciones que debe tener el consumidor a la hora de cambiarse de comercializador. PUC tiene en esa misma página fichas que muestra de forma comparativa el número de reclamos que han recibido cada uno de los comercializadores de acuerdo a la fecha<sup>41</sup>.

### **2.1.3.4. Regional Reliability Councils**

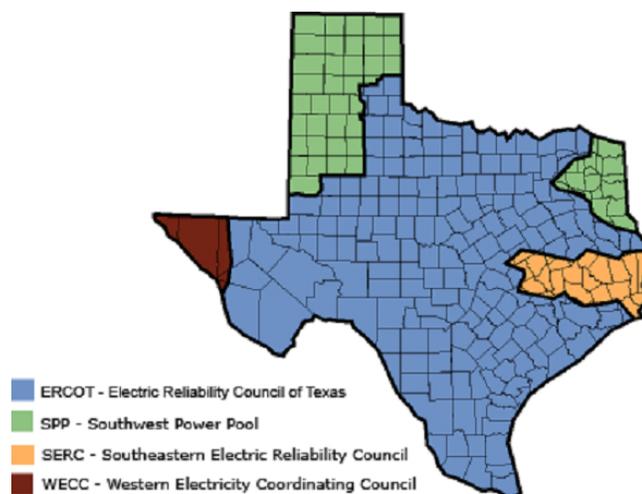
Organizaciones sin fines de lucro que se encargan de asegurar la fiabilidad de la operación del sistema eléctrico. En Texas son: Southwest Power Pool (SPP), Western Electricity Coordinating Council (WECC), Southeastern Electric Reliability Council (SERC) y Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT).

---

<sup>40</sup> <http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>

<sup>41</sup> Ver ejemplo en: [http://www.powertochoose.org/\\_content/\\_complaint/index.aspx](http://www.powertochoose.org/_content/_complaint/index.aspx)

Ilustración 6 Áreas geográficas de los Regional Reliability Councils



### *Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) Independent System Operator (ISO)*

ERCOT es una organización sin fines de lucro, que como Operador del Sistema de Texas, programa y maneja el flujo de energía eléctrica controlando la red que lleva más del 85% de la carga estatal total. ERCOT monitorea y mantiene más de 40.500 millas de líneas de transmisión, abarcando el 75% geográfico de Texas.<sup>42</sup> Además, establece los acuerdos financieros del mercado mayorista y los cambios de comercializador (es el único *Independent System Operator* con responsabilidad como agente de registro para las transacciones del Retail).

Dentro de sus responsabilidades se encuentran asegurar la confiabilidad de la red eléctrica regional; asegurar acceso no-discriminatorio a los sistemas de transmisión y distribución para todos los compradores y vendedores; facilitar el registro y cambio de comercializador y asegurar la contabilidad exacta de la producción y transmisión de electricidad entre los generadores, vendedores y compradores mayoristas.

Sus otras funciones organizacionales son:

- el mercado mayorista bilateral (95% del mercado);
- el mercado de Servicios Auxiliares y de Balance (5%);
- la coordinación de la planificación del sistema;
- la administración de los créditos de Energías Renovables (ver 2.2.5.2 Créditos de energía renovable (RECs));
- y soporte a los participantes del mercado.

ERCOT es gobernado por un directorio ejecutivo, y está sujeto a la vigilancia del PUC y de la Asamblea Legislativa de Texas. Los participantes del mercado (generadores, compañías de transmisión, consumidores, etc.) pueden sugerir al directorio ejecutivo de ERCOT, políticas y reglas bajo las cuales el

<sup>42</sup> <http://www.electricrates.us/articles/53726/Texas-Electricity-Market>

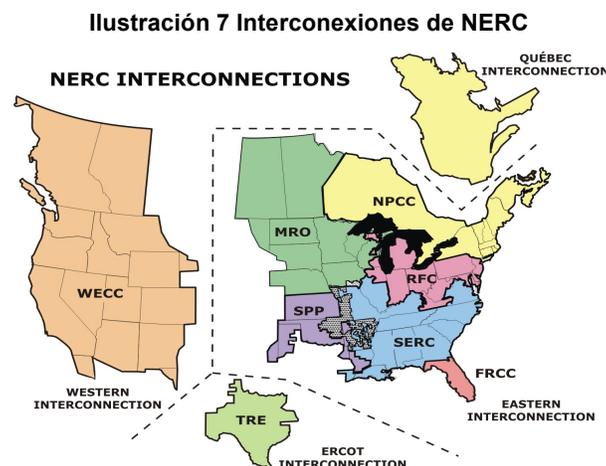
mercado mayorista opera.<sup>43</sup> Sin embargo, las decisiones que tome el directorio de ERCOT pueden ser re-establecidas por PUC.

A diferencia de otros estados, las líneas de alto voltaje y el mercado energético dentro de la Interconexión de Texas son operados como un único sistema en vez de una red de compañías de servicio cooperativas. La porción de la red eléctrica que se encuentra bajo la administración del ERCOT está separada de las redes de otros estados, por lo que no se encuentra bajo regulación federal.

#### 2.1.4. Sistemas<sup>44</sup>

ERCOT es uno de los 10 *Independent System Operators/Regional Transmission Operators* (ISOs/RTOs) en la región de NERC. ISOs son entidades estatales o de múltiples estados establecidos por el FERC, aunque no se encuentran bajo su jurisdicción. RTOs realizan servicios similares o extendidos en áreas geográficas más grandes y han sido aprobados por el FERC.

NERC trabaja estrechamente con 8 *Regional Reliability Organizations*, cuyos miembros vienen de todos los segmentos de la industria eléctrica. Las *Regional Entities (REs)* han delegado sus responsabilidades y autoridades (previamente autorizadas por FERC) para alcanzar los estándares asignados por NERC. NERC las supervisa y se encarga de asegurar la consistencia de las funciones delegadas a lo largo de Norte América, a la vez manteniendo cierta flexibilidad para acomodar las diferencias regionales. Las REs también posee un rol no reglamentario, que implica trabajar con sus propios miembros para pronosticar la demanda de electricidad, coordinar operaciones, compartir información, y planificar emergencias en sus respectivas regiones.



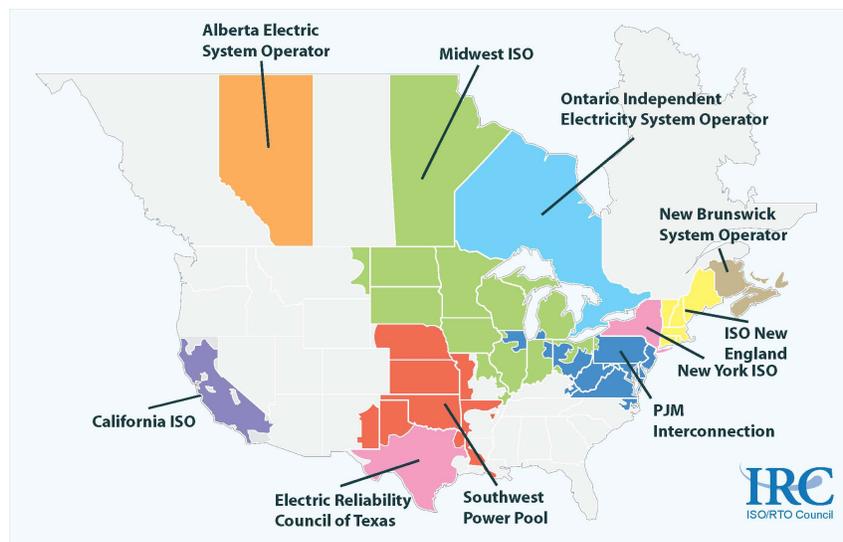
<sup>43</sup> The Steering Committee of Cities by Oncor & The Texas Coalition for Affordable Power (Feb. 2011). “*The Story of ERCOT*”.

<sup>44</sup> <http://www.opc.state.tx.us/ERCOT.html>

### 2.1.4.1. Texas Reliability Entity (Texas RE / TRE)<sup>45</sup>

Texas RE es la *Regional Entity* de Texas, cuya oficina central se encuentra en Austin. TRE es independiente de todos los operadores y participantes del mercado, aunque hasta el 2010 era una subdivisión independiente de ERCOT. Técnicamente, ERCOT no interactúa con NERC, sino que NERC interactúa con TRE. TRE se encarga de asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico en ERCOT, monitoreando y controlando los estándares establecidos por NERC. Además, desarrolla los estándares regionales, y monitorea e informa sobre el cumplimiento de los protocolos de ERCOT, trabajando en conjunto con PUC.

Ilustración 8 Regiones ISO/RTO



### 2.1.5. Organización Industrial del sector

El mercado de Texas consiste en una variedad de *Inverstor-Owned Utilities (IOUs)*, productores independientes, servicios municipales y cooperativas. Los participantes más grandes son TXU y Reliant, poseyendo el 24% y 18% de la capacidad respectivamente. Otros grandes IOUs son *Central Power & Light* (7%) y *West Texas Utilities* (2%). Los servicios municipales (ej. City of San Antonio Public Service (8%) and City of Austin (6%)) y cooperativas (ej. Lower Colorado River Authority (4%)) también venden en el Mercado de balance. Finalmente hay un gran número de compañías comerciales de generación de distintos tamaños (ej. Calpine (5%)).

No todas las zonas del estado están disponibles para la competencia. PUC ha demorado la transición para los clientes de *Entergy Gulf States*, *Southwestern Public Service Company*, *El Paso Electric Company* y

<sup>45</sup> <http://www.texasre.org/>

*AEP SWEPCO*, puesto que determinó que no se dan las condiciones adecuadas para que funcione el sistema de competencia en el retail en estas áreas.

La ley que desregularizó el mercado de Texas en 2002 hizo que los IOUs verticalmente integrados separaran sus negocios en tres compañías distintas, pero que podían seguir afiliadas: Generadores (*Power Generation Companies, PGC*); un servicio de transmisión y distribución (*Transmisión & Distribution Utility, TDU*) y un comercializador (*Retail Electricity Provider*).<sup>46</sup> Desde entonces existe la restricción de que ningún PGC puede poseer más del 20% de la capacidad instalada servida en ERCOT.

Al comienzo de la liberalización del mercado, mientras aparecían nuevas compañías eléctricas en el mercado eléctrico de Texas, las PGC afiliadas tenían la obligación de vender al menos el 15% de su capacidad de generación instalada, en el caso de que ésta poseyera 400 MW o más. Esta regulación seguiría en vigor hasta el 01/01/2007 o hasta que al menos el 40% de los consumidores residenciales y comerciales menores en el área del TDU respectivo estuviesen servidas por un REP no afiliado.

Las cooperativas de electricidad y las compañías de servicios pertenecientes a ciudades pueden decidir si sus clientes pueden tener opciones de REP.

#### **2.1.5.1. Generadores**

Las compañías generadoras son propietarias y operadoras de las centrales eléctricas, incluyendo nucleares, térmicas (gas o carbón), solares, eólicas, hídricas u otros. Éstas venden su energía al por mayor a los REPs o comercializadores. Los REPs no pueden poseer centrales eléctricas, pero sí pueden estar afiliadas a alguna compañía generadora. Al año 2001, había 531 generadores.

#### **2.1.5.2. Transmisión y Distribución**

Independiente del REP escogido, la transmisión y la distribución siguen bajo la responsabilidad del *Transmission and Distribution Service Provider (TDPS)* local, este es responsable de la mantención de los postes, cables y medidores; la lectura de los medidores y de proveer esta información al REP correspondiente.

Las distribuidoras tiene obligación de neutralidad en sus redes frente a los distintos REPs que actúan en sus áreas, y tienen expresamente prohibido discriminar clientes según sea su REP. PUC se encarga de supervisar esto. En el caso de un apagón o una emergencia, el distribuidor es el encargado de restablecer el servicio, sin importar el REP que tenga el cliente.

---

<sup>46</sup> Tierney, Susan F; Analysis Group (Oct 2008). “*ERCOT Texas’s Competitive Power Experience: A view from the Outside Looking In*”.

### 2.1.5.3. Comercializadores (REP, Retail Electric Providers)

Pueden ser de dos clases: afiliados a la empresa eléctrica local, o independientes, su función sólo es vender electricidad, facturar y proveer el servicio al cliente.

#### *Cooperativa eléctrica rural (Co-op)*

Una empresa eléctrica propiedad de los clientes que distribuye electricidad a sus miembros, y que recibe financiamiento a bajo costo a través del Gobierno Federal. En Texas, las cooperativas pueden elegir la opción de ingresar al mercado de retail competitivo.

### 2.1.6. Mercado spot

Alrededor del 60% de los residentes de Texas compran electricidad en el mercado desregulado. El resto, es abastecido por un mercado regulado externo al ERCOT, el *non-opt-in entities* (NOIE<sup>47</sup>), donde se incluyen los servicios pertenecientes a ciudades y cooperativas rurales que no han querido unirse al mercado desregulado. En ellas una sola entidad es la que genera, transmite, distribuye y vende la electricidad a los clientes del retail, es decir, están verticalmente integradas.

#### 2.1.6.1. Zonal Market

Cuando se inició la desregulación del mercado, las líneas no estaban pensadas para transmitir energía de un lado del estado al otro, sino que habían sido hechas por las empresas en la medida que construían nuevas centrales eléctricas y las conectaban para satisfacer los requerimientos de sus clientes. Esto implicó que se generasen congestiones al transmitir energía a través de grandes distancias. Para abordar este problema, ERCOT ordenó que los generadores aumentasen o disminuyesen su producción de energía durante los períodos de alta congestión. Es decir, ordenaba que un generador de un lado de la línea congestionada bajase su producción mientras que a otro, al otro lado, la aumentase.

Eran cuatro las zonas en donde se generaban (casi de forma permanente) los *Balancing Markets* por congestión: Houston Zone, North Zone (alrededor de Dallas), South Zone y West Zone (ver *Ilustración 9*). Estas fueron definidas de acuerdo a las limitaciones de las líneas de transmisión más significativas desde el punto de vista comercial. La idea es que en cada una de estas zonas existiría un precio spot diferente, que sería válido para toda el área de la zona respectiva.

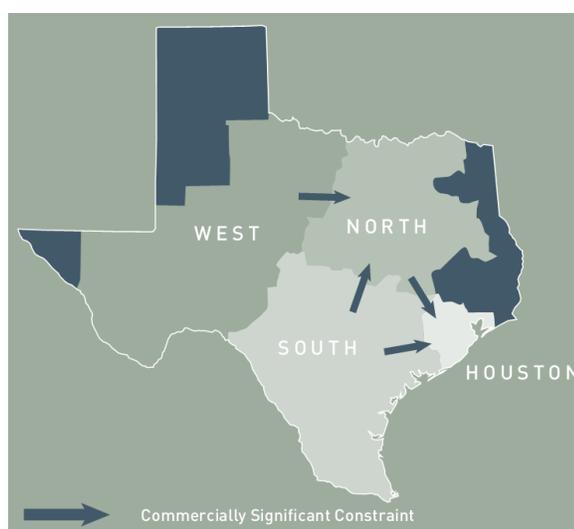
---

<sup>47</sup> <http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/uses/electricity.php>

En los *Balancing Markets* los generadores pujan por subir o disminuir su producción, y van siendo aceptadas desde la oferta más barata hasta que se satisfaga el requerimiento de la congestión en cuestión. Los costos implicados por pagar a estos generadores en un principio eran costeados por ERCOT, pero al permitir esto un abuso del mercado, ERCOT estableció en 2002 que los costos fueran pagados por los generadores que estuviesen ocasionando la congestión.

Una congestión es llamada “local” o “inter-zonal” si ocurre dentro de los límites de estas zonas. En estos casos, ERCOT ordena a los generadores que bajen o suban su producción (no hay una subasta involucrada), y éstos reciben un pago *out-of-merit* basado en las reglas previamente establecidas por los *stakeholders* de ERCOT. El costo de pagar a estos generadores se reparte en todo el mercado ERCOT.

**Ilustración 9 Congestion Management Zones de Texas (CMZs)**

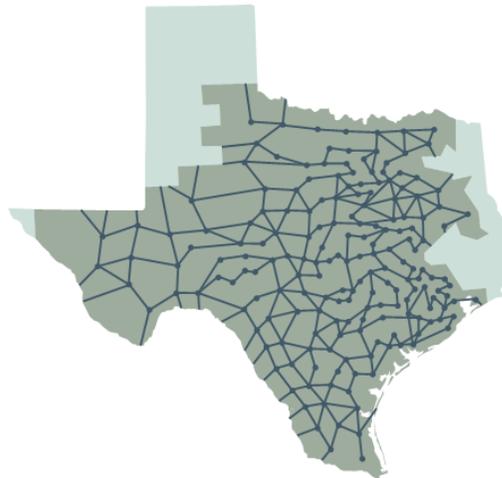


### 2.1.6.2. Nodal Market

La idea de este mercado es que en cada uno de los nodos se establecería un precio spot. De esta manera, la existencia de nodos con altos precios incentivaría las inversiones en nuevas centrales eléctricas en esos nodos. Este tipo de mercado fue finalmente establecido el 01/12/2010.

La mayoría de las transacciones del mercado mayorista de electricidad son realizadas a través de acuerdos bilaterales. Además del mercado bilateral, el Operador del Sistema (ERCOT) conduce subastas para balancear la oferta y la demanda en tiempo real. Aproximadamente un 2-5% de la energía es transado en este mercado spot, llamado *Balancing Energy Services Auction*.

Ilustración 10 Nodal Market



Un día antes de que la producción y el consumo ocurran, ERCOT acepta programaciones de volúmenes de electricidad para inyectar o extraer en una localización específica de la red de transmisión. Los programas *day-ahead* pueden diferir respecto a los contratos *forward*, o respecto al consumo/producción en tiempo real por distintos factores. Como virtualmente no hay fuentes de demanda que puedan responder a las variaciones de los precios en el tiempo real, la demanda de balance es perfectamente inelástica.

Actualmente Texas está implementando *Locational Marginal Pricing*<sup>48</sup> (LMP) o precio nodal. LMPs son los costos marginales y los menores precios a los cuales una carga adicional pueda ser servida en cada locación.

Los precios spot son fijados por la *Regional Transmission Organization (RTO)* (o ERCOT en Texas) de manera que se pueda asegurar la fiabilidad del sistema y un despacho de menor costo (*“least-cost” dispatch*). Esto último se define como la menor oferta (*as-bid cost*) escogida por el set de generadores y *demand-side providers* (consumidores finales que pueden disminuir su demanda si es requerido por el RTO) como determinada por las ofertas de precios y pujas que el RTO recibe por el despacho.

Los postores ofrecen aumentar o disminuir la potencia comercializada relativa a su programa *day-ahead*. Estas ofertas pueden ser cambiadas hasta una hora antes de la hora de operación. Los programas de las ofertas se aplican en cada uno de los cuatro intervalos de 15 minutos de la hora.

Las condiciones que el RTO debe cumplir son:

1. Para inducir a los generadores a que contribuyan con el despacho, los precios spot deben reflejar el valor de mercado de la energía que cada generador produce al momento y lugar donde es producida.

Como el valor de mercado de la energía depende de los costos marginales y dónde y cuándo es producida, los precios spot deben reflejar los cambios a través del día y en diferentes lugares. Por lo tanto, los precios spot son inherentemente volátiles.

<sup>48</sup> <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/spot-market-prices-j-chandley.ashx>

2. Para asegurar un despacho fiable, el precio del mercado spot debe ser consistente con las ofertas de los generadores (y las pujas de los demand-response providers)

Si la oferta o puja de un generador es seleccionada porque pertenece a set de abastecedores cuyos costos son menores) y el RTO le dice que produzca energía, el generador recibirá un precio que será igual o mayor a lo que ofreció. Asimismo, las cargas (compradores o consumidores de energía) pagarán un precio menor o igual a lo que pujaron. A esto se le conoce como el principio de “no-regrets”.

3. Para alcanzar el despacho de menor costo, el precio del mercado spot debería alentar a los actores a ofrecer/pujar de manera que esto se cumpla.

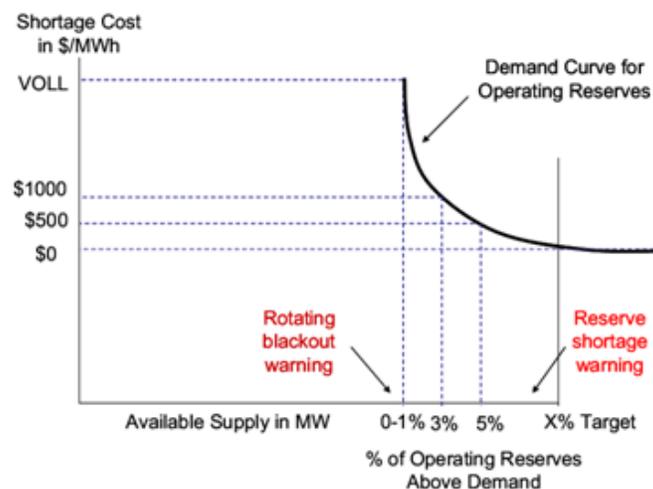
El principio de “no-regrets” hace que los generadores tiendan a ofertar precios iguales o similares a sus costos de operación marginales o sus costos-oportunidad (las ganancias que están esperando a cambio de no vender en otro mercado).

En el caso de ERCOT, éste sigue el modelo de “uniform price auction”. Esto quiere decir que el precio spot por la energía por la hora es determinado por la intersección de las ofertas de abastecimiento con las pujas de demanda, y todas las compras y ventas que ocurran al mismo tiempo y lugar son establecidas al mismo precio – el *uniform-price*. De esta manera se evita la especulación en el valor de la energía.

4. Para asegurar un despacho fiable cuando hay congestión en la transmisión, el precio de mercado spot deben reflejar las diferencias locales ocasionadas por ella.
5. Para garantizar el menor costo de operación total, el precio del mercado spot debe reflejar los *trade-offs* entre producir energía y proveer reservas operativas.

Ambos precios se encuentran relacionados, porque si el sistema disminuye el nivel deseado de reservas, el precio spot sube, ya que el sistema estaría disminuyendo su nivel de fiabilidad. De esta manera se reflejan los costos de racionamiento antes de que sea necesario “botar cargas”.

**Gráfico 21 Costo de escasez, \$MWh vs. Capacidad disponible, MW**



### 2.1.6.3. Ancillary Services

ERCOT posee acuerdos con grandes consumidores comerciales en los cuales se establece que en caso de crisis en el sistema eléctrico, éstos pueden ser desconectados.

En el mercado zonal, la energía de balance era determinada cada 15 minutos. En el mercado nodal, el *Balancing Energy Market* es reemplazado por un modelo de despacho que determina las órdenes de despliegue de energía cada 5 minutos. De esta manera se requieren menos Servicios de Regulación.

### 2.1.7. Sistema de precios finales.

Los costos de transmisión y distribución vienen del costo de equipamientos, y de los gastos de operación y mantenimiento.<sup>49</sup> Dentro de la región de ERCOT, un sistema de *Postage stamp* o estampillas es utilizado para determinar los costos de transmisión. Esta tasa es un gasto compartido entre todas las REPs, y el consumidor final para los TDSPs por los costos de servicios de transmisión. La construcción de nuevas líneas o del aumento del mantenimiento de las líneas resultan es un aumento de la tasa estampilla.

Los REPs pueden entrar en contratos a largo plazo con vendedores mayoristas individuales, haciendo que el costo de la energía sea mucho más predecible y menos sujeto a la volatilidad del Mercado Spot. (Ver 2 Anexo: Detalle de facturación de la Electricidad de Texas, EEUU)

---

<sup>49</sup> <http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/uses/electricity.php>

## 2.2. Comercializador

### 2.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador

No existe requisito de tamaño para comprar electricidad, i.e., todos los consumidores son potenciales clientes de una comercializadora. No existen costos por cambiarse de comercializador. Sin embargo, existen cargos por terminar el contrato antes de lo estipulado. Los REP pueden exigir el pago de un depósito que cubra eventuales moras del usuario, que es devuelto al terminarse el contrato y devenga un interés determinado por el regulador.

Desde que se inició el sistema en el 2001, hasta finales del 2009, se han registrado más de 5,4 millones de cambios de comercializador, y más de un 50% de los consumidores residenciales se han cambiado a un comercializador competitivo. Además, alrededor del 79% de los consumidores comerciales menores y un 75% de la carga industrial son servidos por un comercializador distinto al distribuidor local. El consumidor promedio de ERCOT pudo escoger más de 130 diferentes planes de tarificación, ofrecidos por alrededor de 30 comercializadores distintos al año 2009.

En el *Gráfico 22* se puede ver la evolución del porcentaje de residentes que se han cambiado a un comercializador distinto al de la distribuidora. Este gráfico no considera a los consumidores residenciales que después de cambiarse a un comercializador distinto del de la comercializadora, volvieron al de la comercializadora.

**Gráfico 22 Porcentaje de Residentes con comercializador distinto de la distribuidora según área de servicio, Enero 2002 – Julio 2010**

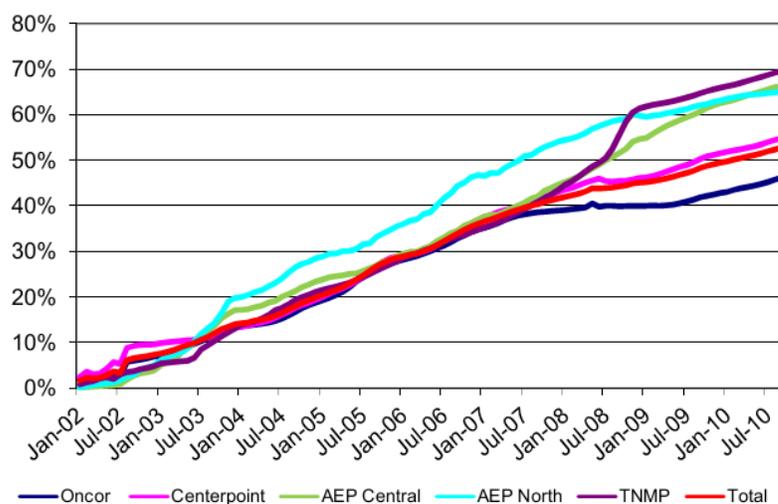


Tabla 8 Datos sobre las transacciones de retail, 2005 - 2009<sup>50</sup>

	2005	2006	2007	2008	2009
Competitive Choice Customers (millions) .....	6.2	6.3	6.4	6.5	6.5
Switches Completed (cumulative, millions) .....	2.3	3.1	3.8	4.7	5.5
Switches by Year .....	641,146	846,705	715,239	822,607	839,576
Residential .....	479,830	656,218	578,727	662,566	666,761
Small Non-residential .....	160,339	189,482	135,586	159,216	171,969
Large Non-residential .....	976	1,004	926	825	1,119
Migration from Native Affiliate Retail Electric Provider					
Residential (%) .....	30.2	37.9	43.2	46.2	50.4
Small Non-Residential (%) .....	66.2	70.0	72.9	75.5	79.5
Large Non-Residential (%) .....	71.8	72.4	73.0	73.6	74.3
Competitive Retail Total Transactions (000%) .....	92,368	94,857	93,684	95,440	93,086

Finalmente, y como se mencionó en “2.1.3.3 Public Utility Commission (PUC)”, ésta entidad cumple un rol informativo hacia los clientes, y presenta una serie de herramientas para que los consumidores puedan escoger de mejor manera un comercializador.<sup>51</sup>

Para que un cliente residencial o comercial pequeño se cambie de comercializador, el nuevo comercializador debe contactar a ERCOT con una solicitud de cambio de comercializador. Luego ERCOT verifica la identidad del nuevo comercializador, que éste se encuentre certificado por PUC, y que esté efectivamente autorizado a servir en el área en donde se encuentra el cliente. Una vez aprobado el proceso, ERCOT notifica al cliente y al comercializador sobre el cambio. El cliente recibe (antes del cambio) una notificación similar a la que se ve en la

<sup>50</sup> [www.ercot.com](http://www.ercot.com)

<sup>51</sup> <http://www.powertochoose.org/>

Ilustración 11. Es interesante notar que ésta va con copia en español.

### **2.2.1.1. Agilización del procedimiento de cambio de comercializador**

PUC modificó el procedimiento para que en vez de tomar 45 días calendario, demorase menos de 7 días hábiles. Se aplicaron arreglos a la notificación que es enviada por el REP a ERCOT, y se les exige a los distribuidores (TDUs) a procesar las lecturas del medidor del cliente dentro de 4 días hábiles. Además, los REP deben enviar la solicitud de cambio a ERCOT en una fecha consistente con la solicitud del cliente.

Los REPs deben informar con 14 días de antelación el término del contrato, lo cual le da tiempo al cliente para que decida si quiere seguir con ese REP o si se quiere cambiar.

**Ilustración 11 Notificación de ERCOT sobre cambio de comercializador.<sup>52</sup>**

Electric Service Identifier (ESI ID) 99999

Dear Customer: 8/05/2009

This notice is from the Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), the independent organization that manages most of Texas' electric system. ERCOT has been notified that you have chosen to change your retail electric provider to **Electric Company B**. If you have chosen **Electric Company B** to be your new electric provider, you don't have to take any further action; your service will transfer automatically with no interruption.

**If you did not authorize Electric Company B to become your new electric service provider, please contact Electric Company B or your current electric provider, Electric Company A.**

Contact information is:  
**Electric Company A** 999-555-5555  
**Electric Company B** 999-555-9999

Identificación de Servicio Eléctrico (ISE ID) 99999

Al Cliente: 8/05/2009

Este noticio es de la Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), la organización independiente que dirija la mayoría de la sistema eléctrico de Texas. ERCOT ha recibido noticias de que ha elegido cambiar su proveedor eléctrico al **Electric Company B**. Si usted se ha elegido **Electric Company B** para ser su proveedor eléctrico nuevo, no tiene que tomar acción. Su servicio se transferirá automáticamente sin interrupción.

**Si usted no autorizo Electric Company B a ser su proveedor eléctrico nuevo, por favor póngase en contacto con Electric Company B o su proveedor eléctrico actual, Electric Company A.**

Para poder ponerse en contacto:  
**Electric Company A** 999-555-5555  
**Electric Company B** 999-555-9999



\*See Reverse Side For Easy Opening Instructions\*

FIRST-CLASS MAIL  
U.S. POSTAGE  
PAID  
ERCOT

Important information about changes to your electric service provider.

\*\*AUTO\*\*SCH 3-DIGIT 752\*\*\*1\*\*\*1\*\*\*1  
LICHLITER ZI  
2473 N FIELD ST APT 3013  
DALLAS, TX 75201



<sup>52</sup> <http://www.opc.state.tx.us/ERCOT.html>

## 2.2.2. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador

### 2.2.2.1. Medidas de protección al Usuario Final

#### *Providers of Last Resort (POLR)*

En el caso de que un cliente se quede sin REP, o no se haya cambiado a uno, el comercializador afiliado a la distribuidora local está obligado a acogerlo, actuando como *Provider of Last Resort*. El REP de la comercializadora puede existir siempre y cuando exista una estricta separación de los negocios de distribución y comercialización.

La tarifa que el POLR cobra a sus clientes es llamada *Price-to-beat*, que es fijada por el regulador. La idea es que cualquier REP que ofrezca un precio menor al *Price-to-beat* se lleve al cliente. Este precio es determinado tal que sea lo suficientemente alto como para que nuevos REP puedan tener una renta modesta y lo suficientemente bajo como para que los clientes que se encuentren en el proceso de transición puedan seguir consumiendo electricidad.

El *Price-to-Beat* fue eliminado en Enero del 2007, ya que se consideró que a esa fecha el mercado era competitivo. Esto parte de la base de la cantidad de consumidores residenciales que se cambiaron del comercializador de la distribuidora a uno distinto, ya que al año 2007 casi un 40% del total ya se había cambiado.

#### *Certificación de REPs*

Durante Mayo y Junio del 2008 los altos precios del gas natural y la congestión de las líneas de transmisión elevaron los precios del mercado mayorista y del retail, haciendo que varios REP vieran comprometidas sus finanzas y acabaran por abandonar el mercado. Incluso algunos REP fallaron en cumplir sus obligaciones financieras hacia ERCOT y servicios de transmisión y distribución. Esto hizo que sus clientes fueran transferidos a las respectivas POLR.

Como resultado, desde el 2009, los REP deben cumplir una certificación más estricta por parte de PUC, donde deben probar que:

- Califican técnica y administrativamente: deben cumplir altos estándares de calidad respecto al manejo de riesgos y capitalización
- Poseen una Letra de Crédito por US\$ 500.000
- Garantías que cubran la totalidad de los pagos hechos por los consumidores, así como cualquier otro monto de pagos por adelantado que el REP reciba de parte de los consumidores.
- Capital Mínimo de US\$ 1.000.000, el cual debe ser devuelto a los accionistas dentro de los 2 primeros años de operación

Estas medidas fueron tomadas para proteger a los clientes frente a la insolvencia de su REP. Además, se prohíbe a cualquier persona que haya tenido control sobre una REP que transfirió sus clientes al POLR, de ser propietaria o administradora de un REP.

### ***Información transparente***

Los REP deben identificar claramente el tipo de contrato que posee el cliente, como fijo, variable o indexado, y entregar las definiciones para cada uno (ver 2.2.3.2 Tarifas Fijas, Variables e Indexadas).

### ***Critical Care Residential Customer***

Los REP tienen prohibido desconectar a cualquier cliente que posea en su hogar alguna persona en estado crítico de salud. Este servicio es válido hasta 63 días después de emitida la cuenta de luz, o un plazo acordado entre el REP y el cliente o el médico asistente (o a un contacto de respaldo). Como una protección adicional, el REP debe contactar al cliente y al contacto de respaldo antes de desconectar el servicio eléctrico.

## **2.2.2.2. Medidas de protección al Comercializador**

En cuanto al comercializador, éste tiene derecho a cortar el suministro de electricidad ante el no pago de las facturas correspondientes y usar el depósito para cubrir saldos insolutos.

### ***Denegación de Servicio***<sup>53</sup>

La PUC establece que un proveedor de servicios de energía eléctrica puede denegar el servicio por:

- Instalaciones o equipos peligrosos o inapropiados.
- Ayudar a otro cliente para evitar el pago de la factura al solicitar servicio en el lugar donde dicho cliente ya recibe el servicio.
- La negativa a pagar un depósito si no puede demostrar crédito satisfactorio.
- La falta de pago a otra compañía de servicio público por el mismo tipo de servicio que ha solicitado.
- La falta de pago de la factura de otro cliente para quien usted ha firmado una garantía expresa.
- La falta de cumplimiento con un arancel de proveedor de servicios de transmisión y distribución (TDSP) respecto del funcionamiento de equipos no estándar.

---

<sup>53</sup> <http://www.puc.state.tx.us/consumer/complaint/Rights.aspx>

- El uso del servicio de una manera que interfiera con el servicio de otros o el funcionamiento de equipos no estándar.

Las compañías de servicios públicos no pueden denegar el servicio por las siguientes razones:

- La falta de pago de la factura de servicios públicos por parte de un ocupante anterior.
- La falta de pago de servicios no regulados, tales como las pólizas de seguros o el servicio de Internet de su proveedor de servicios de energía eléctrica o telecomunicaciones.
- La falta de pago de una subfacturación de otro servicio público que se produjo con más de seis meses de anterioridad a la fecha de la solicitud.

### ***Cancelación del Servicio***

**Falta de pago:** el REP puede solicitar que el TDSP desconecte al cliente luego del vencimiento de un plazo de notificación de 10 días por no pago de la factura a tiempo.

**Desconexión con notificación:** Antes de desconectar el servicio, su REP debe proporcionarle una Notificación de Desconexión por escrito. Esta notificación debe enviarse por correo por separado (o entregada en mano) no antes del primer día después del vencimiento de la factura. La fecha de desconexión debe ser 10 días a partir de la fecha de emisión de la notificación y no puede caer en un día en donde el REP no se encuentre disponible para recibir o acordar pagos y se pueda volver a conectar el servicio (fines de semana, feriados y el día anterior a ellos).

#### **Desconexión sin previo aviso:**

- Cuando existe una condición peligrosa conocida (desconexión mientras persista la condición).
- Donde el servicio haya sido conectado sin autorización, por una persona que no ha solicitado el servicio o por falta de pago
- Donde haya existido manipulación de los equipos de servicios públicos de transmisión y distribución, servicios públicos de propiedad municipal o de cooperativa eléctrica
- Donde exista evidencia de robo de servicio.

### **2.2.2.3. ERCOT como Monitor de Mercado**

A pesar de que ERCOT no tiene poder para forzar expropiar o cambiar la propiedad de los generadores para generar más competencia, puede –a través del manejo efectivo del precio spot– fomentar la creación de nuevas generadoras en zonas donde la competencia es escasa. En el corto plazo, para evitar que haya poder de mercado, ERCOT posee dos herramientas de mitigación:

1. Reducir los precios que los generadores pueden ofertar para el despacho
2. Obligar a los generadores que oferten, para evitar situaciones en donde estos puedan retirar su energía para artificialmente crear racionamientos que subirían los precios.

Además, mientras se reestructuraba el mercado, ERCOT estaba encargado de supervisar todas las transacciones realizadas en el *unbundling* de las empresas existentes, y de supervisar el desarrollo efectivo del mercado de retail.

#### **2.2.2.4. PUC**

Además PUC maneja un programa educacional para clientes respecto a la elección de un comercializador en el mercado de retail. PUC maneja una página web (<http://www.powertochoose.org/>) que permite que los consumidores comparen las ofertas de los comercializadores disponibles de acuerdo a su código postal además de explicar el sistema de elección de comercializador y de presentar las consideraciones que debe tener el consumidor a la hora de cambiarse de comercializador. PUC tiene en esa misma página fichas que muestra de forma comparativa el número de reclamos que han recibido cada uno de los comercializadores de acuerdo a la fecha<sup>54</sup>.

#### **2.2.3. Precios a los Usuarios Finales<sup>55</sup>**

Algunos REPs ofrecen contratos que no poseen duración mínima (como el caso de los contratos “mes a mes”) y otros ofrecen planes que duran tres años o más. Los contratos con duración de tres meses o más pueden tener una multa al cliente si es que éste decide cancelar el contrato antes de su término. Para ver más detalles respecto a la facturación, referirse al Anexo: Detalle de facturación de la Electricidad de Texas, EEUU.

##### **2.2.3.1. Energías Verdes**

Algunos REPs ofrecen energías renovables como parte de su generación, y esto se puede comprobar en la *Electricity Facts Label* del REP. Algunos REP designan algunos de sus planes como “verdes” porque usan gas natural como recurso, dado que es considerado un combustible relativamente limpio.

---

<sup>54</sup> Ver ejemplo en: [http://www.powertochoose.org/content/complaint/scorecard\\_0611.pdf](http://www.powertochoose.org/content/complaint/scorecard_0611.pdf)

<sup>55</sup> [http://www.powertochoose.org/content/compare/understand\\_your\\_choices.asp](http://www.powertochoose.org/content/compare/understand_your_choices.asp)

### 2.2.3.2. Tarifas Fijas, Variables e Indexadas

Una **Tarifa fija** en general se mantiene constante durante la duración del contrato, aunque hay algunas pocas excepciones. Una **Tarifa Variable** cambia todos los meses, de acuerdo al método escogido por el REP. Una **Tarifa Indexada** es un contrato en donde la tarifa se encuentra sujeta a una fórmula de determinación de precio establecida por el REP.

La ventaja de la tarifa fija es que sirve para manejar un presupuesto estable. La ventaja y desventaja de las tarifas variable o indexada es que hace un *pass-through* inmediato de los precios del mercado, y esto puede implicar tanto alzas como bajas. Quien escoja una tarifa fija deberá esperar a que se termine el contrato para poder optar a las posibles bajas que se hayan dado.

### 2.2.3.3. Programas de eficiencia energética

El *Texas Department of Housing & Community* ofrece programas de asistencia para reducir el gasto energético mediante el uso eficiente de la electricidad en el hogar.

### 2.2.3.4. Programas de asistencia eléctrica

Existen diversos tipos de programas de asistencia eléctrica para clientes que posean bajos ingresos, sean ancianos o discapacitados, o víctimas de maltrato familiar<sup>56</sup>. Para aquellos clientes que poseen la opción de escoger REP existe el programa LITE-UP<sup>57</sup>, que está diseñado para ayudarlos a reducir el costo de su cuenta de luz.

#### *Asistencia del REP en el pago de las cuentas*

Algunos REP ofrecen los siguientes planes:

- **Average Payment Plan:** todos los clientes que no se encuentren morosos pueden aprovechar que el valor de sus cuentas sea similar todos los meses. En este plan, el REP estima periódicamente el uso de electricidad que tiene el cliente, y cobra de forma mensual un promedio. Si el cliente se cambia de REP mientras se encuentra suscrito a este plan, deberá pagar cualquier desbalance en la cuenta respecto al promedio que se le estaba cobrando.
- **Payment Assistance Funds:** algunos REP poseen fondos especiales para asistir a los clientes que no puedan pagar en caso de necesidad.
- **Bill Deadline Extension:** extensión del vencimiento del pago de la cuenta.

---

<sup>56</sup> Ver <http://www.puc.state.tx.us/consumer/facts/factsheets/electfacts/elecpayassist.pdf> para más información.

<sup>57</sup> Ver <http://www.puc.state.tx.us/consumer/lowincome/Assistance.aspx> para ver los requisitos que debe cumplir el cliente.

- **Deferred Payment Plan:** ampliación de los períodos de facturación de la cuenta, si esto facilita su pago por parte del cliente.

### 2.2.3.5. Distributed Renewable Generation (DRG)<sup>58</sup>

Muchos dueños de hogar y pequeños negocios tienen o planean instalar aparatos generadores de energía renovable (como paneles solares o turbinas eólicas) para autoabastecerse parte de la energía eléctrica que consumen. Es considerado DGR cualquier equipamiento que genere energía a partir de recursos renovables, y que posea una capacidad máxima de 2 MW.

El exceso de energía puede ser vendido a un REP si el cliente posee un acuerdo de interconexión con su servicio de transmisión y distribución local. Sin embargo, el cliente sólo puede vender al REP a quien compra su energía, y éste no está obligado a comprarla. Algunos REP que compran potencia de DRGs pueden requerir que el cliente se suscriba a una tarifa específica o que el cliente elija libremente.

La mayoría de las áreas en Texas no poseen REPs, sino que son abastecidas por los servicios municipales o cooperativas eléctricas. En este caso el cliente deberá contactar a tal entidad para preguntar términos y condiciones. Antes de instalar un DRG es necesario obtener el acuerdo de interconexión.

### 2.2.3.6. Smart Meters<sup>59</sup>

Muchos tejanos tienen, o pronto tendrán un *Digital Smart Meter*. Inicialmente continuarán midiendo el uso de electricidad, pero poseen Capacidad de comunicación bilateral (*two-way digital communication capabilities*). La manera en que el usuario puede obtener la información de consumo variará, por lo que para saber cómo acceder a ella deberá contactar a su compañía.

En el futuro, estos medidores ayudarán a que el usuario pueda acceder a muchos beneficios disponibles a través del *Smart Metering* o *Advanced Meter Systems (AMS)*. Estos sistemas de comunicación electrónica graban y almacenan el consumo medido y envían esta información al *Transmission and Distribution Service Provider (TDSP)*, que a su vez provee al REP del usuario para facturación.

Cuando esté completamente implementado, el usuario podrá acceder a un seguimiento de su consumo actualizado cada 15 minutos a través de la página web [www.smartmetertexas.com](http://www.smartmetertexas.com), o a través de un monitor intra-hogar, que el usuario puede comprar. De esta manera el usuario es consciente de su consumo y es capaz de auto regularlo para aprovechar el beneficio de las tarifas más baratas en ciertos horarios del día.

Asimismo, esto abre más posibilidades a la diversificación de planes de los comercializadores, ofreciendo, por ejemplo, precios por tiempo de uso o aparatos que controlen automáticamente el consumo (o de forma remota por el usuario), basados en las señales de precios.<sup>60</sup>

---

<sup>58</sup> <http://www.powertochoose.org/content/about/drg.asp>

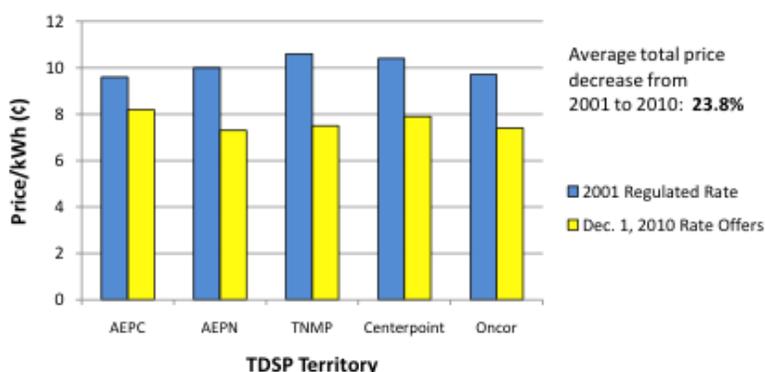
<sup>59</sup> <http://www.powertochoose.org/content/about/smart-meters.asp>

Algunas empresas ya están trabajando en electrodomésticos (lavadoras, refrigeradores, secadoras, etc.) que interactúan con estos medidores, y pueden ser controladas remotamente a través de una red casera (*Home Area Network, HAN*). También hay tecnología en donde el cliente puede conectar un electrodoméstico que ya posea a un enchufe especial en la pared que se puede comunicar con el medidor.

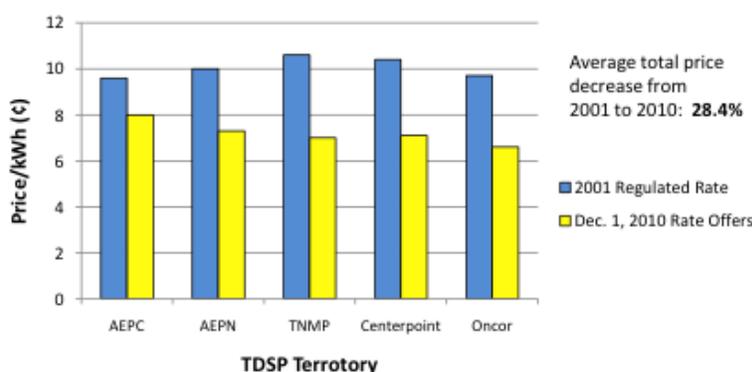
## 2.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución

En el gráfico que sigue se muestra una comparación entre las últimas tarifas fijadas (*Regulated rates*, año 2001) versus las ofertas del año 2010 dentro de las áreas distintas distribuidoras de Texas. Se muestra un gráfico para tarifas fijas y otro para el caso de tarifas variables.

**Gráfico 23 Tarifas fijas reguladas (2001) vs. Tarifas fijas del retail (2010), Precio/kWh**



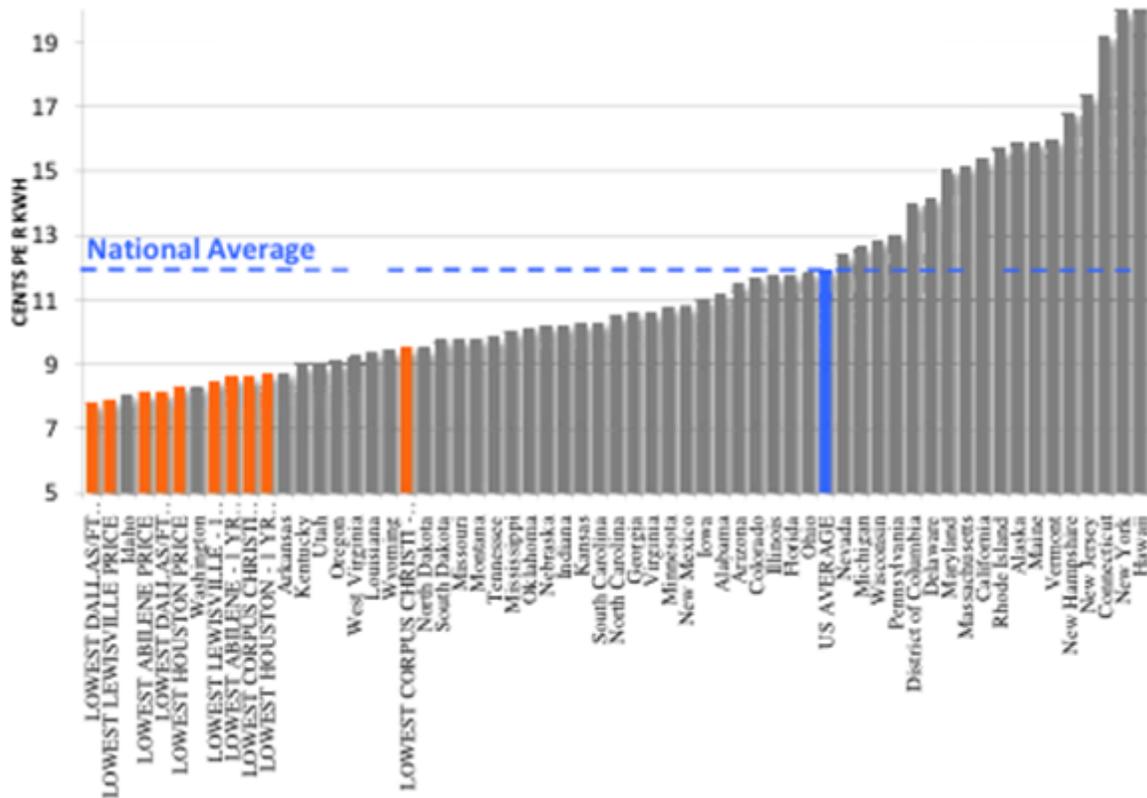
**Gráfico 24 Tarifas variables reguladas (2001) vs. Tarifas variables del retail (2010), Precio/kWh**



<sup>60</sup><http://printfu.org/read/electric-reliability-council-of-texas-2009-annual-report-090a.html?f=1qeYpurpn6Wih-SUpOGum6unh7G7u6jluq6zkruzWk-2r664uMq-IKu0xcCst8CGxLOFwLTOpsell6Cioo61tMPCpriPyKrEt7fEIKThrpivj9ngkbHYrpmWqpTT4-fa4t21vNTiypaj2Kqjo5DaiLDgn6SmsIfc3NngrJid693sm8re0uXZosvU3aHM3eLa2tvZm93b3OeX1eLX3NPi2tbhztvd6ZSmmJagoZuepJ-an5Wxwbm0y12XoLPX3OnH4ZKXnMHb1ePa2Z7izdSWofl>

De los gráficos es posible notar que las tarifas en casi diez años cayeron entre un 23% y 28%. Por supuesto no todo este efecto es debido a la introducción de los REP sino que también tiene que ver con introducción de generación más barata y el descenso del precio de los combustibles entre otros. Para mostrar el efecto de los REP, en el siguiente gráfico se puede apreciar cómo las tarifas en Texas se encuentran entre las más bajas de EEUU.

Gráfico 25 Precio del Retail Residencial, Septiembre 2010



Al año 2009 se unieron al mercado ERCOT 26 comercializadores (totalizando 135), comparados con 19 en el 2008.

## 2.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC

### 2.2.5.1. Incentivos para las energías renovables y la eficiencia energética<sup>61</sup>

El Gobierno Federal ofrece incentivos fiscales para la eficiencia energética y la energía renovable. Los residentes de Texas también pueden verificar los proveedores de servicios públicos locales, ya que algunos cuentan con programas de eficiencia energética que ofrecen préstamos de bajo costo/descuentos y asesoramiento sobre las tecnologías de energía renovable.

Texas ofrece incentivos fiscales para algunas empresas<sup>62</sup>. Por ejemplo, las empresas que utilizan, fabrican o instalan energía solar o eólica pueden recibir rebajas o exenciones al impuesto de franquicia. También existe una exención al impuesto a la propiedad que involucra energía solar, eólica, de biomasa y digestión anaeróbica para las empresas que instalan o construyen tales sistemas.

### 2.2.5.2. Créditos de energía renovable (RECs)

En 2005, la Legislatura de Texas aprobó un "Portafolio de Proyectos de Energías Renovables" que requiere que las compañías de electricidad y los proveedores de electricidad de venta al público (REP) generen y vendan niveles objetivos específicos de energía renovable con el tiempo, con un objetivo de 10.000 MW en capacidad de energía renovable para el 2025.

Con cada MWh de energía renovable generada, se produce un "crédito de energía renovable" (REC). Las compañías de servicios y los proveedores de electricidad deben cumplir con ciertos objetivos de generación renovable y generando ellos mismos o comprando RECs, que se compran y venden abiertamente en el mercado de productos ecológicos.

---

<sup>61</sup> [http://www.powertochoose.org/content/about/electricity\\_basics.asp](http://www.powertochoose.org/content/about/electricity_basics.asp)

<sup>62</sup> <http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?State=TX>

## 2.3. Conclusiones

El Mercado Eléctrico de Texas ha sorteado con éxito su desregulación en un período relativamente corto de tiempo, menos de 10 años. Es interesante notar que esto requirió una fuerte intervención normativa que implicó separar los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización, limitó la participación en la potencia instalada a un 20% y obligó a las empresas de generación a vender a terceros un 15% de su producción, lo que permitió que los nuevos comercializadores contaran con energía suficiente para buscar clientes.

Los esquemas de garantías y vigilancia para evitar procesos especulativos son bastante estrictos, lo que protege a los consumidores de la especulación y a los comercializadores de los riesgos de no pago de los clientes.

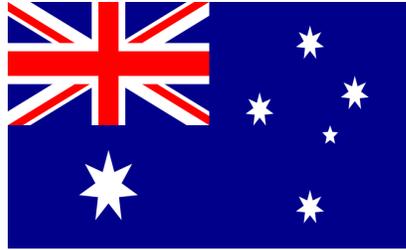
El mercado es amplio en el sentido que cualquier cliente, independiente de su tamaño y actividad, puede elegir comercializador. Asimismo, los esquemas de cargos por transmisión y distribución están diseñados para que cualquier comercializador pueda acceder a cualquier cliente, sin sufrir poder de mercado por parte de las distribuidoras. Por lo tanto la competencia se produce por precio, servicios y tipos de energía que el comercializador es capaz de ofrecer.

Si bien los precios de la electricidad en Texas han aumentado desde la introducción del nuevo esquema, esto ha sido por causas ajenas al mercado (fundamentalmente por alzas precios de combustibles). Hoy en día los precios en Texas son de los más baratos en EE.UU y la expansión del Sistema Eléctrico ha continuado creciendo, con lo que se han evitado los problemas que azotaron a California e hicieron fracasar el esquema de negocio.

## 2.4. Referencias

- [http://www.powertochoose.org/content/about/electricity\\_basics.asp](http://www.powertochoose.org/content/about/electricity_basics.asp)
- <http://www.electricrates.us/articles/53726/Texas-Electricity-Market>
- US Energy Information Administration [http://www.eia.gov/cneaf/electricity/st\\_profiles/texas.html](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/st_profiles/texas.html)
- <http://www.statemaster.com/state/TX-texas/ene-energy>
- <http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/uses/electricity.php>





3. Australia

### 3.1. Descripción de Mercado Eléctrico

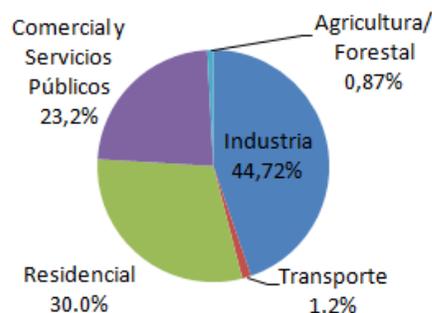
#### 3.1.1. Consumos medios

Considerando cifras del 2008 la producción total de electricidad alcanzó los 257 TWh, mientras que el consumo 212 TWh (IEA)<sup>63</sup>. Esta cifra es similar a la oficial del gobierno de Australia, que estima en 261 TWh la electricidad generada en el periodo 2008-09 (ABARES 2011)<sup>64</sup>.

Dado que Australia no importa ni exporta electricidad, la diferencia entre producción y consumo se explica por pérdidas de transmisión y distribución. Estas pérdidas se deben al largo de las líneas (que sólo en transmisión son casi 42.000 km vs. Chile que tiene alrededor de 6.200 km), y a las altas temperaturas ambientales en el territorio Australiano. La *Tabla 9* presenta los principales consumos sectoriales de Australia (IEA).

**Tabla 9 Consumos Sectoriales (2008), GWh**

Sector	Consumo
Industria	94,868
Transporte	2,811
Residencial	58,195
Comercial y Servicios Públicos	54,396
Agricultura/ Forestal	1,875
<b>Total</b>	<b>212,145</b>



#### 3.1.2. Matriz de Generación

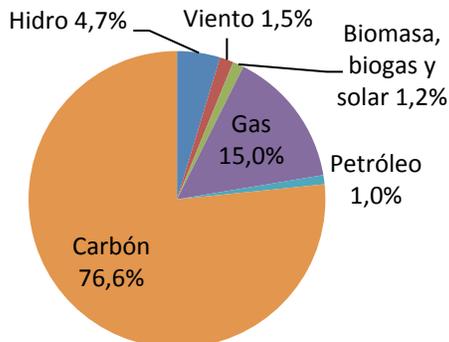
En el periodo 2008-09, la capacidad de generación alcanzó 51 GW. La capacidad de generación ha aumentado en tasa promedio anual de 1.86% entre los periodos 2001-02 hasta 2008-09. La utilización de la capacidad se ha mantenido relativamente estable los últimos cinco años con valores que fluctúan entre 52 y 56%.

<sup>63</sup> [http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=AU](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=AU). Revisión enero de 2012.

<sup>64</sup> *Energy in Australia 2011*. Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics and Sciences (ABARES).

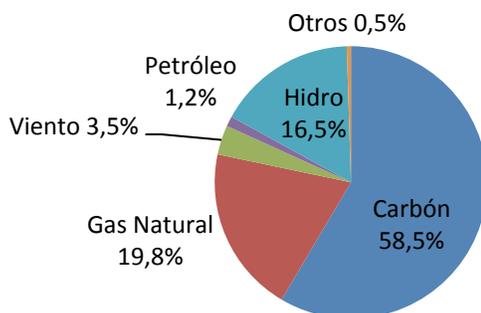
La mayor parte de la producción se genera con capacidad térmica. El carbón representa un 77% de la energía generada del periodo 2008-09. Le sigue el gas natural con 15%. La generación por medio de fuentes renovables no alcanza el 10%.

**Gráfico 26 Generación Eléctrica por combustible, 2009<sup>65</sup>**



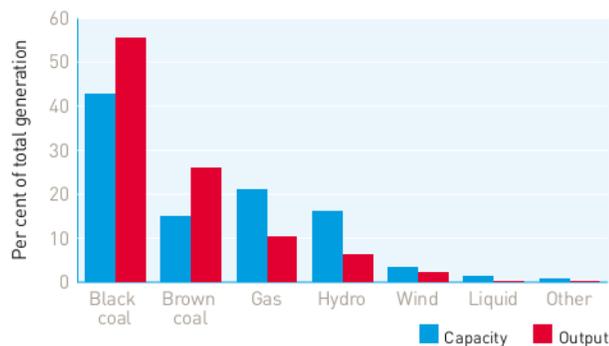
En los cinco años entre 2003-2004 hasta 2008-2009 la producción por renovables aumentó a una tasa media anual de 2%. Esta cifra es mayor a la del crecimiento de la energía generada total que alcanza una media anual de 1,55% en el mismo período.

**Gráfico 27 Capacidad Instalada, 2009**

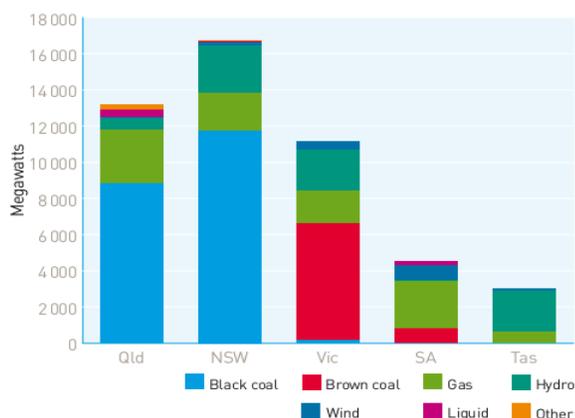


A continuación se presenta una comparación porcentual entre la capacidad de generación y la producción de energía eléctrica de acuerdo al tipo de combustible utilizado. Como se puede ver del *Gráfico 28* que aunque Australia posea un 16% (aprox.) de capacidad hidroeléctrica, menos del 6% de su electricidad es producida por ésta. En cambio, el carbón representa aproximadamente un 58% de la capacidad total, y produce alrededor de 81% de la electricidad. Para el caso del gas natural, éste es alrededor del 21% de la capacidad instalada, versus un 10% que representa de la producción de electricidad.

<sup>65</sup> ABARES (2011). "Energy in Australia 2011". De: <http://www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf>

**Gráfico 28 Generación Registrada en NEM según tipo de combustible, 2009-2010<sup>66</sup>**

Victoria, New South Wales y Queensland son las regiones que más dependen del carbón como combustible para generar electricidad (ver *Gráfico 29*). El viento produce un 2% de la electricidad de Australia, siendo un 3% de la capacidad instalada. Debido a políticas ambientales, su inversión ha ido en aumento, en especial en South Australia. Actualmente la generación eólica representa un 20% de la capacidad de este estado.

**Gráfico 29 Capacidad de generación por región, según tipo de combustible, 2010**

### 3.1.3. Regulación del Sector

Hasta mediados de la década del noventa los estados de Australia contaban con sistemas aislados, cada uno con una estructura vertical totalmente integrada. Desde entonces el sistema eléctrico Australiano ha experimentado una reforma importante. Un objetivo principal de la reforma ha sido introducir más competencia donde esta sea posible. La transmisión y distribución se consideran monopolios naturales. Por el contrario, las funciones de generación y comercialización se han abierto a la competencia. Una medida

<sup>66</sup> Australian Energy Regulator (2010). “*State of the Energy Market 2010*”. De: <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/1021485>

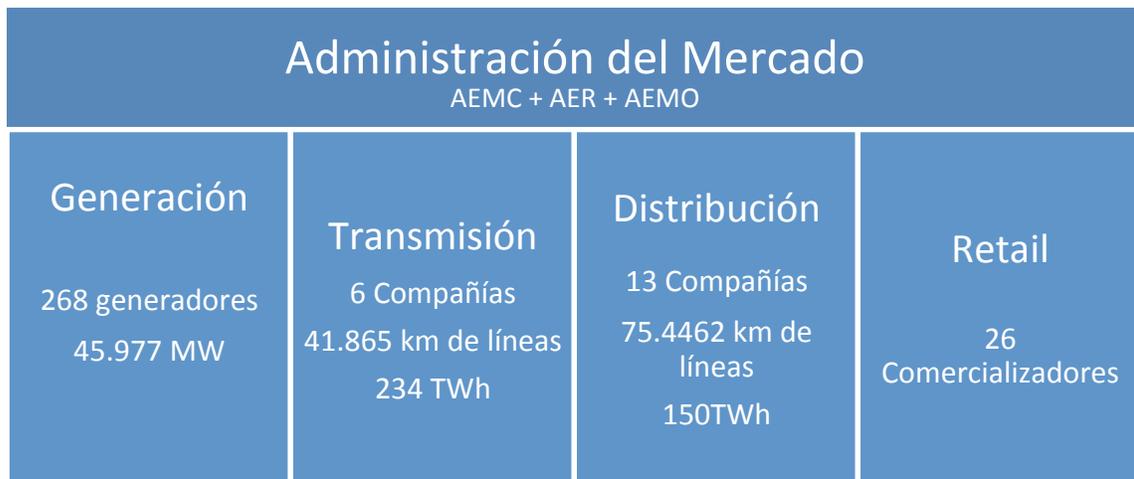
asociada a la reestructuración ha sido dividir las cuatro funciones (generación, transmisión, distribución, comercialización) en negocios separados (*unbundling*).

Actualmente, el principal mercado eléctrico de Australia, el National Electric Market NEM, opera abarca la mayor parte del territorio australiano y contiene las redes de los estados de Queensland (QLD), New South Wales (NSW), Victoria (VIC), South Australia (SA) y Tasmania.

El NEM se compone de cinco elementos primarios (Wessex Consult 2010):

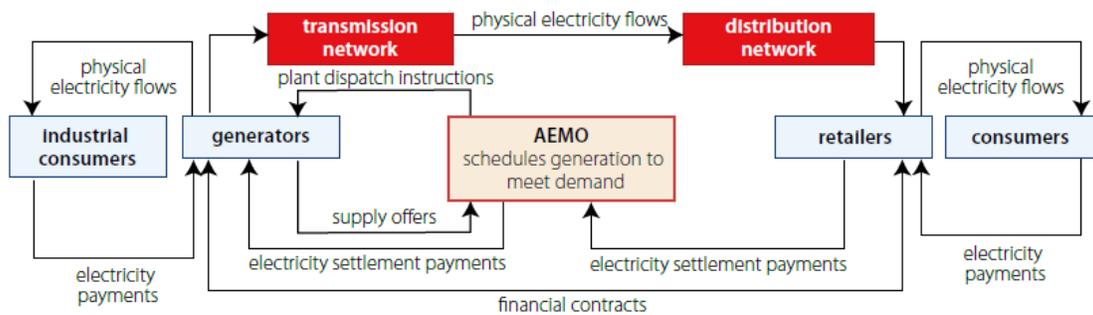
- Administración del Mercado
  - AEMC-Australian Market Commission (elabora las reglas)
  - AER- Australia Energy Regulator (fiscaliza las reglas)
  - AEMO-Australian Energy Management Operator (administra los mercados).
- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Retail

**Ilustración 12 Organización Industrial de Australia**



La reforma del sistema eléctrico Australiano y la creación del NEM definen la estructura actual de la industria. El NEM opera como un mercado mayorista spot donde los generadores y comercializadores transan electricidad en un mercado tipo pool manejado por AEMO. AEMO agrega y despacha la oferta para satisfacer la demanda. Además, los comercializadores y generadores pueden recurrir a contratos financieros para manejar los riesgos asociados a la volatilidad de los precios spot. La estructura del mercado puede apreciarse en la figura siguiente:

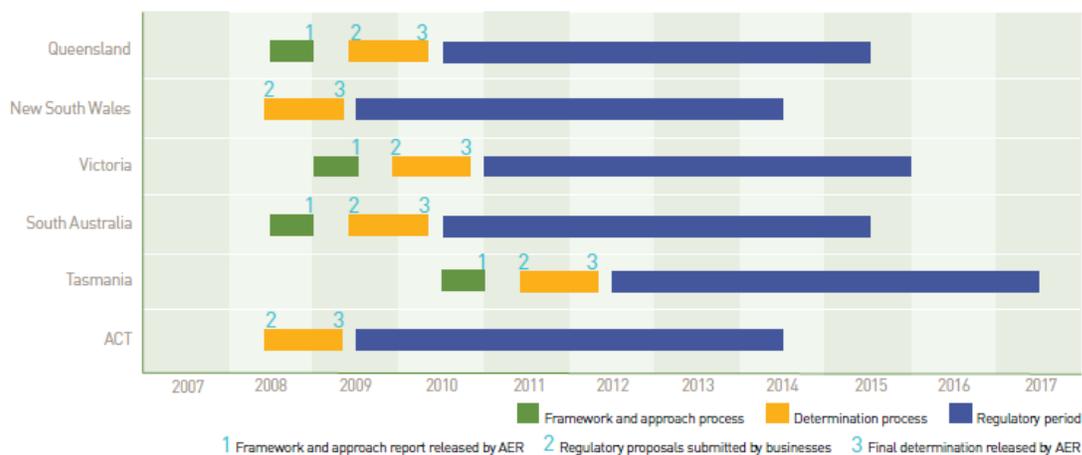
Ilustración 13 Estructura del Mercado<sup>67</sup>



En el NEM, las redes de transmisión y distribución se regulan bajo la *National Electricity Law (Electricity Law)* y *National Electricity Rules (Electricity Rules)* para manejar los riesgos asociados a precios monopólicos y asociados a seguridad del sistema.

En Enero del 2008, AER adquirió la responsabilidad de regular la distribución (que antes era responsabilidad de cada región). Cada distribuidor debe proponer a AER tarifas que determinen su rentabilidad para al menos cinco años. Los periodos de consulta consideran definir un enfoque de regulación, un proceso de fijación de tarifas y el periodo regulatorio en que éstas aplican. La figura siguiente muestra la cronología de cada región respecto de la fijación de tarifas de distribución.

Tabla 10 Proceso de Determinación de las Redes de Distribución



El cuadro siguiente muestra los enfoques regulatorios que han ocupado distintos distribuidores en las diferentes regiones. Los enfoques varían para ajustarse a la realidad e historia regulatoria de cada región.

<sup>67</sup> ABARES 2011

**Tabla 11 Mecanismos de Control de las Distribuidoras**

FORM OF REGULATION	HOW IT WORKS	REGULATORY POSITION AT 1 JULY 2009	
		REGULATOR	DISTRIBUTION BUSINESSES
Price cap or tariff basket	Sets a ceiling on distribution tariffs/prices. For a weighted average price cap, the business is free to adjust its individual tariffs as long as the weighted average remains within the ceiling.	Essential Services Commission (Vic), administered by the AER	Powercor SP AusNet United Energy CitiPower Jemena
	There is no cap on the total revenue that a distribution business may earn. Revenues can vary depending on tariff structures and the volume of electricity sales.	AER	EnergyAustralia Integral Energy Country Energy
Revenue cap	Sets the maximum revenue that a business may earn during a regulatory period. It effectively caps total earnings. This mirrors the approach used to regulate transmission networks. The distribution business may set individual tariffs such that total revenues do not exceed the cap.	Queensland Competition Authority	ENERGEX Ergon Energy
		Office of the Tasmanian Economic Regulator	Aurora Energy
		Economic Regulation Authority (WA)	Western Power
Maximum average revenue cap	Sets a ceiling on average revenues during a regulatory period. Total prescribed distribution service revenues are capped each year at the average revenue allowance for a year multiplied by actual energy sales. Tariffs must be set to comply with this constraint.	AER	ActewAGL
Revenue yield control	Links the amount of revenue that a business may earn to the volume of electricity sold. Total revenues are not capped and may vary in proportion to the volume of electricity sales.	Essential Services Commission of South Australia	ETSA Utilities
	The business is free to determine individual tariffs –subject to tariff principles and side constraints– such that total revenues do not exceed the average.		
Schedule of fixed prices	Sets a list or schedule of prices for each individual service provided by the distribution business.		

La función de comercialización se creó globalmente para el NEM pero cada Estado desagregó el segmento en distintos momentos y modalidades. Con el fin de homogenizar la estructura de los mercados y su coordinación, el AER asume nuevas responsabilidades respecto de regulación de comercialización este año 2012. Las responsabilidades incluyen monitoreo y fiscalización del cumplimiento de la *National Energy Retail Law*; otorgar permisos a los comercializadores para operar; aprobar las políticas que cada comercializador aplica a sus consumidores; administrar un comercializador nacional de esquema de último recurso; proteger a los consumidores y al mercado en caso que alguna empresa de comercialización tenga problemas (por ejemplo quiebre); y reportar acerca del desempeño de los comercializadores y la actividad de mercado.



### 3.1.5. Organización Industrial del sector

Australia organiza su Estado en una estructura federal. Además de normativas nacionales, cada estado y territorio tiene su propia legislación. El *Australian Energy Regulator* (AER) regula el mercado mayorista de electricidad y es responsable de regular las redes de transmisión y distribución en el NEM. AER también regula los mercados de retail en todos los Estados salvo en *Western Australia* y *Northern Territory*.

La estructura del mercado post reforma tiene las siguientes características:

- Varias firmas de generación operan en cada Estado
- Una única empresa de transmisión opera en cada Estado
- Franquicias de monopolio natural para la distribución se han mantenido en Estados con concesión pre-existente y se han creado en otros Estados. Se ha reducido número de distribuidoras.
- La función de comercialización se separa de la de distribución. En este segmento operan varias firmas.

Desde las reformas de los noventa, el desarrollo de la industria eléctrica ha variado a través de los estados. Jurisdicciones con niveles altos de propiedad gubernamental, como en el estado de New South Wales, han tenido una estructura industrial estable. De manera similar, Queensland ha mantenido su estructura industrial pero considera vender negocios de comercialización para desagregarla verticalmente de la distribución en términos de propiedad.

Por el contrario, la estructura industrial de Victoria y South Australia ha evolucionado rápidamente desagregando y privatizando activos. En estos casos se ha desarrollado integración vertical entre comercializadores y generadores. La integración se ha conseguido a través de fusiones o de inversión en capacidad por parte de comercializadores. Esto ha resultado en diferencias importantes en la estructura a través de NEM.

En el NEM con cifras válidas en 2010, aproximadamente dos tercios de la capacidad de generación es de propiedad controlada por el Estado (AER 2010):

- En Victoria y South Australia la mayor parte de la capacidad es privada. Los principales actores son AGL Energy, International Power, TRUenergy, la Great Energy Alliance Corporation (en que AGL Energy tiene una participación de 32.5%) and Alinta Energy. Origin Energy tiene capacidad en South Australia y desarrolla nueva capacidad en Victoria. El nivel de integración vertical es significativo. En efecto, AGL Energy y TRUenergy son actores clave tanto en generación como en comercialización. La empresa estatal Snowy Hydro posee alrededor de 20% de la capacidad de Victoria.
- El Estado posee 90% de la capacidad de New South Wales y controla 67% de la capacidad de generación de Queensland. Para este último estado se incluyen “power purchase agreements” por capacidad privada (como en centrales de Gladstone y Collinsville).

Australia suele referirse a la regulación de las redes considerando transmisión y distribución. Respecto de la transmisión, ésta es de propiedad privada en Victoria y South Australia. También lo son las tres interconexiones Directlink, Murraylink y Basslink. La *Tabla 12* presenta las redes de transmisión y su propiedad.

**Tabla 12 Redes de Transmisión**

NETWORK	LOCATION	LINE LENGTH (KM)	ELECTRICITY TRANSMITTED (GWh), 2008-09	MAXIMUM DEMAND (MW), 2008-09	ASSET BASE (2009 \$ MILLION) <sup>1</sup>	INVESTMENT—CURRENT PERIOD (2009 \$ MILLION) <sup>2</sup>	CURRENT REGULATORY PERIOD	OWNER
<b>NEM REGION NETWORKS</b>								
Powerlink	Qld	13 106	49 104	8 677	3 979	2 564	1 July 2007 – 30 June 2012	Queensland Government
TransGrid	NSW	12 445	75 744	14 274	4 213	2 440	1 July 2009 – 30 June 2014	New South Wales Government
SP AusNet	Vic	6 553	51 777	10 446	2 265	1 004 <sup>3</sup>	1 Apr 2008 – 30 Mar 2014	Publicly listed company (Singapore Power International 51%)
ElectraNet	SA	5 589	13 327	3 408	1 303	659	1 July 2008 – 30 June 2013	Powerlink (Queensland Government), YTL Power Investment, Hastings Utilities Trust
Transend	Tas	3 650	11 031	2 236	950	615	1 July 2009 – 30 June 2014	Tasmanian Government
<b>NEM TOTALS</b>		<b>41 343</b>	<b>200 983</b>		<b>12 710</b>	<b>7 282</b>		
<b>INTERCONNECTORS<sup>4</sup></b>								
Directlink (Terranora)	Qld–NSW	63		180	132		1 July 2005 – 30 June 2015	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 50%, Osaka Gas 30%, APA Group 20%)
Murraylink	Vic–SA	180		220	121		1 Oct 2003 – 30 June 2013	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 50%, Osaka Gas 30%, APA Group 20%)
Basslink	Vic–Tas	375			858 <sup>5</sup>		Unregulated	CitySpring Infrastructure Trust (Temesek Holdings (Singapore) 28%)

GWh, gigawatt hours; MW, megawatts.

1. The regulated asset bases are as set at the beginning of the current regulatory period for each network, converted to June 2009 dollars.

2. Investment data are forecast capital expenditure over the current regulatory period, converted to June 2009 dollars.

3. SP AusNet's investment data include forecast augmentation investment by the Australian Energy Market Operator (formerly VENCORP).

4. Not all interconnectors are listed. The unlisted interconnectors, which form part of the state based networks, are Heywood (Victoria – South Australia),

QNI (Queensland – New South Wales) and Snowy-Victoria.

5. Basslink is not regulated, so has no regulated asset base. The listed asset value is the estimated construction cost.

Sources: AER, *Transmission network service providers: electricity performance report for 2008-09*, 2010 and previous years; AER/ACCC revenue cap decisions.

Respecto de la distribución, en la *Tabla 13* se aprecia que en Queensland, NSW y Tasmania las redes de distribución son principalmente de propiedad del Estado.

Tabla 13 Redes de Distribución

NETWORK	CUSTOMER NUMBERS	LINE LENGTH (KM)	MAXIMUM DEMAND (MW) (2008–09)	ASSET BASE (2009 \$ MILLION) <sup>1</sup>	INVESTMENT — CURRENT PERIOD (2009 \$ MILLION) <sup>2</sup>	CURRENT REGULATORY PERIOD	OWNER
<b>QUEENSLAND</b>							
ENERGEX	1 256 574	52 361	4 593	7 867	5 602	1 Jul 2010–30 Jun 2015	Queensland Government
Ergon Energy	636 480	145 904	2 498	7 149	4 866	1 Jul 2010–30 Jun 2015	Queensland Government
<b>NEW SOUTH WALES AND ACT</b>							
EnergyAustralia <sup>3</sup>	1 591 372	49 546	5 918	8 431	7 837	1 Jul 2009–30 Jun 2014	New South Wales Government
Integral Energy	859 718	33 579	3 798	3 744	2 721	1 Jul 2009–30 Jun 2014	New South Wales Government
Country Energy	786 241	189 823	2 332	4 382	3 826	1 Jul 2009–30 Jun 2014	New South Wales Government
ActewAGL	161 061	4 795	...	607	275	1 Jul 2009–30 Jun 2014	ACTEW Corporation (ACT Government) 50%, Jemena (Singapore Power International (Australia)) 50%
<b>VICTORIA</b>							
Powercor	698 509	83 468	2 380	2 132	1 276	1 Jan 2011–31 Dec 2015	Cheung Kong Infrastructure/Hongkong Electric Holdings 51%, Spark Infrastructure 49%
SP AusNet	609 855	47 999	1 682	2 043	1 365	1 Jan 2011–31 Dec 2015	SP AusNet (listed company, Singapore Power International 51%)
United Energy	620 300	12 707	2 070	1 330	725	1 Jan 2011–31 Dec 2015	Jemena (Singapore Power International (Australia)) 34%, DUET Group 66%
CitiPower	304 957	6 478	1 463	1 240	740	1 Jan 2011–31 Dec 2015	Cheung Kong Infrastructure/Hongkong Electric Holdings 51%, Spark Infrastructure 49%
Jemena	303 245	5 928	1 011	729	418	1 Jan 2011–31 Dec 2015	Jemena (Singapore Power International (Australia))
<b>SOUTH AUSTRALIA</b>							
ETSA Utilities	807 500	86 634	3 086	2 772	1 549	1 Jan 2011–31 Dec 2015	Cheung Kong Infrastructure/Hongkong Electric Holdings 51%, Spark Infrastructure 49%
<b>TASMANIA</b>							
Aurora Energy	269 554	25 050	1 073	1 072	631	1 Jan 2008–20 Jun 2013	Tasmanian Government
<b>NEM TOTALS</b>	<b>8 905 366</b>	<b>744 272</b>		<b>43 498</b>	<b>31 832</b>		

El sector de comercialización aumenta la participación de privados progresivamente. La *Tabla 14* presenta a los comercializadores activos para clientes residenciales y pequeños negocios.

Tabla 14 Comercializadores activos en Junio 2010

RETAILER	OWNERSHIP	QLD	NSW	VIC	SA	TAS	ACT
ActewAGL Retail	ACT Government and AGL Energy		•				•
AGL Energy	AGL Energy	•	•	•	•		
Aurora Energy	Tasmanian Government					•	
Australian Power & Gas	Australian Power & Gas	•		•			
Click Energy	Click Energy						
Country Energy	New South Wales Government <sup>1</sup>		•				
Dodo Power & Gas	Dodo Power & Gas						
Energy Australia	New South Wales Government <sup>1</sup>		•				•
Ergon Energy	Queensland Government						
Integral Energy	New South Wales Government <sup>1</sup>		•				
Lumo Energy	Infratil			•			
Momentum Energy	Hydro Tasmania (Tasmanian Government)						
Neighbourhood Energy	Neighbourhood Energy <sup>2</sup>						
Origin Energy	Origin Energy	•	•	•	•		
Powerdirect <sup>3</sup>	AGL Energy	•					
Qenergy	Qenergy						
Red Energy	Snowy Hydro <sup>3</sup>			•			
Sanctuary Energy	Sanctuary Energy <sup>4</sup>						
Simply Energy	International Power			•			
Tas Gas Retail (formerly Option One)	Prime Infrastructure <sup>5</sup>					•	
TRUenergy	CLP Group		•	•			•

Electricity retailer ■  
 Gas retailer ■  
 Local area retailer •

1. The New South Wales Government was in 2010 progressing plans to privatise this entity.

2. Alinta Energy (formerly Babcock & Brown Power) became a major shareholder of Neighbourhood Energy in March 2010.

Existen importantes niveles de integración vertical entre comercializadores y otros segmentos de la industria:

- AGL Energy, Origin Energy, TRUenergy e International Power son actores importantes tanto en generación como en comercialización.
- El sector público también muestra integración vertical. Snowy Hydro (generador) es dueño de Red Energy (comercializador), con participaciones de mercado en Victoria y South Australia.
- En New South Wales, Queensland y Tasmania los gobiernos regionales son dueñas de negocios que ofrecen distribución y comercialización. En estos casos, el regulador aplica arreglos que permitan la separación de los negocios.

Las *Tabla 15*, *Tabla 16* y *Tabla 17* muestran las participaciones de mercado de comercializadores para Queensland, Victoria y South Australia respectivamente.

**Tabla 15 Participación del mercado (pequeños consumidores), Queensland Junio 2008**

RETAILER	SMALL CUSTOMERS (%)
Origin Energy	36
Ergon Energy	33
AGL Energy	19
Other	12
Total small customers (no.)	1 930 000

**Tabla 16 Participación del mercado (pequeños consumidores), Victoria Junio 2008**

RETAILER	CUSTOMERS		
	DOMESTIC (%)	BUSINESS (%)	TOTAL (%)
AGL Energy	25.8	21.6	25.3
Origin Energy	27.9	33.9	28.6
TRUenergy	22.9	23.1	22.9
Other	23.4	21.5	23.2
Total customers (no.)	2 155 995	288 940	2 444 935

**Tabla 17 Participación del mercado (pequeños consumidores), South Australia Junio 2008**

RETAILER	CUSTOMERS		
	DOMESTIC (%)	BUSINESS (%)	TOTAL (%)
AGL Energy	53.4	63.0	54.5
Origin Energy	14.3	16.0	14.5
TRUenergy	13.1	8.4	12.6
Simply Energy	10.1	4.2	9.5
Other	9.0	8.4	8.9
Total customers (no.)	687 072	84 838	771 910

### 3.1.6. Mercado spot (NEM)

El mercado eléctrico de Australia es uno de los de mayor importancia del país aportando un 1,4% del valor agregado de la industria.

El mercado spot de NEM es operado por *Australian Energy Market Operator (AEMO)*. Entre las funciones de AEMO destacan la implementación, administración y operación del mercado mayorista, como

también velar por la seguridad del sistema de potencia. AEMO se creó el 2009 como la fusión de 6 entidades de gas y electricidad<sup>69</sup> para manejar el sistema energético de manera integrada.

A diferencia de otros países, la regulación no entrega a los generadores pagos por capacidad o disponibilidad. Sí se promueve la generación eficiente permitiendo comercio entre las cinco regiones a través del NEM. New South Wales es un importador neto con poca capacidad de punta. Victoria cuenta con bastante capacidad de base haciéndolo un exportador neto. Queensland cuenta con mayor capacidad instalada que su demanda de punta haciéndolo también un exportador neto. South Australia y Tasmania son importadores netos. El *Gráfico 30* muestra la posición comercial neta de cada región.

**Gráfico 30 Comercio Interregional como porcentaje de consumo eléctrico regional<sup>70</sup>**



En el mercado mayorista, los generadores hacen ofertas asociadas a precio y cantidad en un sistema de subasta para cada periodo de despacho de cinco minutos. AEMO despacha los generadores en orden de mérito progresivamente hasta satisfacer la demanda. El precio de despacho para un intervalo de cinco minutos es el precio del último MW (marginal) despachado. Un precio mayorista (spot) se determina como el promedio simple de los seis precios de despacho de cinco minutos de la media hora anterior.

El NEM es un *pool* bruto<sup>71</sup> lo que significa que toda la venta de toda la generación debe realizarse en el mercado spot. AEMO publica cada media hora el precio spot de la electricidad en cada región basado en

<sup>69</sup> (1) National Electricity Market Management Company (NEMMCO), (2) Victorian Energy Networks Corporation (VENCorp), (3) Electricity Supply Industry Planning Council (ESIPC), (4) Retail Energy Market Company (REMCO), (5) Gas Market Company (GMC), (6) Gas Retail Market Operator (GRMO)

<sup>70</sup> AEMO, AER

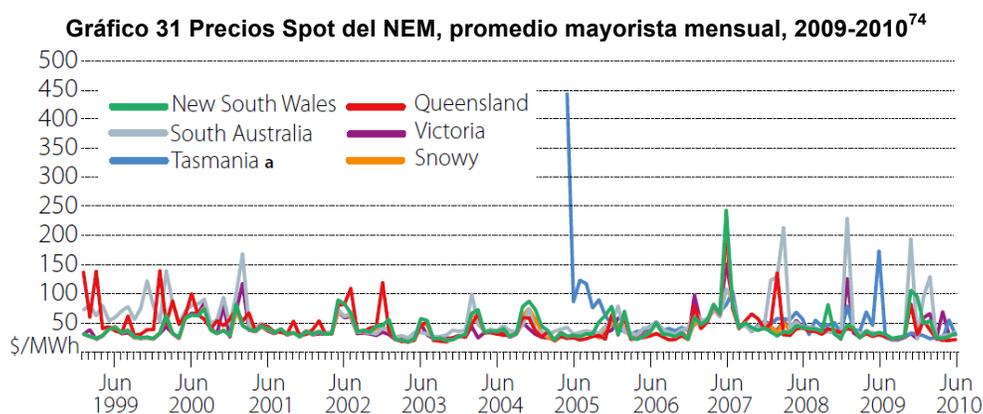
<sup>71</sup> En un *pool* bruto toda la producción de una generadora se determina por el operador del mercado y el productor no puede influenciar directamente la producción. Por el contrario, en un *pool* neto el productor puede determinar al menos un nivel inicial de producción que posteriormente entrega las bases para ofrecer modificaciones al

orden de mérito. Los clientes y comercializadores compran energía del mercado spot en su región y pagan el precio spot. Todos los generadores que proveen potencia al mercado regional reciben un pago también al precio spot. Los precios spot pueden fluctuar de un piso de -\$1000/MWh y un tope de \$12500/MWh<sup>72</sup> (Estos valores son válidos al menos hasta enero 2011).

Aunque el mercado determina un precio diferente en cada región, las regiones interiores operan como un mercado integrado con alineamiento de precios 60-80% del tiempo (AER 2010). Las pequeñas diferencias de precios se explican por pérdidas en las líneas de transmisión. Las pérdidas mayores de precios se explican cuando un interconector regional se congestiona, imposibilitando el comercio entre regiones.

Los eventos de precios extremos de *South Australia* y *New South Wales* se asocian típicamente con comportamiento oportunista de los generadores en el proceso de subasta. También hubo instancias de precios altos de servicios auxiliares en *South Australia* y *Tasmania*. Un período sostenido de precios extremos puede gatillar que se ponga una cota<sup>73</sup> al precio de \$300/MWh. Una instancia de estas instancias ocurrió en Noviembre 2009 en South Australia.

La figura siguiente presenta los precios spot promedio mensuales para cada una de las regiones que integran el NEM (ABARES 2011).



<sup>a</sup> Tasmania joined the National Electricity Market in 2005.

mercado centralizado. Por tanto, el pool neto corresponde a un híbrido entre un pool puro y un mercado bilateral de contratos. En la práctica, el concepto de pool bruto se aplica a mercados mayoristas y el de pool neto al diseño de mecanismos de ajuste.

<sup>72</sup> Este valor coincide con el que se fija al momento de una interrupción en el suministro.

<sup>73</sup> AEMOS aplica esta cota cuando la suma de los precios spot de media hora durante siete días corridos supera un umbral (de 187500 por MWh en 2010).

<sup>74</sup> AEMO

### 3.1.7. Rol de contratos

El mercado Australiano es uno de los pocos en que los contratos no se relacionan con entrega física de electricidad. Esto permite que participantes de tipo financiero (como bancos) participen en el mercado financiero, contribuyendo a la liquidez del mercado sin requerir posesión de activos físicos de generación. De esta manera en el mercado eléctrico sólo existen mercados de derivados para mitigar riesgos de precio.

Los mercados financieros ofrecen instrumentos contractuales (derivados) para manejar el riesgo de precio asociado al mercado mayorista. Los participantes en el mercado de derivados incluyen generadores, comercializadores, intermediarios financieros y especuladores. Brokers facilitan la realización de transacciones entre las partes de un contrato.

En Australia existen dos mercados financieros distintos relacionados con el mercado mayorista. El primero corresponde a un mercado over-the-counter (OTC) en donde se realizan transacciones directas entre las partes, usualmente con la asistencia de un broker. El segundo es el mercado de intercambio en que productos futuros desarrollados por d-cyphaTrade<sup>75</sup> se transan en Sydney Futures Exchange (SFE). Los participantes (brokers registrados) pueden comprar y vender contratos para clientes que incluyen generadores, comercializadores e intermediarios. Los contratos futuros se enlistan en una base calendario trimestral hasta cuatro años por delante.

Contratos de aplicación común tanto en el mercado OTC como en la bolsa incluyen:

**Tabla 18 Derivados comunes en los mercados over-the-counter y de futuros de Sydney<sup>76</sup>**

INSTRUMENT	DESCRIPTION
<b>Forward contracts</b>	An agreement to exchange the NEM spot price in the future for an agreed fixed price. Forwards are called swaps in the OTC markets and futures on the SFE.
> Swaps (OTC market)	OTC swap settlements are typically paid or received weekly in arrears (after the spot price is known) based on the difference between the spot price and the previously agreed fixed price.
> Futures (SFE)	SFE electricity futures and options settlements are paid or received daily based on mark-to-market valuations. SFE futures are finally cash settled against the average spot price of the relevant quarter.
<b>Options</b>	A right—without obligation—to enter into a transaction at an agreed price in the future (exercisable option) or a right to receive cash flow differences between an agreed price and a floating price (cash settled option).
> Cap	A contract through which the buyer earns payments when the pool price exceeds an agreed price. Caps are typically purchased by retailers to place a ceiling on their effective pool purchase price in the future.
> Floor	A contract through which the buyer earns payments when the pool price is less than an agreed price. Floors are typically purchased by generators to ensure a minimum effective pool sale price in the future.
> Swaptions or futures options	An option to enter a swap or futures contract at an agreed price and time in the future.
> Asian options	An option through which the payoff is linked to the average value of an underlying benchmark (usually the NEM spot price) during a defined period.
> Profiled volume options for sculpted loads	A volumetric option that gives the holder the right to purchase a flexible volume in the future at a fixed price.

<sup>75</sup> d-cyphaTrade es el auspiciador oficial del mercado d-cyphaTrade ASX Australian Electricity Futures and options market.

<sup>76</sup> AER, 2009

Los precios spot y de contratos futuros entregan las señales de mercado para inversión en nueva generación y para futuros comercializadores. Precios altos (el equilibrio de oferta y demanda es estrecho) entrega incentivos a la inversión. Al contrario, precios bajos entregan una señal a nuevos competidores del retail y a grandes usuarios de energía de aprovechar los bajos costos de la oferta.

La figura siguiente muestra los precios medios para futuros base según el *National Power Index*. Este índice representa el precio promedio de los futuros transados en SFE cubriendo un año calendario y serán citados todos aquellos años disponibles. Este índice es publicado por *d-cyphaTrade* para cada año calendario. Se calcula como el promedio del precio diario de venta de futuros por energía de base para los cuatro trimestres del año.

**Gráfico 32 National Power Index<sup>77</sup>**



<sup>77</sup> AER (2010)

## 3.2. Comercializador

Todas las jurisdicciones de NEM salvo Tasmania<sup>78</sup> han introducido libre competencia total en el segmento de comercialización. Esto permite que los clientes firmen contratos con su comercializador de elección. En la transición, existen aún límites a los precios en varias jurisdicciones. Todas las regiones, excepto Victoria, aplican alguna forma de límite superior de precio para todos los servicios eléctricos.

Las regiones han introducido la libre competencia en distintos momentos. Por ejemplo, en Queensland comenzó el 2007, New South Wales el 2002, South Australia en 2003 y Victoria liberalizó la comercialización en 2009.

Un comercializador puede ser también un generador y para ello debe declararse como tal para ambas funciones. Por ejemplo, AGL Energy y Origin Energy son tanto generadores como comercializadores.

En algunos Estados existe integración entre distribución y comercialización. En estos casos, la propiedad de estas empresas es pública. La intención declarada de la autoridad es desagregar ambos negocios a través de la privatización (separada) de uno o los dos negocios.

Actualmente hay 28 comercializadores en toda Australia, y los cuatro mayores abarcan el 80% del total de consumidores residenciales. Esto se debe a que cada estado posee distintos precios mayoristas, y distintos precios de retail.

El comercializador tiene la opción de ofrecer distintos productos aumentan las posibilidades de elección por parte de los consumidores. A continuación se presenta un cuadro en que se muestra la diversidad de productos y sus costos.

---

<sup>78</sup> En esta región, los clientes pueden optar sólo si consumen al menos 150 MWh mensuales.



### 3.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor de energía y comercializador

Todas las jurisdicciones salvo Victoria aplicaban regulación de precios de comercialización a través de un tope. Típicamente, un comercializador local debe ofrecer energía a precio regulado. Todos los consumidores pueden solicitar modificar el contrato (recibir una oferta del comercializador local) y también escoger un contrato en el mercado liberalizado de un comercializador registrado alternativo.

No existen costos asociados al cambio de comercializador aunque sí pueden existir cambios de terminación anticipada de contratos. Los montos de estos últimos no serían significativos y varios competidores han reducido o incluso eliminado este tipo de cláusulas para atraer clientes. Como los medidores son de propiedad del distribuidor no existen cambios en costos al respecto.

### 3.2.2. Precios finales.

Las cuentas de electricidad cubren los costos del mercado mayorista, de la transmisión, distribución y servicios de comercialización.

Un elemento crítico es incluir los costos de transmisión y distribución. Estos cargos se aplican utilizando tarifas reguladas considerando que estas compañías son monopolios naturales<sup>80</sup>. Por tanto, sus ganancias son reguladas por AER bajo reglas determinadas por AEMC. Los medidores son propiedad de los distribuidores. El distribuidor entrega información y cobra los cargos al comercializador.

El cuadro siguiente presenta la composición de una cuenta de electricidad para un consumidor residencial típico del NEM.

**Tabla 19 Composición de las cuentas residenciales de luz y gas<sup>81</sup>**

JURISDICTION	WHOLESALE ENERGY COSTS	NETWORK COSTS	RETAIL OPERATING COSTS	RETAIL MARGIN
<b>PER CENT OF TYPICAL SMALL CUSTOMER BILL</b>				
<b>ELECTRICITY</b>				
New South Wales	37	51	6	5
Queensland	42	49	4	5
South Australia	44	43	8	5
Tasmania	43	49	5	3
ACT	45	43	7	5
<b>GAS</b>				
New South Wales	33	47	13	7
South Australia	18	60	17	5

Note: South Australian gas estimates are based on 2008 data. All other estimates are based on 2010 data.

Sources: Determinations, draft determinations, fact sheets and newsletters by IPART (New South Wales), the QCA (Queensland), ESCOSA (South Australia), OTTER (Tasmania) and the ICRC (ACT).

<sup>80</sup> Transmission and Distribution Use of System Charges (TUoS y DUoS).

<sup>81</sup> AER (2010)

Los costos asociados a la generación están entre 37 y 45%, uso de las redes 43 y 51%, costos de operación de comercialización entre 3 y 5%, y el margen de comercialización 3-5%. Se espera que la participación asociada a redes aumente a alrededor de 57% el año 2012-13.

### 3.2.3. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador

Para participar en el NEM, los distintos participantes (generadores, de servicios de red, y consumidores) deben registrarse. Cada participante debe registrarse separadamente en cada una de las categorías en que participa. El registro de participantes es un proceso forma definido por reglas específicas. Los participantes registrados deben pagar cargos que permitan recuperar los costos asociados a la administración del mercado.

AEMO es responsable de asegurarse que todos los participantes del mercado cumplan criterios de riesgo crediticio para participar del mercado spot. Para garantizar que los generadores reciban sus pagos, AEMO tiene programas de riesgo estrictos. Se requiere que los comercializadores entreguen una garantía financiera (que garanticen el cumplimiento de las obligaciones adquiridas, el pago por la energía). Estos requerimientos incluyen garantías bancarias y depósitos de garantía en contra de un límite de crédito para cada cliente (comercializador).

AEMO en el monitoreo del riesgo de comercializadores define un nivel máximo de crédito para cada participante. Este límite se determina como un factor del nivel medio y volatilidad del precio spot, el patrón y cantidad usual que el comercializador transa, y la correlación entre los precios spot y de sus contratos. Cuando el límite está cerca, el participante del mercado (comercializador) debe reducir su deuda o entregar garantías adicionales.

En el caso que una empresa de comercialización deje de vender electricidad a sus consumidores, para proteger el mercado y al consumidor se recurre al esquema de Comercializador de Último Recurso. Este comercializador es uno con licencia para ser tal.

Hasta el año 2010 funcionó una página web donde se podían comparar las distintas opciones que ofrecían los comercializadores<sup>82</sup>.

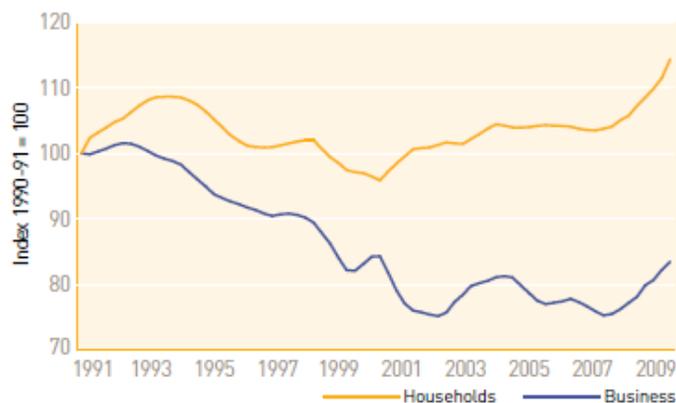
---

<sup>82</sup> Esta página era [www.choiceswitch.com.au](http://www.choiceswitch.com.au). Sin embargo, CHOICE Switch, una filial de la revista de orientación al consumidor CHOICE, dejó de entregar este servicio argumentando que la suspensión se debe a la falta de competencia en el mercado de comercialización a través de los estados. Señala que en la mayoría de los estados no existen incentivos para cambiarse de comercializador porque los descuentos son insuficientes para aumentar la competencia.

### 3.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador

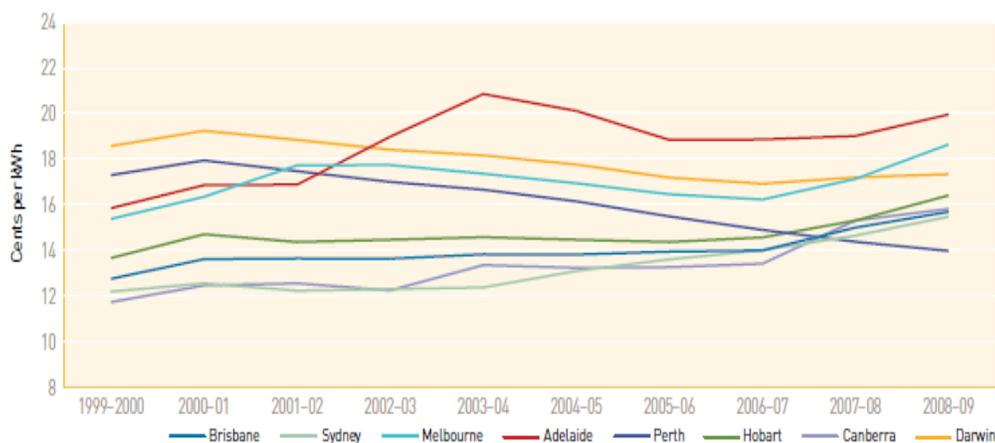
Los precios en Australia han aumentado desde la entrada del comercializador. Sin embargo, la tendencia al alza viene desde 1991 para los hogares. Desde 1991 los precios reales de los hogares han aumentado 14.3% mientras que los precios asociados a los clientes *business* han caído 16.5%. Esto se debe al término gradual de subsidios cruzados de hogares a empresas. Desde el 2007 todos los precios han aumentado por alzas en los precios mayoristas. El *Gráfico 33* muestra la evolución de precios residenciales y de negocios.

**Gráfico 33 Índice de los precios del retail (ajustado a la inflación), Junio 1991 - Marzo 2009<sup>83</sup>**



El *Gráfico 34* muestra la evolución de precios en cada una de las capitales de las regiones entre 1999 y 2009.

**Gráfico 34 Precio Real Estimado Residencial, Junio 1999 - Marzo 2009**



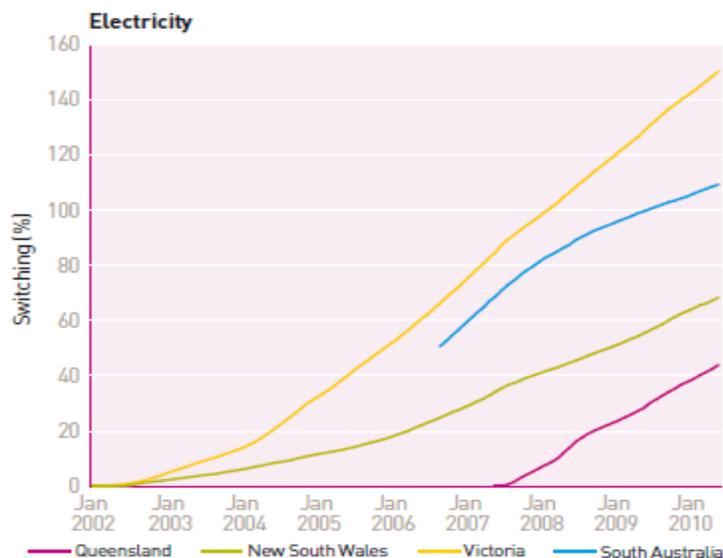
<sup>83</sup> AER (2010)

AEMC analiza la situación de cada región para ver si eliminar los límites de precios basándose en el nivel de competencia y entrega sugerencias a los gobiernos regionales. En 2008, AEMC revisó por separada la situación de los mercados de comercialización de Victoria y South Australia. Encontró que la competencia era efectiva en ambos mercados<sup>84</sup>. En respuesta a esta revisión, el Gobierno Local de Victoria eliminó los límites (caps) de precios en 2009 mientras que South Australia no aceptó las recomendaciones de eliminar las regulaciones de precio retail debido a que un 30% de pequeños clientes continuaban en sus contratos originales.

La tasa a la que los consumidores cambian de comercializador es un indicador de la participación de los consumidores en el mercado<sup>85</sup>. AEMO publica datos del número de cambios de un consumidor de un comercializador a otro.

La *Gráfico 35* presenta los cambios de comercializador acumulados. Todos los datos incluyen los cambios de un comercializador local a un nuevo entrante, de nuevos entrantes de vuelta al comercializador local, y cambios de un entrante a otro. Si un consumidor se cambia sucesivas veces, entonces cada movimiento se contabiliza como un cambio separado. Las tasas de cambio pueden por tanto exceder el 100%.

**Gráfico 35 Cantidad de Cambios de Comercializador, Junio 2002 - 2010<sup>86</sup>**



Puede apreciarse que Victoria y South Australia cuentan con tasas de cambio mayores que el resto de las regiones. En Queensland en 2009, 44% de los clientes pequeños tenía contratos competitivos. En NSW en Diciembre de 2007, el 66% de los clientes seguía con el contrato regulado de su comercializador local.

<sup>84</sup> En South Australia también se concluyó que el mercado de electricidad es más competitivo que el del gas.

<sup>85</sup> Sin embargo, este indicador debe interpretarse con cuidado ya que la tasa puede ser alta en las etapas iniciales del desarrollo de un mercado para luego estabilizarse. Por el contrario, las tasas pueden ser bajas en casos que el servicio sea de muy buena calidad.

<sup>86</sup> AER (2010)

### 3.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC

Australia definió como meta para el año 2020 que el 20% de la electricidad debe provenir de fuente renovables. Actualmente la energía renovable representa el 5% del consumo primario energético de Australia. El esquema requiere que los comercializadores abastezcan una fracción de energía proveniente de fuentes renovables desarrolladas después de 1997. Los comercializadores cumplen con este esquema obteniendo certificados de energía renovables para cada MWh generado por estas fuentes.

### 3.3. Conclusiones

El sector eléctrico Australiano desde los años noventa ha experimentado un proceso de privatización y liberalización profunda. La estructura del post reforma está diseñado para que varias firmas de generación operen en cada Estado, que una única empresa de transmisión opere en cada Estado, que existan franquicias de monopolio natural para la distribución y la función de comercialización se separa de la de distribución. En este último segmento operan varias firmas.

El mercado es amplio en el sentido que cualquier cliente, independiente de su tamaño y actividad puede elegir comercializador.

Jurisdicciones con niveles altos de propiedad gubernamental, como en el estado de New South Wales, han tenido una estructura industrial estable. Por el contrario, la estructura industrial de Victoria y South Australia ha evolucionado rápidamente desagregando y privatizando activos. En estos casos se ha desarrollado integración vertical entre comercializadores y generadores. La integración se ha conseguido a través de fusiones o de inversión en capacidad por parte de comercializadores. Esto ha resultado en diferencias importantes en la estructura a través de NEM.

Los esquemas de cargos de transmisión y distribución son regulados y claros e informados lo que posibilita que cualquier comercializador acceda a cualquier cliente sin barreras normativas, por ende, la competencia se da a nivel de precios y servicios que el comercializador puede ofertar al cliente.

La relación Distribuidor-Comercializador está estrictamente reglamentada y vigilada de modo que el Distribuidor no pueda ejercer poder de mercado en su área de exclusividad. En muchas localidades el Estado al vender sus activos eliminó el problema anterior separando la propiedad. Así, por ejemplo, en Estados donde el gobierno es dueño de las redes de distribución éste actúa sólo como comercializador de último recurso. En los otros casos se regula la igualdad al acceso de las redes.

Los clientes están protegidos de la especulación por el hecho de que existen varias comercializadoras con estrictas exigencias financieras que garantizan su solvencia. En el caso que una empresa de comercialización deje de vender electricidad a sus consumidores, para proteger el mercado y al consumidor se recurre al esquema de Comercializador de Último Recurso.

La medición está a cargo del distribuidor lo que beneficia en el hecho de que el cambio de comercializador es muy rápido, por otra parte la vigilancia de los organismos reguladores inhiben al distribuidor de ejecutar acciones que beneficien a comercializadores relacionados en caso que el distribuidor sea además un comercializador incumbente.

Los precios en Australia han aumentado desde la entrada del comercializador. Sin embargo, la tendencia al alza viene desde 1991 para los hogares. Desde 1991 los precios reales de los hogares han aumentado 14.3% mientras que los precios asociados a los clientes *business* han caído 16.5%. Esto se debe al término gradual de subsidios cruzados de hogares a empresas.

### 3.4. Referencias

ABARES (2011). “*Energy in Australia 2011*”. De: <http://www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf>

Australian Energy Regulator (2011). “*State of the Energy Market 2010*”. De: <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/1021485>

Australian Energy Regulator (2010). “*State of the Energy Market 2010*”. De: <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/961581>

Australian Energy Regulator (2009). “*State of the Energy Market 2009*”. De: <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/904614>

Firecone Ventures Pty Ltd (Abril 2007). “*Part 1 Essay A Stocktake of Energy Reform*”. De: <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/916636>

Wessex Consult Pty Ltd (Abril 2010). “*Australian Electricity Market Overview*”. De: [http://www.tia.asn.au/static/files/pdfs/Australian\\_Energy\\_Overview\\_v8-Davidson\\_Paper.pdf](http://www.tia.asn.au/static/files/pdfs/Australian_Energy_Overview_v8-Davidson_Paper.pdf)



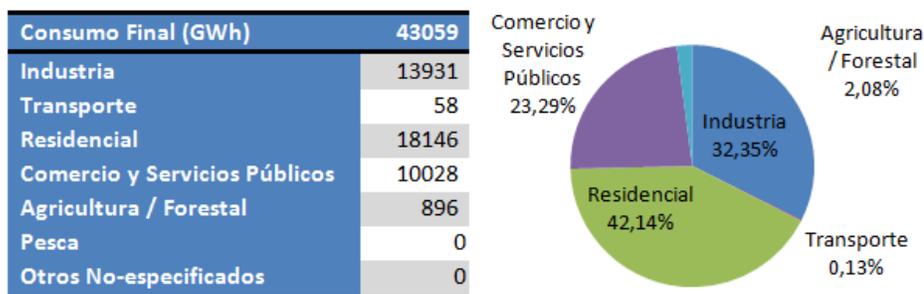
#### 4. Colombia

## 4.1. Descripción de Mercado Eléctrico

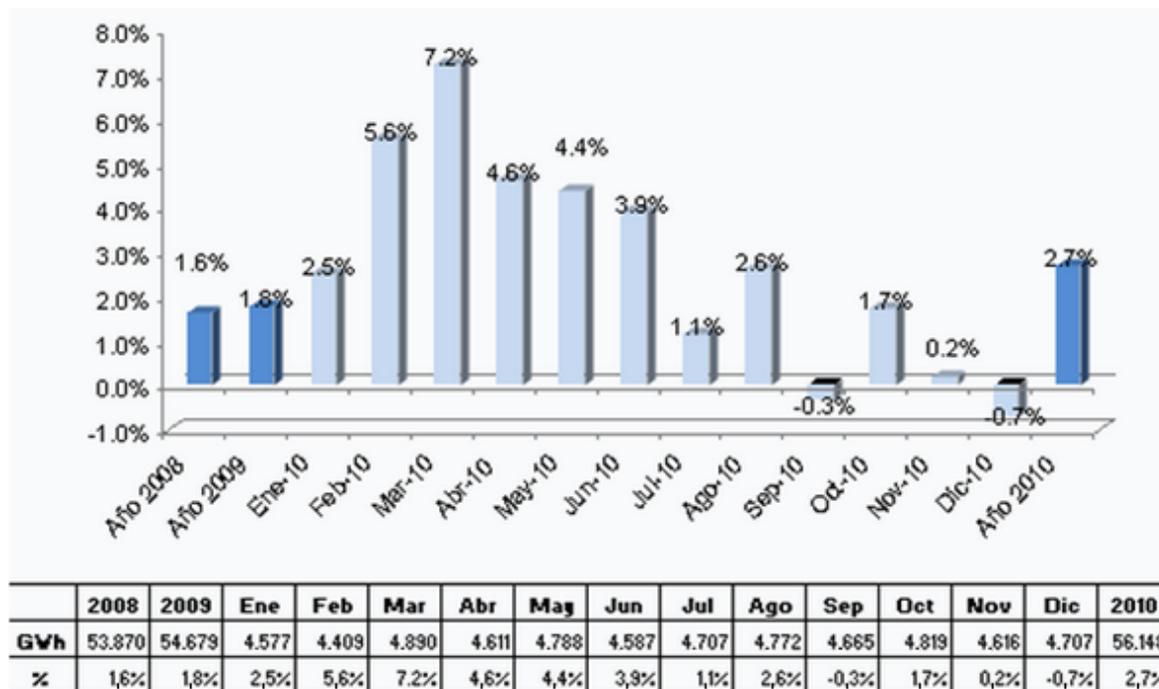
### 4.1.1. Consumos medios

Considerando cifras del 2008 la producción total de electricidad alcanzó los 56.024 GWh mientras que el consumo 53.870 GWh.

**Tabla 20 Consumos por sector al año 2008**



**Gráfico 36 Comportamiento de la demanda mensual de energía<sup>87</sup>**



<sup>87</sup> <http://www.olade.org.ec/colombia>

#### 4.1.2. Matriz de Generación

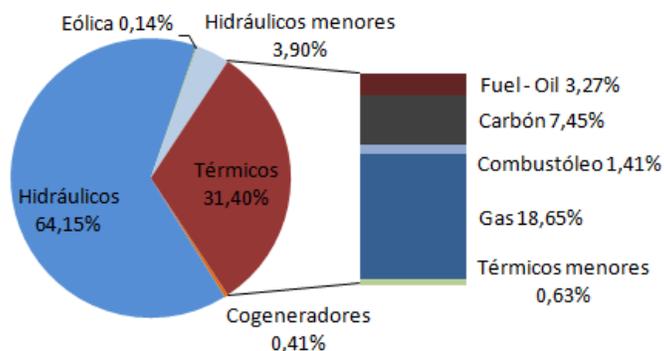
La capacidad eléctrica instalada al 2009 era de 13.569 MW. La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al 31 de diciembre de 2010 fue 13.289,5 MW. Esta disminución se explica principalmente por la disminución de la capacidad térmica por el paso, al iniciar diciembre, de las plantas Flores 2 y Flores 3 (281 MW en total) al ciclo combinado Flores IV, que se encuentra en pruebas, cuya entrada en explotación comercial está prevista para inicios de 2011 con una capacidad efectiva neta de 450 MW.

Se destaca, en 2010 frente a 2009, el incremento en capacidad de los cogeneradores en 56.9% y de las plantas menores en un 8.2%.<sup>88</sup>

**Tabla 21 Capacidad efectiva neta del SIN al 31/12/2010**

Recursos	MW	%	Variación (%) 2010-2009
Hidráulicos	8.525,0	64,1%	0,0%
Térmicos	4.089,0	30,8%	-6,3%
Carbón	990,0		
Fuel - Oil	434,0		
Combustóleo	187,0		
Gas	2.478,0		
Menores	620,6	4,7%	8,2%
Eólica	18,4		
Hidráulicos menores	518,8		
Térmicos menores	83,4		
Cogeneradores	54,9	0,4%	56,9%
<b>Total SIN</b>	<b>13.289,5</b>	<b>100,0%</b>	<b>-1,50%</b>

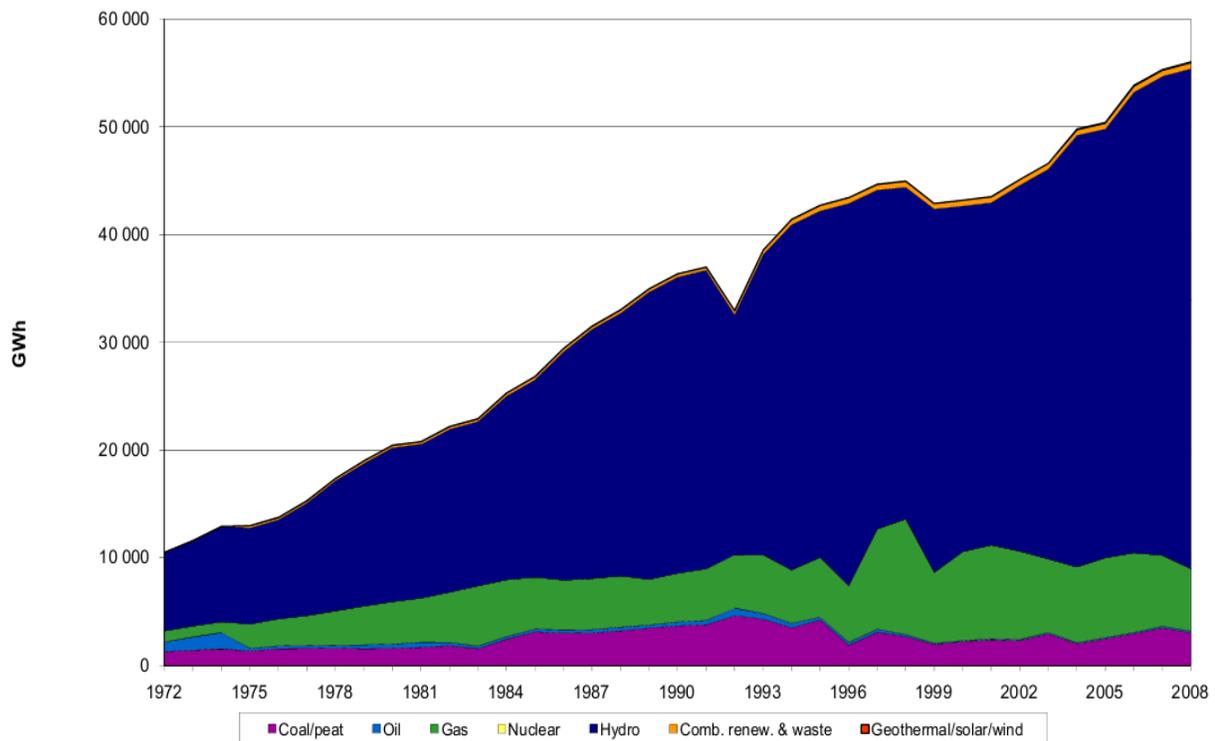
**Gráfico 37 Participación de la Capacidad del SIN por recurso, 2010**



<sup>88</sup> <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

Tabla 22 Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2009	1,076.7	20.8	107,711.7	1,118.5
2010	797.7	9.7	73,812.0	565.0
Total desde 2003	9,437.7	225.7	777,956.5	9,102.7

Gráfico 38 Evolución de las fuentes de generación de electricidad (1972-2008)<sup>89</sup><sup>89</sup> IEA

### 4.1.3. Regulación del Sector

#### 4.1.3.1. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)<sup>90</sup>

La CREG está a cargo de regular el mercado para un suministro eficiente de energía con una adecuada cobertura y calidad del servicio. Por esto el CREG es el encargado de regular los monopolios naturales en los servicios públicos, y de promover la competencia en los demás casos.

CREG define estructuras de tarifas para consumidores y garantiza libre acceso a la red, cobros de transmisión, y normas para el mercado mayorista. Entre otros, CREG es responsable de elaborar regulaciones que garanticen los derechos de los consumidores, la inclusión de principios de sostenibilidad ambiental y social, la mejora de la cobertura, y la sostenibilidad financiera de las entidades participantes.

#### 4.1.3.2. Unidad de Planeación Minero-energética (UPME)

Encargada de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico. Trabaja en conjunto con el CREG.

#### 4.1.3.3. XM Compañía de Expertos en Mercados

XM se encarga de operar el Sistema Interconectado Nacional colombiano a través del **Centro Nacional de Despacho** y de administrar el Mercado de Energía Mayorista a través del **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales** y el **Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional**. Además, XM administra las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE) con Ecuador y coordina la operación interconectada con el Sistema Eléctrico Venezolano.

##### *Centro Nacional de Despacho (CND)*

Opera el mercado. Planea, supervisa y controla la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexión para garantizar una operación segura, confiable y económica.

##### *Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)*

Es el encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas

---

<sup>90</sup> [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php)

las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

En resumen, es el responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

### ***Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC)***

El liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional es el encargado de facturar, cobrar y distribuir los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite la CREG.

**Ilustración 16 Organización del Sector Eléctrico Colombiano<sup>91</sup>**



<sup>91</sup> [www.creg.co.gov](http://www.creg.co.gov)

#### 4.1.4. Sistemas

El suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN provee cobertura al 96% de la población, y el sistema ZNI cubre el resto.

##### 4.1.4.1. Líneas de Transmisión

Colombia posee un sistema de transmisión central que une el sistema SIN. El cuadro siguiente presenta la longitud de las líneas de transmisión de acuerdo al voltaje.

**Ilustración 17 Líneas de Transmisión del SIN al 31 de Diciembre de 2010**

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10,074.3
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 – 230 kV	11,654.6
Transmisión 500 kV	2,646.3
<b>TOTAL SIN</b>	<b>24,390.7</b>

##### 4.1.4.2. Zonas No Interconectadas (ZNI)<sup>92</sup>

Son municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN. Entre ellos están, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Leticia en el Amazonas, Capurganá en el Chocó, Puerto Carreño en el Vichada y Mitú en el Vaupés.

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización. En las ZNI la prestación del servicio se hace principalmente mediante plantas de generación diesel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas.

<sup>92</sup> [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-129&p\\_options=](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-129&p_options=)

#### 4.1.5. Organización Industrial del sector

Colombia cuenta con un mercado energético liberalizado desde 1995. El sector se caracteriza por un marco que desagrupa generación, transmisión, distribución y comercialización.

El 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 SIN 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.

A continuación se presenta el número de agentes y fronteras comerciales del sector eléctrico a 31 de diciembre de 2010.

**Tabla 23 Participantes del Mercado**

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	48	41
Comercializadores	85	69
Operadores de red	30	29
Transmisores	11	9
Fronteras usuarios regulados	4,741	
Fronteras usuarios no regulados	4,638	
Fronteras de alumbrado público	409	

##### 4.1.5.1. Generación<sup>93</sup>

Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como:

##### *Generadores*

Aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW). Los generadores reciben un

<sup>93</sup> <http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1156>

ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

### *Plantas Menores*

Las Plantas Menores son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW.

### *Autogeneradores*

Aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

### *Cogeneradores*

Aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración y que puede ser o no, el propietario del sistema de Cogeneración.

## **4.1.5.2. Transmisión**

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. La empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: Transelca, Empresa de Energía de Bogotá - EEB, Empresas Públicas de Medellín - EPPM, Empresa de Energía del Pacífico - EPSA, Electrificadora de Santander - ESSA, Distasa, Corelca, Central Hidroeléctrica de Betania - CHB, Centrales Eléctricas de Norte de Santander - CENS y Electrificadora de Boyacá - EBSA.

### **4.1.5.3. Distribución**

Los sistemas de distribución operan a tensiones menores a los 220 kV. Dentro de la distribución están:

#### **4.1.5.3.1. Sistema de Transmisión regional (STR)**

Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

#### **4.1.5.3.2. Sistema de Distribución Local (SDL)**

Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

### **4.1.5.4. Comercialización**

Los comercializadores son los que atienden usuarios y les prestan el servicio de facturación. Les pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres y los otros a precios regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del estado.

Además, la CREG en 1998, delega la función de definir las tarifas a los comercializadores, bajo un esquema de libertad regulada (criterios y metodologías fijados por la comisión). Así, ellos son los responsables de calcular un costo máximo de prestación de servicio.<sup>94</sup>

---

<sup>94</sup> <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno01/trading/trading.htm>

#### 4.1.6. Mercado spot y Rol de Contratos

Colombia inicia su proceso de reestructuración del mercado eléctrico en 1994, y el 20 de julio de 1995 la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema.

##### 4.1.6.1. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Es un mercado competitivo en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios no regulados.

La energía puede ser transada en la bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados. Así, el mercado se divide en dos segmentos: **mercado de contratos bilaterales** (largo plazo) y la **bolsa de energía** (corto plazo).

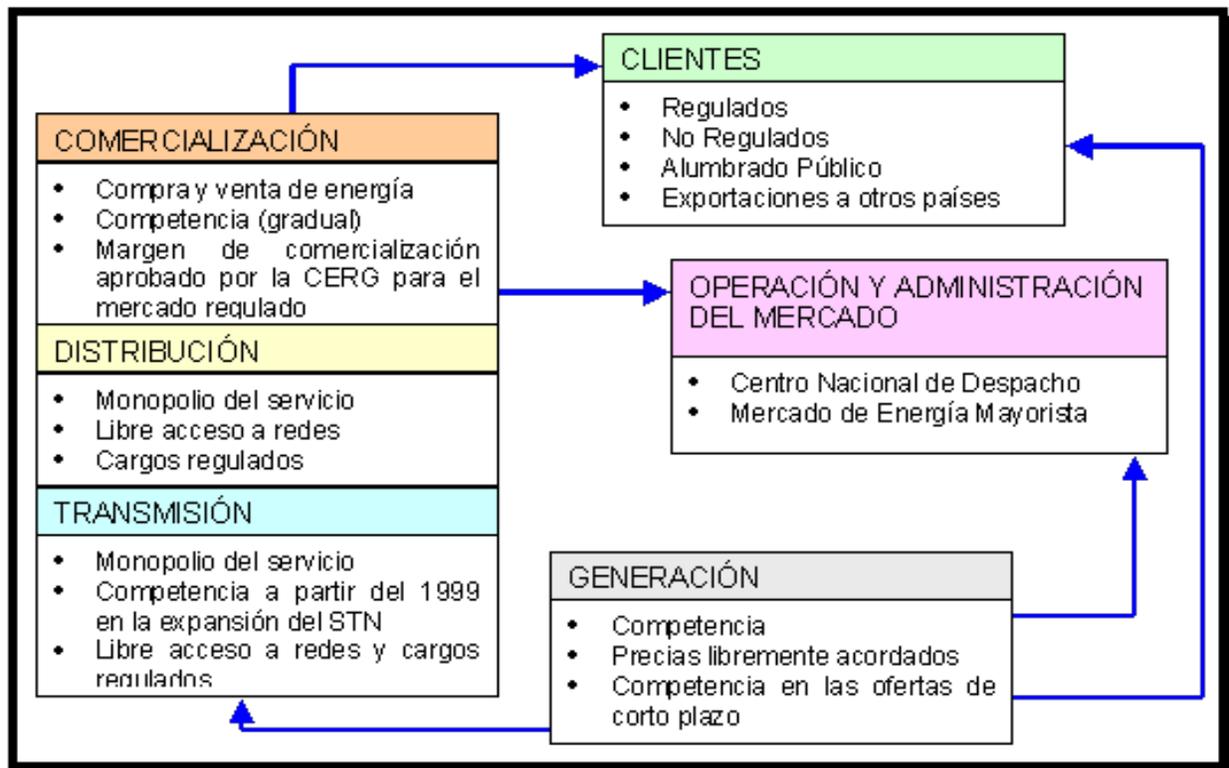
##### *Bolsa de Energía*

Es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado, con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

##### *Mercado de Contratos*

El mercado de contratos se realiza entre los comercializadores y los generadores. Los contratos quedan definidos cuando se puede establecer la cantidad de electricidad y el precio de forma horaria. Estos contratos pueden durar desde un día en adelante.

Ilustración 18 Estructura del Mercado Colombiano



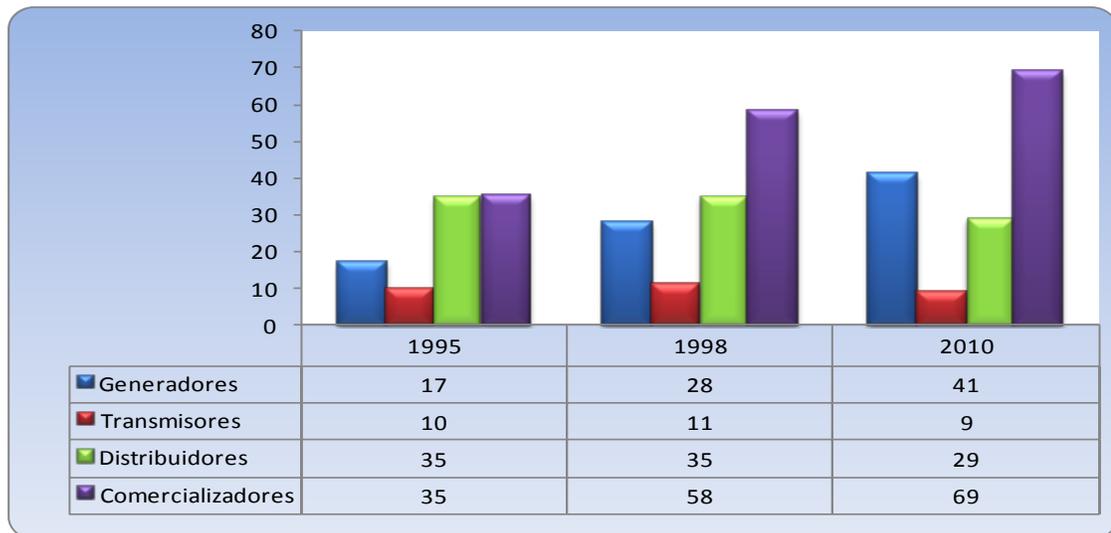
## 4.2. Comercializador

En Colombia está permitida de integración vertical de las compañías que operaban antes de la dictación de la Ley 142 de 1994, empresas creadas con posterioridad a esa ley solo tiene giro exclusivo si son empresas de transmisión. Existen limitaciones a las participaciones de mercado, entre las cuales se encuentran:

- Generación : 25% de la Capacidad Instalada Total
- Comercialización : 25% del mercado
- Distribución : 25% de la Actividad
- Además, ningún generador puede tener acciones, cuotas o partes de interés social superiores al 25% del capital social de una Distribuidora.

Todas las distribuidoras en Colombia son Comercializadoras, pero tiene obligación de neutralidad en sus redes frente a los distintos comercializadores que actúan en sus áreas, brindándoles las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad.

**Gráfico 39 Evolución del Número de Agentes del Mercado**



### 4.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor de energía y comercializador

No existe requisito de tamaño para comprar electricidad, i.e., todos los consumidores son potenciales clientes de una comercializadora.

Sin embargo se reconoce la existencia de usuarios Regulados y No Regulados cuyo límite se sitúa en los 100KW (o bien 55kWh/mes). Los usuarios regulados están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y sus tarifas están reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general. No obstante los comercializadores pueden atender a usuarios Regulados en la medida que su tarifa sea la publicada por la CREG. Los usuarios No Regulados pactan libremente su tarifa con los comercializadores.

No existen costos por cambiarse de comercializador, excepto los pactados en los contratos. En cuanto al medidor, el comercializador está facultado a cobrar por su instalación, por tanto al cambiar de comercializador, el cliente debería pagar al nuevo comercializador la instalación de un nuevo medidor.

### 4.2.2. Sistema de Precios Finales

#### 4.2.2.1. Usuarios

El mercado está compuesto por los agentes y los usuarios, que se clasifican en regulados y no regulados. Los agentes son los generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores.

#### *Usuarios Regulados*

Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí está la mayoría de usuarios comerciales, algunos industriales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos.

Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador.

#### *Usuarios No Regulados*

Acorde al CREG, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh- mes en promedio durante los últimos 6 meses. Asimismo, es requisito un equipo de medición con capacidad para efectuar tele-medida (para determinar la energía transada hora a hora) y debe estar representado por un

comercializador, siendo este último el responsable de efectuar el procedimiento de registro del usuario ante el MEM.

Los usuarios no regulados pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

#### 4.2.2.2. Estratos

Por ley, todas las áreas urbanas en Colombia están clasificadas de uno a seis en la escala socioeconómica, clasificación que se utiliza para determinar el nivel de tarifas para electricidad, agua y otros servicios. De acuerdo con este sistema, los consumidores que viven en áreas consideradas pobres – y los consumidores que utilizan bajas cantidades de electricidad – reciben servicio eléctrico y de gas natural a tarifas subsidiadas. Estos subsidios cruzados son financiados casi por completo (aproximadamente 98%) por los consumidores que viven en áreas de mayores ingresos y quienes usan más electricidad.

**Tabla 24 Valor Electricidad por Estrato<sup>95</sup>**

Tarifa	Valor
Tarifas Estratos 1, 2	CU - subsidio
Tarifa Estrato 3	CU - subsidio
Tarifa Estrato 4 y Oficial	CU
Tarifa Estratos 5 y 6	CU + contribución

Los tres primeros estratos poseen un subsidio, y corresponden básicamente al sector residencial, en donde el consumo tope es el llamado consumo de subsistencia<sup>96</sup>. El estrato 4 corresponde a los valores reales, sin modificaciones. Los estratos 5 y 6 son los de mayores consumos, en donde se cobra una contribución con el fin de ayudar a subsidiar a los consumidores más necesitados. Estos corresponden al comercial e industrial respectivamente.

A los comercializadores les conviene tener mayoritariamente estratos 5 y 6 (en el caso de clientes regulados) ya que les proporcionan un mayor flujo de caja al coleccionar las contribuciones que estos deben hacer. Por lo anterior el cobro de instalación del medidor se ha transformado en una barrera para limitar los cambios de clientes regulados de los estratos con subsidio de un comercializador a otro, ya que el mantener clientes de los estratos 1, 2 y 3 ocasiona déficit de caja al comercializador. La idea es que el costo-oportunidad de cambiarse a un comercializador con tarifas más bajas sea altamente influido por el costo de la instalación del medidor, es decir, que el medidor sea tan costoso que no valga la pena optar por un comercializador con tarifas más bajas.

<sup>95</sup> [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-62&p\\_options=](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-62&p_options=)

[http://www.elmundo.com/portal/pagina\\_general\\_impresion.php?id=170844](http://www.elmundo.com/portal/pagina_general_impresion.php?id=170844)

<sup>96</sup> Consumo de Subsistencia (CS): Para municipios ubicados a más de 1.000 metros sobre el nivel del mar CS=130 (kWh/mes). Para municipios ubicados a menos de 1.000 metros sobre el nivel del mar CS=173 (kWh/mes).

### 4.2.2.3. Factura de Electricidad

#### Componentes

**Subsidio:** Diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe.

**Contribución:** Aporte del 20% del Costo del Servicio (CU) para subsidiar los consumos de personas de menores ingresos.

**Tarifa:** La tarifa es el cobro que se le hace al usuario dependiendo su estrato o caracterización socioeconómica (industrial o comercial) y se obtiene de restar al costo unitario un subsidio determinado y asignado por el Ministerio de Minas y Energía.

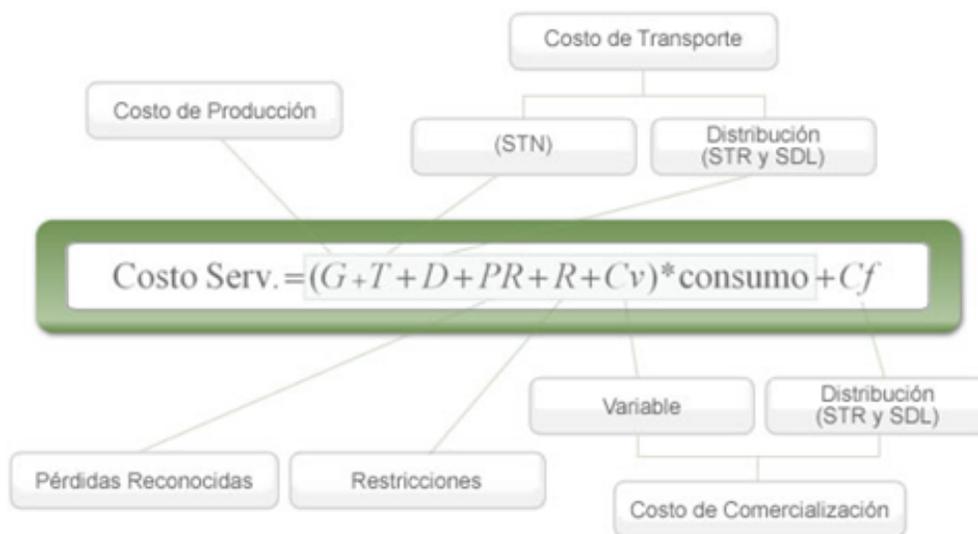
**Cargo por Unidad de Consumo:** Se cobra de acuerdo con diferentes opciones tarifarias.

**Cargo de Conexión:** comprende los costos asociados a la acometida y el medidor. Se cobra por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio.

**Cargo Mínimo por Disponibilidad del Servicio:** Se cobra únicamente cuando la liquidación de los consumos del usuario, junto con el cargo fijo que esté vigente, sea inferior a dicho cargo mínimo. Este cobro reemplaza la liquidación y cobro de los consumos del usuario y el cargo fijo correspondiente.

#### Estructura Tarifaria

Ilustración 19 Costo de Servicio<sup>97</sup>



<sup>97</sup> <http://www.creg.gov.co/>

El **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)** es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del sistema interconectado nacional.

$$CU = CU_{fijo} + CU_{variable} \quad \text{Con} \quad CU_v = (G + T + D + PR + R + C_v)$$

$CU_{fijo}$  : remunera los costos fijos de la actividad de comercialización. Este costo es igual a cero, hasta que se expida la metodología para la remuneración de la actividad de Comercialización.

$G$  : Costo de compra de energía por parte del comercializador.

$T$  : Transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.

$D$  : transporte la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.

$C_v$  : Remunera el margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.

$PR$  : Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.

$R$  : Costos por restricciones y servicios asociados con la generación.

### ***Ejemplo de Facturas***

- Datos del consumidor
- Gráficos con Consumos históricos de energía activa y reactiva por 6 meses
- Liquidación de otros cobros
- Valores a Facturar
- Formas de Pago y datos del comercializador
- Indicadores de Calidad
- Resumen (total a pagar y período facturado)
- Además el No regulado posee Cargos No Regulados

Tabla 25 Desglose de una cuenta típica de un usuario regulado

Ítem	Costo en pesos colombianos	Porcentaje del total
Pérdidas de generación	129.800	3,70%
Generación	1.698.365	48,38%
Transporte Nacional	239.287	6,82%
Pérdidas de STN	13.482	0,38%
Transporte Local	579.767	16,52%
Transporte Regional	197.388	5,62%
Restricciones Otros	37.766	1,08%
Comercialización	20.581	0,59%
Contribución	583.287	16,62%
Reactiva SDL	6.729	0,19%
Reactiva STR	2.291	0,07%
Reactiva Contribución	1.804	0,05%
Valor energía activa	3.499.723	99,69%
Valor Total otros cobros	10.824	0,31%
Valor Total Factura	3.510.547	100,00%

Gráfico 40 Repartición porcentual de los costos de un usuario regulado

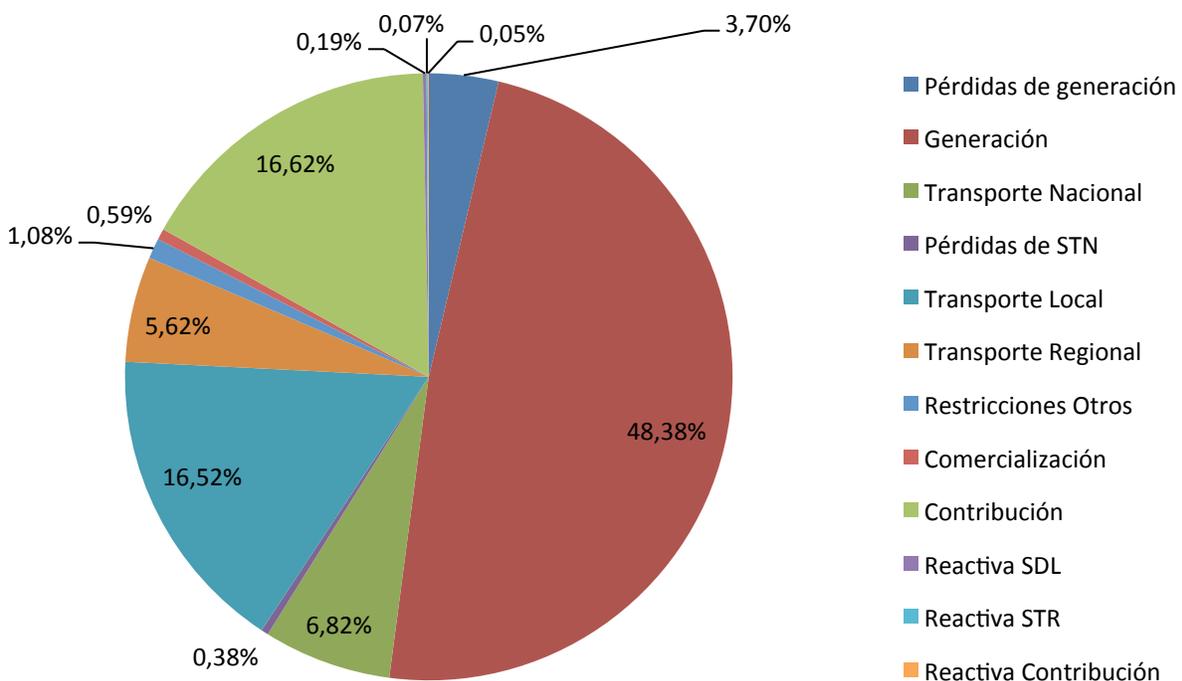
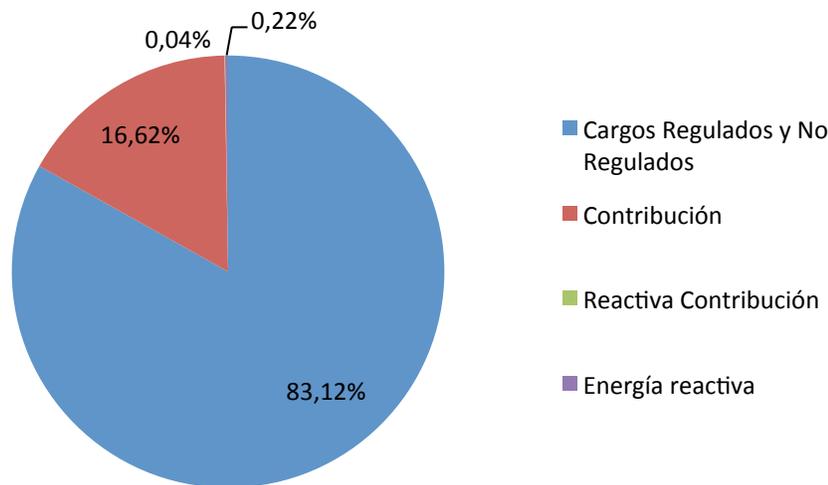


Tabla 26 Desglose de una cuenta típica de un usuario NO regulado

<b>Cargos Regulados y No Regulados</b>	12.233.577	83,59%
<b>Contribución</b>	2.446.715	16,72%
<b>Total energía activa</b>	14.680.292	100,31%
<b>Otros cobros</b>	-84.009	-0,57%
<b>Reactiva Contribución</b>	6.360	0,04%
<b>Total energía reactiva</b>	38.161	0,26%
<b>Energía reactiva</b>	31.801	0,22%
<b>Valor Total de la Factura</b>	14.634.444	100,00%

Gráfico 41 Repartición porcentual de los costos de un usuario NO regulado



#### 4.2.3. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador

Para constituirse en comercializador, la empresa debe registrarse en el ASIC, que es el encargado de efectuar las liquidaciones de energías entre generadores y comercializadores, debe constituirse como Empresas de Servicios Públicos con lo cual quedan bajo la vigilancia de la Superintendencia Respectiva (SSPD)

El comercializador es el encargado de la medición de sus consumos y debe enviarlos al ASIC. Así mismos ellos son responsables de medir, liquidar y facturar a sus usuarios los consumos de energía.

El comercializador debe presentar garantías financieras y fácilmente liquidables que permitan cubrir sus transacciones de energía y todos los pagos que él recauda de los clientes, la cuantía de esas garantías la determina el ASIC.

Si el comercializador no presenta las garantías o estas son insuficientes el ASIC determina cortes de energía a las áreas servidas por el comercializador, estos cortes van aumentando en el tiempo, a partir de ese momento los clientes pueden terminar su contrato con el comercializador sin ningún costo.

Para los clientes regulados, el comercializador tiene un costo máximo definido por la CREG que puede cobrar a dichos clientes.

En cuanto al comercializador, este tiene derecho a cortar el suministro de electricidad ante el no pago de las facturas correspondientes.

En cuanto a riesgos de no pago de distribuidoras, el Gobierno ha hecho un gran esfuerzo por sanear estas empresas y en último término ha permitido que ante el no pago del suministro, los comercializadores pueden desconectar a la distribuidora y los clientes de esta distribuidora pueden escoger otro comercializador.

#### 4.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución

A diciembre del 2010 existían 85 Comercializadores registrados, de los cuales 69 presentan actividades de transacción, esta cifra se compara con los cerca de 35 que existían al año 1995. En cuanto a fronteras comerciales (i.e. clientes), a diciembre 2010 existían 4741 fronteras de usuarios regulados y 4638 de usuarios no regulados. Los agentes del mercado han creado una amplia variedad de contratos con plazos promedio de 2 años, variando desde contratos de 1 mes de duración a otros de carácter indefinido, así mismo se han presentado ante el ASIC hasta 53 formas distintas de liquidaciones de precios de los contratos y hasta 57 formas diferentes de cubrir riesgos, todas a partir de las formas básica definidas por la resolución CREG 024 de 1995, esto es, pague lo contratado y pague lo demandado.

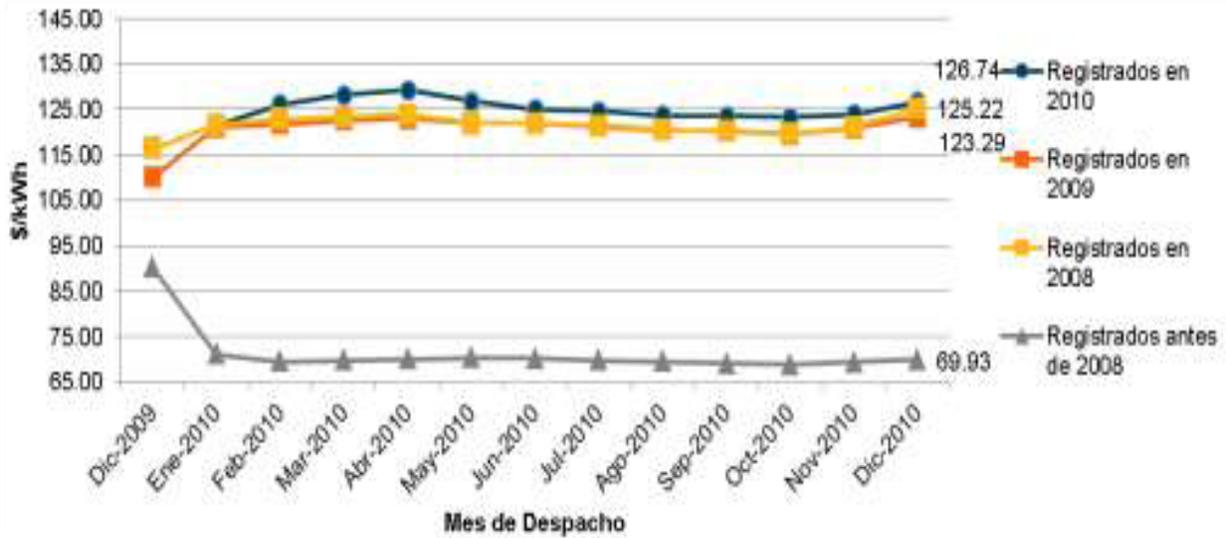
En el gráfico que sigue se muestra la evolución de los precios a usuarios regulados y no regulados así como el precio spot (precio de bolsa)

**Gráfico 42 Evolución de los precios a usuarios regulados y no regulados así como el precio spot (precio de bolsa)**

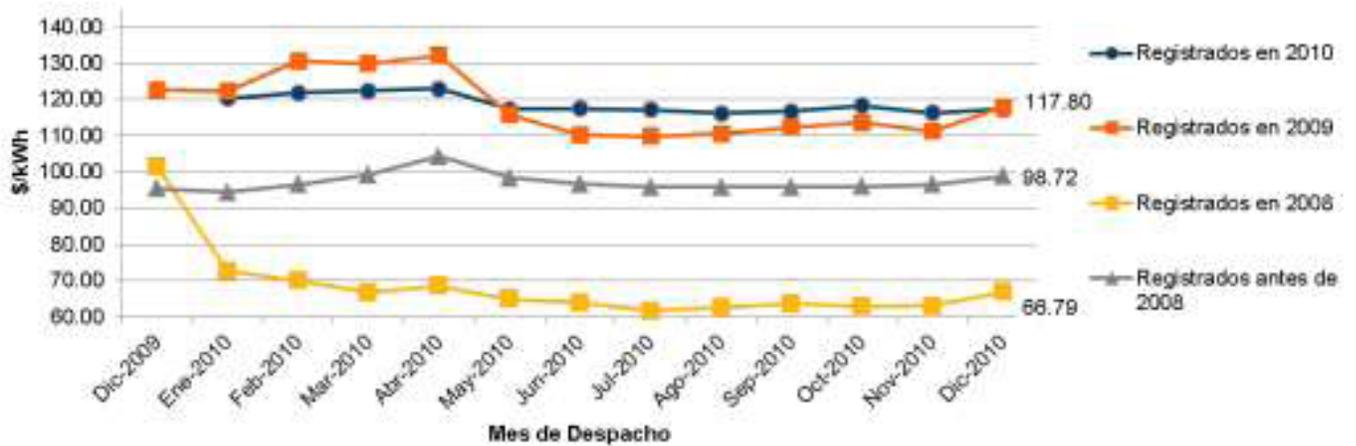


Es posible apreciar la diferencia entre los precios de los usuarios Regulados y No Regulados y cómo a pesar del alza de tarifas spot, los precios son bastante estables. En los gráficos que siguen se muestran cómo los precios han ido subiendo en los diferentes años.

**Gráfico 43 Precios de contratos del mercado REGULADO por año de registro**



**Gráfico 44 Precios de contratos del mercado NO REGULADO por año de registro**



#### 4.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC

De acuerdo con el Plan Energético Nacional (Versión Preliminar) 2010-2030 el cual se encuentra en proceso de elaboración y discusión por parte de la UPME, se incluyen los potenciales de energías renovables. Esto representa un avance significativo para determinar la viabilidad de diferentes proyectos con energías renovables para lograr una diversificación de la matriz energética.

Con la expedición de la Ley 697 de 2001, Ley de Uso Racional de Energía (URE), se dan lineamientos para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con incentivos claros para las áreas rurales no interconectadas. Además de avanzar hacia la identificación y cuantificación de proyectos potenciales en el país, el Plan propone la promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL. Adicionalmente, en Colombia existen una serie de exenciones para proyectos que contribuyen a la eficiencia energética, de tal manera que para aprovechar estos mecanismos se requiere mayor coordinación interinstitucional tanto pública como privada.

Sin embargo, cabe anotar que en el 2010 se han evidenciado avances en el tema. En junio de 2010, el Ministerio de Minas y Energía determinó a través de la Resolución 180919, la implementación del Programa de Uso Racional de energía, el cual, en el tema de generación con FNCE establece metas de participación tanto para el Sistema Interconectado Nacional como para las Zonas no Interconectadas y establece otras metas de eficiencia energética en diferentes sectores de demanda.

### 4.3. Conclusiones

El mercado eléctrico colombiano a sorteado con éxito la transición de un mercado estatal a un mercado formado por agentes privados, la comercialización se a reconocido como una parte integral del negocio eléctrico equiparándola con las tradicionales Generación-Transmisión-Distribución.

Se ha permitido la integración vertical (excepto con transmisión) entre empresas, pero con estricta prohibición de actuar en desmedro de otros actores. La prohibición de discriminar está claramente definida en la Ley y se refuerza con el hecho de que la Superintendencia de Industria y Comercio vigila cualquier infracción que se cometa.

El esquema de cargos vigentes en Colombia permite que los comercializadores accedan a cualquier cliente y que la competencia se produzca por precios y servicios que estos puedan proveer a los diferentes clientes.

A diferencia de otros mercados como Noruega, Texas, UK, Australia, la medición es de responsabilidad del Comercializador con lo que las posibilidades ejercer poder de mercado por parte del distribuidor se reducen a pesar de que alarga los tiempos de traslado del cliente de un comercializador a otro por lo que implica cambiar medidor, registrar al nuevo cliente etc.

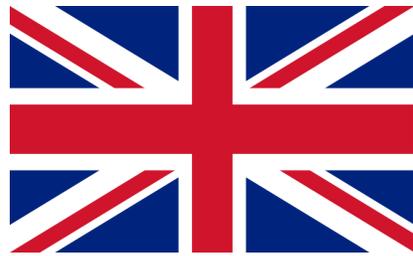
Los comercializadores han sido exitosos en penetrar los mercados no regulados de los distribuidores e instalarse como una alternativa real al tradicional distribuidor, lo anterior a forzado a los distribuidores a ser más eficientes y tratar de proveer mejores servicios a sus clientes más rentables con el fin de conservarlos.

La penetración en el mercado regulado se ha limitado a los clientes de los estratos más altos ya que sus consumos permiten recuperar la inversión en el medidor que obligatoriamente debe instalarles el nuevo comercializador. Por otra parte para clientes de estratos más bajos, el cobro dl medidor ha frenado una migración masiva de estos hacia nuevos comercializadores.

Durante el año 2010 producto de los altos precios en el mercado Spot, el ASIC debió hacer efectivas las garantías de al menos 2 empresas de comercialización. En ese momento se observó que los plazos involucrados entre el hacer uso de las garantías y el retiro del agente, permitía que se acumulara una deuda mayor que las citadas garantías, con el consiguiente impacto en el mercado al quedar montos de retiros no cubiertos. Producto de lo anterior la CREG reimpulsó la actualización del Reglamento de Comercialización, mediante el cual se amplían las exigencias de garantías a los comercializadores, se acortan significativamente los plazos de retiro del agente ante incumplimientos, se definen costos de comercialización etc.

#### 4.4. Referencias

- [http://www.multilingualarchive.com/ma/enwiki/en/Electricity\\_sector\\_in\\_Colombia#cite\\_note-ESMAP-2](http://www.multilingualarchive.com/ma/enwiki/en/Electricity_sector_in_Colombia#cite_note-ESMAP-2)
- 2006 [http://www.creg.gov.co/exc/secciones/colombia\\_cifras/colombia\\_cifras.htm](http://www.creg.gov.co/exc/secciones/colombia_cifras/colombia_cifras.htm)
- <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>  
UPME
- <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx>
- Sector eléctrico en Medellín
- <http://es.scribd.com/doc/37499113/Guia-Energia>
- <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>



5. Reino Unido

## 5.1. Descripción de Mercado Eléctrico

### 5.1.1. Consumos medios<sup>98</sup>

El principal consumo energético de UK es el de tipo residencial, seguido de cerca por el de tipo industrial.

Tabla 27 Consumo por sector al año 2008, GWh<sup>99</sup>

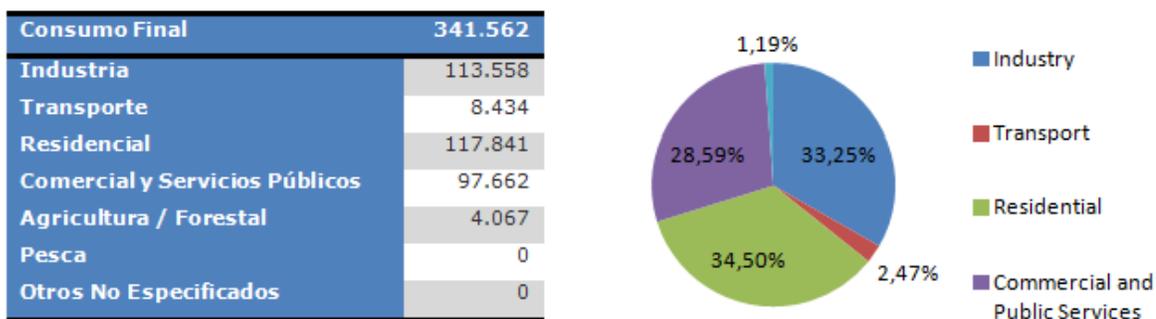
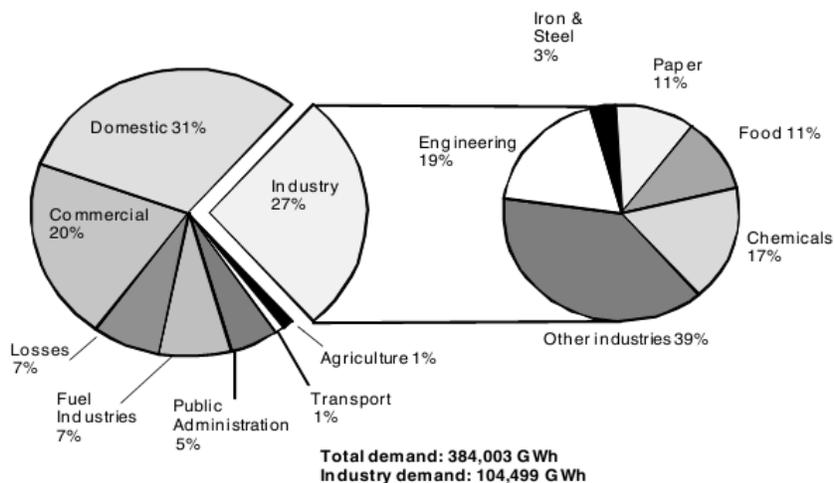


Gráfico 45 Consumo por sector al año 2010, %



<sup>98</sup> <http://www.statistics.gov.uk/hub/business-energy/energy/energy-production-and-consumption>

<sup>99</sup> [http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=GB](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=GB)

## 5.1.2. Matriz de Generación

### 5.1.2.1. Matriz de Generación del Reino Unido

Tabla 28 Generadores del Reino Unido entre 2006-2010, MW

	2006	2007	2008	2009	2010
Total Transmission Entry Capacity	<b>74.996</b>	<b>75.978</b>	<b>76.782</b>	<b>77.675</b>	<b>83.197</b>
<b>Conventional Steam Stations</b>	33.608	33.734	32.423	32.431	32.439
Coal fired	22.882	23.008	23.069	23.077	23.085
Oil fired	3.778	3.778	3.778	3.778	3.778
Mixed or dual fired	6.948	6.948	5.576	5.576	5.576
<b>Combined cycle gas turbine stations</b>	24.859	24.854	26.578	27.269	32.209
<b>Nuclear Stations</b>	10.969	10.979	10.979	10.858	10.865
<b>Gas turbines and oil engines</b>	1.444	1.445	1.456	1.560	1.560
<b>Hydro-electric stations</b>	4.020	4.037	4.136	4.139	4.135
Natural flow	1.294	1.293	1.392	1.395	1.391
Pumped Storage	2.726	2.744	2.744	2.744	2.744
<b>Wind</b>		795	997	1.205	1.776
<b>Renewables &amp; other than hydro &amp; wind</b>	96	134	213	213	213
<b>OTHER GENERATORS</b>					
Total Transmission Entry Capacity	<b>7.406</b>	<b>6.763</b>	<b>6.664</b>	<b>7.092</b>	<b>7.011</b>
<b>Conventional Steam Stations</b>	3.059	2.924	2.722	2.813	2.757
<b>Combined cycle gas turbine stations</b>	2.106	2.076	2.015	1.945	1.890
<b>Hydro-electric stations (NATURAL FLOW)</b>	123	126	127	131	133
<b>Wind</b>	822	246	435	656	484
<b>Renewables &amp; other than hydro &amp; wind</b>	1.296	1.391	1.365	1.547	1.747
<b>ALL GENERATING COMPANIES</b>					
Total Transmission Entry Capacity	<b>82.402</b>	<b>82.741</b>	<b>83.446</b>	<b>84.767</b>	<b>90.208</b>
<b>Conventional Steam Stations</b>	36.667	36.658	35.145	35.244	35.196
<b>Combined cycle gas turbine stations</b>	26.965	26.930	28.593	29.214	34.099
<b>Nuclear Stations</b>	10.969	10.979	10.979	10.858	10.865
<b>Gas turbines and oil engines</b>	1.444	1.445	1.456	1.560	1.560
<b>Hydro-electric stations</b>	4.143	4.163	4.263	4.270	4.268
Natural flow	1.417	1.419	1.519	1.526	1.524
Pumped Storage	2.726	2.744	2.744	2.744	2.744
<b>Wind</b>	822	1.041	1.432	1.861	2.260



Renewables & other than hydro & wind 1.392 1.525 1.578 1.760 1.960

Gráfico 46 Matriz de generación por recurso, entre 2008 y 2010

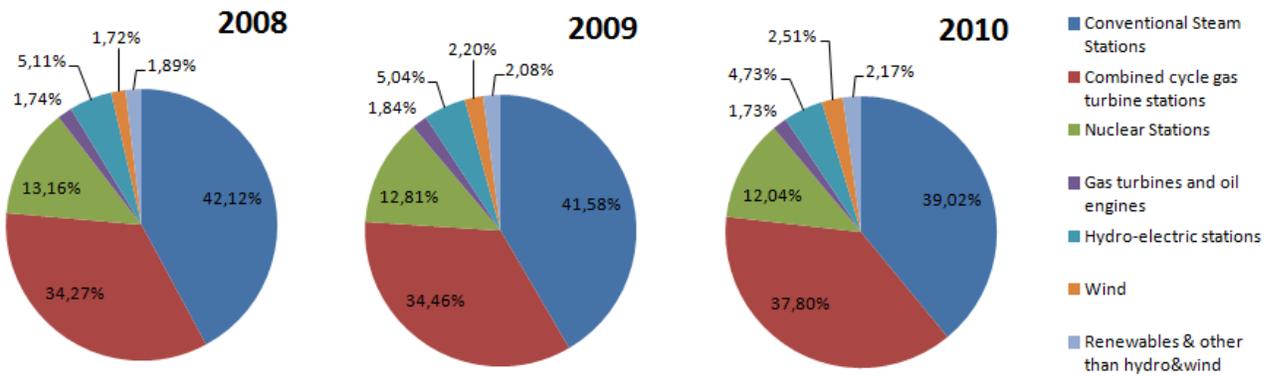
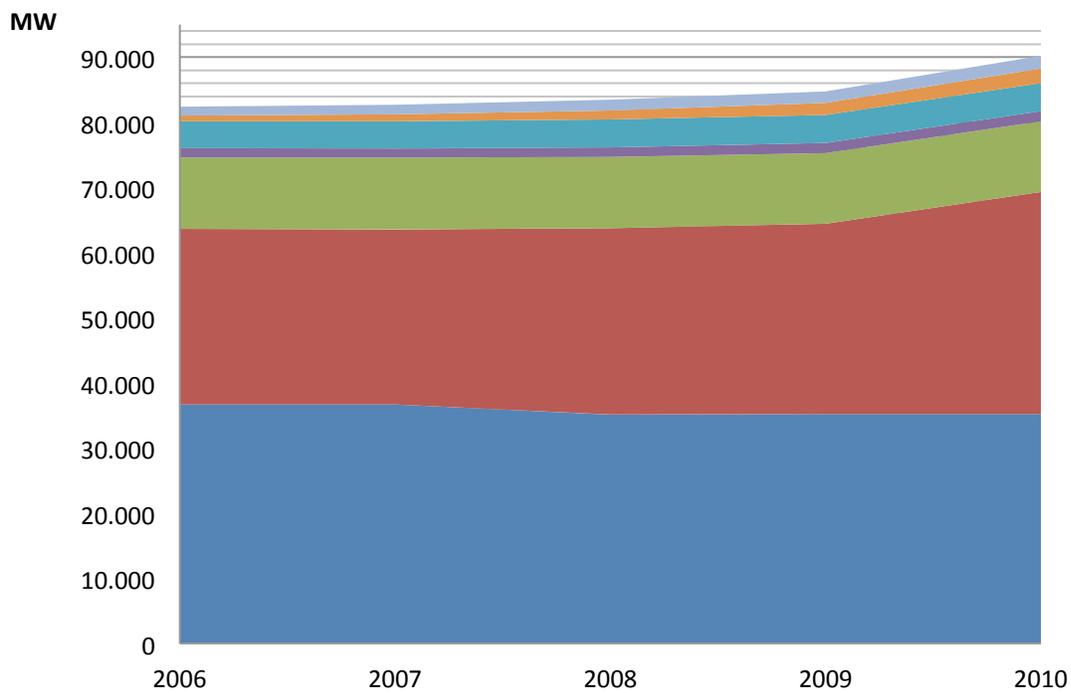


Gráfico 47 Evolución de la capacidad eléctrica, 2006-2010

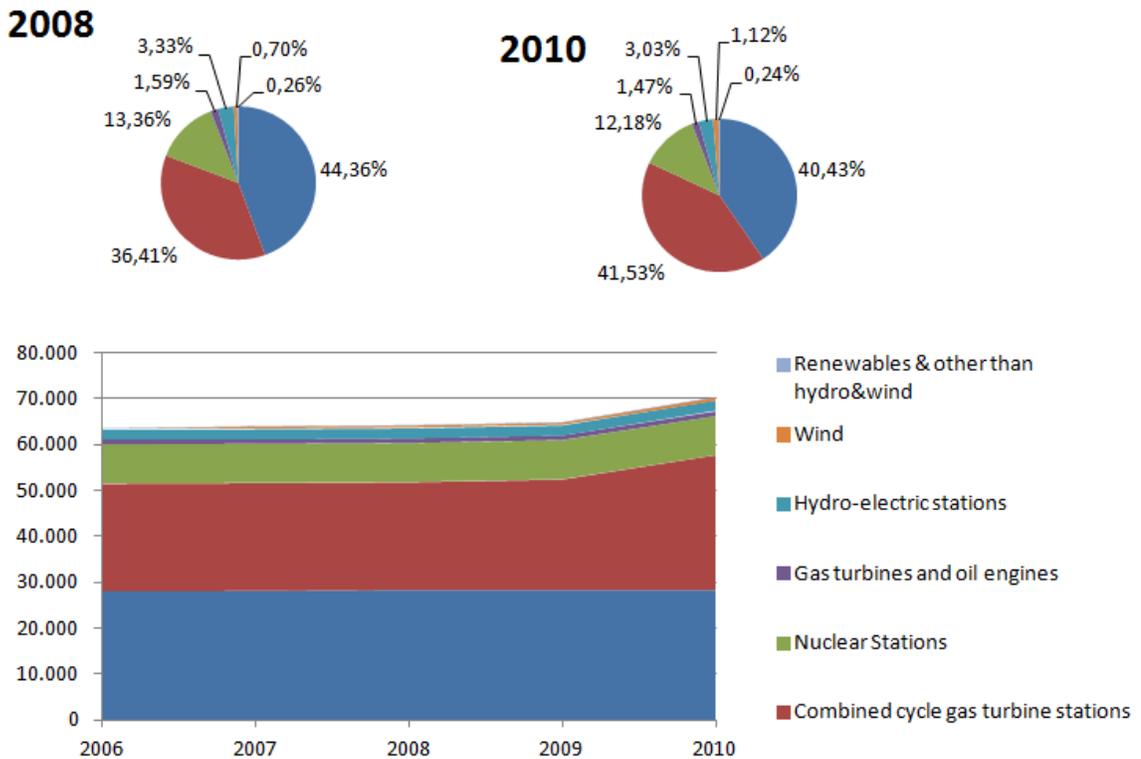


### 5.1.2.2. Matriz de Generación de Inglaterra y Gales

Tabla 29 Generadores de Inglaterra y Gales entre 2006-2010, MW

	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Total Transmission Entry Capacity</b>	<b>63.391</b>	<b>63.886</b>	<b>64.134</b>	<b>64.800</b>	<b>70.404</b>
<b>Conventional Steam Stations</b>	<b>28.132</b>	<b>28.258</b>	<b>28.447</b>	<b>28.455</b>	<b>28.463</b>
Coal fired	19.426	19.552	19.613	19.621	19.629
Oil fired	3.778	3.778	378	3.778	3.778
Mixed or dual fired	4.928	4.928	5.056	5.056	5.056
<b>Combined cycle gas turbine stations</b>	<b>23.358</b>	<b>23.358</b>	<b>23.351</b>	<b>23.955</b>	<b>29.239</b>
<b>Nuclear Stations</b>	<b>8.559</b>	<b>8.559</b>	<b>8.569</b>	<b>8.569</b>	<b>8.576</b>
<b>Gas turbines and oil engines</b>	<b>1.124</b>	<b>1.018</b>	<b>1.018</b>	<b>1.037</b>	<b>1.037</b>
<b>Hydro-electric stations</b>	<b>2.122</b>	<b>2.140</b>	<b>2.133</b>	<b>2.134</b>	<b>2.134</b>
Natural flow	136	136	129	130	130
Pumped Storage	1.986	2.004	2.004	2.004	2.004
<b>Wind</b>		<b>419</b>	<b>447</b>	<b>481</b>	<b>786</b>
<b>Renewables &amp; other than hydro&amp;wind</b>	<b>96</b>	<b>134</b>	<b>169</b>	<b>169</b>	<b>169</b>

Gráfico 48 Matriz de generación por recurso, entre 2008 y 2010

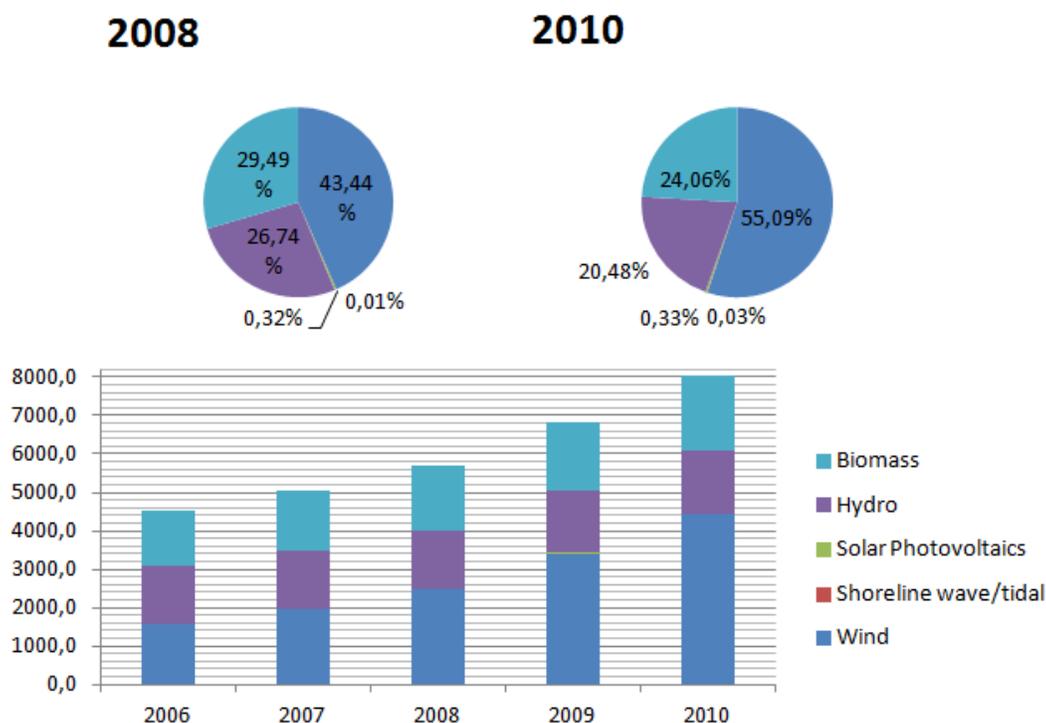


### 5.1.2.3. Matriz de Generación de Renovable del Reino Unido

Tabla 30 Capacidad de Energía Renovable en el Reino Unido entre 2006-2010, MW

	2006	2007	2008	2009	2010
Total Transmission Entry Capacity	4534,0	5032,7	5702,6	6803,8	8030,6
<b>Wind</b>	<b>1565,0</b>	<b>1954,5</b>	<b>2477,2</b>	<b>3406,2</b>	<b>4424,4</b>
Onshore	1351,2	1650,7	2083,4	2820,2	3483,2
Offshore	213,8	303,8	393,8	586,0	941,2
<b>Shoreline wave/tidal</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>2,5</b>
<b>Solar Photovoltaics</b>	<b>10,9</b>	<b>14,3</b>	<b>18,1</b>	<b>22,5</b>	<b>26,5</b>
<b>Hydro</b>	<b>1501,1</b>	<b>1514,8</b>	<b>1524,9</b>	<b>1629,8</b>	<b>1644,8</b>
Small scale	157,9	153,4	166,2	173,3	186,3
Large scale w/o pumped storage	1343,2	1361,4	1358,7	1456,5	1458,5
<b>Biomass</b>	<b>1456,5</b>	<b>1548,6</b>	<b>1681,9</b>	<b>1744,8</b>	<b>1932,4</b>
Lanfill gas	817,8	856,2	900,6	908,3	984,9
Sewage sludge digestion	137,8	144,6	151,0	148,5	157,7
Municipal solid waste combustion	314,8	326,5	326,4	375,9	392,0
Animal Biomass	86,6	88,9	114,4	114,4	119,3
Plant Biomass	99,5	132,4	189,5	197,7	278,5

Gráfico 49 Evolución de la Matriz de generación renovable del Reino Unido, entre 2008 y 2010



### 5.1.3. Regulación del Sector<sup>100</sup>

De acuerdo al *Department for Trade and Industry*, el deber de los reguladores es proteger los intereses de los consumidores, regular la competencia entre proveedores y monitorear el aspecto social y medio ambiental de la industria.

#### 5.1.3.1. National Grid Company<sup>101</sup>

Al privatizarse la industria eléctrica en 1990, *National Grid Company* asumió propiedad y control del sistema de transmisión de Inglaterra y Gales. Además posee propiedad compartida de las interconexiones con Escocia y Francia. Es la encargada de proveer de electricidad a los comercializadores, de operar y mantener las líneas de UK, de administrar el mercado de la electricidad mayorista (Pool) y de establecer los planes de funcionamiento de las centrales según los resultados del mercado.

#### *Grid Trade Master Agreement (GTMA)*

El Grid Trade Master Agreement (GTMA) es el documento que regula las relaciones comerciales entre National Grid y los Parties.

#### 5.1.3.2. Department of Energy and Climate Change

Es el encargado de asegurar que se cumplan los requerimientos ambientales y las metas de reducción de consumo de energía que se han impuesto.

#### 5.1.3.3. ELEXON

Administra el balance de pagos y el mercado mayorista de electricidad dentro de Gran Bretaña. El documento que gobierna estos acuerdos es conocido como el *Balancing and Settlement Code (BSC)*.

---

<sup>100</sup> <http://www.electricity-guide.org.uk/regulators.html>

<sup>101</sup> <http://www.nationalgrid.com/uk/About/history/>

### ***Balancing and Settlement Code (BSC)***

El Balancing and Settlement Code (BSC) es un documento legal que define las reglas y la gobernabilidad del Mecanismo de Balance y de los procesos de establecimiento de desbalances de la electricidad de UK. ELEXON es la compañía encargada de administrar este código, y por tanto es conocida como Balancing and Settlement Code Company (BSCCo).

Para cambiar el código, cualquier *party* puede realizar una propuesta. ELEXON junto con expertos de la industria y el panel de BSC se encargan de evaluar la propuesta y administrar el proceso de consulta. OFGEM toma la decisión final como regulador y envía las modificaciones a la BSC misma. El panel de BSC revisa si es necesario adaptar otras documentaciones en consecuencia y finalmente ELEXON implementa los cambios.

#### **5.1.3.4. Energywatch**

Es un organismo independiente que se encarga de vigilar las industrias de la electricidad y del gas. Su objetivo es que los usuarios saquen provecho de la posibilidad de escoger comercializador. Para ello provee información y da consejos imparciales, además de atender los reclamos que posean los consumidores y de que pueden ser resueltas directamente con el comercializador. Otro servicio que ofrece es la supervisión de *Energy switching companies*<sup>102</sup>.

En la página web de Energywatch se encuentran disponibles las estadísticas de desempeño de los comercializadores, y se puede pedir asistencia respecto a la facturación.

#### **5.1.3.5. Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)**

Es el regulador oficial e independiente para tanto la industria eléctrica como la del gas. Su misión es proteger a los consumidores de servicios eléctricos y de gas. Esto lo hace a través de:

- la mantención de la sana competencia entre comercializadores,
- la aseguración de abastecimiento para los comercializadores,
- la prevención de monopolios

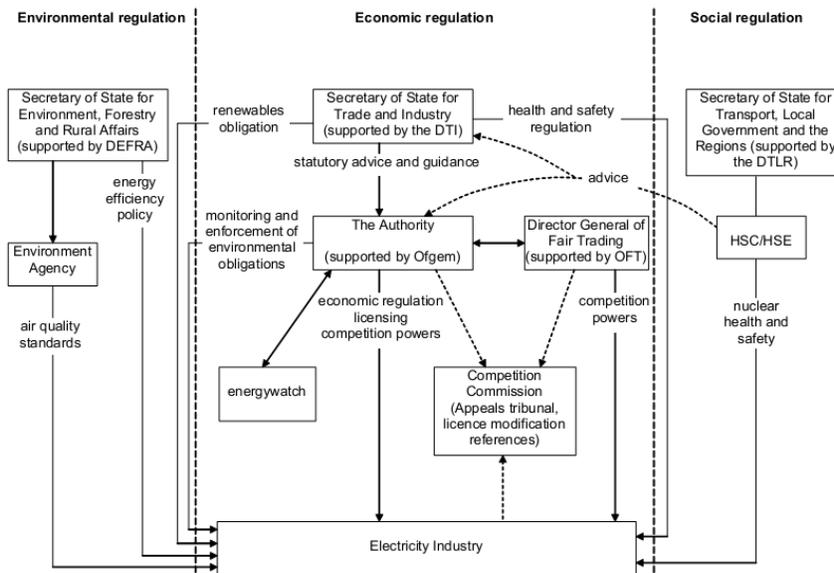
---

<sup>102</sup> Entidades que administran el cambio de comercializador. Ver *Organización Industrial del Sector / Comercialización / Supplier of Last Resort (SoLR)*

Cuando un comercializador se va a quiebra, sus clientes son tomados por el SoLR de la zona de distribución. El comercializador de último recurso puede ser cualquier comercializador que haya solicitado la autorización en su licencia para ejercer como tal.

- la regulación social y ambiental de la industria

**Ilustración 20 Marco Institucional para la regulación del sector eléctrico de Gran Bretaña, 2002**



#### 5.1.4. Sistemas<sup>103</sup>

En el Reino Unido existen cuatro sistemas eléctricos: el de Inglaterra y Gales, dos en Escocia y el de Irlanda del Norte. El sistema de transmisión del primero es propiedad de National Grid, y los de Escocia son propiedad de Scottish Power (sur) y de Scottish and Southern Energy Power Distribution Ltd (norte). Sin embargo, la red entera de Gran Bretaña es operada por National Grid desde el 2004.

La Red de Transmisión Británica también puede importar y exportar electricidad con otros países a través de las Interconexiones. Actualmente existen: Inglaterra-Francia; Inglaterra-Holanda; Escocia-Irlanda del Norte; Irlanda del Norte-Irlanda.

Los puntos en donde se conectan ambas redes - de transmisión y distribución- son los *Grid Supply Points*. Por esta razón cada sistema de distribución es referido como *GSP Group*. A pesar de la división geográfica de los sistemas de distribución, éstos no son independientes eléctricamente hablando, es decir, puede circular corriente entre áreas. Esta corriente es medida a través de medidores en los límites entre ellas.

<sup>103</sup> PARLIAMENTARY OFFICE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY (Oct. 2001). "Postnote: UK Electricity Networks". De: [www.parliament.uk/documents/post/pn163.pdf](http://www.parliament.uk/documents/post/pn163.pdf)  
[www.ebico.org.uk/energy-advice/how-the-electric-market-works](http://www.ebico.org.uk/energy-advice/how-the-electric-market-works)

Ilustración 21 GSP Groups

GSP Group	GSP Group Name
_A	Eastern
_B	East Midlands
_C	London
_D	Merseyside and North Wales
_E	Midlands
_F	Northern
_G	North Western
_H	Southern
_J	Southern Eastern
_K	South Wales
_L	South Western
_M	Yorkshire
_N	South Scotland
_P	North Scotland



### 5.1.5. Organización Industrial del Sector<sup>104</sup>

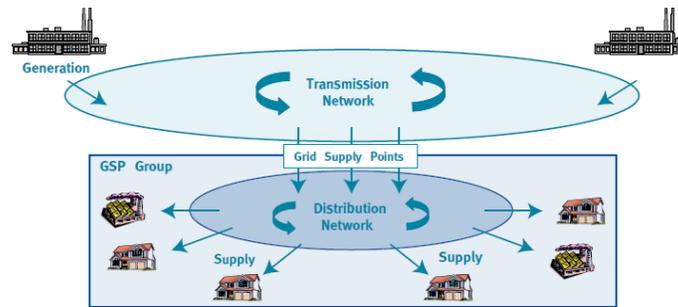
El sistema eléctrico del Reino Unido se privatizó entre los años 1990 y 1994. A diferencia de privatizaciones anteriores en el Reino Unido, la industria fue radicalmente reestructurada antes de la privatización, para promover la competencia de manera explícita. En 1997, se da curso al *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), basado en contratos bilaterales, cuyos principales elementos son:

- *Forward & Futures Market*
- *Power Exchanges* de corto plazo
- *Balancing Mechanism* (Ver 5.1.6 Mercado Mayorista)

El sector eléctrico en UK está conformado por generación, transmisión, distribución y comercialización. La transmisión y la distribución se mantuvieron como monopolios naturales, debido a la naturaleza de este tipo de actividades.

<sup>104</sup> ELEXON (2009). “*Electricity Trading Arrangements – A beginner’s guide*”.  
[http://www.elxon.co.uk/ELEXON%20Documents/electricity\\_trading\\_arrangements\\_a\\_beginners\\_guide.pdf](http://www.elxon.co.uk/ELEXON%20Documents/electricity_trading_arrangements_a_beginners_guide.pdf)  
<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/>

Ilustración 22 Sector eléctrico Inglés

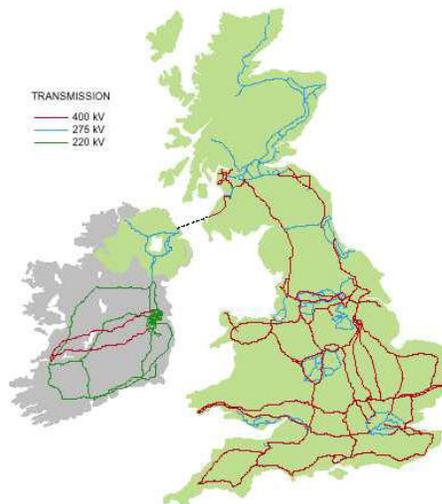


### 5.1.5.1. Transmisión

La red de transporte de la electricidad está dividida en dos: una de alta tensión, llamada red de Transmisión; y otra de baja tensión, llamada red de Distribución. El sistema de transmisión recorre toda Gran Bretaña, y pertenece y es operado por *National Grid*. A ésta están conectados los grandes generadores (centrales nucleares, a carbón o gas) y grandes consumidores (aceras y refinerías).

Tanto la transmisión como la distribución son monopolios naturales, por lo que los términos comerciales que ofrecen las compañías propietarias son estandarizados y sus precios regulados por OFGEM. Los códigos que regulan la relación distribuidor-comercializador son:

- The Grid Code
- Connection and Use of System Code (CUSC)
- Balancing and Settlement Code (BSC)

Ilustración 23 Red de transmisión de UK<sup>105</sup>

<sup>105</sup> [www.geni.com](http://www.geni.com)

### 5.1.5.2. Distribución

La red de distribución está dividida en 14 áreas geográficas donde la electricidad transportada desde los generadores por el sistema de transmisión pasa a los consumidores menores. En esta red están conectados los generadores menores –principalmente energías renovables como granjas eólicas-, conocidos como *Embedded Generators*. Cada una de estas áreas pertenece y es operada por un *Distribution Network Operator (DNO)* – también llamados *Licensed Distribution System Operator (LDSO)*.

Cada compañía posee una licencia separada por cada área que cubren, y se encuentran estrictamente reguladas por los términos que la licencia impone. Están obligados a conectar a cualquier cliente que requiera electricidad dentro de su área y a mantener el abastecimiento.

Las compañías distribuidoras - como parte de la legislación dentro de la Utilities Act 2000 - están obligados a no discriminar en todos los aspectos de su negocio. Adicionalmente deben mantener un sistema eficiente y coordinado. Además de los DNOs existen los IDNOs (Independent Distribution Network Operators), que poseen y operan extensiones a las redes existentes, para facilitar la creación de nuevas comunidades.

Las licencias son otorgadas por el OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) y como éstas son monopolios, son reguladas a través de un mecanismo de control de precio que cambia cada 4 o 5 años. Actualmente OFGEM ha licitado a 6 IDNOs: Energetics Electricity Limited, ESP Electricity Limited, Independent Power Networks Limited, The Electricity Network Company Limited, UK Power Networks (IDNO) Ltd, Utility Assets Limited.

Cuando se privatizó la industria eléctrica habían 14 Public Electricity Suppliers (PESs) en el UK. La distribución se separó completamente de la comercialización, y se mantuvo a la primera como un monopolio licitado, mientras que la segunda como una actividad competitiva. Para el año 2007 había 7 compañías distribuidoras operando en 12 zonas de Inglaterra y Gales<sup>106</sup>.

EDF Energy, CE Electric (NEDL & YEDL), Central Networks, Northern Ireland Electricity, Scottish Power (SP), Scottish and Southern Energy (SSE), Electricity North West, Western Power Distribution

---

<sup>106</sup> <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/DistributionCompanies/>

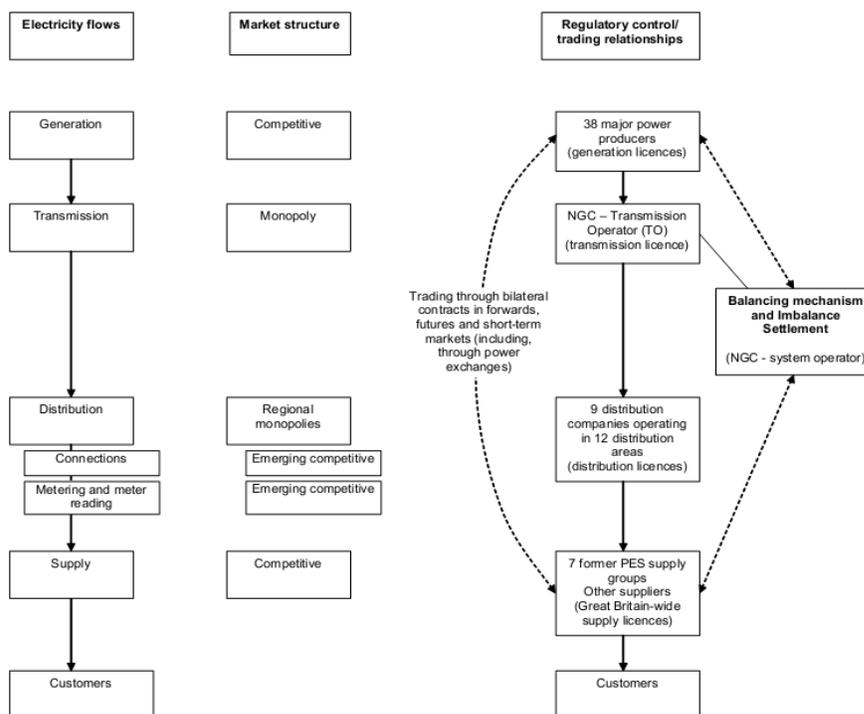
Ilustración 24 Operadores de las Redes de Distribución de UK



### 5.1.5.3. Comercialización

Actualmente hay alrededor de 26 comercializadores a lo largo de UK. Estas son las encargadas de vender la energía al consumidor final, además de tomar las lecturas del medidor. En el mercado de retail, los comercializadores compiten libremente entre sí para obtener consumidores. Además, es el comercializador el encargado de pagar los cargos de generación, transmisión y distribución. Estos dos últimos se realizan de forma directa con las entidades implicadas.

Los Comercializadores se pueden clasificar en tres categorías: las distribuidoras que extienden su actividad de comercialización a otras regiones; las compañías previamente involucradas con la comercialización de gas; y aquellas independientes que, contrariamente a lo que se piensa, no suelen poseer fuertes conocimientos en mercados masivos de consumo o en facturación.

Ilustración 25 Estructura del sector eléctrico en Inglaterra y Gales, 2002<sup>107</sup>

Cabe destacar que la separación entre las actividades de distribución y comercialización es de tipo legal. Esto ha permitido que nuevos comercializadores entren al mercado. La licencia de comercialización permite comercializar en todo Gran Bretaña, y son ellos los encargados de pagar el servicio de transmisión y de distribución. También poseen la obligación de contar con electricidad suficiente para abastecer a todos sus clientes, a través de contratos con generadores o estableciendo su propia generación.

<sup>107</sup> Simmonds, Gillian. Centre for the Study of Regulated Industries – University of Bath / School of Management (2002). “Regulation of the UK Electricity Industry”. De: [http://www.bath.ac.uk/management/crj/pubpdf/Industry\\_Briefs/Electricity\\_Gillian\\_Simmonds.pdf](http://www.bath.ac.uk/management/crj/pubpdf/Industry_Briefs/Electricity_Gillian_Simmonds.pdf)

Las empresas comercializadoras que actualmente están en UK son:

- Amerada
- Atlantic Electric and Gas
- Basic Power
- Cambridge Gas and Electricity
- Countrywide Energy
- E.ON Energy
- Ecotricity
- EDF Energy
- Equipower (EBICo)
- Good Energy
- Green Energy UK
- Lloyds TSB
- London Energy
- Npower
- Sainsburys Energy
- Scottish Hydro Electric
- ScottishPower
- Seeboard Energy
- Southern Electric
- Swalec
- SWEB Energy
- Utilita
- Utility Warehouse
- Virgin Energy
- Which? Switch
- ZEST4

### 5.1.6. Mercado Mayorista<sup>108</sup>

La electricidad se comercializa en un mercado mayorista. La mayor parte de las transacciones son realizadas a través de un *forward & futures market*, donde los generadores y comercializadores establecen contratos entre ellos para cada media hora todos los días, a veces con años de anticipación.

Los bancos de inversión y otras organizaciones financieras que no demandan físicamente electricidad también participan en estas operaciones, y se les conoce como *Non Physical Traders*. Éstos no se relacionan con generación o comercialización, sino que participan en el mercado con fines lucrativos, aportando cobertura de riesgos y proveyendo liquidez al mercado. La mayoría intenta vender exactamente lo que compraron, por ende, sin tomar una posición larga o compradora respecto de la electricidad.

Los comercializadores, generadores y *Non Physical Traders* son conocidos como *Parties* en el BSC, y participan en el mercado ya sea mediante contratos bilaterales o en un *Power Exchange*, que funciona como mercado mayorista independiente. Actualmente hay dos *Power Exchange* funcionando en UK: APX Commodities Ltd. y Nasdaq OMX Stockholm AB.

Los contratos bilaterales no son regulados y pueden ser pactados libremente entre las partes en términos de precios, plazos, y otras condiciones. En el *Power Exchange* se transan bloques semi-horarios de energía, para los cuales se determinará el precio de mercado en función de las ofertas y demanda de energía.

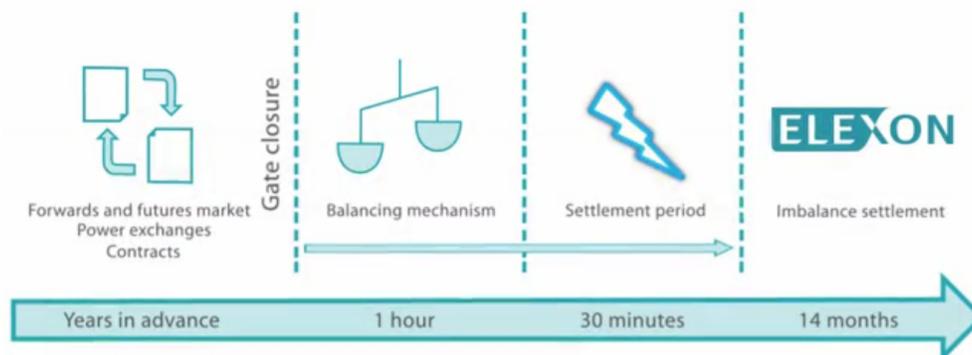
Los períodos de media hora para los que se transa la electricidad son conocidos como *settlement period*. Son 48 diarios numerados comenzando con 00:00-00:30 como el 1, de acuerdo a la hora local. Para

---

<sup>108</sup> <http://www.elexon.co.uk/pages/introductiontothebsc.aspx>  
<http://www.wix.com/communicatio21/bsc-central-services#!power-exchange>

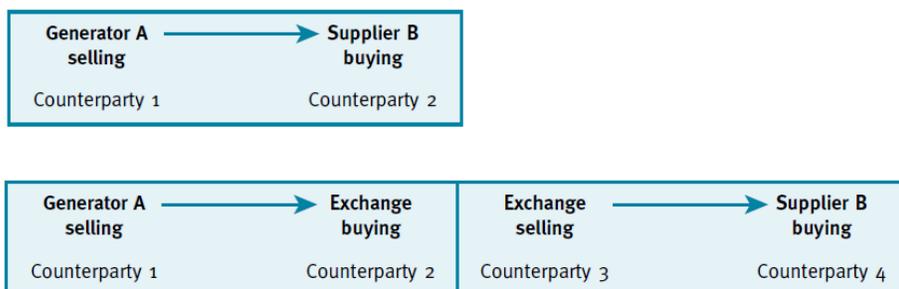
cada *settlement period* se pueden hacer transacciones hasta con una hora de anticipación: luego el mercado se cierra (*Gate closure*).

**Ilustración 26 Mercado Eléctrico Mayorista de UK**



Las transacciones vía contrato son el mecanismo más común, y la electricidad es normalmente transada con mucho tiempo de anticipación, por lo que se genera una carga de base. En el Power Exchange la electricidad se transa de forma anónima, y en general no busca una posición física, i.e. siempre trata de equiparar las compras con las ventas. Este sistema se utiliza para afinar la carga base, y en general se utiliza muy cerca del *gate closure* del *settlement period* que se está acordando, cuando se conocen mejor las condiciones en que se transmitirá la energía.

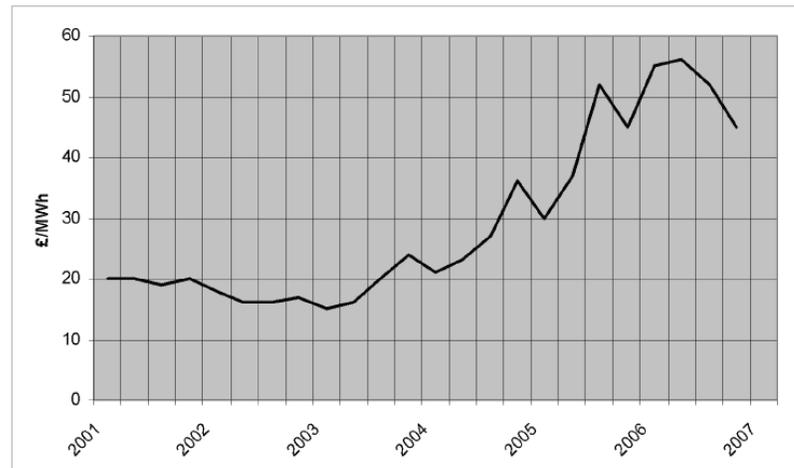
**Ilustración 27 Estructura de un contrato *Over the Counter* y del *Exchange Trading***



Todos los generadores y comercializadores deben notificar a la National Grid sobre sus ofertas y demandas planificadas para cada *settlement period*. La National Grid se encarga de que las demandas y ofertas coincidan mediante un Mecanismo de Balance, a través de la aceptación de ofertas y pujas.

Para asegurar la fiabilidad de la información emitida al National Grid, el proceso de enviar los contratos de volúmenes lo deben hacer los *parties* a través de un *Notification Agent* autorizado por ELEXON. Éste puede ser una de las *counterparts* o un tercero independiente. En la bolsa existe un agente propio, que debe ser autorizado previamente por quienes compran o venden electricidad para emitir su información. Los contratos pueden ser sobre-escritos siempre y cuando esto se notifique antes del *gate closure*.

Gráfico 50 Precio Spot 2001-2006



#### 5.1.6.1. Balancing Mechanism Units (BM Units)<sup>109</sup>

Son usadas como unidades de transacción dentro del Mecanismo de Balance, en el cálculo del *settlement*. Son utilizadas en el BSC para contabilizar toda la energía que circula dentro o fuera del Sistema Total (Sistema de Transmisión y de Distribución juntos). Una BM es la unidad más pequeña de equipamiento que puede ser medida de forma independiente. La mayoría de las BM consisten en una unidad de generación o un conjunto de medidores [de consumidores], y la energía producida o consumida por esa BM Unit es acreditada a esa Unidad.

Hay distintos tipos de BM Units:

- **Directly Connected.** BM Units conectadas directamente al sistema de Transmisión. Comúnmente corresponden a unidades generadoras.
- **Embedded.** BM Units conectadas al sistema de Distribución.
- **Interconnector.** BM Units relacionadas con una Interconexión.
- **Supplier.** BM Units que cubren la comercialización. Éstas contienen todos los medidores de un comercializador en particular para un *GSP group* determinado.
- **Miscellaneous.** Aquellos que no calzan en las definiciones anteriores.

<sup>109</sup> [www.elexon.co.uk/Pages/bmunits.aspx](http://www.elexon.co.uk/Pages/bmunits.aspx)

### 5.1.6.2. Balancing Actions/services

**Ancillary and Commercial Services.** Este incluye potencia reactiva, respuesta en frecuencia, Black Start y servicios de Reserva. La mayoría de las veces el Operador del Sistema contrata estos servicios por adelantado, negociando directamente con el party. Estos servicios son considerados servicios de balance al sistema, i.e. servicios usados para descongestionar las líneas o aliviar problemas en la transmisión más que en equiparar las diferencias entre oferta y demanda.

**Contract Notifications Ahead Gate Closure.** El Operador del Sistema puede comprar y vender electricidad antes del Gate Closure (como los contratos con notificación). Hay un tipo especial de contrato llamado Pre-Gate Closure BM Unit Transaction (PGBT) que provee de energía en una manera delimitada a lo largo del *settlement period*, i.e especificando minuto a minuto el volumen que requiere.

**Bid-Offer Acceptances.** Son instrucciones específicas del Operador del Sistema a una BM Unit para: aumentar generación/disminuir demanda (offer) o reducir generación/aumentar demanda (Bid). A esto se le conoce como el **Mecanismo de Balance**. Para que estas ofertas o pujas sean aceptadas las BM Units involucradas deben emitir su información física (generación o demanda esperada para un *settlement period*) antes del *gate closure*. Además deben emitir datos de oferta/puja, es decir, el set de precios y volúmenes por los cuales las BM Units están dispuestas a modificar su información física.

### 5.1.6.3. Imbalance Prices<sup>110</sup>

Después los volúmenes medidos durante la media hora en cuestión son comparados con los volúmenes contratados. Este procedimiento se hace a partir de un mes, con recálculos que pueden realizarse hasta 2 años después. A las diferencias se les conoce como *imbalances* (desbalances), y éstas son facturadas aproximadamente un mes después del *Settlement Day* en cuestión. Los casos son:

1. Si un comercializador ha demandado más electricidad que su contrato, debe comprar diferencia. Si ha demandado menos, debe vender la electricidad adicional a la red.
2. Si un generador ha producido menos que su contrato, debe comprar la diferencia. Si ha producido más, debe vender la electricidad adicional a la red.
3. Un *Non Physical Trader* compra más energía o menos que la que ha vendido.

El proceso de calcular el precio que debe pagarse por los volúmenes desbalanceados se le llama *settlement*. Para asegurarse de la precisión de los datos tomados en cuenta, éstos se miden cuatro veces en un espacio de 14 meses. Todos los desbalances son *settled* de manera centralizada por un set de sistemas llamados *BSC Central Systems*, administrados por ELEXON. Los excesos de dinero son redistribuidos entre todos los *parties*, al igual que los déficits.

---

<sup>110</sup> [www.elexon.co.uk/Pages/imbalancepricing.aspx](http://www.elexon.co.uk/Pages/imbalancepricing.aspx)  
[http://www.elexon.co.uk/ELEXON%20Documents/imbalance\\_pricing\\_guidance\\_note.pdf](http://www.elexon.co.uk/ELEXON%20Documents/imbalance_pricing_guidance_note.pdf)

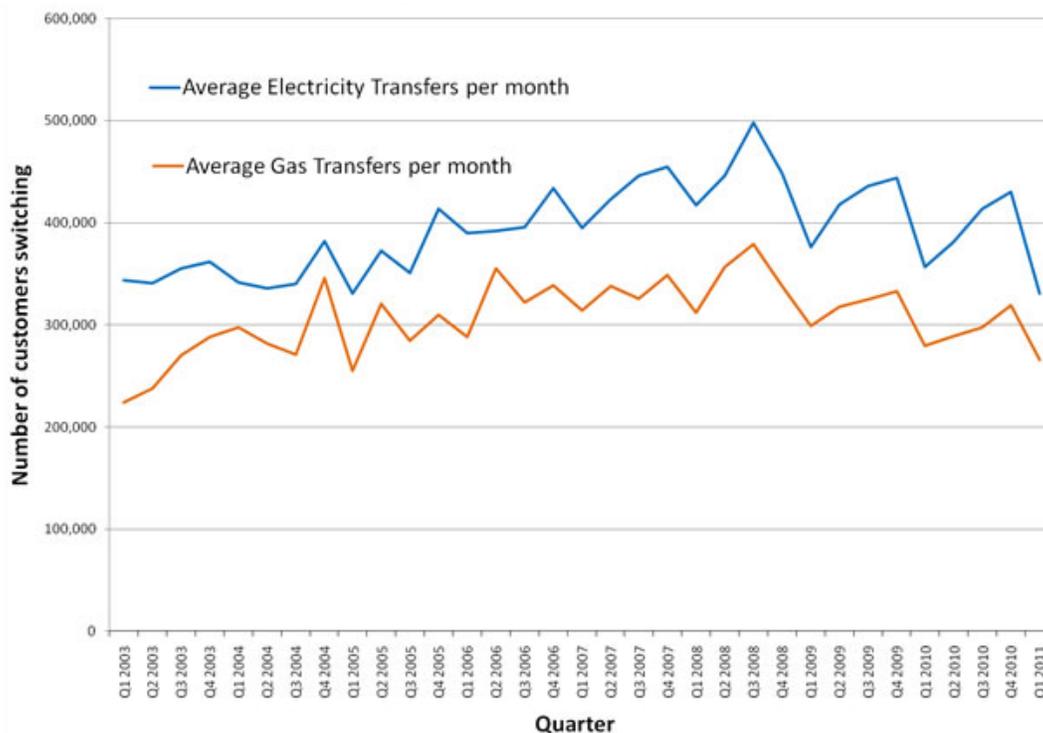
Si cualquier *Party* falla en sus pagos, todos los demás reciben el cargo de forma proporcional. Para evitar abusos por parte del *party* que no ha pagado, se estima de forma permanente la exposición a desbalances y se valora monetariamente. Luego, todos deben presentar un crédito por sobre esta cifra, para que en el caso de que existan faltas de pago, se puedan recuperar del crédito del responsable y no penalizar a todos los *parties*.

## 5.2. Comercializador

### 5.2.1. Capacidad de usuarios de elegir entre proveedor y comercializador

A principios del 2003, 39% de todos los usuarios residenciales se habían cambiado a un comercializador distinto de su distribuidor, y al año 2005, 45% ya lo habían hecho. El usuario puede cambiarse de comercializador cuándo y cuántas veces quiera. Desde 1990, más de 19 millones de usuarios se han cambiado de comercializador. Además, al 2007 más del 50% de los usuarios residenciales se había cambiado a un comercializador distinto al afiliado a la distribuidora.

Gráfico 51 Número de cambios mensual de comercializador eléctrico (azul) y de gas (naranja) de Gran Bretaña

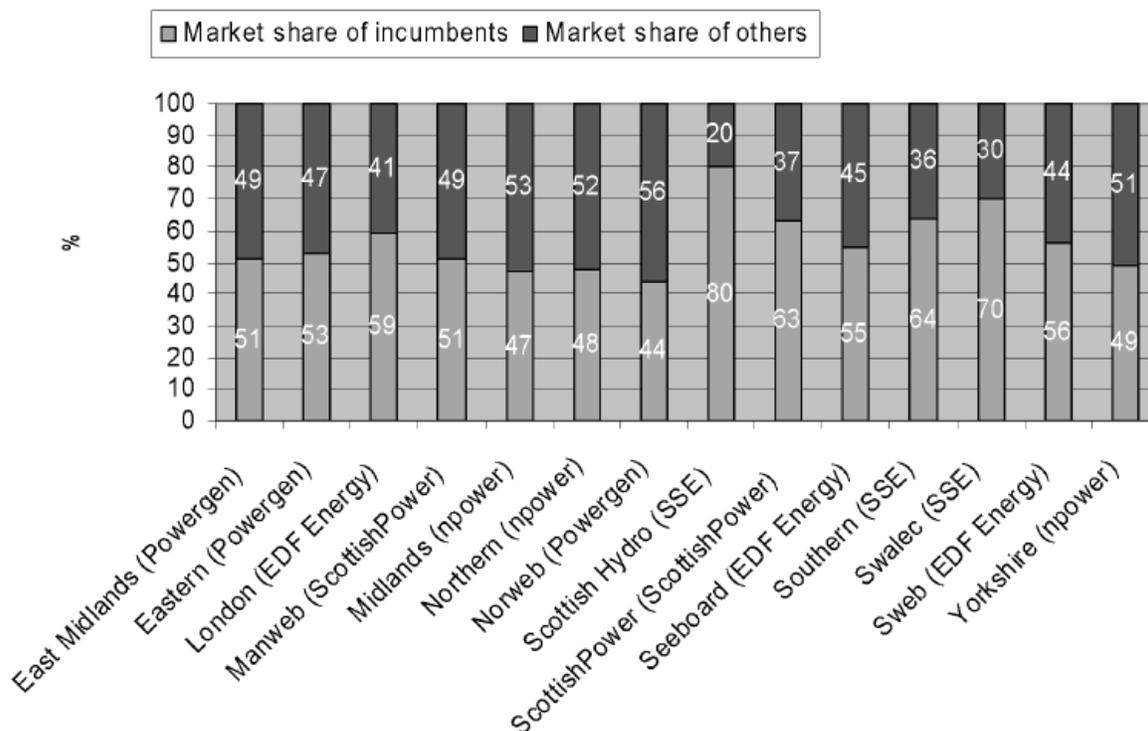


En la Tabla 31 se muestra la evolución del número de comercializadores en el Reino Unido, entre los años 2003 y 2009.

Tabla 31<sup>111</sup>

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nº de Comercializadores en UK	24	32	33	26	23	23	21

Gráfico 52 Repartición del mercado de retail entre comercializador de la distribuidora local y otros, por región al 2006<sup>112</sup>



Un factor que ayudó a la penetración del mercado competitivo de la electricidad fue que al momento de aplicarlo, los precios de la energía estaban bajos, y los precios del mercado mayorista estaban tendiendo a la baja. De esta manera, los comercializadores pudieron desarrollar estrategias de mercado basadas en precios bajos. Los primeros tres años las cuentas de luz bajaron en 8-15%.

Para que un cliente pueda cambiarse de comercializador, debe notificar con 28 días de anticipación. A pesar de esto, los primeros tres años del retail competitivo numerosos reclamos (100.000+ anuales) habían sido realizados en EnergyWatch, debido a que los comercializadores aplicaron políticas invasivas para atraer clientes (ventas puerta a puerta, etc.).

<sup>111</sup> Eurostat

<sup>112</sup> Ofgem

El número del medidor facilita mucho el proceso de cambiarse de comercializador, ya que estandariza la identificación de los clientes. Además, cabe destacar que un cliente es completamente libre de elegir entre todos los comercializadores disponibles, y es deber del comercializador estar disponible para el cliente que solicite sus servicios.

## 5.2.2. Precios a los Usuarios Finales

### 5.2.2.1. Desglose de la Cuenta de electricidad<sup>113</sup>

Las cuentas de electricidad de los consumidores poseen los siguientes componentes:

- Nombre, dirección y fecha
- Cuenta del consumidor o Número de Referencia
- Comercializador y sus datos de contacto
- Nombre la tarifa contratada
- Cantidad a pagar, incluyendo deudas de cuentas anteriores, y hasta cuándo se puede pagar
- Número del Medidor
- Período de facturación
- Lecturas del Medidor: la diferencia entre la lectura actual y la previa (cantidad de energía usada en kWh)
- Cantidad que el comercializador está cobrando por cada kWh.

**Tabla 32 Desglose de la cuenta de luz**

<b>Understanding your energy bill</b>		
<b>Energy bill breakdown</b>	<b>Electricity bill</b>	<b>Gas bill</b>
<b>Wholesale energy costs and your supplier's margin</b>	69%	74%
<b>Distribution</b>	15%	15%
<b>Investment in greener energy</b>	8%	3%
<b>VAT</b>	5%	5%
<b>Transmission</b>	3%	2%
<b>Meter provision</b>	1%	2%

<sup>113</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity\\_billing\\_in\\_the\\_UK](http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_billing_in_the_UK)  
<http://www.enernoc.com/landing/unbundling-your-electric-bill.php>  
<http://www.which.co.uk/switch/energy-advice/understanding-your-energy-bill> !!!  
 Ejemplo de boleta: [www.londonhydro.com/residential/aboutyourbill/](http://www.londonhydro.com/residential/aboutyourbill/)

A continuación se presentan las referencias publicadas en Ofgem.com para los precios de las cuentas de luz, desglosadas en sus componentes.

**Tabla 33 Referencias de Ofgem para los valores de la cuenta de luz de un cliente residencial promedio 2006-2010, £/cliente/año<sup>114</sup>**

**Dual fuel summary table (£/customer/year)**

	May-2006	May-2007	May-2008	May-2009	May-2010
Customer bill	£875	£880	£995	£1155	£1105
Wholesale costs	£590	£495	£545	£670	£485
VAT and other costs	£300	£325	£370	£395	£425
Gross margins	-£15	£65	£75	£90	£195
Operating costs	£105	£110	£115	£120	£125
Implied net margins	-£120	-£45	-£40	-£35	£70
Notes:	Customer bill is for standard tariffs, weighted by payment method and market share. Average figures assume electricity consumption of 4MWh/yr, gas consumption of 16.9MWh/yr. Figures rounded to nearest 5 & may not sum due to rounding.				

**Electricity summary table (£/customer/year)**

	May-2006	May-2007	May-2008	May-2009	May-2010
Customer bill	£415	£420	£475	£515	£500
Wholesale costs	£215	£205	£225	£270	£205
VAT and other costs	£140	£145	£165	£180	£205
Gross margins	£55	£70	£85	£65	£95
Operating costs	£55	£55	£60	£60	£60
Implied net margins	£5	£15	£25	£5	£30
Notes:	Customer bill is for standard tariffs, weighted by payment method and market share. Average figures assume electricity consumption of 4MWh/yr. Figures rounded to nearest 5 & may not sum due to rounding.				

**Gas summary table (£/customer/year)**

	May-2006	May-2007	May-2008	May-2009	May-2010
Customer bill	£480	£475	£540	£665	£620
Wholesale costs	£375	£290	£320	£395	£280
VAT and other costs	£160	£180	£205	£215	£220
Gross margins	-£55	£5	£10	£50	£115
Operating costs	£50	£55	£60	£60	£60
Implied net margins	-£110	-£50	-£50	-£10	£55
Notes:	Customer bill is for standard tariffs, weighted by payment method and market share. Average figures assume gas consumption of 16.9MWh/yr. Figures rounded to nearest 5 & may not sum due to rounding.				

### 5.2.2.2. Tarifas del Retail

Hasta Abril del 2002, las tarifas del retail eran reguladas. Dentro de los servicios que ofrecen los comercializadores se puede mencionar:

**Dual Fuel.** Algunos comercializadores lo son tanto de electricidad como de gas, y ofrecen descuentos a aquellos clientes que contratan ambos servicios. Ejemplos: *British Gas*, *Powergen* y *Npower*.

<sup>114</sup> OFGEM (Jun. 2010). "Electricity and Gas Supply Market Report". De: <http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RetMkts/ensuppro/Documents1/Electricity%20and%20Gas%20Supply%20Market%20Report%20June%202010.pdf>

**Capped/Fixed billing.** Para los clientes más conservadores, algunos comercializadores ofrecen tarifas fijas donde el cliente paga una cantidad fija mensual (basada en una predicción de consumo) por uno, dos o tres años. Esta tarifa comenzó a ganar popularidad entre el 2003 y el 2004, por el alza significativa de los precios. A los clientes que pagan a débito generalmente se les ofrecen descuentos. Ejemplos: *British Gas* y *Npower*.

**Online.** La mayoría de los comercializadores ofrecen facturación online. Ejemplos: *Powergen*, *London Energy* y *ScottishPower*.

**Green.** Con el auge de las energías renovables, algunos comercializadores ahora ofrecen energía que es parcialmente renovable, como la eólica o la hidroeléctrica. Ejemplos: *Green Energy UK* y *Scottish Hydro-Electric*. (Ver Anexo: Mix de Combustibles de algunos comercializadores)

**Economy 7.** Esta es una tarifa diferenciada entre el día y la noche. Ésta requiere un medidor especial (ver 0 Credit Meters) que toma ambas medidas. Se le llama *Economy 7* porque son 7 las horas nocturnas, donde el precio de la energía es más barata. A veces la tarifa nocturna se alterna en 2 precios durante el período contratado.

**Medios de Pago.** Las tarifas eléctricas que pagan los usuarios varían según el comercializador elegido, y según el método de pago. Éstos son:

- Efectivo/Cheque
- Débito Directo Mensual y Trimestral. Este es el método más barato de operar, dado que se descuenta automáticamente de la cuenta bancaria del cliente.
- Medidores de prepago (ver 0 Medidores de Prepago).

**Tabla 34 Penetración doméstica del mercado eléctrico de acuerdo al área y tipo de pago, último trimestre 2010**

Region	Home Supplier			Non-Home Supplier		
	Credit	Direct Debit	Prepayment	Credit	Direct Debit	Prepayment
North West	42	26	31	58	74	69
East Midlands	44	31	35	56	69	65
West Midlands	39	28	32	61	72	68
Merseyside and North Wales	43	34	49	57	66	51
Eastern	46	32	31	54	68	69
Yorkshire	39	29	31	61	71	69
North East	40	31	26	60	69	74
South East	47	31	43	53	69	57
London	51	37	50	49	63	50
Southern Scotland	45	41	63	55	59	37
South West	54	32	50	46	68	50
Southern	64	47	55	36	53	45
South Wales	69	56	80	31	44	20
Northern Scotland	82	65	69	18	35	31
Great Britain	48	35	44	52	65	56

### 5.2.2.3. Medidores

Los medidores son propiedad de los *Meter Operators*<sup>115</sup>, y éstos son los encargados de instalarlos y mantenerlos. Los medidores deben ser revisados por los *Meter Operators* cada 2 años, y deben ser reemplazados cada 10 a 30 años dependiendo del modelo. Los comercializadores sólo son los responsables de la lectura.

#### *Credit Meters*

Este es el medidor más común. Los clientes reciben la cuenta de luz 4 veces al año, lo que se conoce como facturación trimestral. El comercializador realizará las lecturas en intervalos regulares, o contactará al cliente para que éste le traspare la lectura. Los pagos se pueden realizar con cualquier medio antes mencionado (ver 5.2.2.2 Tarifas del Retail). Los hay de dos tipos:

***Standard Meters.*** Mide el consumo de electricidad en términos de kWh, y se mantiene la tarifa durante el día.

***Variable Rate Meters.*** Estos son utilizados por los comercializadores que ofrecen la tarifa “economy 7”, por lo que realizan una medida para el día y otra para la noche.

#### *Medidores de Prepago*<sup>116</sup>

Es un medio en que se paga la energía antes de ser utilizada, como en los celulares de prepago. Normalmente son instalados por el comercializador si es que éste supone que el cliente no podrá mantener el pago de las cuentas o si el mismo cliente quiere utilizarlo como medio de regulación de su presupuesto. Al 2009, habían 5.8 millones de medidores de prepago instalados en Gran Bretaña.

Hay tres tipos de medidores de prepago:

- Tarjetas *Smartcard*
- Llaves
- *Token Meters*

Cualquiera de éstos puede ser pagado en donde haya un símbolo de *Payzone*<sup>117</sup> o *Paypoint*<sup>118</sup>. Algunas oficinas de correo permiten el pago de las llaves o las tarjetas. Si la carga del medidor se acaba, un relé corta automáticamente la electricidad.

Si los comercializadores cambian sus tarifas, para los clientes usando llaves o tarjetas el cambio será instantáneo, aunque a veces hay un margen de tiempo. Sin embargo, para aquellos utilizando *tokens* el

---

<sup>115</sup> <http://www.meteroperators.org.uk/>

<sup>116</sup> <http://www.energychoices.co.uk/energy/prepayment-meters.html>

<sup>117</sup> <http://search.payzone.co.uk/>

<sup>118</sup> <http://www.paypoint.co.uk/locator.aspx>

cambio debe hacerse de forma manual, lo cual puede tomar más tiempo y es necesario chequearlo con el comercializador.

Dentro de las desventajas que posee este sistema es que si el cliente sale de vacaciones, debe asegurarse de que posee suficiente carga en su medidor como para que los implementos como refrigeradores o congeladores funcionen durante ese período; otra es que en general los comercializadores cargan su tarifa más alta al medidor, fundamentándolo en los costos que implica la recolección de los pagos.

Otra ventaja - además del manejo del presupuesto- consiste en que si el medidor falla, el comercializador está obligado a repararlo dentro de las cuatro horas siguientes a la llamada del cliente.

Es difícil cambiarse de medidor de prepago, por lo que por lo general este es un sistema de último recurso. Además para que el comercializador acceda a realizar el cambio, se debe constatar que no han existido deudas en los últimos 3 meses. Sin embargo, el costo cobrado por cambiarse a un medidor común nuevo es prontamente reembolsable eligiendo las tarifas más baratas.

### 5.2.3. Medidas de protección al Usuario Final y Comercializador

#### 5.2.3.1. Medidas de protección al Usuario Final

##### *Proceso para que un comercializador ingrese a National Grid*<sup>119</sup>

Las actividades de abastecimiento están reguladas a través del *Utility Contracts Regulations*<sup>120</sup>.

National Grid utiliza una base de datos de comercializadores llamada *Achilles Utilities Vendor Database (UVDB)*, por lo que para la mayoría de los casos es necesario estar registrado ahí. Para las categorías de alto riesgo es necesario además que se sometan al proceso de verificación de *Achilles*, donde son evaluadas exhaustivamente sus condiciones de Sanidad, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente, y un índice de evaluación es generado.

Además, para aquellas categorías de alto riesgo en términos de Derechos Humanos o Cambio Climático, los comercializadores deberán completar un cuestionario de National Grid que puede ser seguido por una auditoría en el sitio.

---

<sup>119</sup> <http://www.nationalgrid.com/uk/About/suppliers/>

<sup>120</sup> THE NATIONAL ARCHIVES – LEGISLATION.GOV.UK (Enero 2006). “*The Utilities Contracts Regulations 2006*”. De: [http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2006/6/pdfs/ukxi\\_20060006\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2006/6/pdfs/ukxi_20060006_en.pdf)

**Ilustración 28 Proceso de calificación del comercializador para ingresar a National Grid**

### ***Licitación de Ofgem***

Algunos de los requisitos que posee la licencia son la generación de códigos de conducta por parte del comercializador para:

- Realización de reclamos
- Pago de cuentas, acuerdos para lidiar con morosidades y medidores de pre-pago.
- Acceso al sitio
- Consejos de eficiencia energética
- Servicios a ancianos, discapacitados o enfermos en estado crítico.

### ***Cambio de Comercializador***

Los comercializadores involucrados en el cambio piden una lectura final del medidor el día en que se concreta el cambio. Algunos comercializadores envían a alguien a tomar la lectura, y cobran al cliente por ello; mientras que otros solicitan al cliente que les envíe la lectura. En cualquier caso, se le recomienda al cliente que conserve la lectura del medidor en caso de posteriores disputas.

Los clientes que hayan suscrito a un contrato por teléfono o a través de un agente de venta, tienen derecho a cancelarlo dentro de 7 días de realizada la llamada.

Un cliente puede transferir la deuda con el comercializador si es que no ha pagado una cuenta recientemente (menos de 28 días) al nuevo comercializador. Un cliente con medidor de prepago podrá cambiarse de comercializador si su deuda es menor a £200.

La página [www.consumerfocus.org.uk](http://www.consumerfocus.org.uk) ofrece información respecto a los precios de la energía, y consejos respecto al proceso de cambio de comercializador. Además posee una lista de páginas web en donde se pueden realizar comparaciones de tarifas.

### ***Supplier of Last Resort (SoLR)***

Cuando un comercializador se va a quiebra, sus clientes son tomados por el SoLR de la zona de distribución. El comercializador de último recurso puede ser cualquier comercializador que haya solicitado la autorización en su licencia para ejercer como tal.

### ***Energy Switching Companies***

Estas compañías privadas ofrecen un servicio web en donde administran el cambio de comercializador, y también publicitan al mejor. Su modelo de negocio consiste en que los comercializadores les pagan una comisión por cada cliente que persuaden para que se cambie, sin cobrar al cliente en cuestión. Debido a la controversia que genera este modelo de negocios, Energywatch opera un código voluntario de conducta que sirve para certificar estas compañías. Dentro de las cláusulas que deben cumplir está:

- Son independientes de los comercializadores de electricidad y de gas, no aceptan publicidad y especifican de dónde reciben sus comisiones.
- Incluyen comparaciones de precios equivalentes para todas las tarifas disponibles, de todos los comercializadores licenciados (de gas, de electricidad y duales)
- Manejan sus propias páginas web y utilizan una base de datos y una calculadora de tarifas propia.
- Los medios de pago ofrecidos incluyen crédito estándar por efectivo/cheque, débito directo mensual y trimestral, y medidores de prepago.
- Deben enlistar los precios de no menos de 5 de los comercializadores más baratos, y los precios deben incluir Impuesto de Valor Agregado.
- Proveen información respecto a calidad de servicios y programas de eficiencia energética.
- Proveen comparaciones de precios precisas, y especifican cuándo fue su última actualización.

### ***Código de Buenas Prácticas***

La mayoría de los comercializadores han firmado el Código de Buenas Prácticas realizado por la *Association of Energy Suppliers*, y por tanto sus agentes de venta deben atenerse a sus estatutos. Los estatutos abarcan todos los métodos de venta utilizados por los comercializadores de electricidad, incluyendo la venta puerta-a-puerta y las ventas telefónicas. Algunos estatutos son que los agentes de venta:

- Sólo pueden llamar entre 9am y 8pm, a menos de que el cliente especifique lo contrario.
- Deben identificarse a sí mismos mediante la presentación de su carnet de identidad sin que el cliente deba solicitarlo explícitamente.
- Deben asegurarse de que el cliente entienda el contrato que firmará, incluyendo sus condiciones de cancelación.
- Debe asegurarse de que la persona que está firmando el contrato es la que lo pagará.
- Debe entregar una copia del contrato al cliente

Además, el código exige que las propagandas y promociones de los comercializadores sean precisas, justas y razonables.

### 5.2.3.2. Medidas de protección al Comercializador<sup>121</sup>

#### *Denegación de Servicio*

Un comercializador tendrá el derecho a denegar el servicio a un cliente si:

- Las conexiones eléctricas de la residencia del potencial cliente se encuentran en condiciones peligrosas
- El abastecimiento había sido desconectado previamente y no existía la obligación de reconectar.
- Un medidor de prepago ha sido rechazado
- Se solicitado una garantía de pago (después de que el cliente rechazara un medidor de pre-pago) y el cliente no la ha cumplido. Éstas pueden ser: un aval, un depósito en efectivo de garantía, pagar por débito directo o unirse a una plan común.

#### *Cambio de Comercializador*

Para que un comercializador acceda a cancelar el servicio por cambio de comercializador por parte del cliente, éste debe notificarlo con por lo menos dos días de antelación. De no cumplirse esto, el comercializador puede continuar cobrando al cliente, aunque éste se haya mudado.

Además, un comercializador poseerá el derecho de denegar la cancelación del servicio si es que el cliente posee cuentas morosas. Una vez que éstas sean canceladas, el cliente podrá solicitar la cancelación del contrato.

### 5.2.4. Análisis del impacto de la entrada del comercializador a nivel de generación, transmisión y distribución

Cuando el mercado de retail se abrió a la competencia en 1998, la mayoría predijo que los precios reflejarían mejor el costo real de la electricidad. Por ello, los consumidores con altos costos (aquellos que viven en áreas rurales, consumen en hora de demanda peak, demoran sus pagos o utilizan medidores caros) fueron subsidiados por aquellos con menores costos. Una vez que el retail se separó de la distribución, estos subsidios fueron abolidos, principalmente por los métodos de pago. Los sectores rurales siguen recibiendo subsidios, a través del promedio de los cargos entre áreas urbanas y rurales de distribución.

El siguiente gráfico presenta cómo los precios del retail siguen a los del mercado mayorista (con cierto retardo) para la cuenta de luz de un cliente promedio (3.000 kWh). Se puede observar en la línea verde

---

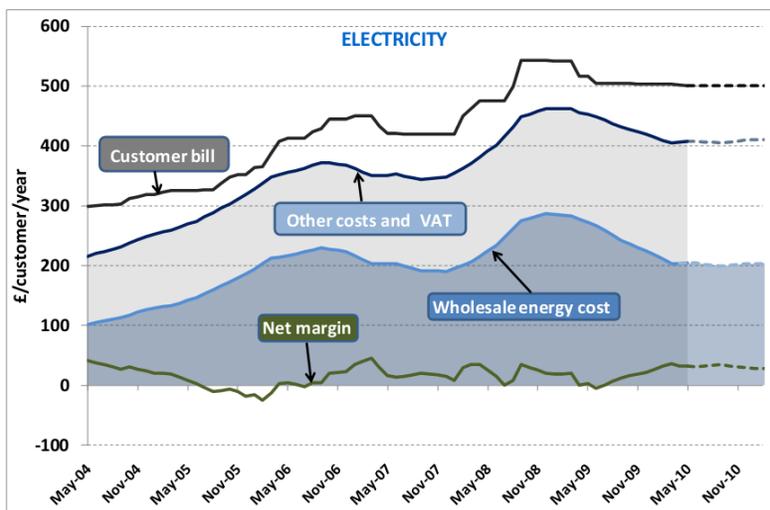
121

[http://www.adviceguide.org.uk/index/your\\_world/energy\\_index\\_ew/electricity\\_supply.htm#moving\\_home\\_or\\_changing\\_electricity\\_supplier](http://www.adviceguide.org.uk/index/your_world/energy_index_ew/electricity_supply.htm#moving_home_or_changing_electricity_supplier)

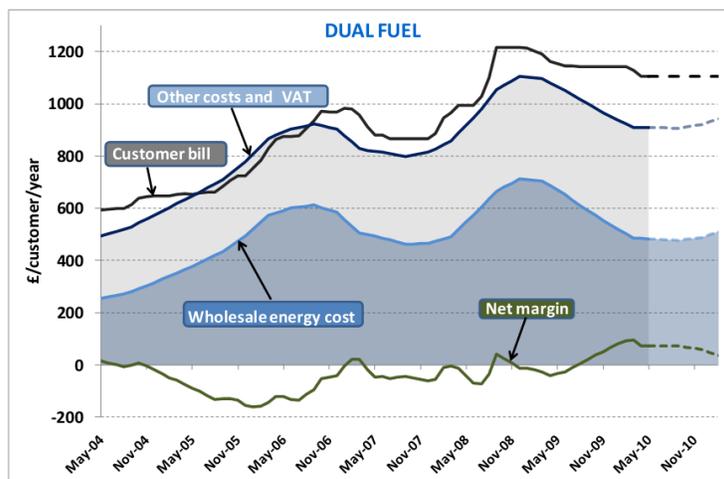
el margen neto que obtienen los comercializadores, al descontar el valor de la cuenta los costos de transmisión, distribución, impuestos y el valor de la energía en el mercado mayorista.

En contraste, el margen obtenido por los comercializadores a partir de un cliente con tarifa Dual Fuel es mucho menor, ya que el valor de la cuenta sigue de forma muy estrecha los cambios del valor de la energía en el mercado mayorista.

**Gráfico 53 Valor de la cuenta de luz de un cliente promedio, y costos de la comercializadora 2004-2010; £/cliente/año**



**Gráfico 54 Valor de la cuenta de luz de un cliente promedio, y costos de la comercializadora con tarifa Dual Fuel 2004-2010; £/cliente/año<sup>122</sup>**



<sup>122</sup> OFGEM (Jun. 2010). “Electricity and Gas Supply Market Report”. De: <http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RetMkts/ensuppro/Documents1/Electricity%20and%20Gas%20Supply%20Market%20Report%20June%202010.pdf>

### 5.2.5. Potencial de la comercialización de promover ERNC

En UK el tema de las energías renovables es manejado a nivel de política nacional, es decir, es el Gobierno quien fija los objetivos en esta materia. De esta manera, es de los generadores o desarrolladores de proyectos el deber de implementarlos y de los consumidores el deber de pagarlos a través de las tarifas que los comercializadores cobran. A la fecha se ha publicado un documento por parte del gobierno británico llamado **Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity**<sup>123</sup>, en el cual se especifican las reformas que se llevarán a cabo para cumplir con las directrices de la UE en los temas de emisión de contaminantes, aseguración de la continuidad de la inversión en proyectos eléctricos y el desarrollo de las alternativas renovables en la matriz energética de UK.

Desde el punto de vista de la comercialización, en el citado documento no obliga a ninguna medida nueva, esto es los generadores ofertarán sus precios acorde a las metas que la nueva ley les imponga. La comercialización podrá apoyar a los generadores “verdes” prefiriendo sus ofertas a los de otros generadores tradicionales, y luego ofreciendo planes a sus consumidores en donde se incluya este tipo de generación.

---

<sup>123</sup> Department of Energy & Climate Change (Julio 2011). “*Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*”. De: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/emr/2210-emr-white-paper-full-version.pdf>

### 5.3. Conclusiones

El Mercado Eléctrico de UK ya lleva 20 años en operación y está avanzando a niveles más sofisticados de libertad para los consumidores en cuanto a opciones de suministro, métodos de pago y combinaciones de combustibles.

La actividad de Comercialización está totalmente separada de la distribución, donde esta última está sujeta a licitaciones periódicas de manera de asegurar que, al ser un monopolio natural, el servicio se preste a mínimo costo y de manera eficiente.

Los esquemas de cargos por transmisión y distribución están diseñados de manera que cualquier comercializador puede acceder a cualquier cliente, sin verse limitados por el poder de mercado que podrían ejercer las distribuidoras. Por tanto la competencia se produce por precio, servicios y tipos de energía que el comercializador es capaz de ofrecer.

El mercado es amplio en el sentido de que cualquier cliente, independiente de su tamaño y actividad, puede elegir un comercializador. Además pueden cambiarse de comercializador las veces que deseen para poder aprovechar las ventajas de las ofertas que tienen.

Los comercializadores han sido exitosos en desarrollar su negocio y permanecer en el mercado a pesar del alza de los precios de electricidad en UK, principalmente debidos al incremento de los precios del gas y el carbón. Además ya en el 2007 más del 50% de los clientes tenían un comercializador distinto al comercializador propio de la distribuidora.

Desde el punto de vista de la protección de los clientes, existen diversos requisitos para ser comercializador, además de que son constantemente monitoreados por diferentes instancias del gobierno. Respecto a los riesgos de los clientes, los comercializadores han desarrollado diversos métodos de pago para asegurar sus ingresos, el último de ellos es el medidor de prepago con el que se liberan absolutamente del riesgo de incumplimiento por parte del cliente.

Por el lado de la generación, los proyectos han seguido desarrollándose, siendo los ciclos combinados a gas los que han experimentado un mayor crecimiento en la matriz energética de UK.

## 5.4. Referencias

- Department of Energy & Climate Change [www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)  
[http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/energy\\_stats/source/total/total.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/energy_stats/source/total/total.aspx)
- Electricity Guide <http://www.electricity-guide.org.uk/>
- Global Energy Network Institute <http://www.geni.org/>
- OFGEM <http://www.ofgem.gov.uk/>
- ELEXON <http://www.elexon.co.uk>
- National Grid <http://www.nationalgrid.com/uk/>
- Advice Guide UK (Citizens Advice Bureau) <http://www.adviceguide.org.uk/>

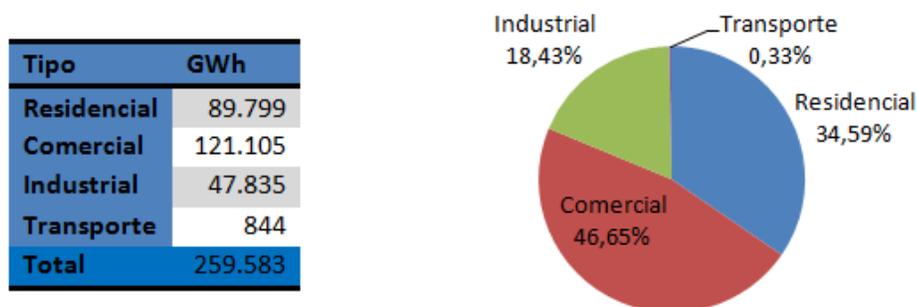


## 6. California, EE.UU

## 6.1. Descripción de Mercado Eléctrico

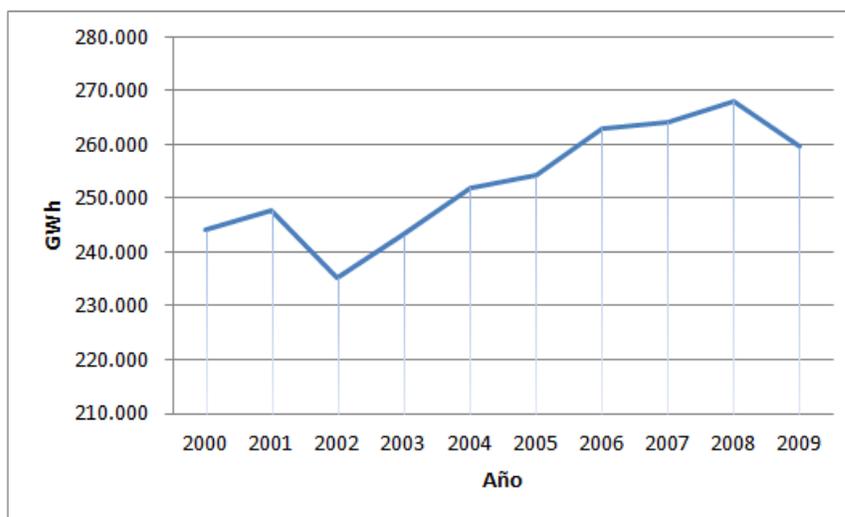
### 6.1.1. Consumos medios

Tabla 35 Consumo en el Año 2009 por sector



El mayor consumo de California es de tipo comercial, con casi la mitad del consumo de energía total del estado.

Gráfico 55 Consumo anual entre 2000 y 2005<sup>124</sup>



2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
244.057	247.759	235.213	243.221	252.026	254.250	262.959	264.235	268.155	259.584

<sup>124</sup> [http://apps1.eere.energy.gov/states/compare\\_states.cfm](http://apps1.eere.energy.gov/states/compare_states.cfm)

## 6.1.2. Matriz de Generación

La matriz de generación de California se caracteriza por ser principalmente térmica (de gas natural). El siguiente tipo de generación es el hidroeléctrico, con aproximadamente un 15% de la capacidad total.

**Tabla 36 Capacidad en MW, 2005-2009**

Recurso	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Industria Eléctrica Total</b>	<b>61.707</b>	<b>63.213</b>	<b>63.813</b>	<b>64.105</b>	<b>65.948</b>
Carbón	389	389	389	367	367
Petróleo	840	789	754	752	734
Gas Natural	36.700	38.001	38.556	38.635	40.146
Otros Gases <sup>1</sup>	191	171	262	197	197
Nuclear	4.324	4.390	4.390	4.390	4.390
Hidroeléctrico	10.088	10.083	10.041	10.122	10.144
Otros Renovables <sup>2</sup>	5.479	5.693	5.734	5.822	6.152
Bombeo	3.688	3.688	3.688	3.813	3.813
Otros <sup>3</sup>	8	8	-	7	7

**Gráfico 56 Repartición porcentual de la matriz energética por recurso, 2009**

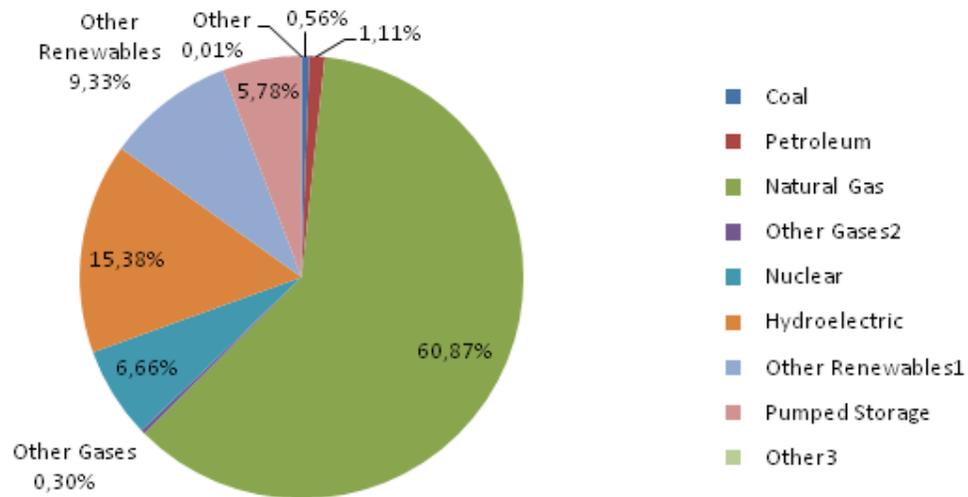
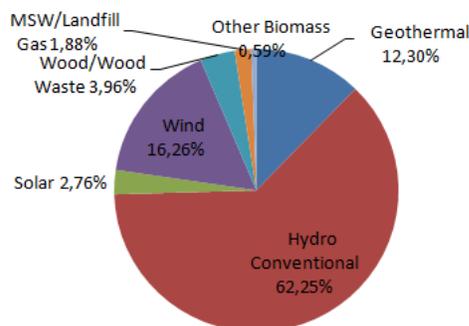


Tabla 37 Desglose de la capacidad de Energías Renovables en MW, 2009

		% del Total
<b>Total</b>	<b>16.295</b>	<b>24,7</b>
Geothermal	2.004	3,0
Hydro Conventional	10.144	15,4
Solar	450	0,7
Wind	2.650	4,0
Wood/Wood Waste	646	1,0
MSW/Landfill Gas	306	0,5
Other Biomass	96	0,1



## 6.2. Crisis Californiana

### 6.2.1. Situación Energética Californiana comienzos de 1990

- Recesión, pérdida de industrias hacia otros estados (y consecuentemente de empleos);
- El precio de la electricidad en California al año 1996 era un 50% mayor que el promedio de EEUU. (ver *Ilustración 95*). Esto se debía a:
  1. Restricciones medioambientales;
  2. Inversiones en transmisión;
  3. Energía nuclear;
  4. Conservación subvencionada, eficiencia, y programas renovables;
  5. Contratos de compra obligatoria de energía a *Qualifying Facilities*<sup>125</sup>, quienes eran pequeños productores de energía renovable y de cogeneración.
- $\frac{3}{4}$  del consumo estatal era abastecido por tres servicios verticales y privados de gran escala (*Investor-owned utilities, IOUs*), regulados por el *California Public Utilities Commission (CPUC)*:
  - *Pacific Gas & Electric (PG&E)*
  - *Southern California Edison (SCE)*
  - *San Diego Gas & Electric (SDG&E)*

El resto del estado era abastecido por servicios municipales.

- Hubo un excedente de capacidad de generación antes de la reforma de alrededor de un 20%
- Alrededor del 20% de la electricidad de California provenía de estados vecinos (ver *Gráfico 60*).

<sup>125</sup> Esta normativa surgió de la *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)* de 1978. A las QFs se les pagaba un *avoided cost*, que equivalía a los costos que incurriría la generadora en caso de producir esa energía ella misma. PURPA dejaba el establecimiento del *avoided cost* a las comisiones regulatorias estatales.

Ilustración 29 Precio Promedio de la Electricidad por Estado, 1998 (¢/kWh)<sup>126</sup>

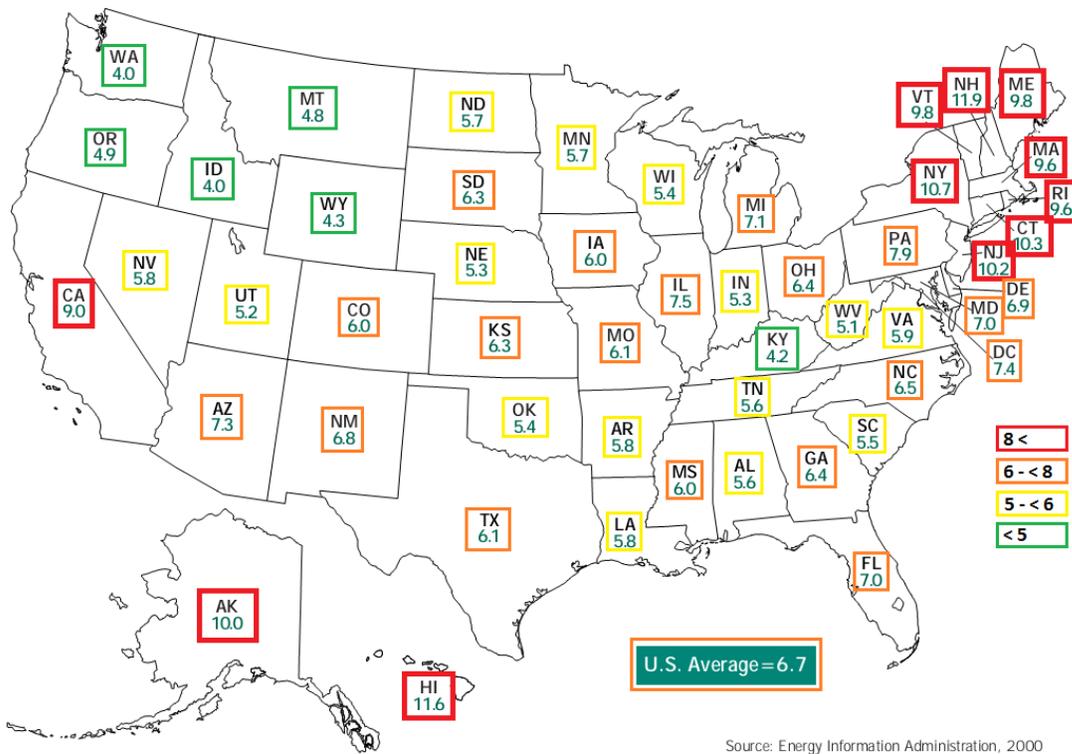
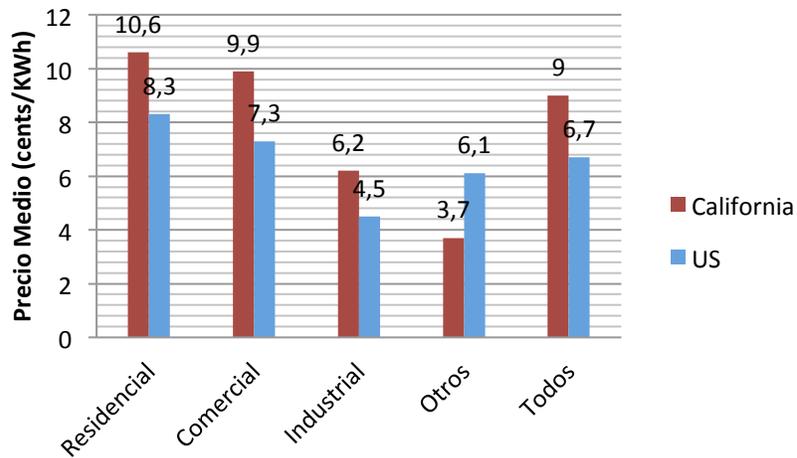
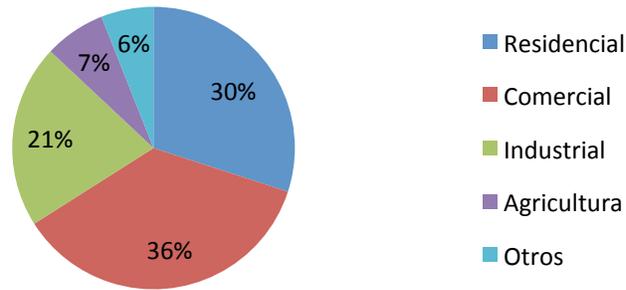


Gráfico 57 Precio Medio por Sector comparación California-US, 2004, ¢/kWh

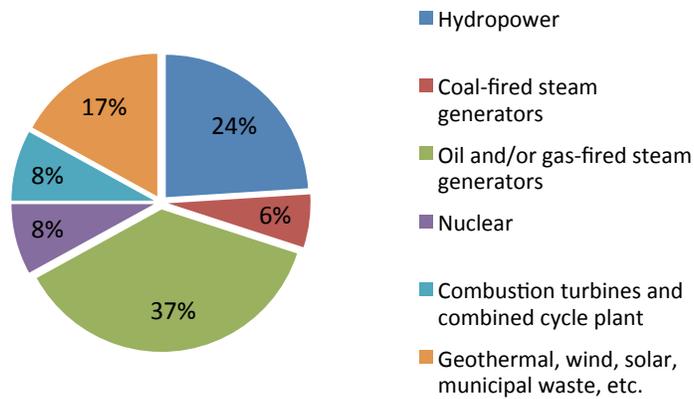


<sup>126</sup> Borenstein, Severin & Bushnell, James. "Electricity Restructuring: Deregulation or regulation"

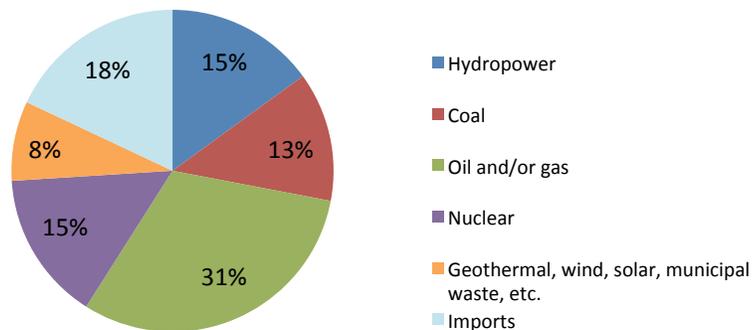
**Gráfico 58 Consumo por Sector, 2000**



**Gráfico 59 Capacidad Instalada al 2000<sup>127</sup>**



**Gráfico 60 Procedencia de la energía en 1999, Total: 275.800 GWh**



<sup>127</sup> The World Bank, Energy and Mining Sector Board (Abril 2001). “*The California Power Crisis: Lessons for developing countries*”

## 6.2.2. La Reforma

Se esperaba que un sistema de mercado llevara a una baja de los precios a través de la competencia entre los abastecedores y la reducción de las regulaciones

La reforma fue parte regulación y desregulación. A los clientes del retail (residenciales, comerciales e industriales) se les dio la opción de escoger un comercializador alternativo. La reforma estableció mercados separados de energía, servicios auxiliares, y capacidad congestionada de transmisión, operados en paralelo por Cal ISO y Cal PX.

Uno de los fundamentos de la reforma fue la suposición que los precios mayoristas serían significativamente menores al precio de generación reflejado en la tarifa regulada de retail.

La cobertura de la reforma era incompleta: a los servicios municipales se les dio la posibilidad de no participar de estos nuevos arreglos, y en general éstos eligieron no participar.

Los IOUs siguieron siendo propietarios de las instalaciones de transmisión y recibían una comisión por su uso.

Los cargos por distribución y transmisión fueron regulados usando mecanismos de incentivos, o *Performance Based Regulation (PBR)*.

### 6.2.2.1. Venta de capacidad de generación

A los tres IOUs se les instó a vender sus plantas generadoras, pero sin contratos en donde se comprometiesen a comprar lo que éstas produjeran (*vesting contracts*). A cambio se les permitiría recuperar sus *stranded costs*, asociados a dos plantas nucleares de alto costo y las compras obligatorias a ciertas IPP (*Independent power producers*) a través de un cargo en la cuenta de los consumidores llamado “**competitive transition charge**” (CTC).

El CPUC determinaba el CTC como<sup>128</sup>:

$$CTC = Precio(Retail) - Precio(Mayorista) - Precio(T\&D) - Bond Payments$$

*Precio (Retail)*: Tarifa de retail congelada, fijada por el CPUC

*Precio (T&D)*: Precio regulado de los servicios de Transmisión y Distribución

*Precio (Mayorista)*: Precio medio de la energía al por mayor y de los servicios auxiliares. Determinado preliminarmente como el precio en Cal PX para evitar manipulación por parte de los IOUs.

---

<sup>128</sup> Wolak, Frank A. (2003). “*Diagnosing the California Electricity Crisis*”

*Bond Payments:* Determinados administrativamente, usados para financiar la tarifa reducida de retail

El gobierno estatal ordenó una reducción del 10% de las tarifas del retail. Éstas estarían congeladas por 4 años o hasta que los *stranded costs* se cubrieran. Las cuentas de los consumidores bajaron muy poco, porque esta reducción era amortiguada por el CTC.

PG&E y SCE tuvieron que vender al menos el 50% de sus plantas de generación a IPPs o colocarlas en otras compañías, para mitigar su poder de mercado. SDG&E se tuvo que deshacer de todos sus activos de generación. Con esto la capacidad total traspasada a IPPs fue de 20.300 MW, alrededor de un 40% del total de la capacidad instalada de California.

**Tabla 38 Diversificación de las Compañías IOUs<sup>129</sup>**

<b>Power Plant</b>	<b>Purchaser</b>	<b>Nameplate Capacity MW</b>	<b>Book Value \$million</b>	<b>Sale Price \$million</b>
Morro Bay, Moss Landing, Oakland	Duke Energy Corp.	2,881	390.2	501.0
Contra Costa, Pittsburg, Potrero	Southern Energy	3,166	318.3	801.0
Geysers (Sonoma & Lake Counties)	Calpine Corp.	1,353	273.1	212.8
	<b>PG&amp;E Subtotal</b>	<b>7,401</b>	<b>981.6</b>	<b>1,514.8</b>
Alamitos, Huntington Beach, Redondo Beach	AES Corp.	4,706	224.1	781.0
Cool Water, Etiwanda, Ellwood, Mandalay, Ormond Beach	Houston Industries	4,019	288.3	277.0
El Segundo, Long Beach	NRG Energy and Destec	1,583	168.8	116.6
San Bernadino, Highgrove	Thermo Ecotek	300	(4.3)	9.5
	<b>SCE Subtotal</b>	<b>10,607</b>	<b>676.9</b>	<b>1,184.1</b>
Encina, Kearny, and other Peakers	NRG Energy and Dynegy	1,347	94.8	365.0
South Bay	San Diego Unified Port District	833	64.4	110.0
	<b>SDG&amp;E Subtotal</b>	<b>2,180</b>	<b>159.2</b>	<b>475.0</b>
	<b>Total</b>	<b>20,187</b>	<b>1,818</b>	<b>3,174</b>

Después de la venta, los activos de generación quedaron más o menos igualmente distribuidos entre siete firmas.

Los generadores no reciben una paga por la capacidad o por costos de start-up. Por lo tanto, deben recuperar sus costos fijos en las ventas en Cal PX, y a través del mercado de servicios auxiliares del Cal ISO.

<sup>129</sup>Sweeney, James L. (Abril 2002). "The California Electricity Crisis"

**Tabla 39 Generación de compañías ISO, MW<sup>130</sup>**

July 1998—online capacity				
Firm	Fossil	Hydro	Nuclear	Renewable
AES	4,071	0	0	0
Duke	2,257	0	0	0
Dynegy	1,999	0	0	0
PG&E	4,004	3,878	2,160	793
Reliant	3,531	0	0	0
SCE	0	1,164	1,720	0
SDG&E	1,550	0	430	0
Other	6,617	5,620	0	4,267
July 1999—online capacity				
Firm	Fossil	Hydro	Nuclear	Renewable
AES	4,071	0	0	0
Duke	2,950	0	0	0
Dynegy	2,856	0	0	0
PG&E	580	3,878	2,160	793
Reliant	3,531	0	0	0
SCE	0	1,164	1,720	0
Mirant	3,424	0	0	0
Other	6,617	5,620	430	4,888

### 6.2.3. Regulación y Organización Industrial del sector

#### 6.2.3.1. California Public Utilities Commission (CPUC)

Las tasas de retail de los servicios privados continuaron siendo reguladas por el CPUC. Cal PX y Cal ISO estaban bajo la jurisdicción de la FERC, aunque también el CPUC tenía poder sobre ellos. Esto generó que se produjeran órdenes contradictorias entre ambos.

#### 6.2.3.2. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

La FERC regula las tarifas de uso de transmisión y las tasas de operación del sistema de Cal ISO, así como los protocolos operativos, técnicos y comerciales de Cal ISO y Cal PX. Además regula el comercio de energía interestatal. Todos los procedimientos de los mercados separados son regulados por la FERC.

<sup>130</sup> California Energy Commission, [www.energy.ca.gov](http://www.energy.ca.gov)

### 6.2.3.3. California Independent System Operator (Cal ISO)

Cal ISO fue creada para operar las redes de transmisión de los tres IOUs<sup>131</sup>. Como tal debía encargarse de coordinar las transacciones - o programas de los SCs<sup>132</sup> - de manera que no se presentasen riesgos de fiabilidad en el sistema, i.e. problemas de congestión en las líneas. Además es responsable de coordinar el sistema con los sistemas interconectados del *Western System Coordinating Council (WSCC)*<sup>133</sup>.

Como institución responsable de la operación en tiempo real del sistema, debe continuamente asegurar que la demanda agregada coincida con la oferta agregada. Para ello opera un mercado llamado *real-time market*, en donde se provee generación adicional o se relega a los generadores de su obligación de proveer de ser necesario.

### 6.2.3.4. California Power Exchange (Cal PX)

Cal PX era la encargada de dirigir los mercados públicos mayoristas de energía day-ahead y hour-ahead cada hora. Es una organización sin fines de lucro.

### 6.2.3.5. Electricity Service Provider (ESP), Utility Distribution Company (UDC)

Los clientes del retail tienen la posibilidad de escoger un comercializador (llamado *Electricity Service Provider*) que les provea con servicios de generación de electricidad. Si no escogen uno, el comercializador de último recurso es el distribuidor local, o *Utility Distribution Company (UDC)*, a un precio determinado por la CPUC.<sup>134</sup>

El precio default de los UDCs o "*Price-to-beat*" es igual a los precios del mercado spot mayorista determinado en el mercado *day-ahead* y en el *real-time*, ajustado por posibles pérdidas más la facturación y los costos de medición evitables.

---

<sup>131</sup> Esto deja fuera algunas zonas que mantuvieron control municipal (LADWP, Pasadena e Imperial Irrigation District, con 7.500MW de demanda peak)

<sup>132</sup> Ver sección Mercado Spot/Scheduling Coordinators

<sup>133</sup> WSCC cubre todos los estados al oeste de las Rocky Mountains, el oeste de Canadá y partes del norte de México.

<sup>134</sup> Joskow, Paul L. (2001). "*California's Electricity Crisis*"

## 6.2.4. Mercado spot

### 6.2.4.1. Day-ahead & Hour-ahead Markets

Subastas dirigidas por Cal PX en donde las empresas pujan ofertas y demandas, y Cal PX determina el precio de equilibrio y la cantidad en las curvas resultantes de oferta y demanda agregada.<sup>135</sup> Ambas subastas son independientes, y se cierran por separado; y son financieras más que físicas.

Se solicitó que PG&E, SCE y SDG&E compraran y vendieran toda su energía en los mercados *day-ahead* y *hour-ahead* de Cal PX y *real-time* de Cal ISO.<sup>136</sup>

Al cerrar, los ganadores están obligados tanto financieramente como operacionalmente a proveer los servicios que selecciona el Cal ISO.

El mercado *day-ahead* era lejos el más grande de California.

### 6.2.4.2. Real-Time Market

Mercado dirigido por la Cal ISO, en donde las empresas pueden modificar sus pujas a través de la compra o venta de electricidad en tiempo real. En este mercado se provee la generación adicional necesaria o se releva a los generadores de su obligación de producir. Como en el caso de los mercados de Cal PX, también éste funciona como una subasta. Los precios son establecidos cada 5 minutos, y los postores pueden emitir sus ofertas hasta 45 minutos antes de la hora operativa.

Si no hay ofertas, Cal ISO puede imponer un cargo a la programación que ocupe líneas congestionadas.

### 6.2.4.3. Scheduling Coordinators (SCs)

Para los compradores y vendedores al por mayor como municipalidades, IPPs, productores fuera del estado (exceptuando las tres IOUs) la participación en Cal PX es voluntaria. Mediante contratos bilaterales pueden realizar transacciones anticipadas a la hora actual de abastecimiento.

Las instituciones que programan transacciones por adelantado, incluyendo al Cal PX, son conocidas como *Scheduling Coordinators*. Como los SCs ocupaban las redes de transmisión para completar algunas de

---

<sup>135</sup>Borenstein, Bushnell & Wolak (Dic. 2003). “*Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market*”.

<sup>136</sup>Wolak, Frank A. (2003). “*Diagnosing the California Electricity Crisis*”

las transacciones, se les solicitaba que emitieran sus programas de generación y de carga asociados a éstas a Cal ISO.

Los SC son alrededor de 40, y cada uno debe contar con certificación del Cal ISO. Los SCs pueden participar en todos los mercados – *day-ahead, hour-ahead & real-time*.

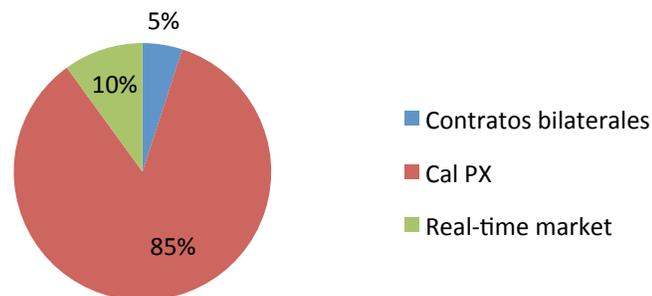
#### 6.2.4.4. Ancillary Services Market

Cal ISO adquiere servicios auxiliares (para *black starts, frequency control, spinning, non-spinning & replacement reserve generating capacity available at short time*) de forma desagregada de los generadores, a través de contratos a largo plazo y licitaciones.

Mercado operado por Cal ISO donde adquiere la capacidad de reserva en caso de peaks inesperados de demanda y para ajustar la producción en diferentes puntos de la red para aliviar la congestión de las líneas. Estos servicios se compran a través de una serie de subastas en donde se determina un precio uniforme. Una unidad comprometida a proveer capacidad de reserva recibirá el pago por estar disponible y, en caso de ser llamada, ganará el precio de la energía que estaría proveyendo.

La *Regulation Reserve*, o reserva de corto plazo, es tratada diferente. Estas unidades son directamente controladas por Cal ISO y son ajustadas cada segundo para mantener el balance y evitar la sobrecarga de las líneas de transmisión.

Gráfico 61 Ventas de Energía durante Diciembre 2000<sup>137</sup>



Cal PX opera un mercado llamado *Block-Forward*, donde los participantes pueden adquirir contratos por seis meses a futuro. Esto permite mitigar la volatilidad de los precios del mercado spot.

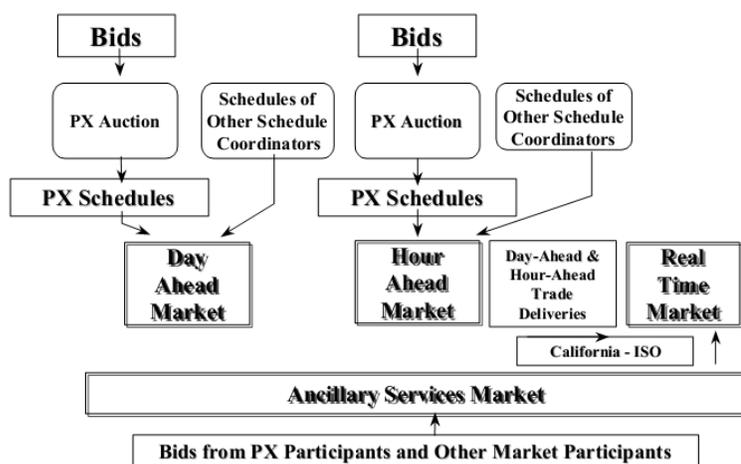
<sup>137</sup> Borenstein, Bushnell & Wolak (Dic. 2003). “*Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market*”.

### 6.2.4.5. Zonal Pricing

Al principio California adoptó un sistema de administración de congestión por zonas, en donde se permite la creación de mercados temporales separados - energéticos y de servicios auxiliares - para el Norte y el Sur de California. Por lo tanto los precios entre zonas pueden diferir, pero los precios dentro de la zona son los mismos.

Este sistema fue abandonado por dos problemas principalmente: las congestiones no son fáciles de predecir, y se prestaba para que los generadores manipulasen el sistema para maximizar sus ganancias.

Ilustración 30 Operaciones del Mercado



### 6.2.4.6. Pay-as-bid<sup>138</sup>

En una subasta *pay-as-bid*, a cada postor seleccionado para el despacho se le paga el precio que ofertó en la subasta, en vez de que a todos los postores seleccionados se les pague el precio de equilibrio independiente de la oferta.

Parte del argumento para el sistema es que el *Regional Transmission Organization* debería enfocarse exclusivamente en la fiabilidad del sistema, es decir, operar la red; y no en operar el mercado. La justificación de esta medida es que el mercado debería dejarse a los participantes del mercado, y de esta manera potenciar la libre competencia. El problema es que esto es muy susceptible al abuso. Además, la noción de que el RTO debe crear oportunidades de lucro en vez de tratar de disminuir los costos de despacho es inherentemente ineficiente y anti-consumidora.

En general, si el método es *pay-as-bid*, los generadores van a ofrecer lo que quieren que les paguen, es decir, i.e. sus suposiciones de lo que será el precio de equilibrio. En otras palabras, ellos ofertarán lo que

<sup>138</sup> How RTOs establish spot market prices

creen que vale la energía, no lo que cuesta producirla (no ofertarán sus costos marginales de operación). Esto dificulta que el RTO escoja el despacho de menor costo.

## 6.2.5. La Crisis

La crisis se centró alrededor de los tres UDCs y de sus comercializadores a través de Cal PX. Otros servicios de electricidad (como los municipales que decidieron no participar en Cal PX), no fueron tan afectados. De esto se desprende que el mal diseño del mercado fue uno de los principales factores que llevaron a la crisis.

### 6.2.5.1. Fallas del Diseño del Mercado

#### *Desajuste entre un mercado mayorista desregulado y uno de retail regulado*

Mientras que los precios de la electricidad y el gas eran desregulados, los precios del retail de electricidad eran fijados por los UDCs hasta que hubiesen recuperado sus *stranded costs* a través del CTC o llegase el 31/12/2003. Por lo tanto los aumentos en los precios mayoristas no podían ser traspasados a los usuarios del retail, exponiendo a los distribuidores a grandes pérdidas dada su obligación a servir a sus consumidores. Esta falla no habría sido grave si los precios mayoristas no hubiesen superado a los del retail, cosa que no se esperaba al tiempo en que se aplicó la reforma.

#### *Falta de incentivos económicos para tener la capacidad adecuada para mantener los estándares de fiabilidad de abastecimiento*

Los UDCs no estaban obligados a contratar capacidad para cubrir sus demandas peak, y los generadores no eran recompensados por proveer capacidad. Los contratos a largo plazo para comprar energía por parte de los UDCs estaban prohibidos. Finalmente, los *forward markets* fueron suprimidos, por lo no hubo señales de precios que alertaran a los distribuidores e inversionistas sobre la necesidad de incorporar más capacidad.

#### *Falta de opciones mitigadoras de riesgo para los distribuidores*

Los UDCs no tenían acceso a un *forward market*, lo que no les permitió desarrollar una cartera energética de bajo riesgo. Además la venta de sus centrales no se vio acompañada de contratos en donde pudiesen asegurar compra de capacidad libre de la volatilidad del mercado.

Gráfico 62 Fuente de energía adquirida por UCDs al 2000



### ***Inelasticidad de la demanda***

Esta se debe a la incapacidad de los distribuidores de disminuir su demanda ante la presencia de altos precios, por la obligación de servir a sus clientes; y por la falta de elasticidad de la demanda de los consumidores de retail, ya que sólo se enteraban del precio que estaban pagando después de haber realizado el consumo en términos de precios medios mensuales, y éstos preferían pagar altas multas antes que disminuir su consumo.

### ***Precios Tope***

Como Cal ISO se estaba enfrentando a una falta de abastecimiento para suplir los desequilibrios del sistema, FERC la autorizó para poner precios tope en las ofertas del *real-time market*. Precios mayores que el estipulado por Cal ISO deberían ser justificados a través de costos.

Sin embargo, este precio fue tan bajo, que no alcanzaba a cubrir los costos de generación en condiciones normales, donde era incluso insuficiente para cubrir los costos variables de operación de las centrales viejas al haber altos precios en el gas y ser altos los costos de los permisos por emisión de NOx.

La medida de los precios tope también fue ineficiente porque la mayoría de las empresas generadoras poseían empresas asociadas o filiales en el mercado del gas natural, por lo que a través de la manipulación del precio con que éstas les vendían el gas, podían justificar los costos que superaran el precio tope.

### ***Arbitraje de los Generadores***

La exigencia de coordinación de Cal ISO aumentó considerablemente desde que los mercados de energía, congestión de transmisión y de servicios auxiliares se cierran secuencialmente. Esto se debió a que este sistema da incentivos a los generadores de obtener muchas ganancias en el mercado *real-time* y de servicios auxiliares, mediante el retiro de energía en el mercado *day-ahead* (o pidiendo tarifas tan altas que no serían seleccionados).

### ***Arbitraje de los UDCs***

Como los precios tope del Cal PX en el mercado *day-ahead* eran mucho mayores a los del Cal ISO en el mercado *real-time*, los UDCs mantenían bajas sus compras de demanda en el mercado *day-ahead* a través de sub-programar sus horas de duración para evitar alzas de precios.

### ***Poder de Mercado***

Es altamente probable que algunas de las alzas que aparecieron en medio de la crisis fueran producidas por las generadoras al producir escasez artificial de energía. Este riesgo se vio aumentado al no haber *vesting contracts* o *forward contracts* que forzasen una producción mínima con un precio fijo.<sup>139</sup>

### ***Pobre Gobierno del Mercado***

El gran tamaño y la politización de los directorios de Cal ISO y Cal PX (compuestos por inversionistas) obstaculizaron los esfuerzos por mantener el mercado en funcionamiento. Arreglos del gobierno les dieron poder de veto a algunos grupos de los directorios, por miedo a que los UDCs tuvieran poder de mercado. Esto llevó a la prohibición de los *forward markets* de los UDCs.

Asimismo, se ha demandado que los generadores tienen mucho poder en el Cal ISO, el cual han utilizado para bloquear las propuestas que los forzaban a programar toda su producción en el mercado *day-ahead*. A finales del 2000, la FERC ordenó el reemplazo del directorio de Cal ISO por no-inversionistas.

### ***Competencia del Retail***

Menos del 2% de los usuarios de la electricidad de retail se han cambiado de UDCs a los *ESPs*, porque los nuevos comercializadores no podían ofrecer reducciones sustanciales en sus cuentas. Esto se debió al congelamiento de las tasas del retail y por el CTC. La mayoría de los *ESP* salieron de California al fallar tratando de atraer clientes.

La falla en crear competencia en el retail resulta de la política de cobrar a los usuarios un precio por defecto igual al del mercado mayorista, en vez de un precio de retail; y dando a los UDCs el derecho a proveer el servicio por defecto.

---

<sup>139</sup> Wolak, Frank A. (2003). “*Diagnosing the California Electricity Crisis*”

## 6.2.5.2. Factores Externos

### *Limitaciones en la expansión del abastecimiento y disminución de la capacidad*

Los procesos de obtención de permisos para las nuevas plantas generadoras bloquearon su instalación por más de 10 años: la lentitud y los costos que implicaba desalentaron a los inversionistas. Además, la tendencia de los grupos ambientalistas y los consumidores a realizar plebiscitos contribuyó a que los permisos se demoraran aún más.

La capacidad de importación de energía de California se vio reducida por la sequía en la costa Noroeste – disminuyendo la capacidad general de hidroelectricidad – y por el aumento de la demanda interna de electricidad de los estados vecinos. Previamente California importaba alrededor de un 20% de su energía.

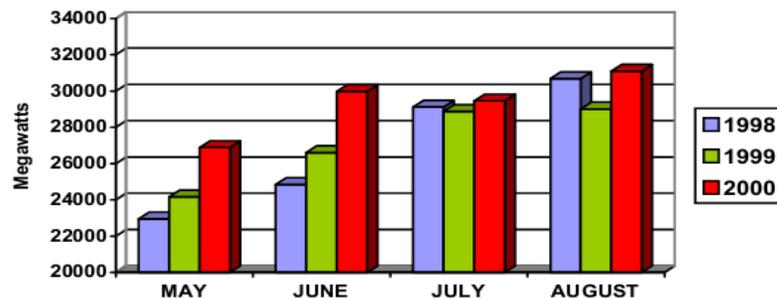
En el invierno la capacidad instalada se redujo en un 20% por el mantenimiento a fondo de las plantas térmicas (~10.000 MW). Además, entre 1997 y 2000 la capacidad de generación de California se redujo en alrededor de 1.200 MW. Esto no supuso un problema los primeros años, mientras el excedente de la capacidad de generación desaparecía.

### *Inesperado aumento de la demanda*

En el verano de la crisis, la demanda incrementó en alrededor de 51.400 MW (30% más que en invierno). Esto tuvo muchas razones, entre ellas:

- Aumento del uso del aire acondicionado, que se vio potenciado por las altas temperaturas;
- Aumento del uso de energía por parte de las industrias de Silicon Valley, con el crecimiento de las tecnologías de Internet;

**Gráfico 63 Demanda promedio Cal ISO, Mayo-Agosto, 1998-2000<sup>140</sup>**



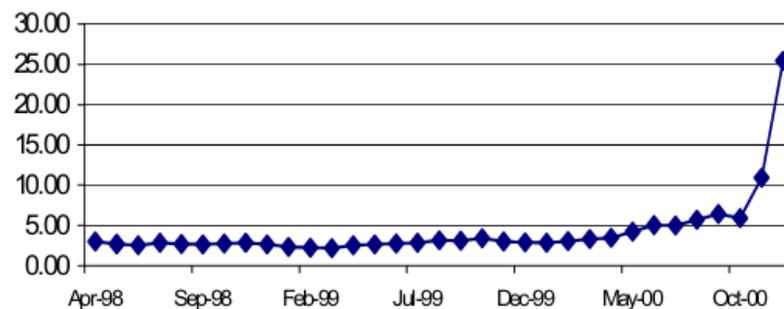
<sup>140</sup> Cicchetti, Charles J., Dublin, Jeffrey A., Long, M. Colin. (2004). *The California Electricity Crisis: what, why and what's next*., Chapter 6, California's Market Design: An initial success followed by a perfect storm. De: <http://books.google.cl/books?id=PLZJFO5cwZ4C&pg=PA53&lpg=PA53&dq=CALIFORNIA%E2%80%99S+MARKET+DESIGN:+AN+INITIAL+SUCCESS+FOLLOWED+BY+A+%E2%80%9CPCPERFECT+STORM&source=bl&ots=GBB1jTUUUV&sig=fqXSjAsmtfsiZRCzvOfT7-BJ3Bs&hl=es&sa=X&ei=76odT70g4ouyAvLw7cEL&ved=0CD4Q6AEwAw#v=onepage&q&f=false>

### *Aumento de los costos de las ventas mayoristas durante el 2000*

Principalmente porque el precio medio del gas natural se disparó en todo el país:

- Una enorme cantidad de centrales que comenzaron a operar o se encontraban en construcción lo ocupaban como combustible;
- La escasez de otros recursos para generar energía provocó una subida de la demanda por gas;
- Cuando el gas y el petróleo tenían bajos precios (2da mitad de los 90's) se disminuyó su exploración.
- Un diciembre especialmente helado hizo que la demanda por gas para calefacción también aumentara, reduciendo su disponibilidad como combustible para generar electricidad;
- La introducción de regulaciones sobre la emisión de NOx hizo que las centrales tuvieran que adquirir "créditos de emisión de NOx" para poder llegar a los niveles permitidos, dado que no podían bajar su generación forzados por la escasez de energía.

**Gráfico 64 Precio Spot del Gas Natural, Marzo 1998 - Diciembre 2000, \$/MCF**



### **6.2.5.3. Éxodo de fondos de los servicios**

La estructura de  *Holding* adoptado por las tres IOUs permitió que éstas mantuviesen fondos sustanciales fuera del alcance de los acreedores de los UDCs. Si hubiesen estado disponibles, estos fondos habrían ayudado a aplazar la crisis financiera lo suficiente como para que se implementaran medidas de prevención.

Desde mediados de los 80's el CPUC autorizó la creación de compañías de holding, en donde los servicios se convertían en subsidiarios. Las empresas matrices tenían permiso para dedicarse a otros negocios desregulados, mientras éstos no interfirieran la capacidad de atender a sus clientes o el capital de trabajo de los servicios.

En auditorías hechas a SCE y PG&E por la CPUC se muestra que éstas transfirieron los fondos obtenidos de las ventas de sus centrales, del excedente vendido en Cal PX de las centrales que les quedaban y del CTC, a sus empresas matrices. A su vez, las empresas matrices ocuparon estos fondos para financiar sus dividendos y en adquirir o construir plantas en otros estados y en el extranjero. Para evitar que el tribunal de bancarota o cualquier otro actor los hiciera ocupar estos activos en cubrir las deudas de los UDCs, diseñaron *ring-fencing provisions*.

### 6.3. Referencias

- US Energy Information Administration  
[http://www.eia.gov/cneaf/electricity/st\\_profiles/California.html](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/st_profiles/California.html)
- California Energy Commission  
[www.energy.ca.gov](http://www.energy.ca.gov)
- Crisis
  - Energy Crisis Overview: How we got here.  
<http://www.sfgate.com/cgi-bin/article.cgi?file=/gate/archive/2001/05/08/lookhow.DTL>
  - Frank Wolak: *Director, Program on Energy and Sustainable Development; Stanford Institute for Economic Policy Research Senior Fellow by courtesy; Senior Fellow at FSI for International Studies and Holbrook Working Professor of Commodity Price Studies in Economics*  
<http://www.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/?q=node/1>
  - Besant-Jones, John E. and Bernard W. Tenenbaum (2001), *The California Power Crisis: Lessons for Developing Countries*, ESMAP Report, The World Bank, May.  
<http://www.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/?q=node/1>
    - Cal ISO  
<http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>

# Capítulo III

---

## **Administración de Riesgos**

# 1. Administración de Riesgos

La administración de riesgos en los mercados eléctricos es inherente a la operación eficiente y segura, y de primera importancia para todos los participantes del mercado. En general, en los mercados que se permite la participación de Comercializadores, el desarrollo de instrumentos financieros y contractuales para coberturas de los diferentes riesgos es una pieza relevante para la operación segura, sostenible, y eficiente económicamente. La carencia de dichos instrumentos y de mercados profundos para la contratación de los mismos, eleva considerablemente el riesgo de los comercializadores y la robustez de la cadena de pagos, o bien limita su capacidad de lograr eficiencias de mercado.

En esta sección se describen los riesgos que enfrentan los participantes del mercado, los instrumentos utilizados para administrar dichos riesgos, y una discusión de la efectividad de dichos instrumentos.

## Riesgo de Mercado

El riesgo de mercado se refiere a la exposición de los participantes en el mercado eléctrico a las fluctuaciones de precios de la electricidad en el mercado spot. En todos los mercados dichos precios enfrentan una volatilidad producto de la naturaleza no almacenable de la electricidad, es decir, que las variaciones de oferta y demanda no puede ser suavizada mediante la utilización de inventarios de electricidad, sino que se ajusta vía precios instantáneos o spot.

En los sistemas o mercados interconectados entre sí la volatilidad de precios presenta una mayor complejidad para aquellos actores que participan en varios de esos mercados. Ello porque además de la volatilidad del subyacente, esto es, los costos de la energía, se agrega la diferencial de precios de energía entre varios mercados producto de los desacoples que se producen por las restricciones de transmisión entre los distintas zonas cubiertas.

Las principales causas de variaciones en demanda y oferta son los siguientes:

- cambio en condiciones climáticas que crean aumentos de demanda
- salidas repentinas de centrales generadoras
- fallas en líneas de transmisión

Riesgo de Mercado también se refiere al riesgo financiero que surge de la incertidumbre asociada al consumo. En muchos casos la demanda de electricidad es bastante volátil, y los comercializadores enfrentan el riesgo de cualquier demanda no contratada puede surgir en momentos de precios altos. El caso inverso también es posible cuando los generadores enfrentan el riesgo no poder satisfacer la demanda contratada cuando la capacidad de generación disminuye.

## **Riesgo Crediticio y Pago**

Este riesgo es el asociado con la pérdida que ocurre cuando un participante del mercado experimenta una disminución de su calidad crediticia. Esta disminución puede llevar a que dicho participante eventualmente sea incapaz de cumplir sus obligaciones de pago. En términos prácticos, esta forma de riesgo es equivalente a la exposición de una empresa respecto de la cartera de sus clientes y el potencial de un cambio en sus status de crédito.

Este riesgo es relevante para compromisos de largo plazo de los participantes del mercado, ya que una disminución de sus status de crédito afecta toda la cadena de financiamiento aguas arriba de dicho participante.

El riesgo de pago se refiere a la falla de la contraparte en enterar los pagos de electricidad respectivos. Este riesgo se aplica a los comercializadores y al requisito de ellos de realizar los pagos en las fechas de liquidación de la electricidad.

## **Riesgo Legal y Regulatorio**

Este riesgo es el asociado a la validez de los contratos en plenitud, de modo de asegurar que su cumplimiento será a todo evento. En diversas situaciones los contratos, o alguna de sus cláusulas pueden no ser aplicables, dejando a la contraparte cumplidora en una situación de desmejora.

El riesgo regulatorio se trata de eventuales cambios en las leyes, regulaciones de mercado, o normas internas de los mercados organizados que hacen más onerosa la participación de los actores en el mercado energético.

## **Riesgo de Liquidez**

Este riesgo es el que enfrentan los actores del mercado cuando determinados tipos de contrato escasean, y por lo tanto el costo de cubrir compromisos contractuales aumenta en forma considerable al aumentar los márgenes de venta por parte de los proveedores de dichos contratos. Esto se refleja por ejemplo en el aumento del precio de un contrato a precio fijo para un período determinado, de modo que los comercializadores con compromisos a similar plazo, deban enfrentar una pérdida al cubrir dichos compromisos.

También se habla de riesgo de liquidez para aquellas situaciones en que un comercializador enfrentado a una falta de cobertura adecuada, no cuenta con los suficientes recursos financieros líquidos, caja o activo circulante, para hacer frente a aumentos considerables de su compra de energía en el mercado spot.

Tabla 40

Riesgo de Mercado	Riesgo de Crédito
Riesgo de Precio debido a movimientos en el mercado (combustibles, electricidad, Tipo de Cambio, CO2, etc).	Falla de una contraparte en el cumplimiento de sus obligaciones financieras.
Riesgo de costo energía por variaciones en oferta y demanda. Salidas inesperadas de centrales, aumentos intespestivos de demanda.	Aumento del costo de seguros de pagos debido al deterioro crediticio de la contraparte.
Riesgo de Liquidez	Riesgo Regulatorio y Legal
Pérdidas cuando el mercado se vuelve ilíquido, en especial para determinados contratos. Grandes spreads (márgenes) para cubrir posiciones.	Cambios en regulaciones de mercado que hacen más oneroso la participación de los mismos.
Riesgo de no tener suficiente caja para enfrentar contingencias de corto plazo debido a ausencia de coberturas simétricas.	Cambios en las tarifas reguladas o peajes
	Contraltos no siempre en obligación de cumplimiento por la contraparte.
	Algunas cláusulas contractuales pueden no ser válidas en algunas jurisdicciones.

## 2. Instrumentos para Administración de Riesgos

El objetivo primario de los generadores y comercializadores al administrar el riesgo de mercado es fijar el precio futuro de la electricidad que será suministrado o comprado. Los medios más comunes para alcanzar este objetivo son a través de derivados financieros.

A fin de administrar los riesgos arriba enunciados, existen una serie de instrumentos financiero-contractuales que se describen a continuación:

### 2.1. Derivados

Un derivado es un instrumento financiero que define su valor está basado en el rendimiento del activo financiero subyacente, índice, u otra inversión. Por ejemplo, una opción genérica es un derivado porque su valor cambia en relación con el rendimiento de la acción subyacente. Un ejemplo más complejo sería una opción sobre un contrato futuro, donde el valor de la opción depende del valor del contrato futuro, el cual a su vez depende del valor del *commodity* o activo subyacente.<sup>141</sup>

En el caso de la electricidad, el valor del derivado se define a través de la comercialización de derechos u obligaciones relacionados al activo subyacente, en este caso la cantidad específica de electricidad. Generalmente en aquellos mercados mayoristas puramente financieros – es decir, sin entrega física del activo subyacente eléctrico – los derivados asociados con los mercados mayoristas se pagan en términos monetarios. En los casos que los mercados mayoristas también operan como bolsas de energía física, el pago o cumplimiento de los contratos puede realizarse tanto en forma física como monetaria.

El Ministerio de Hacienda del Gobierno de Chile, define los derivados como “instrumentos financieros, generalmente contratos, en donde las partes se comprometen a comprar o vender, en una fecha futura, un determinado activo que puede ser bienes físicos (*commodities*), monedas o instrumentos financieros, a un valor fijado en el momento de la negociación”.

Los derivados más comunes son: Forwards, Futuros, Opciones, y Swaps.

#### **Forwards**

Los contratos forwards corresponden a acuerdos entre dos partes para una compraventa de un bien, energía en este caso, a un precio predefinido o fijo, y con entrega una fecha futura establecida, pudiendo ser

---

<sup>141</sup> Dictionary of Finance and Investment Terms, John Downes, and Jordan Elliot, Seventh Edition, 2006 (versión para Kindle).

un día, un mes, un años, o varios años. Frecuentemente se dice que el comprador adopta una posición larga y el vendedor una posición corta. En esto contratos se especifican:

- Cantidad y calidad del bien a ser entregado.
- Precio de entrega.
- Fecha de entrega.
- Lugar de entrega.

Generalmente son acuerdos entre privados, por ejemplo entre dos empresas o entre una empresa y un banco. El número de vendedores es igual al de los compradores, por lo que el número de contratos pendientes es siempre cero.

Un contrato de suministro de electricidad tiene la forma de un contrato forward, ya que en él se especifican todas las condiciones de suministro y precio del mismo, tal cual es indicado más arriba.

## **Futuros**

Los futuros también son acuerdos entre dos partes para comprar (vender) un bien a un precio predeterminado, pero a diferencia de los forward, estos son transados en la bolsa, regulados, estandarizados y modificados por fluctuaciones del precio de mercado. Por lo tanto las partes tienen como contrapartida al mercado de futuros, interactuando a través de un intermediario.

### **Ilustración 31**

12

En los contratos se especifica:

- Subyacentes: Bien sobre el cual se refiere el futuro.
- Fecha de entrega (T).
- Cantidad y calidad de bien a ser entregado.
- Lugar de entrega.
- Precio de entrega.
- Límites en el movimiento del precio.
- Tipo de liquidación: Corresponde a la forma en que se pagará el contrato, existen dos tipos:
  - Liquidación por entrega: Al vencer el contrato, el comprador recibe el activo subyacente y paga al vendedor el precio acordado.

- Liquidación por diferencias (financiera): Las partes intercambian en efectivo las ganancias o pérdidas producidas por las diferencias entre el precio pactado y el precio de liquidación.

Las liquidación del contrato puede ejecutarse anticipadamente o al vencer el contrato. Esto es posible ya que el Mercado de Futuros siempre podrá ofrecer al tenedor de una determinada posición, larga o corta, la posición contraria de modo de compensar ambas posiciones mediante el pago de la diferencia del valor de mercado entre ambas posiciones simétricas.

## Opciones

Una opción da el derecho (pero no la obligación) de comprar o vender un bien a un precio preestablecido (“strike”). Si a la fecha de expiración la opción no es ejercida, cesa el derecho del tenedor de la opción, y la obligación del emisor de la opción. La opción de compra se le denomina “call” y la opción de venta “put”. El propietario de la opción no está obligado a comprar o vender el activo.

Los dos grandes tipos son:

- **Opciones europeas:** son aquellas que pueden ser ejercidas solo en su fecha de vencimiento
- **Opciones americanas:** son aquellas que pueden ser ejercidas en cualquier momento antes de su expiración.

Adicionalmente existen variaciones tales como opciones asiáticas, que utilizan el valor promedio del activo subyacente sobre un período determinado, a diferencia de las opciones europeas o americanas que utilizan solo una fecha para determinar el valor del pago de la opción.

## Swaps

Es el intercambio de un tipo de activo por otro a fin de cambiar el perfil de riesgo de un portfolio. Existen swaps de tipo de cambio para cambiar la exposición de los contratantes, por ejemplo, de dólar a pesos, de tipos de interés, de flotante a fijo. En el caso eléctrico un swap puede ser un contrato para intercambiar electricidad vendida o comprada a costo marginal por una a precio fijo, como se ilustra a continuación:

**Gráfico 65****Figura 11. Clasificación de los instrum**

18

## 2.2. Calificación de Derivados

En términos de tipos de mercados donde se transan derivados, estos se pueden clasificar en mercados organizados, es decir aquellos en que las transacciones se realizan en bolsas de valores, o mercados no organizados, en que las transacciones se realizan fuera de bolsa. Estos últimos también se denominan Transacciones *Over the Counter* (OTC).

**Ilustración 32****Figura 11. Clasificación de I**

1

### 3. Experiencia Internacional de Mercados de Derivados Energéticos

En todos los mercados estudiados para el presente informe, se analizó por separado los mercados de derivados, y sus implicancias en la operación de los agentes comercializadores.

En todos los mercados estudiados de operación de comercializadores la presencia de mercados de derivados energéticos es crucial para lograr las eficiencias buscadas, tanto en términos de promoción de nuevos participantes y por lo tanto de aumento de la competencia, como por la reducción de los riesgos inherentes al mercado eléctrico mediante los instrumentos de cobertura. En todos los mercados estudiados, salvo en Colombia, existen mercados de derivados organizados, integrados a otros commodities, y con una gran participación de actores no eléctricos que contribuyen a aumentar la liquidez del mercado, así como *market makers* de herramientas de coberturas de riesgo con mayor nivel de sofisticación.

En todos dichos mercados existen una gran variedad de instrumentos de coberturas, tales como Forwards, Futuros, Opciones, Swaps, etc., todos los cuales se transan en plataformas de mercado profundas y líquidas. La única excepción es el mercado Colombiano, en el cual el mercado de comercializadores sólo tiene acceso al mercado de contratos, muy similar a lo que ocurre en Chile.

En los mercados europeos, producto de la consolidación de la industria operan diversos mercados de derivados cubriendo regiones geográficas similares. Así por ejemplo, la EEX, APEX, Nordpool, APEX se superponen en diferentes regiones. Nordpool opera como parte de NASDAQ, cubriendo también parte del mercado de Estados Unidos.

A continuación se describen los mercados financieros energéticos que cubren los mercados estudiados, haciendo la salvedad que pueden superponerse geográficamente.

#### **Noruega**

El mercado de Nord Pool nace del de integración del sector eléctrico de los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca y Estonia). Actualmente es el mercado de energía eléctrica más grande del mundo, compuesto por cerca 340 empresas de 10 países. Tiene oficinas en Oslo, Helsinki, Estocolmo, Copenhague, Tallin y Londres. En el 2010 facturó 307 TWh en 18 billones de euros y comercializó el 74% del consumo total de electricidad de los países nórdicos.

**Ilustración 33**

27

El mercado de derivados provee contratos financieros para coberturas y administración de riesgos. En la región Nórdica los contratos financieros son transados en la NasdaqOMX Commodities, la bolsa de derivados de commodities. Los contratos tienen un horizonte de tiempo de hasta 6 años, cubriendo períodos diarios, semanales, mensuales, trimestrales, anuales.

El precio del sistema calculado por el Nordpool Spot es utilizado como el precio de referencia para el mercado financiero de derivados eléctricos. Situaciones técnicas como restricciones transitorias y acceso a capacidad de respaldo no son tomados en cuenta en los contratos financieros. Sin embargo, compradores y vendedores pueden con la ayuda del mercado financiero, administrar los riesgos asociados al mercado físico.

En el mercado financiero se negocian los siguientes instrumentos financieros de cobertura para el mercado eléctrico Nórdico:

- Contratos Futuros
  - diarios y semanales para energía base y potencia peaking
- Contratos Forward
  - Mensuales, trimestrales y anuales para energía base y potencia peaking
- Contratos por Diferencia para energía base,
  - es un contrato tendiente a cubrir el riesgo de desacople regional entre los sub-mercados y el mercado de referencia.
- Opciones Europeas para energía base

El mercado de mayorista de Noruega funciona relativamente bien, con una institucionalidad robusta, que promueve la competencia, y una estructura industrial apropiada, con transparencia y apertura a nuevos entrantes, con bajos costos tanto de entrada como de salida, así como bajos costos de cambio de proveedor de electricidad.

Entre las características del mercado mayorista, se destacan las siguientes:

- Contribución de Garantías para los agentes del mercado que transan en el mercado mayorista. La garantía mínima equivale a €30,000 o el equivalente a una semana de transacciones de dicho agente.
- Market Makers, empresas participantes de tamaño relevante que se obligan a poner ofertas de compra y venta de energía en forma permanente. De esa manera existen precios referenciales para todos los agentes del mercado.
- Total transparencia de los precios contratados en toda la cadena de suministro.

## Australia

Australia posee un mercado de derivados financieros para el mercado eléctrico que opera en paralelo al mercado mayorista eléctrico. Si bien no está bajo la regulación del *Australian Energy Regulator*, esta agencia monitorea los mercados por sus implicancias con el mercado mayorista y la actividad de los comercializadores.

En el mercado Australiano se distinguen

La Bolsa de Futuros de Sydney es el principal mercado de derivados financieros para el mercado eléctrico. Se destacan las siguientes características de este mercado:

- **Contratos Estandarizados**, en esta plataforma se transan derivados estandarizados en términos de tamaño del bloque de energía, variaciones de precios permitidas, fechas de expiración, y perfiles de carga. En el mercado No Organizado (Over the Counter, OTC), los contratos pueden ser más diversos y diseñados a la medida de los contratantes.
- **Transacciones Públicas**, todas las transacciones están disponibles a los agentes del mercado, facilitando el descubrimiento de precios por parte del mercado.
- **Liquidación con la Bolsa**, todas las transacciones son liquidadas entre el agente y la Cámara de Compensación de la Bolsa, que opera como contraparte en todos los contratos de derivados. La Cámara de Compensación realiza valorizaciones diarias de las posiciones contractuales de los agentes, requiriendo, cuando es necesario, contribución de márgenes del contratante para evitar riesgo de default. En los mercados OTC los contratantes enfrentan entre sí el riesgo de default de la otra parte, requiriendo muchas veces contribuciones de márgenes más onerosas que los de las Cámaras de Compensación.

## Reino Unido

La Bolsa relevante para el Reino Unido es la APX Power UK, filial de APX, un proveedor de servicios de electricidad y gas de mercados mayoristas en Europa, cubriendo el Reino Unido, Holanda y Bélgica.

Ofrece un mercado anónimo integrado de compensación, spot y una plataforma de negociación de los contratos forward. APX power UK es la piedra angular del mercado spot del Reino Unido y es utilizado por los miembros continuamente (24/7) para los requerimientos de balance. Se tiene el mercado de subastas donde la operación se realiza un día anterior para la entrega de energía al día siguiente. Los miembros del mercado presenten sus ofertas en forma electrónica, tras lo cual se comparan la oferta y la demanda y se determina el precio de mercado para cada hora del día siguiente. Otro componente es el mercado spot que se utiliza para el balance y otros acuerdos comerciales habituales y se compone de productos de bloques discretos estandarizados.

También se tiene el mercado Pronto (*Prompt Market*) en el que los productos son la potencia de base y la de carga máxima, productos de fin de semana y bloques de combinación son mencionados en EuroLight para la compensación de comercio y la notificación por parte de APX power UK. Igualmente se tiene el mercado de servicios de notificación a terceros, esto debido a que bajo el Nuevo Acuerdo Comercial de Electricidad (NETA por sus siglas en inglés), todas las partes involucradas en la transacción tienen que informar sobre sus contratos, es decir, el volumen de contrato de energía (ECVAA). Todos los productos negociados en APX power UK serán automáticamente notificados por APX power UK antes del cierre.

Una de las dificultades del mercado británico es la disminución de la liquidez del mercado, la cual ha mostrado un continuo declive desde 2001, y es bajo comparado con los mercados de otros países, y otros mercados de commodities. El bajo nivel de liquidez hace más difícil la entrada de nuevos participantes, y que operen en forma no integrada verticalmente. Una preocupación clave de esto es el impacto en los mercados de oferta de electricidad. Asegurarse que los comercializadores pequeños y medianos son capaces de entrar al mercado y crecer su base de clientes es importante para aumentar la competencia, particularmente hacia los 6 principales participantes que cubren sobre el 99% del mercado doméstico de retail eléctrico.

El bajo nivel de liquidez del mercado se evidencia por el bajo número de instrumentos forward y derivados que son transados en el mercado mayorista, en especial por los pequeños generadores y comercializadores independientes, lo que demuestra la baja transparencia del mercado mayorista, en especial en los costos de abastecimiento a la industria y los ingresos de los generadores.

Un mercado mayorista líquido es también importante para promover la inversión en generación. Dadas las necesidades de inversión de la siguiente década en el Reino Unido, es necesario asegurarse que no existan obstáculos materiales para atraer a nuevos inversionistas en generación. Los generadores independientes están preocupados por el bajo nivel de liquidez, sobre todo de contratos forwards, lo que hace difícil manejar los riesgos de mercado para sus inversiones.

Al regulador Ofgem, le interesa de sobremanera que aumente la liquidez del mercado de derivados, ya que de esa manera se disminuye las barreras de entrada a nuevos participantes, y por ende la presión de competencia sobre los incumbentes. Ofgem espera ver en corto plazo al mercado entregando lo siguiente: Altos volúmenes de transacciones de productos estandarizados, disponibilidad de productos de largo plazo

y/o derivados financieros, uso de las plataformas de trading por los generadores pequeños e independientes, y recepción positiva de los pequeños productores y los independientes, así como de los nuevos participantes.

En caso que el mercado no reaccione de acuerdo a las expectativas del regulador, se introducirán cambios regulatorios en los siguientes aspectos:

Obligación de los generadores grandes de transar con pequeños generadores, la cual incluirá ciertos lineamientos para dichas transacciones. También se contempla requerir a los comercializadores principales ofrecer términos y condiciones a los pequeños generadores.

- **Mecanismos de Creación de Mercado (Market Making):** En base a la obligación de los 6 principales agentes del mercado de proveer determinados paquetes de electricidad. Bajo esta obligación los 6 principales generadores estarán obligados a proveer electricidad a un Agente Creador de Mercado, el cual a su vez lo pondrá a disposición a los participantes del mercado a través de la plataforma de mercado.
- **Licitaciones Obligatorias,** enfocado en el mercado temprano con el objetivo de desarrollar precios de referencia robustos y confiables, y por lo tanto derivados financieros, y/o enfocado en productos de largo plazo. Esto debería ser complementado por la obligación de los grandes generadores de ofrecer volúmenes de energía en las licitaciones.
- **Restricciones al Autoabastecimiento** en las distribuidoras integradas verticalmente, lo cual limitaría el abastecimiento a su propio negocio de retail desde su propia generación, y forzaría una proporción de sus requerimientos ser transados a través de las plataformas de mercado.

El objetivo de estas intervenciones es mejorar la liquidez del mercado mayorista, incluyendo liquidez en derivados financieros, tales como contratos forwards. Ellos están específicamente orientados a mejorar la capacidad de los pequeños generadores y potenciales nuevos entrantes al mercado de satisfacer sus necesidades de compra de energía y administración de riesgos, y por lo tanto promover la contestabilidad del mercado.

Ofgem también se encuentra revisando los requerimientos de garantías a los comercializadores y a los pequeños generadores, de modo que dichas garantías no sean excesivamente onerosas, y por lo tanto representen barreras adicionales a la participación de dichos agentes en el mercado mayorista.

## Colombia

Colombia no posee un mercado financiero de derivados, y es una de las razones de la poca flexibilidad de contratación de los comercializadores, que sólo pueden contratar con los generadores sus necesidades de energía y coberturas de riesgos. Estos últimos son relativamente escasos y poco sofisticados para las necesidades de un mejor manejo de los riesgos eléctricos.

Los participantes del mercado han propuesto al Regulador la creación de un mercado de derivados para mejorar la liquidez y la competencia del mercado.

# Capítulo IV

---

## **Análisis de la Actual Normativa en Chile**

# 1. Revisión Marco Normativo Chileno y posibilidad de Incorporación del Comercializador

## 1.1. Regulación del sector eléctrico

La estructura de la industria eléctrica, su manejo y establecimiento de la propiedad adoptó en Chile un cambio producido en la primera mitad de la década de 1980, el cual se orientó a liberalizar el mercado eléctrico chileno.

La promulgación de la Ley DFL No 1/1982, introdujo la desregulación, incentivo de la competencia y privatización al sector eléctrico chileno. El modelo de para la operación del mercado eléctrico se estableció bajo la premisa de lograr el mínimo costo global.

Posteriores modificaciones a la Ley sus reglamentos, han introducido cambios tendientes a incrementar la competencia y asegurar el suministro a largo plazo, siendo regido actualmente por DFL No 4/2007.

La política de precios aplicada al sector eléctrico pretende reflejar en ellos los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente los suministros eléctricos. Para aplicar esta política de precios se diferencia aquellas áreas de los suministros eléctricos en que existen características de monopolio natural, como es el caso de la distribución a clientes finales para la cual se establecen regulaciones a los precios, de aquella área en que es posible crear condiciones de competencia y en la cual se establecen precios libres.

En la Ley Eléctrica, se establece los criterios de tarificación, los organismos encargados de la regulación de precios y los procedimientos y formalidades a seguir en la determinación de ellos.

Dada la separación existente entre las actividades de generación-transmisión y de distribución, la regulación de precios a empresas distribuidoras se realiza en dos etapas. En la primera etapa se regula el esquema que permite definir los precios a nivel de generación-transmisión, denominados precios de nudo de largo plazo, y la segunda etapa en que se determina el cargo por uso de la red de distribución, denominado valores agregados de distribución.

En cuanto a comercialización, la normativa establece que el 100% de la demanda debe abastecerse mediante contratos de suministro eléctrico. Para esto, segmenta la demanda en consumidores sujetos a regulación de precio y en clientes libres o no sujetos a regulación de precios.

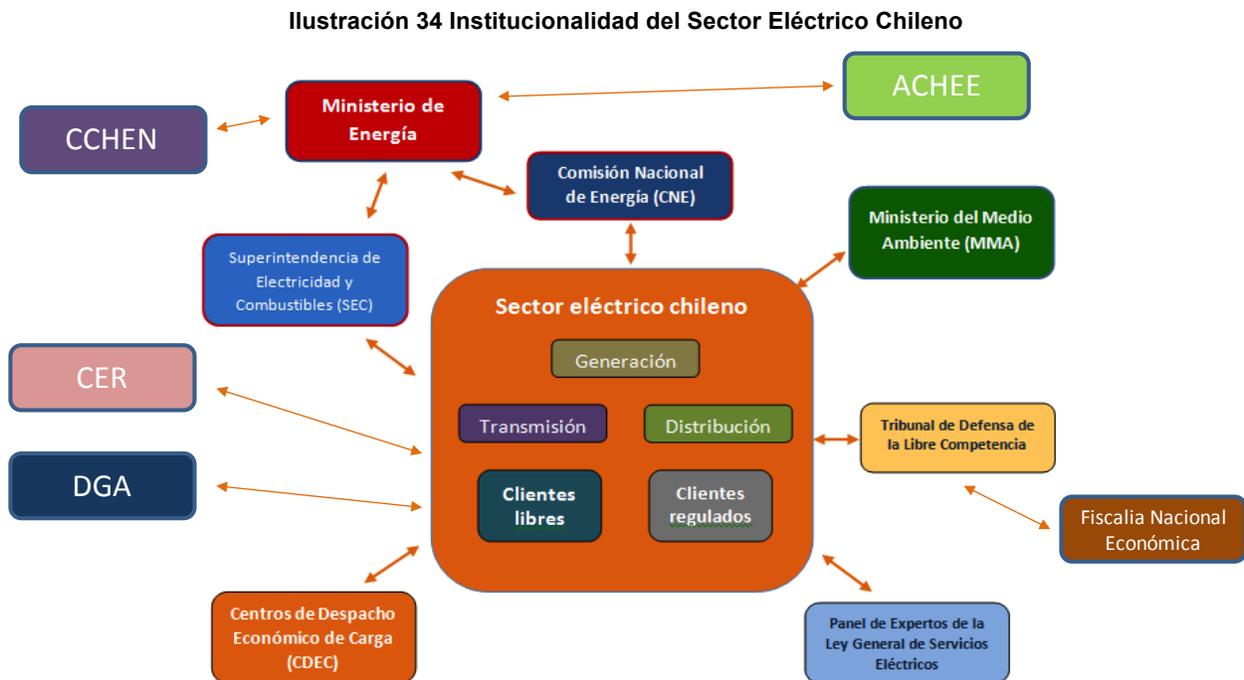
De esta manera la comercialización la efectúa las empresas generadoras para proveer suministro a clientes libres y venta mayorista a empresas distribuidoras.

Por su parte, las empresas distribuidoras efectúan la comercialización a los usuarios sujetos a regulación de precios bajo opciones tarifarias predefinidas por el regulador y además efectúan comercialización a clientes libres ubicados dentro de su área de concesión. Para proveer suministro a los

clientes libres dentro de su área de concesión, las Distribuidoras suscriben contratos de suministro con empresas generadoras a precio no regulado para disponer de la electricidad necesaria para abastecerlos.

### 1.1.1. Marco institucional

El marco institucional del sector eléctrico chileno se constituye mediante la interacción de diferentes instituciones del sector público y privado, a través de actividades de coordinación, de dependencia directa, de relaciones contractuales, de propiedad, de efecto vinculante, entre otras.



Las principales instituciones ligadas al sector eléctrico chileno, se describen brevemente a continuación:

#### 1.1.1.1. Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

### **1.1.1.2. Comisión Nacional de Energía**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público descentralizado, dependiente del Ministerio de Energía, encargado de materias técnicas de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, para disponer de un servicio de calidad y compatible con la operación más económica.

### **1.1.1.3. Agencia Chilena Energética (AChEE)**

Es una fundación de derecho privado, sin fines de lucro, cuya misión es promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía articulando a los actores relevantes, a nivel nacional e internacional, e implementando iniciativas público privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sustentable del país. La AChEE cuenta con un directorio conformado por representantes del Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda y de la Confederación de la Producción y el Comercio.

### **1.1.1.4. Dirección General de Aguas (DGA)**

Es el organismo del Estado que se encarga de promover la gestión y administración del recurso hídrico en un marco de sustentabilidad, interés público y asignación eficiente, como también de proporcionar y difundir la información generada por su red hidrométrica y la contenida en el Catastro Público de Aguas con el objeto de contribuir a la competitividad del país.

### **1.1.1.5. Centro de Energías Renovables (CER)**

Sus funciones son estudiar la evolución y el desarrollo de las tecnologías de ERNC y su aplicabilidad en Chile, para facilitar la eliminación de barreras en la materialización de proyectos, y servir de centro de información y orientación para entes gubernamentales, inversionistas, desarrolladores de proyectos e investigadores académicos.

### **1.1.1.6. Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN)**

Su función es asesorar al Gobierno en todos los asuntos relacionados con la energía nuclear y, en especial, en el estudio de tratados, acuerdos, convenios con otros países o con organismos internacionales, en la contratación de créditos o ayudas para los fines mencionados; en el estudio de disposiciones legales o reglamentarias relacionadas con el régimen de propiedad de los yacimientos de minerales, materiales fértiles, fisiónables y radiactivos.

### **1.1.1.7. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

### **1.1.1.8. Ministerio del Medio Ambiente (MMA)**

El Ministerio del Medio Ambiente (MMA), es el órgano del Estado encargado de colaborar con el Presidente de la República en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, promoviendo el desarrollo sustentable junto a la integridad de la política ambiental y su regulación normativa.

### **1.1.1.9. Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)**

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), son órganos encargados de coordinar la operación de los respectivos sistemas eléctricos, responsables de preservar la seguridad global de los mismos, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones que los conforman, garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión y determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre sus integrantes.

### **1.1.1.10. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos**

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante indistintamente “Panel Eléctrico”), es un órgano creado por la Ley N° 19.940 en forma exclusiva para el sector eléctrico, con competencia acotada, integrado por siete profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica cuando dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión.

### **1.1.1.11. Fiscalía Nacional Económica (FNE)**

Es la agencia nacional encargada de velar por la libre competencia. Como tal, debe defender y promover la competencia en todos los mercados o sectores productivos de la economía chilena. La ley de defensa de la competencia (el DL 211) establece que la FNE es un servicio público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, independiente de todo organismo o servicio. Se encuentra

sometida a la supervigilancia del Presidente de la República a través del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.

#### **1.1.1.12. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)**

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) es un órgano jurisdiccional especial e independiente, colegiado, sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia.

### **1.1.2. Organización industrial del sector**

#### **1.1.2.1. Generación**

En el caso del sector generación la regulación se supone la existencia de una diversidad de fuentes para producir energía, entre las que se tienen las alternativas hidráulica, térmica y otras, cuya ubicación es muy dispersa en el sistema.

Es una industria intensa en uso de capital, en el que se requieren altas inversiones con un largo período de repago. Se debe agregar que se requieren extensos períodos de gestación de los proyectos, se puede mencionar que desde que se concibe un proyecto de una central generadora hasta su entrada en operación, transcurren en promedio más de 6 años.

Entre los factores que inciden en los tiempos de concreción de proyectos, están los procesos de aprobación ambiental y conexión a la red de transmisión.

El modelo de negocio implícito en la regulación del mercado de generación en Chile, se basa en la teoría de tarificación marginalista, la que supone no existen economías de escala relevantes en ella, logrando mediante la aplicación de una tarifa en base a costos marginales de energía y potencia de punta rentar las inversiones, cuando el sistema se encuentra adaptado.

El sistema de tarificación a costo marginal en electricidad tiene como supuesto básico que bajo condiciones de óptimo, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de los productores.

### **1.1.2.2. Transmisión**

En el caso de la Transmisión, esta tiene un comportamiento similar a un monopolio natural, pues presenta economías de escala relevante.

La regulación impone limitaciones a la propiedad de la red de transmisión de alta tensión para con las empresas generadoras, pues el regulador supone que podría afectar la competencia en generación mediante ejercicio de poder de mercado.

La tarifa de transmisión es regulada mediante un estudio independiente que se realiza cada 4 años y se establecen cargos por inyección asociados a las centrales generadoras y cargos por retiros asociados a los consumos. De esta manera se independiza el costo de transmisión asociado a un usuario de quien provee el suministro.

Las expansiones de la red troncal se licitan para asegurar competitividad en el costo de desarrollo de nuevas obras de transmisión.

### **1.1.2.3. Distribución**

En Distribución, la ley establece la concesión de Servicio Público de Distribución para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución. Esta concesión genera derechos y obligaciones al concesionario. La concesión de Distribución determina una zona en la cual la concesionaria tiene el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender redes de distribución aérea o subterránea.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a otorgar el suministro a quien lo solicite en la zona de concesión o a quien se conecte a ella.

En cada área de Distribución se establece una relación monopólica entre los clientes y la empresa distribuidora respectiva, ya que los primeros no representan un poder frente a la segunda, salvo en casos puntuales de grandes consumos. Además, no existen alternativas competitivas para las redes de distribución, ya que resulta caro duplicar sistemas de distribución, aun cuando no existan economías de escala significativas. Lo anterior conlleva a que en cada región se establezca un monopolio geográfico de Distribución por la vía de áreas de concesión.

Las Distribuidoras deben asegurar el suministro a sus clientes regulados mediante contratos licitados o capacidad propia de generación, de forma que les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para al menos los próximos tres años.

El precio de la energía para una distribuidora corresponde a los denominados precios de nudo de largo plazo, los cuales resultan de procesos de licitación pública a los que convocan las empresas distribuidoras para obtener suministro hasta 15 años de plazo, más el Valor Agregado de Distribución (VAD).

El resultado de los contratos adjudicados mediante las licitaciones públicas de las Distribuidoras se denominan Precios de Nudo de Largo Plazo, y son fijados semestralmente por el Ministerio de Energía.

El VAD se compone básicamente de tres ítems de costo de las empresas de distribución:

- Costos fijos de administración, facturación y atención asociado a clientes, independientes del consumo.
- Costo de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de las instalaciones de distribución, los cuales se asocian a la distribución de la potencia en horas de punta.
- Costos de pérdidas asociados a la distribución de energía.

Los valores agregados se calculan para empresas modelo, es decir, óptimamente dimensionadas y con gestión eficiente, operando en áreas típicas según la densidad de las zonas de distribución. Actualmente se consideran tres áreas típicas (alta, media y baja densidad) y en ellas se clasifican las empresas distribuidoras existentes en el país.

Las tarifas a público corresponden a la suma de los precios de nudo de largo plazo y de los valores agregados de distribución, definiendo tres componentes para las tarifas:

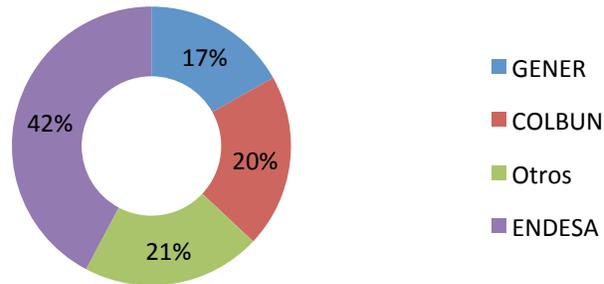
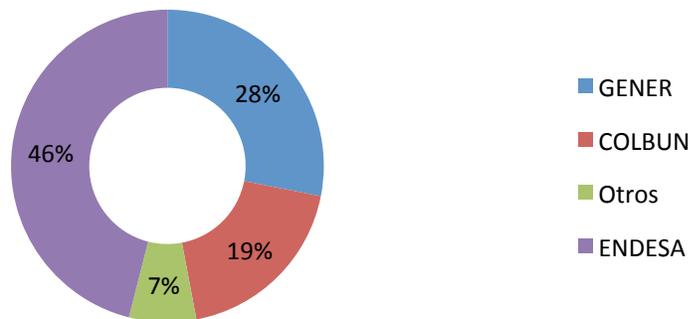
- Cargo fijo.
- Cargo mensual por potencia de punta.
- Cargo por energía.
- Cargos por servicios regulados y no regulados.

### 1.1.3. Análisis del mercado.

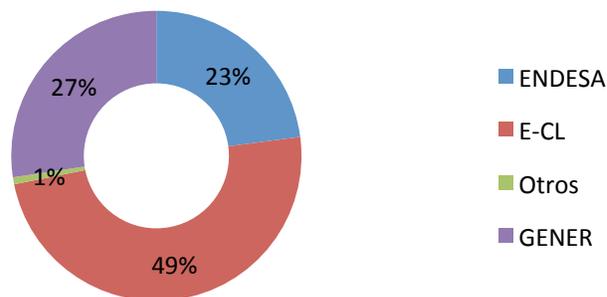
A continuación se revisa la situación del mercado eléctrico desde el punto de vista de factores que pueden afectar la competencia.

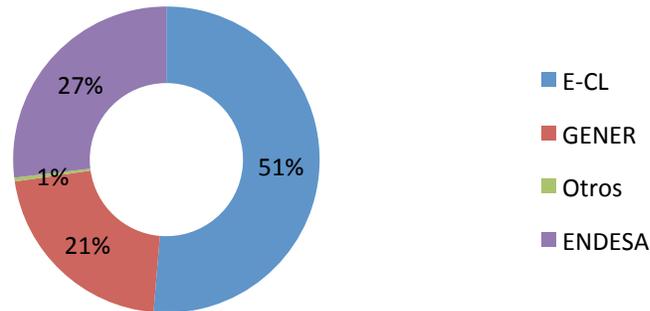
#### 1.1.3.1. Generación

El mercado altamente concentrado en unos pocos generadores. En el caso del SIC, los tres principales generadores controlan el 79% de la capacidad instalada de generación, y en el caso de la producción de energía llegan a un 93%, todo ello sobre la base de cifras al 2010.

**Gráfico 66 Capacidad instalada de generación en el SIC (MW)****Gráfico 67 Generación de energía en el SIC - 2010 (GWh)**

En el caso del SING sobre la base de cifras del 2010, los tres principales generadores alcanzan un 99% de participación de mercado, existiendo un generador dominante con 49% de participación de mercado.

**Gráfico 68 Capacidad instalada de generación en el SING (MW)**

**Gráfico 69 Generación de energía en el SING - 2010 (GWh)**

Un análisis de estructura de industria de la generación eléctrica, basado en la metodología de M. Portes, indica:

#### ***Amenaza de entrada de nuevos competidores***

Presenta baja amenaza de nuevos entrantes debido a la necesidad de nuevo entrante de disponer de proyectos de generación, sean térmicos o hidroeléctricos, con todas las aprobaciones, permisos y servidumbres. En el caso de proyectos hidroeléctricos, no existe disponibilidad de ellos, pues los derechos de aguas viables económicamente están concentrados en los generadores incumbentes. En el caso de proyectos térmicos, estos tienen largos tiempos de desarrollo (5 a 6 años), lo que es percibido como una barrera de entrada por potenciales nuevos actores.

Por otro lado, los proyectos son intensivos en capital, lo cual restringe el acceso solo a competidores de alta capacidad financiera.

#### ***Rivalidad entre competidores***

Se observa baja rivalidad entre competidores, lo que se origina en la alta concentración y poca diferenciación del producto.

En cuanto a las tecnologías no se observa rivalidad entre los generadores, tendiendo estos a especializarse en tipos de tecnologías. Los derechos de aguas no consuntivos de las mejores ubicaciones para instalar plantas hidroeléctricas son de las principales empresas hidroeléctricas, lo que les permite controlar la oferta de nuevos proyectos hidroeléctricos competitivos.

### ***Poder de negociación de los proveedores***

Los principales insumos que afectan el nivel de competencia, son los precios de los combustibles, básicamente carbón, diesel y GNL.

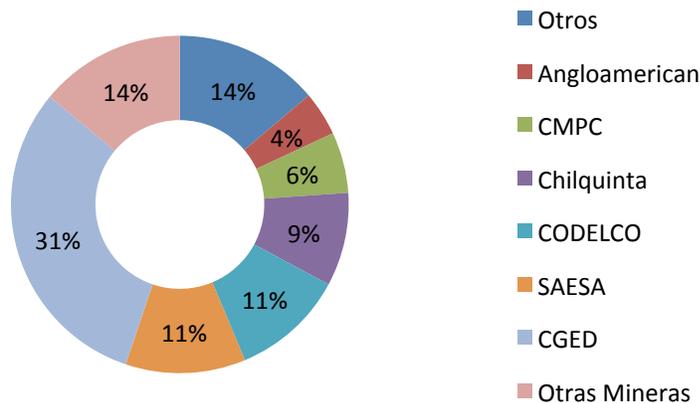
En el caso de GNL, se presenta un alto poder de negociación pues existe solo un terminal en cada sistema eléctrico. Además, en ambos terminales existentes en Chile, el principal generador está integrado con el terminal y la provisión de GNL, lo que genera una barrera de entrada al GNL.

En el caso del carbón y petróleo, existe multiplicidad de proveedores, por lo que su poder de negociación es bajo.

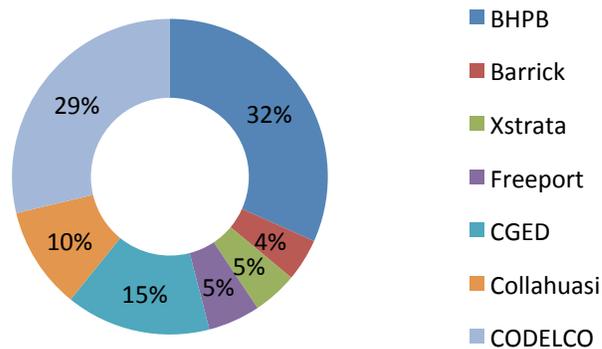
### ***Poder de negociación con los clientes***

El poder de negociación de los clientes en general es bajo. Se identifican excepciones respecto de grandes consumidores mineros como CODELCO y BHPB y las Distribuidoras, los cuales tiene alto poder de negociación por su gran alto nivel de demanda.

**Gráfico 70 Principales consumidores en el SIC - 2010 (GWh)**



**Gráfico 71 Consumo de principales clientes SING - 2010 (GWh)**



### ***Amenaza de ingreso de productos sustitutos***

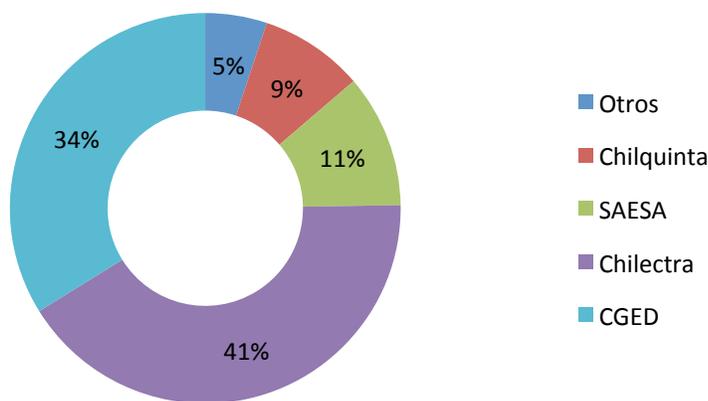
Existen bajas amenazas de sustitutos, los cuales son esencialmente autogeneración o el desarrollo de proyectos propios de parte de grandes consumidores. Solo grandes empresas mineras han formulado proyectos de generación, como es el caso de CODELCO y BHPB.

### **1.1.3.2. Distribución**

El mercado de distribución está altamente concentrado, en donde dos empresas poseen el 75% del mercado de distribución.

A ello se agrega que la más grande, está integrada verticalmente con el mayor generador.

**Ilustración 35 Ventas de energía de Distribuidoras (GWh)**

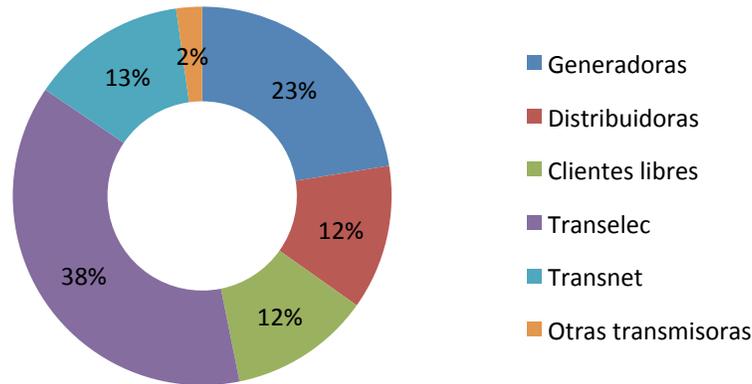


### **1.1.3.3. Transmisión.**

El gráfico muestra la participación de los agentes en los activos de transmisión y subtransmisión.

Se observa la existencia de un transportista dominante que controla el 38% de los activos de transmisión. Es importante mencionar, que de dichos activos en su mayoría corresponden a transmisión troncal, donde controla sobre el 95% de ellos.

En el caso de la subtransmisión está mayoritariamente en manos de las Distribuidoras. De ellas sólo CGED y SAESA han creado filiales dedicadas a la subtransmisión, Transnet y STS respectivamente. Chilectra y Chilquinta mantienen integrados los activos de subtransmisión.

**Gráfico 72 Participación en transmisión troncal y subtransmisión**

## 1.2. Comercialización

La actividad de comercialización de electricidad conforme al marco normativo actual es desarrollada por los segmentos de generación y distribución exclusivamente en sus segmentos.

Los clientes son calificados según si son o no sujetos a regulación de precios.

El artículo 147° y 148° de la Ley tipifican los tipos de cliente:

- Clientes regulados. Son los usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución.
- Clientes libres son aquellos usuarios finales que cumplen alguna de las siguientes condiciones:
  - Los usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.
  - Los consumidores de menos de 2000 kilowatts que se encuentren en alguno de los siguientes casos:
    - Suministros a menos de doce meses.
    - Suministros con calidades especiales de servicio.
    - Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria que alimenta al cliente sea superior a 20 megawatts-kilómetro.
  - Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500kilowatts e inferior a 2000 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia

en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses. El límite de 500 kilowatts indicado puede ser reducido por el regulador, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

A continuación se revisa la forma en que opera la comercialización según la regulación actualmente vigente.

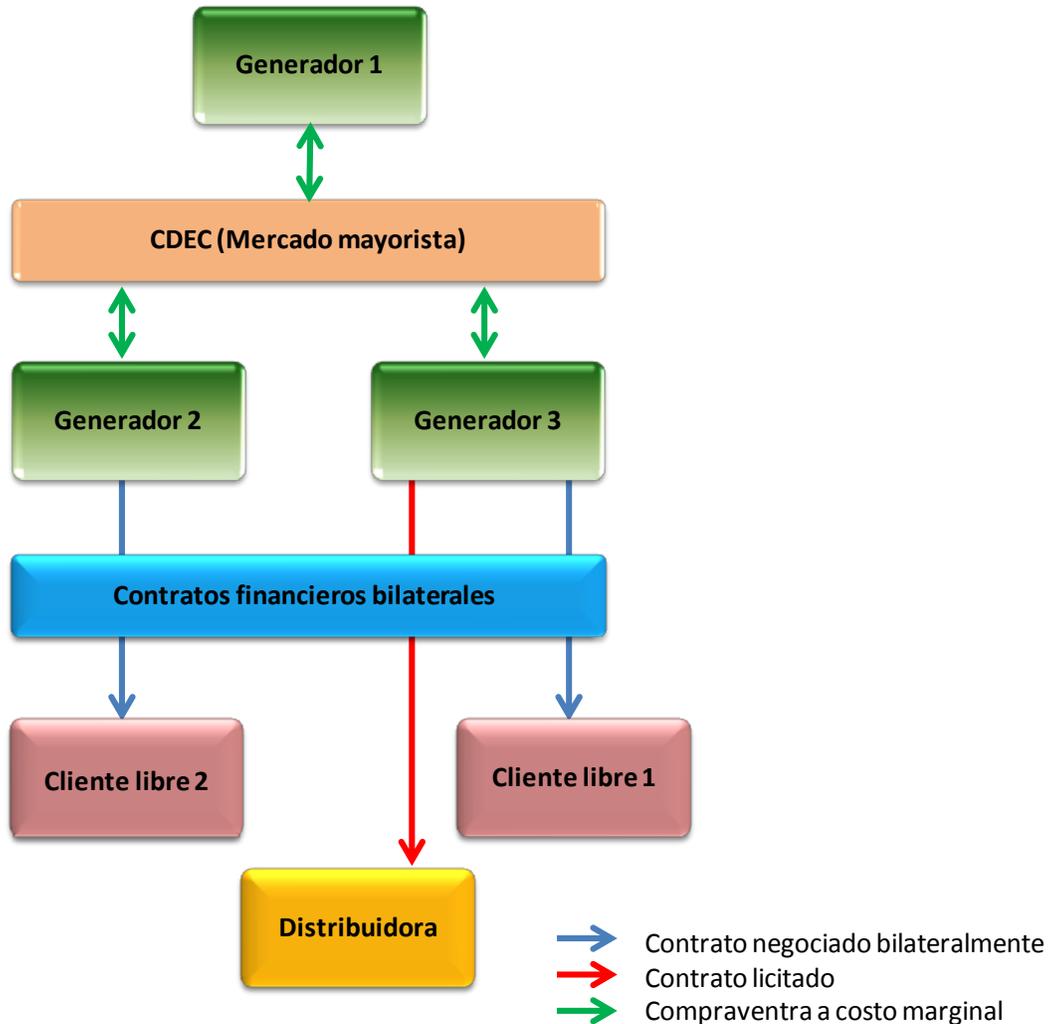
### 1.2.1. Comercialización en el mercado de generación

En la actividad de comercialización en el mercado eléctrico de generación se distinguen dos sub-mercados:

- i. mercado mayorista o spot, cuyo objetivo es efectuar transferencias de energía entre generadores.
- ii. mercado de contratos bilaterales, cuyo objetivo es proveer el suministro a Distribuidoras y consumidores no regulados a precios libremente pactados entre las partes. Además, mediante contratos bilaterales, los generadores, en especial los medianos y pequeños tienen el potencial de obtener u ofrecer al resto de los actores del mercado alternativas de cobertura de precios.

La figura siguiente, muestra las posibles transacciones de comercialización que pueden realizar las generadoras. En el caso del mercado mayorista, las transacciones se hacen sobre la base de la regulación de los CDEC y hacia clientes libres y distribuidoras mediante contratos bilaterales. Las líneas de colores representan el tipo de transacción que se realiza en cada caso.

Ilustración 36 Comercialización de empresas generadoras



Cómo se mencionó más arriba, existe el potencial de actividad comercial entre generadores a fin de que se mitiguen riesgos comerciales y operacionales entre los diversos actores. Este tipo de actividad redundaría en una mayor eficiencia del mercado, puesto que los riesgos más relevantes pueden ser cubiertos o asumidos por aquel actor con mejor capacidad para enfrentarlo. Por ejemplo, un generador hidráulico con embalse podría ofrecerle a un generador eólico capacidad de almacenamiento de energía, de modo que el generador eólico pueda participar en el mercado de contratos a clientes finales con su propia generación más el respaldo del embalse. Otro ejemplo, sería un generador térmico con precios volátiles de combustibles, podría mitigar la variación de su costo variable contratando energía a precio fijo de generadores de recursos renovables (hidráulicos, eólicos, etc.). Sin embargo este potencial, esta actividad de comercialización entre generadores es muy limitada debido dos razones principales:

1) la alta concentración del mercado de generación, con tres actores cubriendo una alta participación de mercado, y

2) la ausencia de un mercado organizado para este tipo de intercambios. Es por ello, que la introducción del comercializador junto a un mercado organizado de transacciones ayudará en gran medida a lograr estas eficiencias buscadas.

Ello permitirá que un mayor número de nuevos actores de generación puedan ingresar al mercado eléctrico, ya que mediante la comercialización de energía en un mercado organizado podrán estabilizar sus ingresos de modo de facilitar el acceso al financiamiento.

### **1.2.1.1. Mercado mayorista o spot**

El mercado spot fue concebido para efectuar transacciones de energía y potencia entre generadores, las que se originan como resultado del despacho centralizado y coordinado de unidades generadoras que efectúan los CDEC y su relación con la posición de compromisos contractuales que tiene cada generador.

Estas transacciones se valorizan a los costos marginales de energía y potencia y las reglas de las transacciones están establecidas en el reglamento que regula a los CDEC, su Reglamento Interno y los procedimientos DO, DP y DAP.

Para participar en las transacciones del mercado mayorista se deben cumplir las condiciones establecidos en los artículos 137° y 149°, los que básicamente establecen que se requiere disponer de capacidad de generación propia o contratada.

Las transacciones entre generadores en el mercado mayorista consideran los siguientes componentes:

#### ***Energía***

Corresponde al costo marginal horario de energía, que es determinado a partir de la real operación del sistema eléctrico, recogiendo los efectos de las variaciones en precios de los combustibles, la condición hidrológica, mantenimiento y fallas de centrales generadoras y congestión en el sistema de transmisión.

Las transacciones corresponden a la valorización de los intercambios horarios entre los generadores que presentan excedentes de generación respecto de sus compromisos contractuales (retiros) con aquellos que presentan déficits horarios.

#### ***Potencia***

Corresponde al precio de potencia de punta regulado por el Ministerio de Energía, al cual se determina en base al costo de expandir la capacidad de generación en las horas de mayor demanda del sistema eléctrico respectivo. En este caso el precio de la potencia de punta no depende de la operación real del sistema eléctrico.

Se valorizan las transacciones de potencia de punta entre los generadores que presentan excedentes respecto de la potencia firme de sus centrales y los compromisos contractuales (retiros) con aquellos que presentan déficit.

***Otros cargos asociados a los volúmenes comercializados.***

Además de los cargos por energía y potencia, se asignan otros cargos a los retiros:

- RM 39 en el SING.
- Operación a mínimo técnico de centrales generadoras en el SIC (RM 23).
- Planes de seguridad de servicios.

Una vez que entren en vigencia los servicios complementarios, se agregarán los cargos por regulación de frecuencia y voltajes, operación de esquemas de desconexión de cargas y planes de recuperación del servicio.

Estas operaciones de comercialización se efectúan en el marco de la normativa que rige a los CDEC (DS 237, DS 291, Reglamentos Internos de los CDEC y procedimientos DO y DP) y fueron concebidas exclusivamente para las transacciones entre generadores, y por tanto los consumidores no regulados no pueden acceder a dicho mercado.

Sin embargo, desde hace aproximadamente 6 años se observa que el precio del mercado mayorista, básicamente el costo marginal de energía y los cargos adicionales, se ha establecido como el precio al cual se valorizan contratos de suministro con consumidores no regulados, cambiando la naturaleza del mercado spot al transformarlo en un precio de referencia de contratos con clientes libres. Esto ha implicado que los generadores obtengan una renta anormal a la prevista en la normativa desde el mercado mayorista que se manifiesta en el cobro de un margen de comercialización al cliente y en que la existencia de este tipo de contratos desincentiva la entrada de nuevas centrales generadoras, lo que incrementa los costos marginales de energía. Adicionalmente desvirtúa la autorregulación implícita del mercado spot, que en su concepción original operaba como un mercado de suma-cero entre los generadores participantes, lo permitía mantener el equilibrio y competitividad. Al dejar de ser un mercado de suma-cero, se generan incentivos para el conjunto de generadores para por un lado sub-contratarse respecto a su capacidad de generación, y por el otro presionar al alza al costo marginal, logrando sobre-rentas para los activos de generación, que son pagadas por el conjunto de clientes bajo contratos a costo marginal.

**1.2.1.2. Mercado de contratos bilaterales**

Los contratos bilaterales en Chile no están asociados a un activo de generación específico sino a una empresa generadora, la cual cumple con su obligación de suministro con:

- su capacidad propia despachada por el CDEC
- aquella contratada con terceros generadores
- mediante compras en el mercado mayorista o spot.

La Ley y sus Reglamentos permiten la existencia de un comercializador puro (empresa sin activos de generación). Para ello, el comercializador deben suscribir contratos con generadores independientes por el 100% de su capacidad de generación de energía y potencia, así según el DS 291, puede participar en el CDEC respectivo y efectuar comercialización.

Por otra parte, dado que la normativa vigente permite a un generador por el solo hecho de cumplir las condiciones para integrar un CDEC, con independencia de la potencia instalada y tipo de unidad generadora, efectuar inyecciones y retiros sin limitación alguna. Esto ha implicado que algunas empresas generadores con unidades de punta (turbinas a gas) tomen contratos de suministro a precio fijo, como es el caso de Campanario Generación y EMELDA.

Los términos y condiciones de los contratos dependerán de la naturaleza de la contraparte, es decir, si se trata de un cliente libre o de una Distribuidora.

En el caso de los contratos con empresas distribuidoras, se tiene dos alternativas:

#### ***Contratos destinados a suministrar consumos regulados de la Distribuidora***

Estos contratos resultan de procesos de licitación pública, lo que se rigen por el reglamento de “Licitaciones De Suministro De Energía Para Satisfacer El Consumo De Los Clientes Regulados De Las Empresas Concesionarias Del Servicio Público De Distribución De Energía Eléctrica”<sup>142</sup>.

Estos son procesos de licitación pública cuyos términos administrativos y contractuales son definidos por la empresa distribuidora con la aprobación de la CNE y están destinados exclusivamente a suministrar consumidores regulados. Existe un precio máximo para la energía, el cual es determinado por la CNE y fijado por el Ministerio de Energía en cada fijación de precios de nudo de largo y corto plazo. La licitación se adjudica solo sobre la base del menor precio de energía ofertado.

Estas licitaciones consideran explícitamente la posibilidad de migración de clientes con demanda entre 500 y 2000 kW, pues tienen la posibilidad de elegir ser calificados como clientes libres.

En el caso de estas licitaciones, se dan condiciones de competencia, en todo caso, conforme al balance oferta-demanda que se dé en el sistema eléctrico.

#### ***Contratos destinados a suministrar clientes libres de la Distribuidora***

Dado que las distribuidoras no pueden utilizar los contratos licitados para abastecer a clientes regulados, suscriben mediante negociación directa contratos de suministrar con generadores destinados a abastecer a clientes libres localizados dentro de su área de concesión, cuyos términos son libremente pactados entre la respectiva distribuidora.

---

<sup>142</sup> Decreto #4 de Enero de 2008

Los volúmenes, términos y condiciones de estos contratos son confidenciales. Sin embargo, se estima que la existencia de ellos limita o reduce significativamente la competencia por los clientes libres existentes en las zonas de concesión de las distribuidoras.

Los contratos con clientes libres tienen carácter confidencial. Sin perjuicio de ello, especificaciones sobre punto de suministro y cantidades consumidas deben ser informadas al CDEC para su administración. Los términos contractuales y el precio son el resultado de negociaciones bilaterales con un generador, pudiendo ser el resultado de procesos de licitación competitivos o bien a través de negociaciones directas, dependiendo del grado de competencia existente en el mercado y/o del tamaño del consumo del cliente libre específico.

La estructura típica de un contrato con un cliente libre tiene las siguientes componentes:

- Precio de energía y potencia
- Formula de indexación de precios
- Cargos por transmisión troncal, subtransmisión y distribución.
- Otros cargos:
  - Cargos por seguridad en el SING (RM 39)
  - Cargos por mínimos técnicos en el SIC (RM23)
  - Cargos por planes de seguridad
- Asignación de riesgos del mercado de generación
- Asignación de riesgos normativos.
- Clausulas de resolución de conflictos.

La competencia por los clientes libres se da esencialmente por el precio de la energía. Los precios de energía de estos contratos, tendrán unas estructuras del tipo:

- precios fijos indexados mediante parámetros de inflación y combustibles
- precio variable asociados al costo marginal.

### 1.2.2. Comercialización en el mercado de distribución

La Ley asigna a las distribuidoras la obligación de suministrar a los clientes regulados (Artículo 131º) en su área de concesión, lo que debe realizar mediante contratos licitados o bien mediante capacidad de generación propia.

Si bien no existe impedimento legal para que un generador suministre consumos regulados en un área de concesión de una distribuidora, ello no ha ocurrido, por la normativa de cálculo de peajes de distribución, y la relación comercial entre ambos tipos de empresas.

Así las cosas, actualmente la comercialización en áreas de distribución la efectúa exclusivamente las empresas Distribuidoras para los mercados:

- Consumidores regulados sobre la base de las 7 opciones tarifarias reguladas que se establecen en los decretos de fijación de tarifas de distribución.
- Clientes libres, vía negociación directa entre el cliente y la Distribuidora.

A efectos de analizar la comercialización en distribución, es esencial entender la forma en que se definen el acceso a la red de distribución, es decir, a los costos de transmisión o peajes que debe enfrentar un comercializador que desea suscribir contratos de suministro con clientes dentro del área de concesión de la distribuidora.

Los peajes en alta tensión, sean estos troncal y/o adicional, están claramente determinados y asignados a la generación y consumo. En el caso de la subtransmisión, también existe una asignación explícita a generación y consumo, sin perjuicio de que presenta algunas dificultades de aplicación.

Los forma de definir los peajes en la red de distribución presentan una estructura que limita la competencia por los clientes que se encuentran dentro de su área de concesión, pues el mercado de los clientes dentro del área de distribución no es contestable.

### **1.2.2.1. Esquema de peajes en distribución.**

Los peajes en distribución están normados a través del artículo 115° de la Ley, el cual establece que los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad están obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros den suministro solamente a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Los suministradores que transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior están obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

Se establece que las distribuidoras podrán requerir los aportes financieros reembolsables según el artículo 126°. Además, establece que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente.

Dispone la elaboración de un reglamento que establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.

A falta del Reglamento a que se refiere la Ley, se emitió el Decreto No`79 de Marzo de 2009 complementa los indicado por la Ley. En el referido Decreto se agregan disposiciones que establecen:

- Los peajes de distribución se determinarán para los suministros efectuados a clientes no sometidos a regulación de precios conectados a las instalaciones de la distribuidora en alta y baja tensión sobre la base de las opciones tarifarias de distribución excluida la BT1.
- Dispone que el peaje considerará un cargo fijo por concepto de medición, facturación y atención al cliente, independiente de los consumos de energía y potencia de éste.
- Establece que para el caso de clientes que requieran suministros con calidades especiales de servicio o a menos de 12 meses deben negociarlo con la distribuidora.
- Los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo y responsabilidad del cliente. La distribuidora podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requeridos; en este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- La distribuidora aplicará cargos por potencia remanente a aquellos clientes que:
  - a) se retira antes de la fecha de vencimiento de la opción tarifaria de peaje que contrató;
  - b) disminuye los montos de potencia contratada de la opción tarifaria de peaje;
  - c) o cambia de opción tarifaria de peaje de distribución modificando su facturación por concepto de potencia contratada.

En cualquiera de los tres casos, el cliente se obligará con la empresa concesionaria por el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada o demandas máximas leídas, de la opción tarifaria de peaje de distribución establecida.

El esquema de peajes en distribución vigente en Chile no permite efectuar gestión de comercialización competitiva, pues en esencia la determinación del peaje es equivalente a que la empresa distribuidora continúe siendo el suministrador del cliente libre ya que replica la misma estructura tarifaria, impidiendo que el comercializador ofrezca alternativas de precios que permitan hacer gestión de la demanda. A modo de ejemplo se puede mencionar la obligación de pagar la potencia remanente por un período de hasta 12 meses, independiente de si fue un costo real o no.

Además, impone barreras económicas al exigir aportes financieros reembolsables, lo que impone exigencias de capital al comercializador, en circunstancias que como distribuidor podría ofrecer suministro al cliente si solicitar los AFR, esto deja un espacio para ejercer poder de mercado al limitar el acceso a comercializadores.

Por otra parte, deja en manos de la distribuidora la aceptación del tipo de medidor lo que puede desincentivar un cambio rápido de suministrador. Además, deja en manos de la Distribuidora la lectura y facturación del cliente, limitando el acceso a información de consumo del cliente que permite hacer gestión tarifaria y de consumo, limitando la gestión del comercializador.

Por otra parte, una de las opciones para clientes bajo 500 kV en área de distribución para acceder a otros suministradores es acogerse a calidad especial de servicio de forma de pasar a la condición de cliente libre, es anulada al establecer que en ese caso se deberá negociar con la distribuidora el peaje.

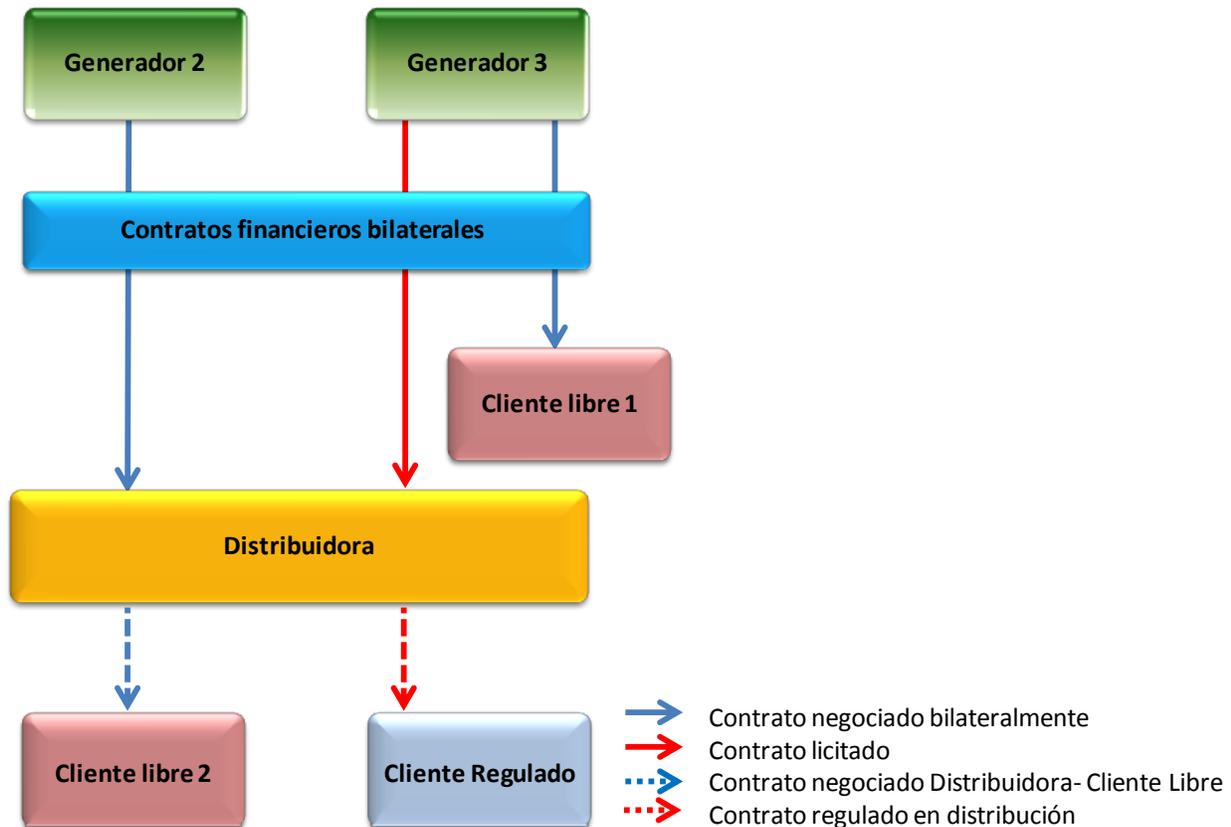
Así, se concluye que el esquema de peajes vigente para distribución, por su estructura que replica las opciones tarifarias reguladas y deja en manos de la distribuidora el acceso y la gestión de la información de consumo de cliente, restringe la posibilidad de efectuar comercialización con clientes libres en las áreas de

distribución y en mayor grado tratándose de clientes regulados que desean adquirir la calidad de clientes libres en el marco de la ley.

La figura siguiente muestra las posibilidades de comercialización de las empresas distribuidoras. Para los clientes regulados se basa en contratos licitados y para el suministro a clientes libres, mediante contratos libremente negociados con generadores.

La inexistencia de suministros a clientes libres en áreas de concesión de distribución manifiesta en la práctica la existencia de los factores de desincentivo a la comercialización en dichas áreas.

**Ilustración 37 Comercialización de empresas distribuidoras**



### 1.3. Diagnóstico de la situación de comercialización en Chile

#### 1.3.1. Comercializadores

Tal como se ha expuesto previamente la normativa vigente en Chile incorpora la función de comercialización a nivel de clientes libres y distribución.

Los requisitos para efectuar comercialización son:

- Disponer de capacidad propia de generación con capacidad instalada superior a 9 MW.
- Ser un auto-productor con excedentes superiores a 9 MW
- Disponer de contratos de compra de la totalidad de la energía y potencia por una capacidad superior a 9 MW. Estos contratos son del tipo Contrato Físico, pues se asocian a un activo de generación específico.

Cualesquier empresa que cumpla con alguno de los requisitos indicados previamente puede integrar un CDEC y con ello acceder al mercado mayorista, con lo cual puede efectuar retiros desde el sistema eléctrico y destinarlos a ventas a clientes. A efectos de comercialización, la referencia de costo para los contratos que suscriba, será el costo marginal.

La normativa no permite la existencia de un comercializador puro, entendiendo por ello, una empresa que no cuente con activos de generación o contratos de compra de la totalidad de la energía y potencia de centrales generadoras, y que por tanto administra el riesgo de su negocio mediante contratos bilaterales.

La normativa asegura el acceso a la transmisión en alta tensión, vía la red troncal y adicional, y a media tensión vía el sistema de subtransmisión. La normativa determina un cargo de transmisión asociado exclusivamente a la localización del consumo de un cliente, lo que asegura independencia del costo de transmisión para un cliente de quien lo suministra.

En los CDEC no se imponen condiciones adicionales para efectuar retiros, es decir, no existen exigencias en cuanto a la suficiencia de la capacidad de generación para servir los contratos del comercializador ni de nivel de costos de producción del parque de generación del generador. Así, un generador pequeño con un alto costo de producción podría tomar contratos con clientes por montos muy superiores a su capacidad de generación y a precio muy por debajo de sus costos de producción, asumiendo toda la volatilidad del costo marginal del mercado mayorista.

Si existiesen este tipo de condicionantes, las características del parque generador de un generador-comercializador determinarían el monto de energía que puede comercializar. Así, si un comercializador dispone sólo de turbinas a gas diesel de alto costo de producción, no debiese realizar comercialización a precio fijo, pues deberá enfrentar el 100% de la volatilidad del costo marginal de energía, sin posibilidad de fijar un techo mediante capacidad de generación de bajo costo relativo.

Esta posibilidad ha sido aprovechada por generadores basados en turbinas a gas de alto costo de producción, con negativos efectos para el mercado mayorista. Al respecto es conocido el caso de Campanario

Generación S.A., en que una empresa generadora con capacidad de generación basa exclusivamente en unidades generadoras de turbina a gas con combustible diesel decidió suscribir un contrato de largo plazo con distribuidoras a precio fijo indexado por CPI. Como resultado de un abastecimiento ajustado en el SIC, los costos de abastecer los contratos con las distribuidoras excedieron el precio del contrato por un período prolongado, entrando en insolvencia y posterior quiebra.

En dicho caso, los problemas se originaron en:

- No exigir capacidad propia eficiente para el cumplimiento de compromisos de comercialización, es decir, a un costo de generación menor o igual al precio del contrato. En este caso, las bases de licitación tenían un error al no exigir viabilidad de la capacidad de generación ofrecida para abastecer el contrato.
- Falta de garantías financieras suficientes de modo que el cliente, en este caso la distribuidora, o bien el administrador del mercado, o sea el CDEC, pudiese hacer efectiva para asegurar el cumplimiento de las obligaciones del contrato, tales como, cumplir con el pago de las transacciones en el mercado mayorista. Las exigencias de garantías disminuyen el incentivo a la contratación especulativa por parte de actores de mercado, ya que para tomar compromisos contractuales de largo plazo, deberán enfrentar un costo financiero inicial para resguardar la eventual volatilidad del costo de suministro.

### 1.3.2. Acceso a clientes en áreas de distribución.

La normativa asegura el pleno acceso a los clientes libres para los comercializadores. Esto se logra a través del acceso abierto a la transmisión troncal y adicional y la subtransmisión.

Sin embargo, tal como se señaló previamente, en el caso del acceso a clientes libres en áreas de distribución, la estructura de los peajes no permite hacer gestión de comercialización con dichos clientes, lo que limita el acceso a ellos pues fuerza la aplicación de tarifas reguladas AT y BT.

Además, obtener la información de la característica del consumo (huella de consumo) es imposible bajo la actual normativa, pues la distribuidora ha mantenido operativo un parque de medidores de tecnología antigua (analógicos) que sólo permiten obtener mínima información del consumo y a costos muy altos, pues se realiza lectura física de ellos. Por tanto, es muy relevante que se mejore el registro de información de consumos y se reduzcan significativamente los costos de lectura y facturación.

## 1.4. Recomendaciones Reglamentarias y Técnicas de implementación de corto plazo.

En esta sección se formulan recomendaciones de medidas y acciones a implementar en el corto plazo, sobre la base de la revisión efectuada. Se entiende por corto plazo el periodo 2012-2013, pues son medidas que se implementan vía modificaciones de reglamentos y decretos, sin necesidad de cambios de Ley. Estos cambios pretenden mejorar la competitividad del mercado eléctrico, y la vez la seguridad de abastecimiento mediante una mayor certeza a la cadena de pagos.

### 1.4.1. Acceso al mercado mayorista a los clientes libres.

Se ha mencionado la dificultad de los clientes libres para obtener contratos de suministro a precio estabilizado, lo que redundaría en que se generen rentas no consideradas en el modelo tarifario y se desincentiva la eficiencia del mercado mayorista, es decir, el mercado de clientes libres no sería contestable.

Para dar contestabilidad al mercado de clientes libres, se recomienda dar acceso a los clientes libres al mercado mayorista, permitiéndoles comprar directamente a costo marginal en el sistema eléctrico. De esta manera se logra:

Eliminar rentas no previstas en el modelo tarifario.

- Se genera un grado de contestabilidad al poder el cliente libre acceder al costo marginal, pues podría acceder a precios bajos en hidrología húmeda, lo que podría incentivar la suscripción de contratos por parte de las generadoras.
- Los clientes libres podrían ser más activos en buscar eficiencia en la operación del sistema.

### 1.4.2. Condiciones para ser comercializador

Actualmente el generador/comercializador no tiene exigencias de ningún tipo que tiendan a asegurar la viabilidad del cumplimiento de los compromisos contractuales que adquiriera en el mercado eléctrico.

#### **1.4.2.1. Exigencia de disponibilidad de energía firme viable para cumplir el suministro comprometido**

Este tipo de exigencia se aplicó desde la creación de los CDEC en el año 1985. El mecanismo consistía en que una empresa generadora podía contratar hasta su energía firme eficiente, definida como el aporte de las centrales hidroeléctricas en una hidrología seca tipo 90% más la

capacidad de generación térmica para disponibilidad media de todas aquellas centrales de costo variable de generación de hasta el doble de la central térmica más barata.

Se propone restablecer dicha exigencia de límites a la contratación mediante un esquema que considere:

- Aporte de las centrales hidroeléctricas en condición de hidrología seca 90%.
- Aporte de centrales térmicas para disponibilidad media con un costo variable máximo de hasta el precio de nudo de largo plazo más un 10% o un guarismo similar.

#### **1.4.2.2. Esquema de garantías para aquellos generadores que sólo dispongan de activos de generación de alto costo de producción**

En este caso el esquema de garantías a implantar debe considerar:

- El CDEC respectivo administra el sistema de garantías. Las garantías se entregan al CDEC respectivo con un mandato del generador respectivo para ejecutarlas y pagar las transferencias de energía y potencia que fuesen necesarias.
- Las garantías deben cubrir al menos 3 meses de transacciones en el mercado mayorista del generador respectivo. Las garantías deben ser permanentemente ajustadas con la variación de los costos marginales.
- Monto mínimo será igual a la energía y potencia comprometida para 3 meses de suministro valorada a los precios de nudo de largo plazo.
- La falta de otorgamiento de garantías implica la suspensión del generador de las transacciones en el mercado mayorista y la ejecución de las garantías.
- El cliente afectado por un incumplimiento del generador, será suministrado desde el mercado mayorista a los costos marginales de energía y potencia ante incumplimientos del generador. Si el cliente no aceptara es desconectado del sistema eléctrico.

De esta manera se incentiva tanto a generadores como a los clientes a hacer una contratación viable a largo plazo, pues los costos de exponerse a variaciones del mercado mayorista son asumidos por el generador y en caso de incumplimiento el cliente se ve obligado a comprar en el mercado mayorista.

#### **1.4.2.3. Cambio en el esquema de peajes en distribución.**

El esquema de peajes en distribución requiere ser modificado de forma tal de lograr la implementación de esquemas tarifarios que permitan reaccionar a la demanda y que exista acceso completo a la huella de consumo de los clientes, es decir, a los medidores.

El esquema de tarifas BT y AT, ha sido exitoso es estandarizar tarifas para clientes regulados, sin embargo, es una traba a la comercialización para los clientes libres al forzar esquemas tarifarios que fueron concebidos en los 80's con otro propósito.

En cuanto a los peajes, en esta etapa se propone que junto con la fijación de tarifas de distribución se fijen valores de Valor Agregado de Distribución en alta y baja tensión para los clientes libres, considerando áreas típicas, subterráneo o aéreo y subestaciones primarias, con independencia de las opciones tarifarias AT y BT, de forma de proveer la posibilidad de acción del comercializador.

## 1.5. Recomendaciones Reglamentarias y Técnicas de implementación de mediano plazo.

En esta sección se formulan recomendaciones de medidas y acciones a implementar en el largo plazo, sobre la base de la revisión efectuada. Se entiende por mediano plazo el periodo 2014-2016, pues son medidas que se implementan vía cambios de Ley y la elaboración de nuevos reglamentos.

### 1.5.1. Creación de la figura del comercializador puro

Se recomienda crear la figura del comercializador puro de forma de incorporar arbitraje entre generadores de pequeño tamaño, para consolidar diferentes tipos de generación, y clientes que pueden hacer administración de demanda o bien requerir de producto eléctrico de calidad especial, por ejemplo: energías verdes, consumos interrumpibles y otros.

El comercializador puro deberá disponer de electricidad de:

- Contratos de compra con generadores integrantes de un CDEC. Se debe acreditar que estos contratos corresponden a energía firme. Estos contratos deberán ser registrados en el respectivo CDEC por ambas partes.
- Compras desde el mercado mayorista a los costos marginales de energía y potencia. En este caso el comercializador deberá otorgar las garantías suficientes para poder efectuar la comercialización de los montos de energía y potencia que contrate.
- Una combinación de las anteriores.

El Comercializador deberá integrar el CDEC del sistema eléctrico en el que desea comercializar, en los mismo términos en que los hace un generador. Una vez acreditados los contratos de compra y/o garantías para transar en el mercado mayorista, el comercializador podrá empezar a comercializar con clientes.

La incorporación de un comercializador a nivel de red de distribución, basado en tecnologías modernas de medición y medios de pago, permitiría

- Incentiva eficiencia energética al conocer huella de consumo a los usuarios
- Baja los costos de transacción.
- Incorpora criterio de eficiencia económica en asignación de recursos.
- Los usuarios revelen sus preferencias y disposición a pagar.

- Alternativa a otros esquemas de promoción de las ERNC, sean de cantidad o precio (*feed-in-tariffs*), transfiriendo la orientación al usuario.

Actualmente, el consumidor regulado no tiene opción de escoger su proveedor:

- i) no percibe una señal de precios a la cual reaccionar
- ii) no conoce su función consumo
- iii) y no puede revelar sus preferencias por ERNC.

Existen barreras no económicas para la comercialización en redes de distribución:

- i) dificultad de acceso a la información de los consumidores al interior de la red de distribución
- ii) necesidad de una mayor transparencia en el valor de los peajes en las redes de distribución.

Así, la separación de las funciones distribución y comercialización cambia la estructura y grado de integración vertical de la industria, desacoplando el crecimiento económico del crecimiento de la demanda de electricidad:

- i) Genera competencia
- ii) Los clientes responden a señales de precios
- iii) el costo total del sistema resultante del “unbundling” sería menor que en el modelo actual.

De esta manera, se crearán comercializadores especializados en proveer esquemas tarifarios a la medida de los clientes, tales como:

- i) energías verdes
- ii) incentivo a la eficiencia energética
- iii) administración de demanda.

Dado que existe potencial de promover ahorros o reducciones de consumos en caso críticos de abastecimiento, se debe permitir la comercialización de ahorros de energía, ya que el comercializador puede hacer una gestión efectiva con clientes, valorizando dichos ahorros de energía al costo marginal vigente en el mercado mayorista.

### 1.5.2. Separación de la comercialización y gestión de la red de distribución.

Se recomienda la separación de las funciones de comercialización en el área de concesión de una distribuidora del rol de gestión de la red de distribución, pues esta integración establece barreras de entrada a los comercializadores y genera asimetrías de información entre cliente y suministrador.

Para estos efectos se debe definir la actividad de distribución con las siguientes responsabilidades:

- Operación y mantenimiento de la red de distribución.
- Inversión en expansión de la red de distribución.
- Garantiza la disponibilidad de la red de distribución.

La función de provisión de suministro a los clientes puede ser efectuada por cualesquier comercializador. El Distribuidor debe mantener la obligación de abastecer a los consumidores regulados conectados a su red de distribución en caso que estos no puedan obtener suministro de un comercializador. El suministro que proveería el distribuidor se haría bajo las mismas premisas que en el esquema actual, esto es mediante contratos licitados con precios máximos de energía.

### 1.5.3. Crear un administrador tecnológico de la red de medición en distribución

La administración de la red de medidores en distribuidoras que tienen comercialización y distribución integrado, se ha constituido en una barrera de entrada a los clientes en áreas de distribución, ya que la distribuidora mantiene la administración, lectura y facturación, lo que le permite ejercer poder de mercado por esa vía. Es simple observar, que desde los 80's no han existido mejoras en los medidores para consumidores BT, pues se continúan usando los medidores analógicos con nulas capacidades de información de demanda.

Para solucionar este problema se propone la creación de un Operador Tecnológico para administrar medidores en áreas de distribución. Las funciones del operador tecnológico serían:

- Administrar los sistemas de medición. Efectuando la lectura, facturación, instalación y mantención de medidores.
- Operar sistemas de información del consumo del cliente, para ser accedidos por el cliente y su comercializador en tiempo real.
- Efectuar el balance económico de las transacciones a clientes y pago de peajes a la distribuidora.
- Registra la disponibilidad del suministro de cada consumidor.

Esto permite dar viabilidad al cambio de suministrador a los clientes en las áreas de distribución, pues se asegura la disponibilidad de los equipos de medición e información de demanda, en la misma forma en que lo hace la portabilidad numérica en telecomunicaciones.

Finalmente, se debe establecer un estándar o norma técnica con exigencia mínimas para medidores digitales modernos de forma tal que sean de acceso abierto y basados en protocolos estándares de comunicación, para evitar el uso de sistemas de medición propietarios con acceso cerrado que bloquean la posibilidad de efectuar comercialización, o bien restringen a un solo proveedor de sistemas de medición, encareciendo la operación del sistema.

#### 1.5.4. Cambio en el esquema de peajes en distribución

Se propone establecer un esquema estratificado por tensión de conexión para definir los peajes en distribución, pudiendo clasificar como conexión aérea o subterránea e independizarlo de la calidad de cliente libre o regulado, lo cual no tiene sentido económico. El monto del peaje debería estar asociado a la capacidad contratada o demanda máxima coincidente del cliente. Así, se simplificaría el esquema de cobro, se haría más transparente al ser conocidos ex ante los valores de peaje y se da la flexibilidad para la gestión de comercialización.

#### 1.5.5. Limitaciones a comercialización de áreas de distribución

A fin de evitar el potencial ejercicio de poder de mercado por el distribuidor, y particularmente de aquellos que tienen algún grado de integración vertical, se debería permitir la comercialización a clientes libres sólo en áreas de concesión de terceras distribuidoras en las que no tenga intereses de propiedad.

Para comercializar con clientes regulados, se podría separar ambas actividades en empresas independientes, aunque sean del mismo propietario, pero estando obligada la propietaria de la infraestructura a otorgar acceso abierto a las redes en forma no discriminatoria a todos los comercializadores en dicha área de distribución.

### 1.6. Factibilidad de Separación Comercial y Física de la red

#### 1.6.1. Definición del Mercado

Se analizarán las ventajas y desventajas de mantener una fracción, toda la población o a nadie con la alternativa de una tarifa regulada. Se concluirá respecto de la mejor alternativa dado el contexto nacional.

Sobre la base de la experiencia internacional revisada, se estima conveniente al momento de segmentar el mercado objetivo para la comercialización hacia los consumidores en áreas de distribución, la conveniencia de mantener una opción base a un grupo de consumidores, de forma de asegurar la existencia de suministro eléctrico para ellos, debido a factores como:

- i) Desinterés de los comercializadores por clientes de bajo consumo
- ii) falta de capacidad para toma de decisión de selección de tarifa
- iii) posibilidad de retorno a la calidad de regulado ante malas experiencias de consumo.

Así, se plantea un mercado objetivo en tres etapas, lo que además permite que los contratos licitados completen su vigencia.

Las etapas de desarrollo y ampliación de mercado para la comercialización son las siguientes:

### 1.6.1.1. Etapa Inicial (2012-2017)

Esta etapa corresponde a la fase de penetración de la comercialización en las áreas de distribución, y cubriría los siguientes segmentos:

- Clientes libres (mayores a 2000 kW)
- Clientes regulados con opción de traspaso a cliente libre (2000 a 500 kW)
- Clientes regulados de alto consumo (mayor a 500 kWh/mes), acogidos a la opción de cliente libre que contrata una calidad especial de servicio.
- 

### 1.6.1.2. Etapa intermedia (2018-2022).

Ampliar el rango de clientes regulados con opción de traspaso a cliente libre, reduciendo el límite inferior a 250 kW.

### 1.6.1.3. Etapa de largo plazo (2023)

Ampliar el rango de clientes regulados con opción de traspaso a cliente libre, eliminando el límite inferior.

Se estima que este esquema no afectará los volúmenes comprometidos en los contratos licitados por las distribuidoras, ya que el solo crecimiento de los consumos regulados y el vencimiento de contratos para suministro a clientes regulados permitirá la penetración de la comercialización en distribución.

A modo de referencia se puede revisar lo ocurrido con la licitación de suministro de Chilectra y Chilquinta efectuada el 2011, las que requirieron suministro según se indica a continuación:

**Tabla 41**

	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
<b>Fecha de adjudicación</b>	24 de marzo de 2011	24 de marzo de 2011	24 de marzo de 2011
<b>Fecha de inicio de suministro</b>	Enero de 2013	Enero de 2014	Enero 2015
<b>Vigencia</b>	14 años	13 años	12 años
<b>Fin de Suministro</b>	Diciembre de 2026	Diciembre de 2026	Diciembre de 2026
<b>Energía Suministrada (base + variable)</b>	220 GWh/año	165 GWh/año	330 GWh/año

Bloque 1	
Fecha de adjudicación	24 de marzo de 2011
Fecha de inicio de suministro	Enero de 2014
Vigencia	14 años
Fin de Suministro	Diciembre de 2027
Energía Año 2014 (base + variable)	440 GWh/año
Energía Año 2015 (base + variable)	1.320 GWh/año
Energía Año 2016 -2027 (base + variable)	1.980 GWh/año

El resultado de la licitación implicó que de los 2,695 GWh en licitación sólo recibieron ofertas por 2,000 GWh, quedan sin asignar 695 GWh. Esto muestra que dicho monto no adjudicado, es un mercado de consumidores regulados que puede ser atendido por comercializadores, sin afectar contratos licitados.

A ello, se puede agregar los contratos que tenía Campanario Generación con las distribuidoras SAESA y CGED por 1750 GWh anuales, los que podrían ser servidos total o parcialmente por comercializadores.

### 1.6.2. Separación la comercialización y gestión de red de distribución.

La separación de la comercialización y la gestión de la red de transmisión en distribución es perfectamente factible y viable.

Con motivo de la Ley Corta I, ya se hizo una primera separación de las redes de transmisión administradas por las distribuidoras, al separar del esquema tarifario de distribución la red de subtransmisión que se encuentra en manos de las distribuidoras. Por lo tanto, es perfectamente posible extender dicho principio mediante la separación de las actividades de comercialización y transporte en red de distribución.

Sobre la base de la experiencia de la operación de la normativa de subtransmisión y distribución, se recomienda que las actividades de transporte de electricidad en subtransmisión y distribución deban ser efectuadas por sociedades independientes y sujetas a la supervisión de la SVS. En el caso de la subtransmisión, ésta se mantiene dentro de varias compañías como es el caso de Chilquinta y Chilectra.

Como parte de esta separación se recomienda mantener la responsabilidad en la Distribuidora de mantener un esquema del tipo *Price-to-beat* como el implementado en Texas y Noruega, en donde el distribuidor siempre es el "comercializador de último recurso" para los consumidores más protegidos o que enfrentan mayores asimetrías de información. La tarifa tipo *Price-to-beat* sería regulada y siempre podrían optar a ella los consumidores segmentados para ello.

De esta manera, se evita eventuales pérdida de beneficio social o bien el surgimiento de tales costos como consecuencia de distorsiones de mercado que pudiesen aprovechar los comercializadores. Además, permite a dichos consumidores más desprotegidos hacer contestable el mercado.

Así, la distribuidora tendría sólo una función de comercialización por defecto del tipo social de forma de proveer alternativa a los consumidores.

## 2. Diseño de Esquema General de Negocio de Comercialización.

### 2.1. Condiciones básicas para el modelo de comercialización

El modelo de comercialización que se propone debe cumplir con algunas condiciones básicas para asegurar mínimos niveles de competencia, evitar el ejercicio de poder de mercado, no afectar la seguridad de servicio y que existan costos de transacción bajos.

Al respecto se debe considerar las siguientes condiciones mínimas:

#### **2.1.1.1. Eliminación de barreras no económicas.**

Se requiere eliminar barreras tales como acceso al sistema de medición, mecanismos de mejorar del mismo, y desempeño no discriminatorio del servicio de transporte en distribución.

#### **2.1.1.2. Evitar el ejercicio de poder de mercado.**

Establecer estructura y mecanismo que asegure que se minimiza el ejercicio de poder de mercado del distribuidor, de generadores y de aquellos que se integren verticalmente.

#### **2.1.1.3. Reducción de los costos de transacción.**

Se debe viabilizar todos los mecanismos tecnológicos y de estructura de mercado que permitan reducir los costos de transacción entre comercializador y cliente, entre ellos el costo de medición y facturación. Asimismo, establecer mecanismos que permitan reducir los costos del comercializador.

#### **2.1.1.4. Acceso a la información de medición.**

Asegurar el libre acceso y transparencia de la información del sistema de medición y registro de disponibilidad de red de distribución.

### 2.1.1.5. Fácil movilidad de clientes

El modelo debe permitir movilidad entre comercializadores para el cliente. A modo de referencia, se debe eliminar conceptos tales como Potencia Remante establecido en el Decreto 73.

### 2.1.1.6. Protección a los clientes.

Se debe considerar un esquema del tipo *Price-to-beat* de Texas y Noruega, de forma tal que un segmento de clientes más pequeños siempre puedan abastecerse a precio regulado.

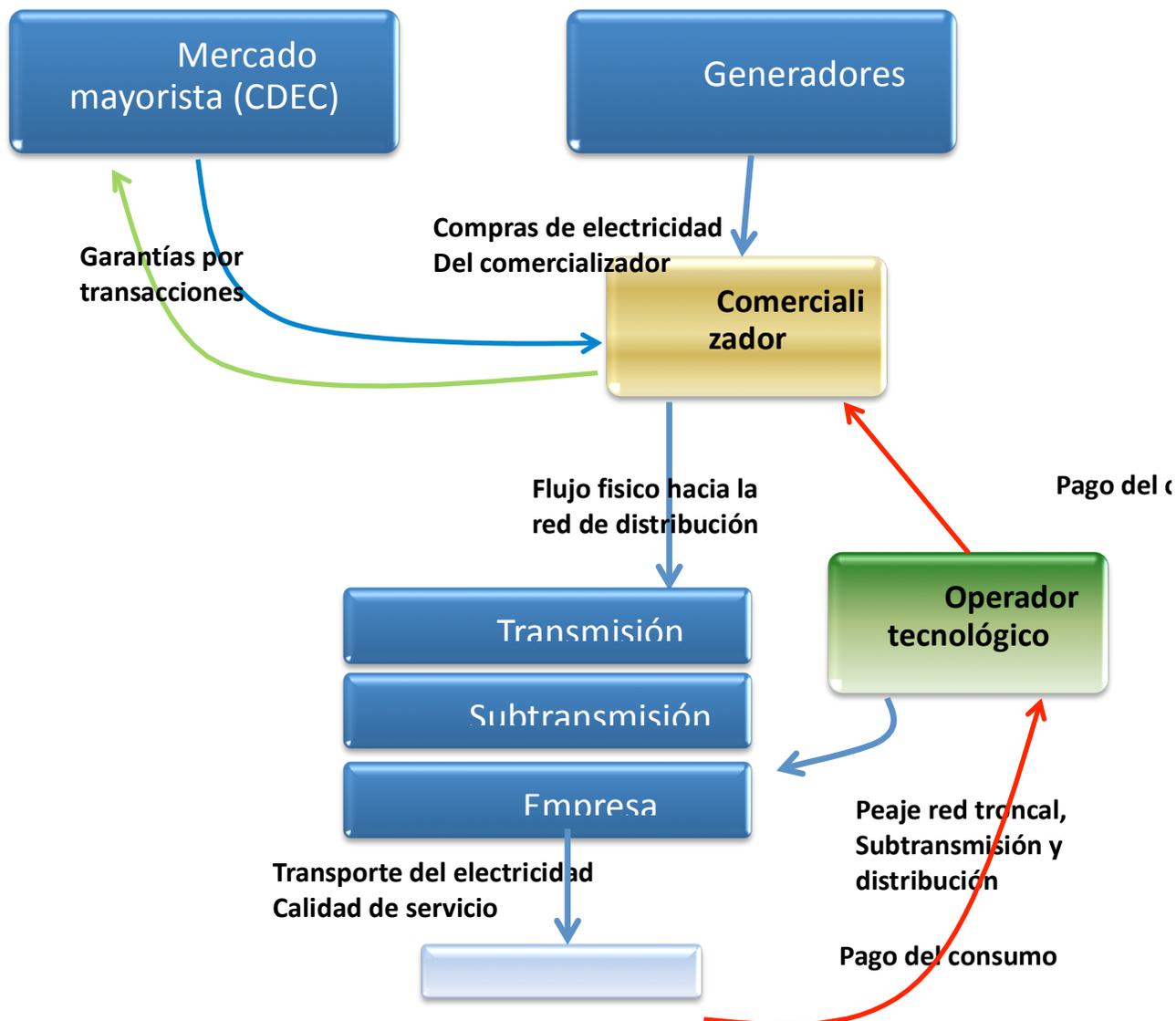
## 2.2. Modelo de comercialización propuesto

El modelo propuesto para la comercialización se muestra en la figura siguiente, la cual muestra los actores participantes en el mercado de comercialización y las relaciones que se establecerán entre ellos.

El modelo considera la participación de:

- **Mercado mayorista (CDEC).** El CDEC actúa en la valorización de transferencias y administración de garantías.
- **Generadores.** Suscriben contratos de energía firme con los comercializadores.
- **Operador tecnológico y financiero.** Efectúa la instalación, mantención y operación del sistema de medida, facturación y administración de transacciones asociadas a la comercialización.
- **Comercializador.** Efectúa la comercialización de electricidad con los clientes.
- Segmentos de red de transmisión troncal, subtransmisión y distribución. Proveen el servicio de transporte de electricidad hasta el consumidor final conforme a las segmentación establecida en la Ley
- **Cliente.** Clientes habilitados para optar por obtener su suministro de comercializadores.
- **SEC.** Fiscaliza la operación de los agentes participes en la comercialización.

Ilustración 38 Modelo de Comercialización propuesto



A continuación se describe con más detalle el rol de los agentes del modelo de comercialización.

### 2.2.1. Mercado mayorista (CDEC)

El CDEC efectuará la valorización de transferencias del comercializador en el mercado mayorista y la administración de las garantías provistas por el comercializador.

### 2.2.2. Generadores.

Los generadores deberán suscribir contratos de energía firme con los comercializadores para efectuar ventas a consumidores localizados en áreas de distribución.

En el evento en que un generador desee efectuar ventas en áreas de distribución, deberá crea una empresa comercializadora.

### 2.2.3. Operador tecnológico y financiero.

El Operador Tecnológico y Financiero deberá administrar, operar y mantener el sistema de medición en el área de distribución. Además, administrará las transacciones financieras y registrará la calidad de servicio en la red de distribución

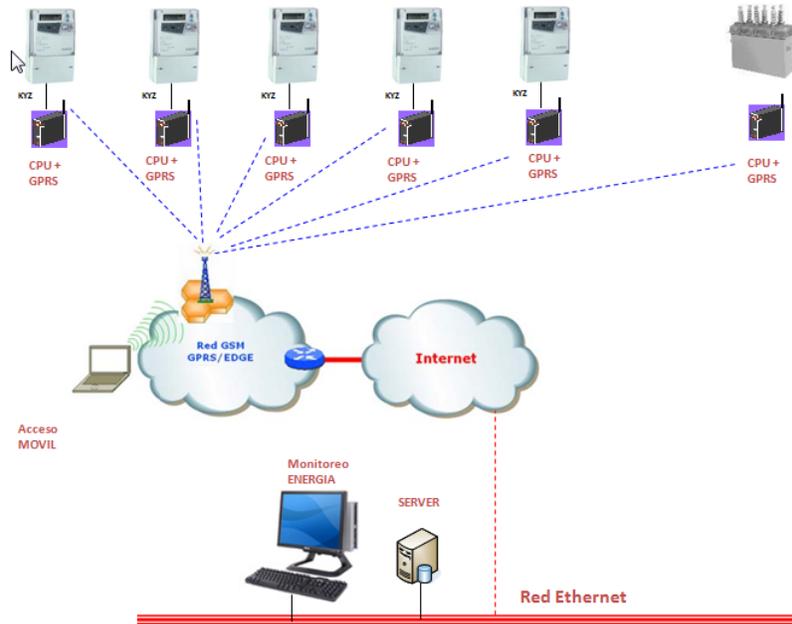
Las funciones del operador tecnológico serán:

- Administrar los sistemas de medición. Efectuando la lectura, facturación, instalación y mantención de medidores.
- Operar sistemas de información del consumo del cliente, para ser accedidos por el cliente y su comercializador en tiempo real.
- Efectuar el balance económico de las transacciones a clientes y pago de peajes a la distribuidora.
- Registra la disponibilidad del suministro de cada consumidor.

De esta manera se permite la movilidad de los clientes hacia distintos comercializadores, pues garantiza la disponibilidad de los equipos de medición e información de demanda.

La figura siguiente, muestra en forma simplificada el esquema de funcionamiento que tendría el operador tecnológico y financiero. Efectuaría el registro remoto de la información de medidores, los cuales por vías de comunicación de bajo costo (GPS, Wi-fi e internet) se subirían a sistemas de bases de datos para la gestión de demanda y facturación. Los clientes y los comercializadores podrán acceder a la información que requieran a través de vías de comunicación de bajo costo y amplia cobertura (internet).

#### **Ilustración 39 Esquema de funcionamiento del Operador tecnológico y financiero**



#### 2.2.4. Comercializador

Las responsabilidades del comercializador son:

- Obtener contratos de energía firme para servir a sus clientes
- Proveer las garantías necesarias al mercado mayorista para retirar energía destinada a sus clientes.
- Efectúa la comercialización de electricidad con los clientes.
- Destinar fondos para el pago de peajes.
- Las empresas que podrán efectuar comercialización serán:
- Filiales o coligadas de empresas generadoras.
- Filiales o coligadas de empresas distribuidoras, sólo fuera de su área de concesión.
- Sociedades dedicadas a la comercialización sin relación de propiedad con generadores, distribuidores y transmisores.

#### 2.2.5. Segmentos de red de transmisión troncal, subtransmisión y distribución.

Las empresas de transmisión troncal, subtransmisión y distribución proveen el servicio de transporte de electricidad hasta el consumidor final conforme a la segmentación establecida en la Ley.

Estas empresas deben ser sociedades anónimas sujetas a la supervisión de la SVS, con administraciones independientes entre ellas, para limitar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado.

Actualmente varias empresas mantienen integrada la subtransmisión, como es el caso de las Distribuidoras Chilectra y Chilquinta y la transmisora Transelec.

En el caso de las Distribuidoras y su participación en el modelo de comercialización propuesto, sus obligaciones y responsabilidades serán:

- Proveer el servicio de transporte de electricidad en la red de distribución.
- Asegurar la disponibilidad y confiabilidad de la red de distribución.
- Efectuar la operación de la red en forma segura, oportuna y no discriminatoria.
- Efectuar permanentemente la expansión oportuna de capacidad de la red de distribución y efectuar dichas inversiones, dado el carácter de servicio público.
- Proveer a los consumidores que se defina el suministro tipo *Price-to-beat* para asegurar una alternativa de suministro regulada a ellos.

### 2.2.6. SEC y Ministerio de Energía.

Fiscaliza la operación de los agentes participes en la comercialización.

Finalmente, el Ministerio de Energía deberá establecer un estándar o norma técnica con exigencias mínimas para medidores digitales modernos de forma tal que sean de acceso abierto y basados en protocolos estándares de comunicación, para evitar el uso de sistemas de medición propietarios con acceso cerrado que bloquean la posibilidad de efectuar comercialización.

## 2.3. Estimación de componentes de costos para el comercializador.

Se efectúa una estimación de los costos que debe asumir el comercializador para efectuar su actividad. Tal como se indico anteriormente, la plataforma tecnológica se basa en alternativas de comunicación y acceso de bajo costo, como son redes GPRS, WIFI e INTERNET.

En Chile existe amplia experiencia en transacciones remotas y sistemas de transmisión de datos vía red GPRS, lo que se han tomado como referencia para determinar los costos que vería el comercializador.

En esta estimación se incluyen los costos asociados a la estructura gerencial y de personal propio del Comercializador así como los costos asociados a las transacciones

### 2.3.1.1. **Administración y Ventas**

En la tabla que sigue se detallan los costos asociados a la labor de administración y captación de clientes:

**Tabla 42 Gastos de Administración y Ventas Empresa Comercializadora**

Personal Adm. y ventas		230.385.600
Gerente	\$	48.000.000
Operaciones	\$	30.000.000
Administrativos	\$	36.000.000
Secretaria	\$	9.600.000
Junior	\$	7.200.000
Vendedor 1	\$	16.800.000
Vendedor 2	\$	16.800.000
Vendedor 3	\$	16.800.000
Promotora 1	\$	10.800.000
Promotora 2	\$	10.800.000
Promotora 3	\$	10.800.000
Arriendo espacio stand	\$	6.105.600
Gastos Generales (5%)	\$	10.680.000

Estos costos consideran una empresa capaz de atender hasta 38.000 clientes, con un volumen de ventas cercano a los 160 GWh anuales. Con las cifras antes expuestas, el costo de comercialización es cercano a los 1,4 \$/kWh.

#### **2.3.1.2. Arriendo de medidor.**

Los medidores digitales se encuentran en niveles de precio cercanos a los US\$ 100 por equipo instalado. Así, se estima que el costo mensual por medidor sería aproximadamente \$400 por mes.

#### **2.3.1.3. Medición y Facturación.**

Con sistemas de post pago, el costos de medición y facturación estaría entre \$100 y \$300 vía electrónica. Si se considera sistemas de prepago, esto podría bajar al rango \$50 a \$150, dependiendo de los canales de pago. Para mayor detalle de un sistema de prepago, favor referirse a Anexo: Equilibrio financiero en el sector generación eléctrica en Chile.

#### **2.3.1.4. Cargo por administración de flujos de cobros a clientes y pagos de peajes.**

Este servicio reemplaza a la función de tesorería del comercializador, se estima este valor en el rango \$150 a \$300 por cliente.

# Capítulo V

---

## **Impacto económico de la participación del Comercializador**

## 1. Mercado Minorista

En esta sección se analiza la rentabilidad del sector distribución en Chile. Para ello se estudian antecedentes de tres empresas: Chilectra, Chilquinta y CGE Distribución. Los resultados de este análisis de rentabilidad sugieren que los distribuidores tienen niveles altos de renta que podrían reducirse garantizando la solvencia financiera de la empresa. Posteriormente se analiza el impacto en la demanda y el gasto final por caídas en el precio final. Los fundamentos de estas afirmaciones serán desarrollados en la sección siguiente.

En este análisis se asume que el distribuidor hace un *pass-through* de los precios por energía, potencia y transmisión según se exige en la regulación. Por ello, el exceso de renta se explicaría exclusivamente por el ejercicio mismo de la distribución. En este contexto, modificaciones a la normativa actual incluyendo la introducción explícita del agente comercializador, tienen el potencial de reducir estas rentas como se estimará en la sección siguiente. Sin embargo, es importante recalcar que el comercializador por sí solo no tiene el potencial de reducir toda esta renta y es necesario también revisar las distintas componentes del VAD. Por otra parte, la entrada del comercializador se asocia a otros beneficios que se explicarán en las siguientes secciones.

### 1.1. Análisis de Rentabilidad del Segmento de Distribución

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad a nivel de la industria de distribución entre  $10\% \pm 4\%$  al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución (Art.108° de la Ley; Art.304° del Reglamento). Las tarifas deben permitir que las distribuidoras obtengan rentas antes de impuestos en torno a estas cifras. La Ley no hace referencia a rentabilidad individual. La única excepción es que si una distribuidora tiene más del 50% de los ingresos totales, entonces se reduce su peso en la estimación de las tarifas.

En el proceso de definición de tarifas, la CNE chequea la rentabilidad de la industria (Art.307° del Reglamento) cada cuatro años. La rentabilidad de la industria se aproxima a la siguiente relación:

$$TIR \cong \frac{\sum_{i=1}^N (T_i \cdot q_i + OI_i) - \sum_{i=1}^N CE_i}{\sum_{i=1}^N VNR_i}$$

Donde N es el número de distribuidoras,  $T_i$  la tarifa de la distribuidora  $i$ ,  $q_i$  al consumo (demanda),  $OI_i$  otros ingresos,  $CE_i$  costos de explotación,  $VNR_i$  valor nuevo de reemplazo.

La experiencia internacional, particularmente en países de la OECD, se exigen tasas de rentabilidad menores a 10%. En Canadá en distribución eléctrica se establecieron como razonables ROEs entre 9.0 y 10.1% para el periodo 2009-2011<sup>143</sup>. En Europa también se regula considerando tasas de rentabilidad menores al 8%. Considerando datos reales, la tasa ROE media de las *electric utilities* para Estados Unidos es de 10.5%<sup>144</sup>.

### 1.1.1. Análisis Agregado de Tres Empresas Principales

El chequeo de rentabilidad que se realiza en Chile se hace con activos medidos a nivel agregado de VNR y con antecedentes que no están disponibles para su replicación. Como los datos reales de la operación no son medidos sobre la métrica de VNR, se utiliza el ROE (*Return On Equity*). La metodología de análisis para determinar la posible sobre renta de la industria es que se asume que un 10% de rentabilidad sobre patrimonio medido antes de impuestos (ROE) es un nivel de rentabilidad razonable para el equilibrio de mercado.

Los dos indicadores típicos de rentabilidad son ROE (*Return On Equity*) y ROA (*Return On Assets*). El ROE se obtiene como el cociente entre ganancias y patrimonio (*Equity*) mientras que en el ROA se obtiene como el cociente entre ganancias y activos. En contextos de regulación ambos indicadores suelen medirse antes de impuestos.

La diferencia entre ROE y ROA radica en los pasivos o el nivel de deuda que se manifiesta en la identidad financiera básica:  $\text{Activos} = \text{Pasivo} + \text{Patrimonio}$ . Luego, si una empresa no tiene deuda entonces los indicadores ROE y ROA coincidirán. Sin embargo, si la empresa apalanca adquiriendo deuda entonces el ROE crecerá por sobre el ROA, Al aumentar la deuda, una empresa aumenta sus activos debido al incremento en caja pero reduce su patrimonio.

En condiciones de deuda razonable y sin riesgos de incumplimientos, un ROE alto es una buena señal que la administración de una empresa sí está generando renta. El problema está en que si un ROA es demasiado bajo o si una empresa tiene demasiada deuda, un ROE alto puede llevar a conclusiones equivocadas.

Si bien la regulación determina los límites de rentabilidad sobre activos valorados en valor nuevo de reemplazo (ROA sobre VNR), para las empresas modelo de la industria se prefiere el ROE. Al no haber restricciones de financiamiento ni de riesgos importantes de incumplimiento para la industria, el ROE es preferible al ROA como indicador de rentabilidad.

Esta metodología es consistente con la experiencia internacional que suele medir los ROEs, y en que los países de la OECD suelen exigir ROEs inferiores al 10%.

---

<sup>143</sup><http://www.ceadvisors.com/news/PDFs/EXTERNAL%20Canadian%20Regulated%20Utility%20Return%20on%20Equity%20Case%20Study.pdf>

<sup>144</sup> [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/roe.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/roe.html)

La Tabla siguiente entrega las tasas de rentabilidad sobre patrimonio ROE estimadas agregando los resultados de tres de las principales distribuidoras del país: Chilectra, Chilquinta y CGE Distribución. El año 2010 estas tres empresas abastecieron a casi un 70% de los clientes regulados del SIC y vendieron más del 75% de la energía vendida a clientes regulados también en el SIC.

**Tabla 43: ROE antes de Impuestos se Sector considerando información agregada de Compañías Chilectra, Chilquinta y CGE Distribución.<sup>145</sup>**

Agregado tres empresas	2010	2009	2008	2007	2006
Ganancia antes de Impuestos	223.755.269	314.305.110	254.754.575	228.343.372	184.595.367
Patrimonio	1.652.635.839	1.514.481.391	1.262.191.384	1.184.453.767	1.097.425.504
ROE	13,5%	20,8%	20,2%	19,3%	16,8%

La rentabilidad conjunta ha sobrepasado sistemáticamente el límite de 14% sugerido por la regulación. El único año donde la tasa se encuentra casi en el extremo superior de la banda es el 2010 (año del terremoto).

Incluso considerando que Chile puede tener niveles de riesgo algo mayores que otros países de la OECD, las tasas de rentabilidad a nivel nacional parecen ser altas. Esto incluso respecto de la misma regulación nacional. Lo anterior sugiere que existe espacio reducir las tarifas de los consumidores finales y que las distribuidoras aún reciban una renta razonable. Es decir, sería posible aumentar el excedente del consumidor.

La Tabla siguiente muestra los ingresos agregados de las tres compañías, la cantidad de energía y el precio medio (cociente entre ingresos y cantidad de energía).

**Tabla 44: Ingresos, Ventas y Precios Medios**

3 Compañías	2010	2009	2008
Ingresos (M\$)	1.915.688.583	1.992.999.577	1.978.636.392
Cantidad de Energía (GWh)	21.704	21.228	21.202
Precio Medio (\$/MWh)	88.266	93.886	93.323

Si se exigiera que la rentabilidad fuese de 10% cada año, los precios medios anteriores podrían bajar casi 6% (cifra del promedio de los tres años). Este cálculo se obtiene simplemente bajando los ingresos (reduciendo el precio medio anterior) hasta lograr la tasa de ROE de 10% buscada.

<sup>145</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de compañías distribuidoras.

## 1.1.2. Análisis Individual por Empresa

Es posible apreciar que individualmente las distribuidoras han presentado también altas tasas de rentabilidad. La excepción podría ser Chilquinta. La tasa del año 2008 no se explica por actividades del propio ejercicio de la empresa sino que por pérdidas del resultado no operacional. En efecto, al examinar las cifras de Chilquinta para el año 2008 se aprecia que tanto éste año como el 2009 el resultado operacional está en el orden de \$40 mil millones. El 2008, sin embargo, hay un monto muy alto de egresos no operacionales (de -64 mil millones) que lleva a los resultados finales. Esta cifra altera significativamente el promedio. Al contrario, Chilectra presenta tasas sistemáticamente altas (sobre 16%).

**Tabla 45: ROE antes de Impuestos para cada Empresa<sup>146</sup>**

Empresa	2010	2009	2008	2007	2006	Promedio
Chilectra	15,9%	22,1%	30,8%	18,5%	17,2%	20,9%
Chilquinta	13,5%	17,0%	-26,9%	17,0%	7,3%	5,6%
CGE D	4,7%	19,0%	21,3%	24,5%	26,0%	19,1%

### 1.1.2.1. Chilectra

La Tabla siguiente presenta las rentabilidades sobre activos y patrimonio antes y después de impuestos y datos que permiten estimarlas. Se incluyen las cifras después de impuestos porque son valores de éstas las que las compañías suelen incluir en sus memorias anuales. Los cambios en los resultados se deben a los cambios en las ganancias y patrimonio.

**Tabla 46: Ganancias, Activos, Patrimonio, ROE, ROA para Chilectra<sup>147</sup>**

Chilectra	2010	2009	2008	2007	2006
Ganancia antes de Impuestos	174.350.550	226.829.051	263.473.215	140.602.079	127.442.451
Ganancia después de Impuesto	150.948.352	205.764.652	226.029.965	128.107.656	248.931.297
Activos	1.461.974.176	1.395.609.241	1.410.719.812	1.244.512.416	1.308.826.576
Patrimonio	1.093.719.833	1.028.310.438	855.280.839	759.014.600	740.198.338
ROA (antes de impuestos)	11,9%	16,3%	18,7%	11,3%	9,7%
ROE (antes de impuestos)	15,9%	22,1%	30,8%	18,5%	17,2%
ROA (después de impuestos)	10,3%	14,7%	16,0%	10,3%	19,0%
ROE (después de impuestos)	13,8%	20,0%	26,4%	16,9%	33,6%

<sup>146</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de compañías distribuidoras.

<sup>147</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de Chilectra.

La Tabla siguiente muestra los ingresos por energía de la compañía, la cantidad de energía vendida y el precio medio (cociente entre ingresos y cantidad de energía).

**Tabla 47: Ingresos, Ventas y Precios Medios para Chilectra<sup>148</sup>**

Chilectra	Unidad	2010	2009	2008
Ventas de Energía (M\$)	M\$	900.798.434	1.007.550.579	952.015.415
Cantidad de Energía	GWh	13.098	12.585	12.535
Precio Medio	\$/MWh	68.774	80.060	75.949

Si se le exigiera que la tasa ROE fuese de 10% cada año, los precios medios anteriores podrían bajar 13% (cifra del promedio de los tres años 2008-2010). Este cálculo se obtiene simplemente bajando los ingresos (reduciendo el precio medio anterior) hasta lograr la tasa de ROE de 10% buscada.

### 1.1.2.2. Chilquinta

La Tabla siguiente presenta las rentabilidades sobre activos y patrimonio antes y después de impuestos y datos que permiten estimarlas.

**Tabla 48: Ganancias, Activos, Patrimonio, ROE, ROA para Chilquinta<sup>149</sup>**

Chilquinta	2010	2009	2008	2007	2006
Ganancia antes de Impuestos	35.590.348	41.704.810	-53.200.273	37.277.033	13.997.156
Ganancia después de Impuesto	30.201.880	34.468.357	-34.277.837	29.148.582	8.956.458
Activos	481.804.519	445.707.063	405.704.484	451.771.866	432.281.673
Patrimonio	264.181.994	245.409.162	198.036.790	219.424.349	191.325.102
ROA (antes de impuestos)	7,4%	9,4%	-13,1%	8,3%	3,2%
ROE (antes de impuestos)	13,5%	17,0%	-26,9%	17,0%	7,3%
ROA (después de impuestos)	6,3%	7,7%	-8,4%	6,5%	2,1%
ROE (después de impuestos)	11,4%	14,0%	-17,3%	13,3%	4,7%

La Tabla siguiente muestra los ingresos por energía de la compañía, la cantidad de energía vendida y el precio medio (cociente entre ingresos y cantidad de energía).

148 Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de Chilectra.

149 Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de Chilquinta

**Tabla 49: Ingresos, Ventas y Precios Medios para Chilquinta.<sup>150</sup>**

Chilquinta	Unidad	2010	2009	2008
Ventas de Energía (M\$)	M\$	307.365.022	293.506.328	300.347.337
Cantidad de Energía	GWh	2.159	2.281	2.303
Precio Medio	\$/MWh	142.398	128.680	130.410

El ejercicio de reducción de tarifas no resulta factible para Chilquinta por tener un ROE negativo al año 2008. Es decir, el promedio de los ROE entre los años 2008 y 2010 es menor a 10% por lo que no es posible considerar caídas en los ingresos (precios) de forma tal de llegar a la rentabilidad del 10%. Si sólo se consideraran los años 2009 y 2010 (y si se ignorara el 2008) las tarifa pueden reducirse más de 4% (en promedio de estos dos años).

### 1.1.2.3. CGE

La Tabla siguiente presenta las rentabilidades sobre activos y patrimonio antes y después de impuestos y datos que permiten estimarlas.

**Tabla 50: Ganancias, Activos, Patrimonio, ROE, ROA para CGE<sup>151</sup>**

CGE	2010	2009	2008	2007	2006
Ganancia antes de Impuestos	13.814.371	45.771.249	44.481.633	50.464.260	43.155.760
Ganancia después de Impuesto	12.098.435	37.759.309	36.849.834	41.944.810	36.548.954
Activos	663.259.947	519.149.699	504.491.000	424.426.000	374.188.314
Patrimonio	294.734.012	240.761.791	208.873.755	206.014.818	165.902.064
ROA (antes de impuestos)	2,1%	8,8%	8,8%	11,9%	11,5%
ROE (antes de impuestos)	4,7%	19,0%	21,3%	24,5%	26,0%
ROA (después de impuestos)	1,8%	7,3%	7,3%	9,9%	9,8%
ROE (después de impuestos)	4,1%	15,7%	17,6%	20,4%	22,0%

La Tabla siguiente muestra los ingresos por energía de la compañía, la cantidad de energía vendida y el precio medio (cociente entre ingresos y cantidad de energía).

<sup>150</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de Chilquinta.

<sup>151</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de CGE

**Tabla 51: Ingresos, Ventas y Precios Medios para CGE<sup>152</sup>**

CGE D	Unidad	2010	2009	2008
Ventas de Energía (M\$)	M\$	605.322.557	633.253.617	654.450.553
Cantidad de Energía	GWh	6.447	6.362	6.364
Precio Medio	\$/MWh	93.892	99.537	102.836

Si se exige que la rentabilidad promedio de los tres años (2008-2010) fuese 10%, las tarifas medias del mismo periodo podrían bajar algo menos de 2% (sin considerar caídas de la rentabilidad el 2010).

## 1.2. Impactos en Demanda y Gastos del Consumidor

En esta estimación se examina el impacto que una pequeña reducción en el precio final podría tener sobre la demanda y el gasto de los consumidores.

Para poder obtener información por tipo de cliente se utilizan los datos proporcionados por el Ministerio de Energía (ME) para tal propósito. Sin embargo, es importante destacar que esta información presenta inconsistencias importantes con aquella disponible de las memorias de las distribuidoras.

La Tabla siguiente presenta el número de clientes para los clientes regulados asociados a las tarifas BT1a, BT2PP, AT4.3. Cada una de estas tarifas se asocia a clientes residencial, comercial e industrial respectivamente. Estas cifras fueron entregadas por el ME. En el mismo Tabla se incluye el total de clientes según las memorias de cada distribuidora considerada. Todos los valores corresponden al año 2010.

**Tabla 52: Número de Clientes para Tres Tipos de Tarifas para año 2010<sup>153</sup>.**

Empresa	Residencial (BT1a)	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)	Total ME	Memorias Distribuidoras
Chilquinta	493.918	1.458	1.913	497.289	499.325
Chilectra	1.538.691	10.358	3.378	1.552.427	1.609.652
CGED	1.270.795	13.203	4.811	1.288.809	1.311.176

Los valores muestran que el número de clientes de las tarifas consideradas representa casi el 98% si considera que el número entregado por las distribuidoras es el total.

La Tabla siguiente presenta la cantidad de energía vendida (GWh) asociada a cada tarifa. Esta cantidad es comparada con el total de ventas declarado en las memorias de las distribuidoras para el 2010.

<sup>152</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando datos obtenidos de memorias anuales de CGE

<sup>153</sup> Fuente: Ministerio de Energía (2012) y Memorias de Distribuidoras.

**Tabla 53: Cantidad de Energía Vendida por Tipo de Cliente Regulado año 2010 (GWh)<sup>154</sup>.**

Empresa	Residencial (BT1a - Base)	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)	Total ME	Memorias Distribuidoras
Chilquinta	860	15	627	1.501	2.159
Chilectra	3.689	88	2.526	6.303	13.098
CGED	2.316	241	1.923	4.480	6.447
<b>Total</b>	<b>6.865</b>	<b>344</b>	<b>5076</b>	<b>12284</b>	<b>21704</b>

Si las cifras anteriores son consistentes entonces el 2% de los clientes consume el 43% de la energía vendida.

La Tabla siguiente presenta los ingresos por ventas asociados a cada tarifa. Esta cantidad es comparada con el total de ingresos declarado en las memorias de las distribuidoras para el 2010.

**Tabla 54: Ingresos por Ventas por Tipo de Cliente Regulado año 2010 (M\$)<sup>155</sup>.**

Empresa	Residencial (BT1a )	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)	Total ME	Total Memorias
Chilquinta	87.550.529	1.613.790	44.773.107	133.937.426	307.365.022
Chilectra	305.241.296	7.787.760	131.481.327	444.510.383	900.798.434
CGED	209.128.227	22.877.645	123.437.837	355.443.709	605.322.557

Las cifras de ingreso anteriores agregan ventas por energía y potencia para los clientes comerciales e industriales. Los cargos residenciales no incluyen cobros explícitos por potencia. La tabla siguiente muestra los ingresos agregados para las tres empresas para clientes comerciales e industriales desagregando ingresos por energía y potencia.

**Tabla 55: Ingresos de Energía y Potencia por Tipo de Cliente Regulado año 2010 (M\$)<sup>156</sup>.**

Empresa	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)
<b>Potencia</b>	14.151.326	60.297.400
<b>Energía</b>	18.127.868	239.394.871

<sup>154</sup> Fuente: Ministerio de Energía (2012) y Memorias de Distribuidoras.

<sup>155</sup> Fuente: Ministerio de Energía (2012) y Memorias de Distribuidoras

<sup>156</sup> Fuente: Ministerio de Energía (2012).

De las cifras del ME, en el caso de los clientes comerciales los gastos por potencia representan más del 40% del total del gasto (de potencia y energía) mientras que en los clientes industriales esta cifra baja a 20%.

Si los valores de ingreso anteriores son consistentes entonces el 2% de los clientes que no estaría en los datos del ME, es responsable de casi el 49% de los ingresos de las distribuidoras. Esta es la diferencia de ingreso entre las memorias de las distribuidoras y las del ME.

En los cálculos siguientes se utilizan los antecedentes entregados por el Ministerio de Energía. La Tabla siguiente se presenta los ingresos, consumos agregados por tipo de tarifa y el precio medio resultante.

**Tabla 56: Ingresos por Ventas por Tipo de Cliente Regulado año 2010 (M\$)<sup>157</sup>**

	Residencial (BT1a )	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)
<b>Ingreso Total (M\$)</b>	601.920.052	32.279.194	299.692.272
<b>Consumo Total (GWh)</b>	6.864	343	5.076
<b>Precio Medio (\$/MWh)</b>	87.691	93.983	59.041

Para estimar el impacto de una reducción de 1% en la cantidad demanda y en la gasto de agregado de cada tipo de consumidor se asumirá una función de demanda isoelástica por tipo de cliente. Es decir, para cada tipo de cliente se asume una relación del tipo:

$$x(p) = ap^{-\epsilon}$$

Donde  $a$  es una constante,  $\epsilon$  representa la elasticidad de la demanda,  $x$  representa la energía demandada y  $p$  el precio medio. Notar que hay una función de demanda por cada tipo de cliente.

De la Tabla anterior, y para cada tipo cliente, se tiene un par precio-cantidad. Si además se asume un valor determinado para la elasticidad se puede estimar el parámetro  $a$ . La Tabla siguiente presenta valores de elasticidad de demanda eléctrica encontrados en la literatura.

---

<sup>157</sup> Fuente: Elaboración Propia en base a Ministerio de Energía (2012).

Tabla 57: Estudios de Elasticidad Precio de la Demanda<sup>158</sup>

Estudio	Origen	Corto plazo	Largo plazo
Taylor(1975)	US	-0,9 a -0,13 residencial -0,17 comercial	-2 a 0 residencial -1,36 comercial
Bohi & Zimmerman (1984)	US	-0,2 residencial	-0,7 residencial
Maddala (1997)	US	-0,16 residencial	-0,24 residencial
Garcia-Cerruti(2000)	US	-0,17 residencial	-
Bernstein – Griffin (2004)	US	-0,2 residencial -0,21 comercial	-0,32 residencial -0,97 comercial
Fuenzalida (1986)	Chile	-0,09 a -0,04 residencial	-
Fierro y Serra (1990)	Chile	-0,06 residencial	-0,16 residencial
Benavente – Galetovic (2005)	Chile	-0,0548 residencial	-0,39 residencial
Boonekamp (2005)	Holanda	-0,11 residencial	-

La Tabla siguiente presenta la cantidad demandada por tipo de cliente y para distintos niveles de elasticidad, si el precio medio estimado cae en 1%. Se incluyen elasticidades fuera del rango de la Tabla anterior (elasticidad de 2) para explicitar la dependencia de los resultados de este parámetro. Notar que para un nivel de elasticidad cero (una demanda perfectamente inelástica) obtenemos exactamente las mismas demandas de la tabla 56 (lo que era esperable). Al considerar niveles de elasticidad no nulos caídas en el precio llevan a aumentos de demanda.

Tabla 58: Cantidad demandada ante Reducción de 1% en Precio Medio para distintos Valores de Elasticidad y por Tipo de Cliente (GWh)<sup>159</sup>

Elasticidad	0	0.06	0.16	0.39	0.7	1.1	2
BT1	6.864	6.868	6.875	6.891	6.913	6.940	7.003
BT2PP	343	344	344	345	346	347	350
AT4	5.076	5.223	5.477	6.109	7.078	8.559	13.123

Para estimar el cambio en gasto, utilizamos la siguiente relación dependiente explícitamente de la elasticidad:

$$\frac{d}{dp}(pq(p)) = q(p) + pq'(p) = q(p) \left( 1 + \frac{pq'(p)}{q(p)} \right) = q(p)(1 - \epsilon)$$

<sup>158</sup> Fuente: Cisterna Marcos, “Metodología de Cálculo de Costo de Falla Intempestivo”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, 2008.

<sup>159</sup> Fuente: Elaboración Propia

Luego, aproximamos el impacto en gasto de los consumidores (o ingreso de las distribuidoras) ante un cambio en el precio según la relación:

$$\Delta(pq(p)) \approx q(p)(1 - \epsilon)\Delta p$$

Se puede apreciar que si el precio baja, cae también el gasto siempre que la demanda sea relativamente inelástica ( $\epsilon < 1$ ). Para Chile, las estimaciones que la demanda es relativamente inelástica lo que llevaría a un descenso en el gasto de los consumidores ante una caída en el precio final.

La Tabla siguiente presenta los cambios en gasto de los consumidores si los precios medios caen 1%. De estos valores es posible inferir que el ahorro máximo llega a 1% para la demanda perfectamente inelástica.

**Tabla 59: Cambio en Gasto de los Consumidores ante Caída de 1% en Precio Medio para distintos Valores de Elasticidad (\$)<sup>160</sup>**

Elasticidad	0	0.06	0.16	0.39	0.7	1.1	2
BT1	-6.019.200.519	-5.658.048.488	-5.056.128.436	-3.671.712.317	-1.805.760.156	601.920.052	6.019.200.519
BT2PP	-322.791.944	-303.424.427	-271.145.233	-196.903.086	-96.837.583	32.279.194	322.791.944
AT4	-2.996.922.718	-2.817.107.354	-2.517.415.083	-1.828.122.858	-899.076.815	299.692.272	2.996.922.718

Considerando elasticidades entre 0,06 y 0,16 se obtiene que los ahorros están en torno a 800 \$/MWh para clientes residenciales y comerciales, y 500 \$/MWh para clientes industriales.

Análogamente (para los mismos niveles de elasticidad) un cliente medio residencial pagaría anualmente en torno a \$2 mil menos, un cliente comercial \$13 mil menos y un industrial \$300 mil menos.

---

<sup>160</sup> Fuente: Elaboración Propia

### 1.3. Resumen y Consideraciones Finales

Del análisis de los datos de la industria de distribución considerando las empresas Chilectra, Chilquinta y CGED se depende que la industria tiene altos niveles de renta. A pesar que la regulación nacional chequea la rentabilidad de las distribuidoras valorando activos a través de VNR, estos valores no se encuentran disponibles año a año por lo que no se puede realizar el chequeo de rentabilidad que la ley señala ex post. Para poder realizar algún análisis nacional de las rentas de esta industria, se revisa la experiencia internacional donde se evidencia claramente que una rentabilidad medida como ROE de 10% es más que adecuada (e incluso alta).

Considerando las cifras de las tres empresas de forma agregada se aprecia que las empresas podrían bajar las tarifas en torno a un 6% promedio para obtener una rentabilidad media de 10% cada año entre 2008-2010. Esto equivale a decir que en conjunto las distribuidoras obtienen anualmente un ingreso adicional del orden \$115 mil millones promedio que podrían dejar de ganar y seguir obteniendo rentas razonables. Esto también quiere decir que los consumidores finales podrían beneficiarse por un ahorro equivalente.

El análisis por empresa muestra a Chilectra como la empresa con mayores rentas sistemáticamente. CGED parece tener altas rentas salvo el 2010 posiblemente por causa del terremoto de ese año. Chilquinta también exhibe altas rentas pero un año con un muy mal resultado afecta el promedio.

Usando los datos de CNE es posible desagregar por tipo de cliente donde se examina el impacto de la reducción de 1% en el precio final. Considerando elasticidades de demanda en los rangos estimados para Chile (entre 0,06 y 0,16) se obtiene que los ahorros por cada punto porcentual de caída del precio, estarían en torno a 0.8 \$/kWh para clientes residenciales y comerciales, y 0.5\$/kWh para clientes industriales. Análogamente, un cliente medio residencial pagaría anualmente en torno a \$2 mil menos, un cliente comercial \$13 mil menos y un industrial \$300 mil menos por cada punto de caída en el precio final.

## 2. Mercado Mayorista

La introducción del Comercializador conlleva un cambio en la estructura del mercado mayorista, modificando su actual configuración de un mercado basado en transacciones a precios spot entre generadores, y a contratos de largo plazo entre generadores y clientes (distribuidoras e industriales), a un **Mercado Mayorista Organizado (MMO)** donde se aumenta la profundidad y liquidez del mismo.

### 2.1. Profundidad de Mercado

La profundidad de un mercado se refiere al tamaño del mismo respecto del tamaño de una orden de compra o venta, capaz de mover el precio en cantidad determinada. Si un mercado es *profundo*, se requiere una transacción de gran tamaño para mover el precio de mercado. La profundidad del mercado está relacionada a la liquidez, que es la facilidad de encontrar una contraparte para una determinada transacción. Un mercado profundo es a la vez un mercado líquido. Los factores que influyen en la profundidad del mercado son:

- 1) tamaño de órdenes, que se refiere a los incrementos de precio al cual se transan los bienes, es decir, un mercado que transa en centésimas de dólar es más profundo que un mercado que transa sólo en dólares;
- 2) restricciones de movimiento de precios, que se requiere a los límites establecidos por los reguladores para evitar movimientos bruscos de precios en una determinada sesión de transacciones;
- 3) límites de exposición mediante derivados;
- 4) límites de apalancamiento o endeudamiento; y
- 5) transparencia de mercado, que se refiere a la publicidad de las últimas transacciones, así como de las ofertas de compra y venta, incluido los tamaños de dichas transacciones<sup>161</sup>.

La profundidad se logra con la introducción de contratos de energía a precios y plazos estandarizados, a los cuales los distintos actores del mercado podrán tener acceso con el fin de contratar su energía (compra y venta), así como cubrir eventuales riesgos producto de la variación de su propia oferta y demanda.

Un contrato estandarizado contiene cláusulas pre-definidas por una de las partes, o bien por un organismo de intermediación, en el cual se acuerda el intercambio de una cantidad específica de bienes y en una determinada calidad. La ventaja de un contrato estandarizado, es que puede ser utilizado por diferentes partes y un mismo contrato ser transado varias veces en el tiempo de modo de asegurar su liquidez o fungibilidad en el mercado. En el caso del sector energía, un contrato estandarizado contendrá las provisiones necesarias para acordar la entrega de un bloque de energía (horario o diario), en una fecha determinada (en el

---

<sup>161</sup> Diccionario de Términos Financieros e Inversión, John Downes y Jordan Elliot Goodman, 7th Edición en Inglés

futuro), con entrega en una determinada barra, o bien referido a la barra de referencia. Así un contrato tendrá la siguiente estructura:

Contrato Estandarizado:

- Volumen: xx MWh
- Fecha de Entrega: Día, Mes, Año
- Barra de Entrega: SS/EE xxxxx, en 220 kV
- Precio: US\$ xx/MWh
- Depósito en Garantía: US\$ xxxx (para garantizar el cumplimiento del contrato)
- Llamada de Margen: US\$ xxxxx (en caso que el *fair value* o valor justo del contrato sea inferior a un determinado monto incluida la garantía, gatilla un depósito adicional de la parte con exposición negativa)
- Entrega Física o Compensación Financiera: (Las partes pueden acordar que el contrato sea registrado como un retiro e inyección en el sistema eléctrico, o bien una compensación financiera, en que se compara el precio del mercado al precio del contrato, y la parte con saldo positivo recibe la diferencia)

Por ejemplo, un mercado mayorista profundo debe contener contratos de energía a distintos plazos, pudiendo ser a 1 o más días, 1 o más meses, o 1 o más años. Los contratos deben ser estandarizados de modo que cualquier oferente o adquirente pueda contratarse a los distintos plazos mediante uno o varios contratos a diferentes plazos. Asimismo, cualquier exceso de oferta puede ser fácilmente colocado en el mercado mayorista, asumiendo las diferencias de precios obviamente, por cualquier actor del mercado. Las estructuras de precios de dichos contratos también deben ser estandarizadas de modo que dichos contratos puedan ser transables en un mercado secundario, es decir, los contratos sean fungibles.

Dada la alta concentración de los mercados de generación, no será automática la creación de un mercado profundo mediante la oferta voluntaria de contratos estandarizados por parte de los generadores principales. Por ello, y al igual que ocurre en el Reino Unido, el regulador requirió que los actores principales del mercado actúen como *Market Makers*, esto es, que dichos participantes de mercado deban ofrecer en forma permanente un porcentaje definido de su generación para los diferentes plazos de mercado. Estas ofertas deben ser de compra y de venta, es decir, siempre dando *puntas de compra y venta* para los distintos contratos, facilitando que el resto de los actores pueda estructurar sus ofertas comerciales en base a dichas señales de mercado provistas por los *Market Makers*.

La fungibilidad de los contratos permite monitorear la exposición al riesgo de mercado de cada uno de los agentes del mercado eléctrico operando como comercializadores. El regulador deberá tener acceso a los compromisos contractuales de los agentes de mercado incluyendo volúmenes y plazos contratados y precio, ya sea de manera agregada o detallada. En todo caso, la información de los clientes que no sean agentes de mercado, debe mantenerse privada por no ser relevante para el funcionamiento del mercado. El nivel de exposición al riesgo de mercado se logra vía la valorización de todos sus contratos tanto de venta de energía a clientes finales o a comercializadores, como sus contratos de compra a los generadores o al MMO como tal. Con las oferta de precio para contratos estandarizados (puntas de compra y venta) se puede construir la de precios de suministro eléctrico para todos los periodos. Estas ofertas son obtenidas desde los *Market Makers*, al inicio, y luego por el mercado cuando exista suficiente dinamismo. Esta curva de precios

agrega un instrumento objetivo de control de riesgos al mercado, ya que cada agente podrá calcular su exposición al riesgo de mercado. De este modo, el regulador podrá fijar exposiciones máximas al riesgo de mercado, y monitorear en forma permanente a todos los agentes. En caso que alguno sobrepase dichos límites, éste estará obligado a contratar coberturas en el MMO para los períodos en que se exceda su exposición de mercado. Al ser un mercado profundo siempre habrá oferta suficiente para todos los plazos en cuestión.

De haber existido un mecanismo como el indicado, se habría evitado la exposición excesiva de algunos actores del mercado, como lo fue Campanario Generación S.A., y se habría evitado la interrupción de la cadena de pagos al haberse evitado su quiebra. En dicho caso, se habría detectado en forma temprana su excesiva exposición al mercado, al haberse valorizado sus contratos de venta de energía a sus clientes con la curva de precios de mercado. Con la detección temprana se habría exigido a Campanario a contratar en el MMO contratos a los plazos en que su exposición se encontraba fuera de límites.

## 2.2. Liquidez del Mercado

La liquidez de un mercado es la habilidad de vender o comprar un determinado activo en forma rápida y en gran cantidad sin afectar sustancialmente el precio de mercado. Acciones como las del IPISA son acciones líquidas porque son activamente transadas en las bolsas y su precio no se moverá sustancialmente con varias transacciones. Liquidez también se refiere a la habilidad de convertir un activo en dinero en forma rápida. Por ejemplo, las mismas acciones pueden ser vendidas en forma rápida y obtener el dinero de dicha venta en un plazo corto<sup>162</sup>.

Asimismo, se propone darle liquidez al mercado mayorista mediante la participación del sector financiero, a fin de que los agentes financieros participen tomando posiciones financieras sobre el mercado eléctrico, y a la vez desarrollen instrumentos financieros de coberturas de riesgos (futuros, forwards, y opciones), a fin de contribuir a la mitigación de riesgos de mercado.

El sector financiero tendrá a los *Market Makers* como referencias principales para la construcción de las estructuras financieras que ofrezcan a todos los participantes del mercado, incluidos los *Market Makers*. Para el caso del sector eléctrico, los *Market Makers* naturales serían las tres empresas dominantes en cada mercado SIC y SING, debiendo ellas ofrecer bloques de energía de tamaño relevante tanto para comprar como vender energía.

De acuerdo con la experiencia internacional, el mercado financiero es capaz de proveer en promedio hasta 1 vez la porción aportada por los *Market Makers*.

---

<sup>162</sup> Diccionario de Términos Financieros e Inversión, John Downes y Jordan Elliot Goodman, 7th Edición en Inglés

En Chile la presencia de bancos de inversión con exposición a mercados de commodities, tanto extranjeros (JP Morgan, Morgan Stanley, Santander, BBVA), como locales (Celfin, Larrain Vial, Chile, etc.), permite anticipar que habrá suficiente liquidez en un mercado eléctrico financiero.

Haciendo un símil con el sector financiero chileno, en que en distintos instrumentos existe suficiente profundidad, tales como tasas de interés a distintos plazos y monedas (UF y pesos), y también en monedas dólares.

En un principio los *Market Makers* eran los principales bancos, en que se comprometían a contestar siempre ofertas de compra y venta, pero a medida que fue evolucionando y tomando dinamismo, disminuyó la necesidad de dicho rol, tal cual ocurre en la actualidad.

### 2.3. Impacto en Tecnologías ERNC

Las principales barreras que enfrentan las tecnologías ERNC para aumentar su participación en el mercado Chileno es la falta de financiamiento y acceso al mercado. Ambas van unidas entre sí, ya que el financiamiento bancario requiere flujos estables en el largo plazo, y para ello es esencial contar con acceso a contratos de suministro. En la actual configuración del mercado Chileno, basado en contratos rígidos entre generadores y clientes (distribuidoras e industriales), las ERNC enfrentan grandes dificultades en lograr *Power Purchase Agreements* (PPAs) debido a la naturaleza intermitente de su generación.

La dificultad de lograr contratos radica en la alta volatilidad del costo marginal tanto estacional como intradiario, que aumenta en forma considerable el riesgo de ofrecer un suministro a precio fijo quedando expuesto a la variabilidad del costo marginal para los períodos del día en que el recurso natural escasea. En la siguiente tabla se muestran ejemplos de volatilidades de costo marginal en distintos años recientes, que evidencian la alta magnitud de los mismos.

Gráfico 73

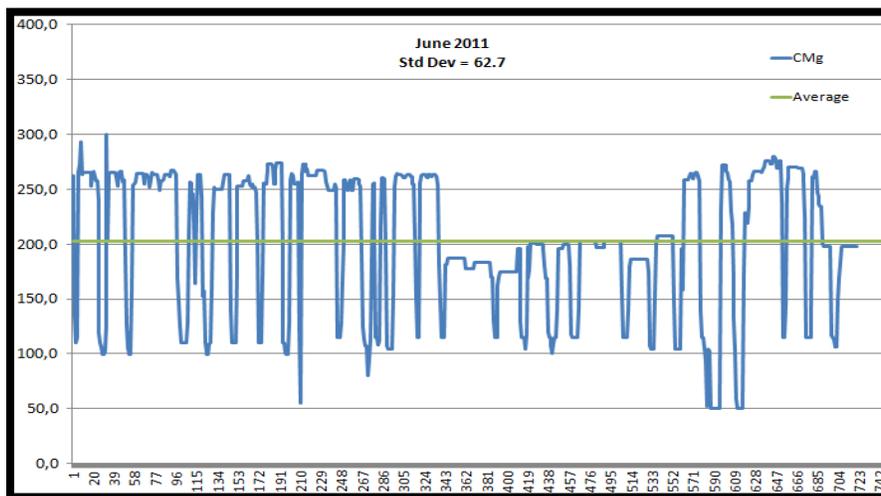


Gráfico 74:

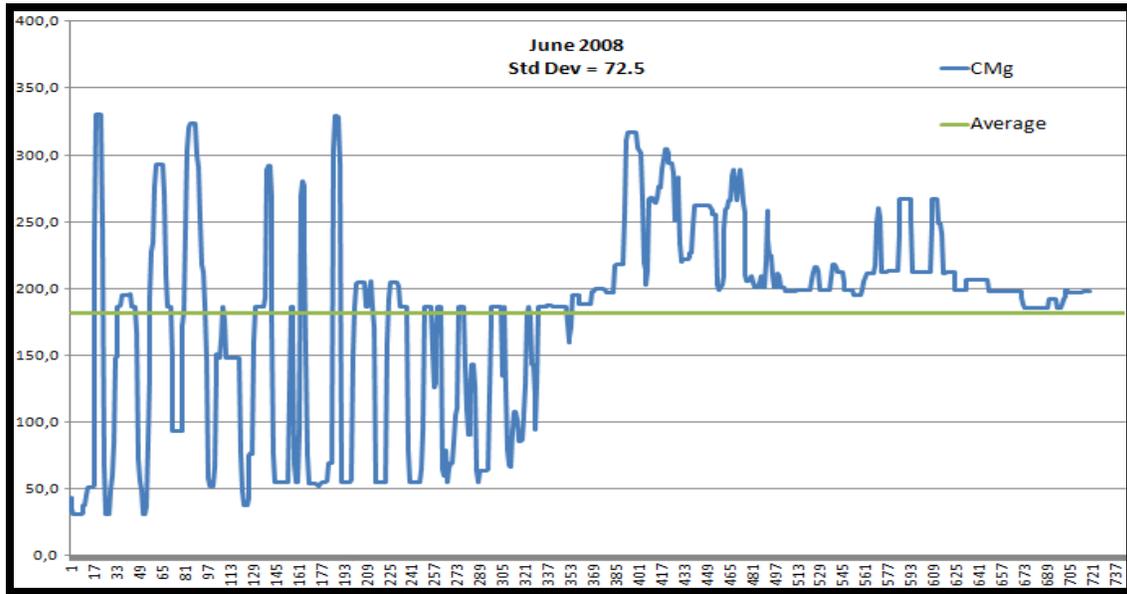


Tabla 60:

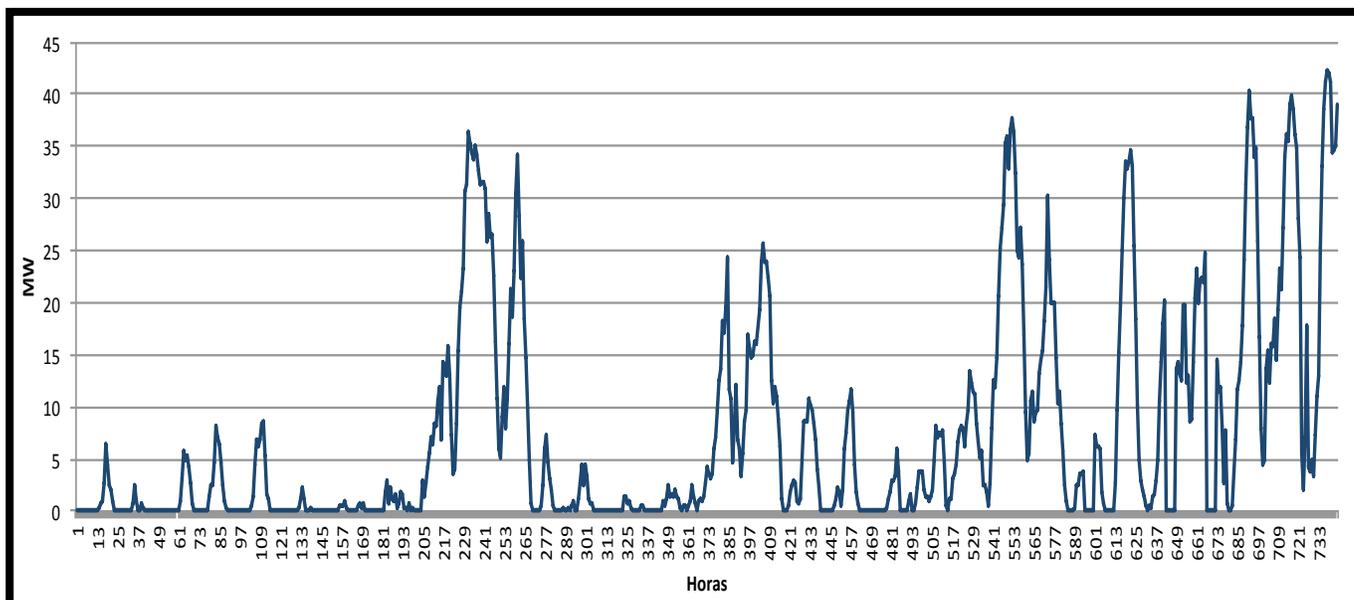
Mes-año	Costo Marginal Mes	Desviación Estándar
Jun-08	181	73
Jul-08	200	39
Aug-08	141	62
Jun-09	108	20
Jul-09	101	22
Aug-09	96	27
Jun-10	147	27
Jul-10	135	24
Aug-10	151	27
Jun-11	203	63
Jul-11	181	39
Aug-11	176	45

Para ilustrar el efecto de la exposición al costo marginal en un generador ERNC se efectúa el siguiente análisis para un proyecto real (los valores provienen de información del sitio web del CDEC-SIC).

Se ha utilizado la operación del mes de enero del 2012 para el proyecto eólico Totoral de 46 MW de potencia instalada.

En el gráfico que sigue se muestra la generación horaria para el referido periodo del proyecto en cuestión.

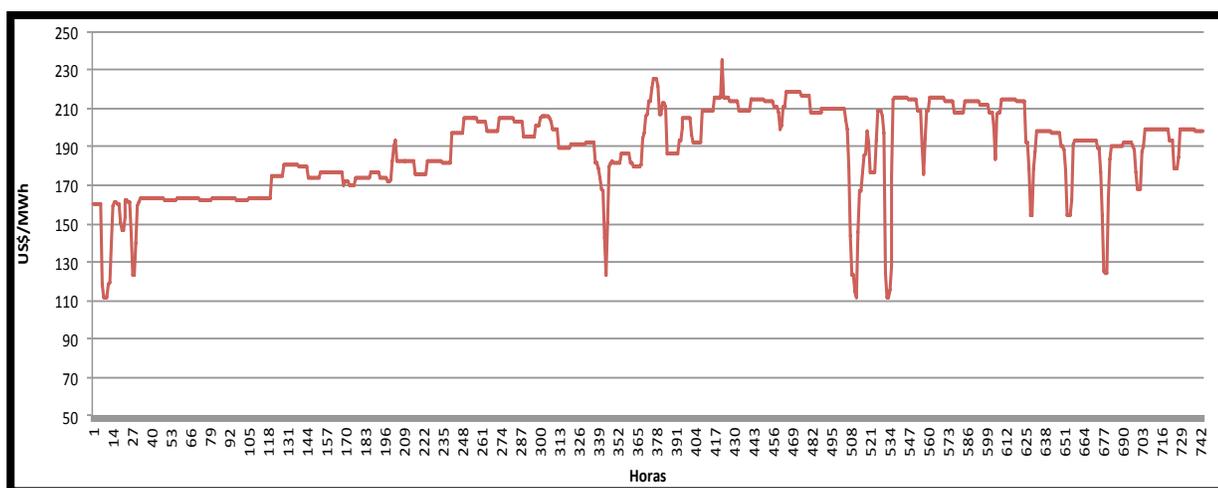
**Gráfico 75: Generación Horaria**



Este proyecto eólico presenta una generación máxima de 42,3 MW, un valor mínimo de 0 MW, un promedio de 7,4 MW con una desviación estándar de 10,5 MW. El factor de planta de esta central es de 16 % para dicho mes.

Respecto a los costos marginales, en el gráfico que sigue se muestran los valores reales del costo marginal para el periodo de Enero del 2012 en el Nudo Alto Jahuel 220 kV.

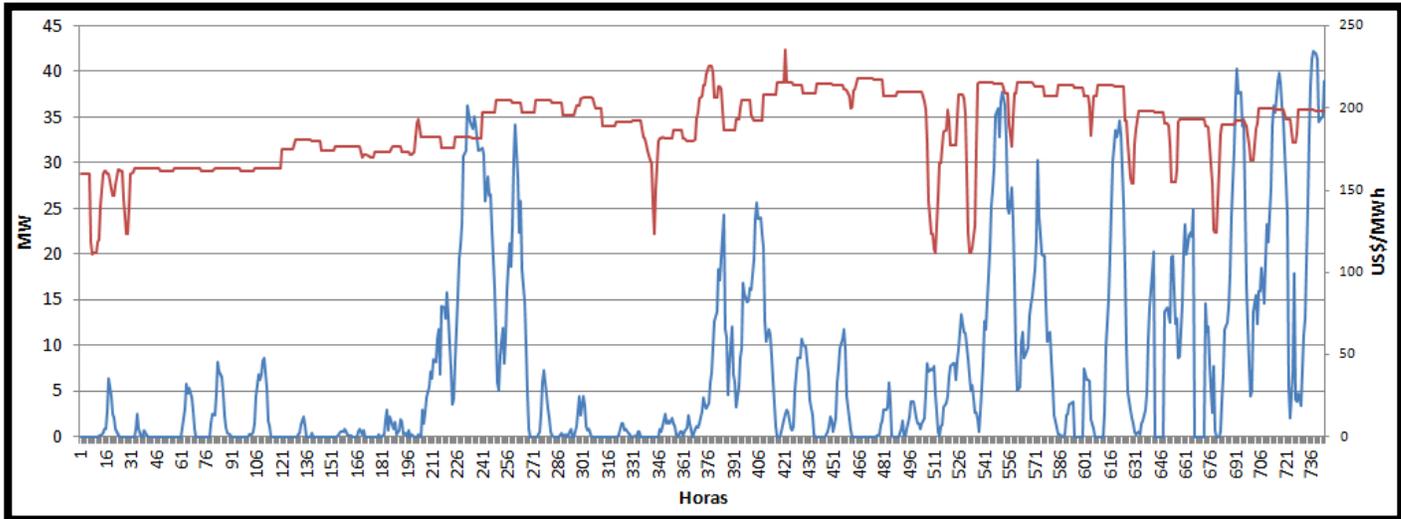
**Gráfico 76: Costo Marginal en nudo Alto Jahuel 220 kV**



Los costos marginales de este mes tienen un valor máximo de 235,3 (USD/MWh), con un valor mínimo de 111 (USD/MWh), un promedio de 188,3 (USD/MWh) y una desviación estándar de 22,1 (USD/MWh).

En el gráfico que sigue se muestra la variación horaria versus el costo marginal:

**Gráfico 77: Generación v/s Costo Marginal**



Es por todo lo descrito más arriba, que la introducción del agente comercializador, que lleva aparejada la creación del Mercado Mayorista Organizado, representa un factor fundamental para la promoción de las energías renovables no convencionales. Este MMO permitirá una participación y una competencia eficiente de dichas tecnologías, y servirá también como plataforma de comercialización de los certificados ERNC en forma líquida y profunda, aumentando la eficiencia económica, y la penetración de dichas tecnologías en forma eficiente y económica.

## 2.4. Análisis Comercial

Supongamos ahora que este generador firmó un contrato por 9,2 MW (20% de sus potencia instalada) a un precio de 100 (USD/MWh), los ingresos generador por este contrato asciende a la suma de USD 684.480

Sin embargo, dado lo visto anteriormente, su generación promedio es de 7,4 MW lo que obviamente le gatilla intercambios CDEC apreciables. La operación comercial obtiene los siguientes resultados:

Tabla 61

<b>Ingresos por Venta de Contrato:</b>	US\$ 684.480
<b>Egresos por Compras a CDEC:</b>	US\$ 730.047
<b>Ingresos por Ventas a CDEC:</b>	US\$ 515.419
<b>Ingresos Totales:</b>	US\$ 469.852

Si bien la operación en el CDEC – venta de excedentes y compra de déficits – generó ingresos adicionales al parque eólico, ello no está garantizado y pueden ocurrir meses en que el resultado sea inverso. De este modo, lo adecuado de analizar es la exposición del parque eólico al balance del CDEC. Para ello se utilizará el impacto de las compras al CDEC respecto a las ventas del contrato. Esto determinará lo que se denomina Valor en Riesgo (*Value at Risk*). En este caso el VaR es de US\$ 730.047 (= compras CDEC), y el ingreso neto será de US\$ -45.567 (Contrato – Compras). Claramente, este resultado el parque no generaría ingresos suficientes para cumplir sus obligaciones financieras.

Esta alta volatilidad agrega un riesgo significativo a un proyecto de ERNC que quiera suscribir un PPA, esto debido a que ese generador inyectará toda su generación valorizada a costo marginal, los retiros del cliente del PPA también serán valorizados a costo marginal. Sin embargo, los perfiles de la inyección y del retiro serán diferentes, y por lo tanto la volatilidad del costo marginal será un factor de riesgo en ese PPA. Con desviaciones estándar de US\$ 50/MWh eso puede significar que mientras la inyección de la producción se valorizó a US\$ 100/MWh, el costo del retiro en una hora distinta puede ser de US\$ 50/MWh más caro o más barato. Por lo tanto el PPA no actúa como un mitigante de riesgo y por lo tanto hace difícil lograr financiamiento en modalidad *Project finance*, lo que restringe en forma significativa el acceso a la industria a nuevos participantes, dejando solo para los actuales actores del mercado, que pueden financiar estos proyectos vía financiamiento corporativo.

Con la presencia del Agente comercializador y un MMO de la manera anteriormente descrita, un inversionista en proyectos ERNC podrá acceder al mercado para asegurar ingresos estables, y por lo tanto asegurar financiamiento con diferentes alternativas contractuales:

1. Suscribir un PPA con un comercializador, al que le entrega la totalidad de su producción. El comercializador podrá contratar en el MMO los déficits horarios que se generen producto de la diferencia entre la generación ERNC y retiros de la demanda.
2. Similar a lo anterior, pero esta vez el Comercializador contrata también la producción de otros proyectos ERNC y solo compara en el MMO los déficits horarios producto de la diferencia entre la demanda agregada y la oferta agregada.
3. El inversionista en ERNC puede ir al MMO y comprar los eventuales déficits horarios para completar una curva uniforme de inyección de energía, y con dicho bloque suscribir un PPA con clientes industriales.
4. Vender toda su producción al MMO a costo marginal, y a la vez contratar derivados financieros, respaldados por su propia generación, que le permitan convertir el costo marginal producto de la inyección de su generación a un precio fijo, de modo de asegurar un ingreso estable en el tiempo.

De este modo, la presencia del Comercializador con el MMO cambia en forma sustancial la percepción de riesgo a los inversionistas en proyectos ERNC, ya que permite superar una de las principales barreras que enfrentan las ERNC que es el acceso de mercado de comercialización de energía, facilitando de ese modo la inversión de este tipo de proyectos por parte de inversionistas no necesariamente presentes en el mercado eléctrico chileno, lo que contribuye a aumentar la competencia del sector y la diversidad de fuentes de suministro.

A fin de estimar el impacto económico del agente comercializador, se utilizan los resultados del informe CADE. En dicho informe se establecen una serie de escenarios para la promoción de las ERNC. A fin de mantener aislado el efecto de los distintos instrumentos de promoción de ERNC, tales como aumentar a 20% la cuota ERNC al 2020, o bien impuestos al CO<sub>2</sub>, se utiliza para el análisis de impacto la comparación entre los escenarios BAU Conservador (BAUC) y BAU Optimista (BAUO), es decir, sin nuevos instrumentos de promoción para las ERNC, sino sólo consideraciones de penetración ERNC bajo las actuales condiciones de mercado. El BAUO se podría asemejar a un escenario con comercializador ya que mejoran las percepciones de los inversionistas y por lo tanto se produce una mayor penetración natural, es decir, no forzada, de ERNC económicamente viables. Los resultados de dicho informe son los siguientes:

**Tabla 62 Comparación de Indicadores Casos BAUC y BAOU - SIC**

	BAUC	BAUO	Diferencia
<b>ERNC Instalados (MW)</b>	3.784	4.384	600
<b>Costo Operativo (MM US\$)</b>	7.573	7.213	-361
<b>Costo Inversión (MM US\$)</b>	10.926	11.189	263
<b>Costo Total (MM US\$)</b>	18.499	18.401	-98
<b>Precio Monómico (US\$/MWh)</b>	85,2	81,7	-3,5
<b>Emisiones CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>)</b>	16.276	15.140	-1.136

Fuente: Informe CADE

De los resultados arriba indicados se puede concluir, que una mayor penetración de ERNC, del orden de 600 MW, si bien se traduce en una mayor inversión de US\$ 263 millones, los usuarios enfrentarán un precio monómico inferior en US\$ 3,5/MWh, o 4,11% inferior. Este impacto se podría asociar a la instauración del comercializador, ya que éste, como se demostró más arriba, contribuye decididamente a superar la barrera de acceso a mercado que enfrentan las ERNC.

# Capítulo VI

---

## **Análisis Económico de la separación de la Operación de la Red**

## 1. Modelo Propuesto

### 1.1. Análisis de la separación de comercialización y operación en el Mercado Mayorista.

Se ha solicitado efectuar un breve análisis de los impactos potenciales que podría tener la separación de la comercialización y la operación del sistema eléctrico a nivel de mercado mayorista (CDEC).

El Mercado Mayorista es entendido como las transacciones que resultan entre generadores integrantes de un CDEC como consecuencia de la operación que es coordinada por dicho ente. Así, la actividad de comercialización debe ser entendida como las transacciones comerciales que resultan de transferencias de energía y potencias entre generadores. Por su parte, la operación ha de ser entendida exclusivamente como la actividad de realizar el despacho de las unidades generadoras para lograr una operación factible del sistema eléctrico, sujeta a las restricciones de calidad y seguridad de servicio.

Actualmente, la operación real del sistema eléctrico, tanto en el SIC como en el SING, se encuentra unívocamente ligadas toda vez que las transacciones de energía y potencia se desprenden de la operación real que es decidida por cada CDEC, las que son calculadas en base al costo marginal de energía. A su vez, el costo marginal de energía resulta de los costos variables reales de producción de cada una de las centrales generadoras, lo cual restringe sustancialmente la posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de algún generador.

#### 1.1.1. Posible esquema de separación de operación y comercialización.

La separación de la comercialización de la operación del sistema eléctrico implica que las decisiones de compra y venta de electricidad son independientes de las decisiones de operación del sistema, este esquema es conocido internacionalmente como Bolsa de Energía, la cual ha sido aplicada en California y otros países a nivel internacional. En Sudamérica, una variante de este esquema está implementado en Colombia.

En términos generales, un esquema de Bolsa de Energía consiste en:

- Los agentes generadores efectúan ofertas de venta de energía en cantidad y precio para cada una de sus instalaciones. Con las ofertas recibidas se cubre la demanda por orden de mérito.
- El operador del sistema (*Independent System Operator* o ISO) determina la operación factible del sistema considerando todas las restricciones relevantes (transmisión, seguridad y calidad de servicio y otros).

- La operación comercial, derivada de las ofertas, y la operación técnica factible, elaborada por el ISO, difieren por lo que deben efectuarse ajustes de la operación, para ello el ISO dispone de los llamados Servicios Complementarios (*Ancillary Services*), mediante los cuales ajusta la operación comercial a la operación factible mediante transacciones comerciales adicionales. La naturaleza y alcance de los Servicios Complementarios depende de las normas de cada sistema.
- Usualmente, en los sistemas en que se aplica este modelo, existe un ente regulador que supervisa el funcionamiento de la Bolsa de Energía de modo de controlar el ejercicio de poder de mercado que busca extraer rentas monopólicas y/o Ricardianas. Para estos efectos, dicho ente regulador monitorea permanente las ofertas formuladas y el precio de mercado a fin de detectar el ejercicio de poder de mercado. Las conductas más típicas detectadas han sido el alza de precios ofertados ante situaciones de abastecimiento ajustadas, implantación de restricciones de transmisión y restricciones operativas.

En general, estos sistemas han sido implantados en sistemas que tienen agentes generadores atomizados, y que por lo tanto no pueden ejercer poder de mercado, y en situaciones de sobreoferta de energía, los que no han estado exentos de problemas.

### 1.1.2. Efectos de la implantación de un esquema de separación de operación y comercialización en el Mercado mayorista.

En la primera mitad de la década del 2000, el gobierno de la época evaluó la implantación de una Bolsa de Energía en Chile, fundamentando que podría ser un mecanismo para aumentar la competencia en el mercado eléctrico. Este esquema fue finalmente descartado luego de una discusión pública, pues análisis de su implantación indicaron que ello provocaría un alza de los precios de mercado, tanto a nivel mayorista como a consumidor final, debido al ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes generadores dominantes.

En efecto, un estudio de Arellano<sup>163</sup> concluyó que la liberalización del mercado mayorista chileno conlleva al menos dos problemas:

- Ejercicio de poder de mercado. La evidencia internacional indica que esto resulta en precios mayores que los competitivos y en una asignación de recursos ineficiente. El incentivo para ejercer poder de mercado es mayor en aquellos períodos en que la demanda que enfrentan los productores es menos elástica.
- En el caso de sistemas térmicos, los generadores maximizan sus utilidades por la vía de restringir su producción. En un sistema hidro-térmico los productores pueden ejercer poder de mercado no sólo

<sup>163</sup> REFORMANDO EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO, DIGA NO A LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO SPOT1, M. Soledad Arellano, Estudios Públicos #99, Invierno 2005, CEP, Chile

por la vía de restringir la producción y extracción del agua de los embalses. Se muestra que en estos sistemas, el incentivo para ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos. En particular, el productor tiene incentivo para sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y para sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica, comparado con el comportamiento que tendría un productor competitivo.

- Descartar el despacho a costo marginal. El sistema de operación a mínimo costo para el conjunto del sistema y la tarificación a costo marginal ha sido la base del control del ejercicio de poder de mercado en el sector eléctrico en Chile. Sin perjuicio de ello, han existido eventos como las sequías del 1999 y 2007 en que se analizaron las transacciones comerciales, evento que habría sido mucho más profundo en un esquema de Bolsa de Energía.

La liberalización del mercado mayorista no sólo afecta al precio en el cual se transaría la energía en él, sino que también afecta a la operación misma del sistema. Un cambio de este tipo obligaría a abandonar el despacho del parque generador en base al costo marginal de las centrales para dar paso al despacho en base a los precios ofertados por los generadores. Aun cuando el despacho se siga realizando en base a orden de mérito, en un esquema de bolsa de energía el despacho no utiliza la información de costo marginal de las plantas sino las ofertas entregadas por los productores. Si estas ofertas no son competitivas, en la práctica el despacho no se realizará en base al costo marginal, como se hace actualmente, dejando de lado uno de los pilares que garantizan la operación eficiente del sistema. Las características del sistema chileno a nivel mayorista y en particular el mecanismo de operación del mercado mayorista limitan las posibilidades de declarar costos marginales superiores a los efectivos, atenuando el problema de poder de mercado y garantizando que las plantas en operación son efectivamente las de menor costo.

En el estudio se señala que existen dos elementos estructurales del sistema chileno que determinan que el problema de poder de mercado sea una amenaza real:

- i) alto grado de concentración de la industria de generación y
- ii) predominancia de los recursos hidráulicos asociados a embalses.

La evidencia empírica indica que el objetivo de establecer un mercado competitivo requiere contar con un número suficientemente grande de empresas generadoras que compitan en el mercado mayorista. La experiencia inglesa, exitosa en numerosos aspectos, es un buen ejemplo de los problemas que un alto grado de concentración puede ocasionar, especialmente en relación con las prácticas anticompetitivas. Este riesgo es especialmente relevante en el caso de Chile, dado el alto grado de concentración a nivel de generación.

Desde la fecha del estudio (2005), el SING no ha experimentado cambios y en el caso del SIC se mantiene prácticamente la misma estructura de industria, si bien ha aumentado la participación de generación térmica, la incorporación de las centrales de Hidroaysén retrotraerá la situación. A lo anterior debe agregarse la creciente cantidad de restricciones de transmisión y la dificultad para desarrollar nuevos proyectos de generación.

Por tanto, es posible ratificar que se mantienen las conclusiones de los análisis de 2005 respecto de la inconveniencia de la implantación de una Bolsa de Energía en Chile, debido a:

- Mercado altamente concentrado.
- Aspectos estructurales facilitan el ejercicio de poder de mercado, tales como composición hidro-térmica, propiedad de los derechos de agua competitivos, acceso a terminales de GNL, restricciones de transmisión y dificultad de desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Esto implicaría un alza de los precios del mercado mayorista, aumento de costos por implantación de Servicios Complementarios y finalmente un aumento de precios al consumidor final.

Por tanto, una separación de la operación y la comercialización en el mercado mayorista debe ser descartada, ya que no es posible formar precios competitivos en el mercado mayorista por medio de la comercialización. Mantener la operación en base al sistema marginalista mantendrá la operación eficiente del sistema a nivel de generación. La comercialización, por lo tanto, interactúa con dicha operación marginalista y un mercado mayorista organizado. Por lo tanto, al no haber modificaciones en los precios nivel de generación producto de la presencia del comercializador, debido a que seguirá operando bajo el esquema marginalista, la participación del comercializador no tendrá efecto en la formación del precio de transferencia de electricidad a nivel de generación.

## 1.2. Revisión del modelo actual en Distribución

El modelo de distribución actualmente dominante en Chile corresponde a una Distribuidora integrada verticalmente, es decir, una compañía es la propietaria y operadora de la red de distribución y de sub-transmisión, la que además comercializa exclusivamente en la zona de concesión asignada.

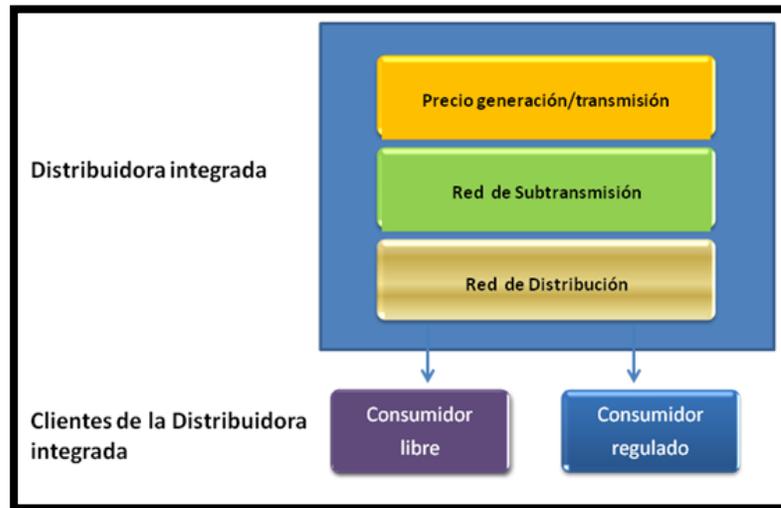
Si bien algunas distribuidoras han creado filiales que gestionan sus redes de sub-transmisión (Transnet, STS) la Empresa Distribuidora matriz mantiene el total de la propiedad de ella. Así, en la práctica la integración vertical se mantiene. A ello se agrega que algunas Empresas Distribuidoras tienen filiales dedicadas a la generación o bien sus matrices participan en empresas de generación, con lo cual se integran hacia atrás.

El modelo simplificado de la Empresa Distribuidora integrada se muestra en la figura siguiente. La distribuidora vende a sus clientes finales efectuando el cargo correspondiente a la suma de:

- i. tarifa de generación transporte,
- ii. cargo por sub-transmisión, y
- iii. cargo por el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Conforme a lo analizado en este informe, esta integración lleva a obtener a las Empresas Distribuidoras retornos muy por sobre el 10% implícito en el segmento generación/transporte, lo que hace suponer la existencia de rentas asociadas a la integración vertical.

Ilustración 40: Distribuidora Integrada



Esta integración vertical permite a la Empresa Distribuidora mantener barreras tecnológicas que limitan el acceso a los consumidores en su área de concesión, la información de su huella de consumo y a la promoción de la eficiencia energética. Esto se manifiesta en la existencia prácticamente exclusiva de medidores analógicos en las redes de distribución. Adicionalmente, esta situación dificulta la determinación de la calidad de servicio y producto recibida por cada usuario.

Por otra parte, la determinación de peajes en la red de distribución (Decreto #79), constituye otra barrera a la comercialización en las áreas de distribución. La normativa para el cálculo de peajes en distribución obliga a enmarcar las ofertas a clientes en los esquemas tarifarios BT y AT definidos en los Decretos de fijación de tarifas de distribución. Esto hace que en la práctica, la Distribuidora quede indiferente entre efectuar la comercialización directamente o que lo haga un tercero. Esto ha implicado que no se hayan observado operaciones de venta directa a clientes en las áreas de concesión de las distribuidoras. Se debe agregar, que la normativa impone algunas barreras, tales como la posibilidad de exigir Aportes Financieros Reembolsables y la potestad de efectuar la medición y definir el tipo de medidor que debe usar quien desee comercializar. Todo esto redundará en limitar drásticamente los beneficios que puede traer la comercialización.

### 1.3. Modelo desintegrado en Distribución propuesto.

El modelo desintegrado de comercialización y de las redes de distribución que se propone, se basa en los siguientes ejes articuladores consistentes con la ENE<sup>164</sup>:

- **Incorporar competencia y segmentación de productos para los usuarios en la red de distribución.** Al viabilizar la comercialización en las áreas de distribución se posibilita la segmentación tarifaria, pudiendo incorporar tarifas horarias y comercialización focalizada de energías renovables. La comercialización de energías renovables viabilizará el financiamiento de dichos proyectos y con ello la profundización en la matriz energética.
- **Promover la eficiencia energética.** Esto se lograría mediante la incorporación de tecnologías modernas de medición y monitoreo de consumos, mediante las cuales se puede ofertar tarifas flexibles a los consumidores. Además, en situaciones de abastecimiento ajustadas, se puede promover los ahorros de consumo en forma bastante efectiva vía la transacción de ahorros en el mercado mayorista.
- **Incentivar una gestión eficiente de la red de distribución y subtransmisión.** La incorporación de sistemas de medición y registro modernos, permitirán monitorear los consumos y la calidad de servicio efectivamente entregada a los consumidores. Esto generará la posibilidad de hacer reaccionar la demanda ante situaciones operacionales y hacer un seguimiento efectivo de la calidad de servicio y registro de interrupciones.
- **Transparencia en la medición e información de calidad de servicio.** La incorporación de un tercero que administre los sistemas de medición y facturación, que no tenga interés en la gestión de la red ni en la comercialización, asegura la transparencia y eficiencia en el desarrollo de estas funciones.

Además, hay que tener en cuenta la transición desde el modelo integrado comercialización/distribución actualmente vigente al modelo desintegrado, lo cual incide en el diseño del modelo.

La figura siguiente muestra los elementos del Modelo Desintegrado en Distribución propuesto, los cuales son:

- **Comercializador:** Empresa dedicada a la comercialización de energía en las áreas de concesión de las redes de distribución.
- **Empresa Sub-transmisora:** Empresa de giro específico que posee, opera y explota redes de sub-transmisión, según la definición establecida en el DFL #4.
- **Empresa Red de Distribución:** Empresa de giro específico que posee, opera y explota redes de distribución en un área de concesión determinada.
- **Empresa administradora del sistema de medición y facturación:** Empresa de giro específico que instala, opera, mantiene y explota sistemas de medición y facturación en áreas de concesión de redes de distribución.

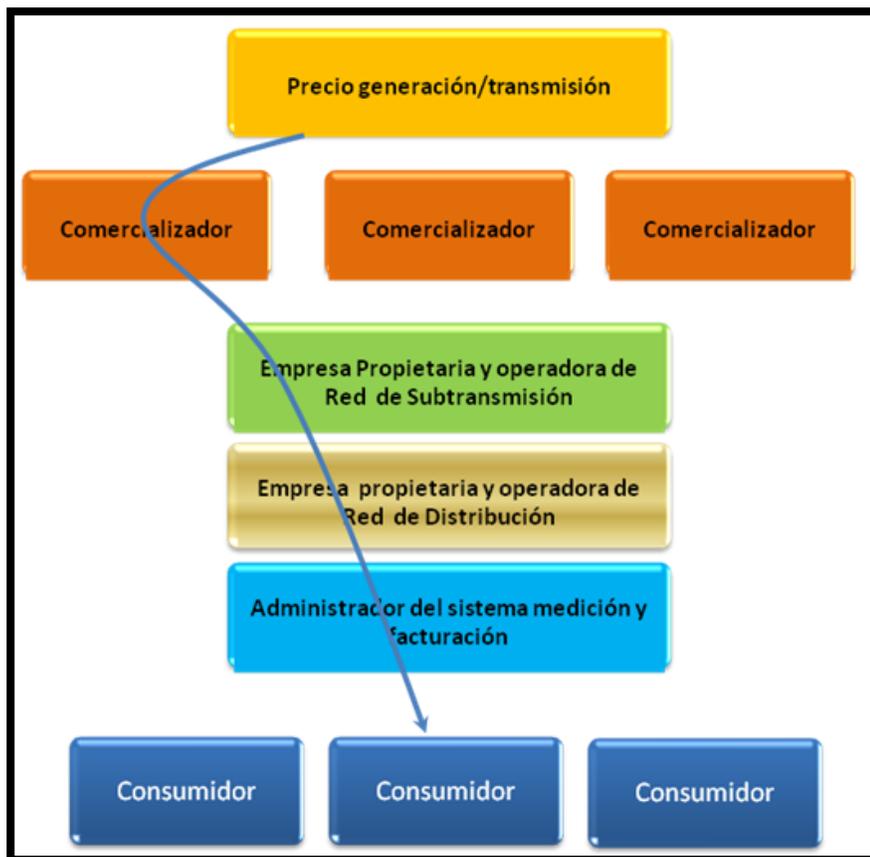
---

<sup>164</sup> Estrategia Nacional Energética

- **Consumidor:** Consumidor que obtiene su suministro a través de redes de distribución.
- **Mercado de generación/transmisión:** Mercado desde el cual el comercializador obtiene energía en volúmenes mayoristas mediante contratos para comercializar a consumidores finales.

Se ha descartado la posibilidad de desintegración del mercado mayorista, toda vez que el análisis efectuado indica que dadas las características estructurales del mercado de generación, los agentes generadores tendrán el incentivo a ejercer poder de mercado, lo que redundará en mayores precios de la energía eléctrica, tanto a nivel mayorista como usuario final.

Ilustración 41: Modelo Desintegrado propuesto en Distribución



### 1.3.1. Empresa Comercializadora.

La empresa comercializadora suministrará a consumidores dentro del área de concesión de distribución, para lo cual no requerirá de concesión. La actividad de comercialización será considerada Servicio Público, conforme a la definición establecida en la Ley Eléctrica, esto implica la obligatoriedad del suministro comprometido.

La empresa comercializadora deberá tener giro exclusivo y sujeto a las restricciones de propiedad y áreas de acción que se indican más adelante.

El comercializador será responsable de asegurar la disponibilidad del suministro para ser transportado por la red de transmisión, debiendo establecer en su oferta las compensaciones que otorgará a sus clientes por la falta de disponibilidad de suministro. Por su parte, la red de transmisión debe asegurar un nivel de disponibilidad de las mismas, estando obligada a compensar por las faltas de disponibilidad de ellas.

El comercializador deberá otorgar las garantías, sea mediante contratos de compra de electricidad o garantías financieras, suficientes que permitan asegurar la disponibilidad de la energía para sus clientes, las cuales serán informadas y verificadas por los CDEC, pudiendo imponer limitaciones a los volúmenes comercializados o suspenderlos ante la falta de las referidas garantías.

Los detalles de la estructura del comercializador se han explicado en otros capítulos de este informe.

### 1.3.2. Empresa Sub-transmisora.

La empresa sub-transmisora deberá tener giro y administración exclusiva y será la propietaria de redes de sub-transmisión. Deberá efectuar la operación y mantención de las líneas y subestaciones de sub-transmisión de forma de cumplir en todo momento con los estándares de calidad de servicio y de disponibilidad de las instalaciones.

La empresa no podrá efectuar comercialización de electricidad, para asegurar la competitividad y transparencia.

Respecto del esquema actualmente vigente, se debe revisar el esquema de tarificación el cual genera importantes distorsiones que asignan en forma incorrecta el pago de la red y no se asegura la expansión de la sub-transmisión lo que genera mayores costos a los usuarios y potencial falta de suministro. En la práctica se ha observado los siguientes problemas:

- La forma de cálculo de las tarifas de subtransmisión, asignando cargos a energía y potencia bajo un cierto factor de planta, provoca una distorsión al asignar el cargo a consumidores que tienen distinto factor de carga respecto del utilizado en el cálculo de la tarifa.
- Se clasifica en forma inadecuada algunas instalaciones, pues se asigna responsabilidad de pago a generadores y consumidores, los que se contraponen con la definición de la ley, en cuanto a que la subtransmisión corresponde a instalaciones destinadas a abastecer consumidores. Esta situación

haría presumir que las instalaciones que se asignan a generación podrían ser clasificadas como instalaciones adicionales.

- La red de subtransmisión no expande su capacidad en forma oportuna, pese a que recauda remuneración destinada a las expansiones.

La empresa subtransmisora debe estar obligada en todo momento a efectuar la expansión de la capacidad de su red, incluyendo líneas y subestaciones, en cuanto a capacidad, cobertura y calidad de servicio. La empresa subtransmisora deberá compensar a los usuarios por las faltas en el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio y disponibilidad de los sistemas de sub-transmisión, en forma expedita y efectiva. El esquema actual de perseguir el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio a través de procesos a cargo de la SEC de formulación de cargos y multas no es efectivo, pues toma largos plazos y no han sido efectivos en su cumplimiento.

### 1.3.3. Empresa Red de Distribución

La empresa distribuidora desintegrada deberá tener giro y administración exclusiva. Será la propietaria de las redes de distribución en el área de concesión asignada. Deberá efectuar la operación y mantención y expansión de la red de forma de cumplir en todo momento con los estándares de calidad de servicio y de disponibilidad de la red establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTC y SS).

La empresa podrá efectuar comercialización de electricidad en su área de concesión, pero bajo una entidad distinta, con contabilidad separada, y con una participación de mercado máxima de 25% (como en Colombia). La comercialización deberá ser efectuada por una empresa independiente de la distribuidora, con administración independiente y registrada y sujeta a los controles de la SVS. De esta manera se asegura la competitividad y transparencia del mercado. Además, podrá efectuar comercialización en áreas de concesión de terceras distribuidoras con las que no tenga relación de propiedad o accionaria.

La empresa distribuidora deberá actuar como Comercializador de Último Recurso en el evento que existiesen consumidores que no fuesen atendidos por los comercializadores. La experiencia internacional ha mostrado que algunos consumidores tienen dificultades para poder analizar la conveniencia de contratar suministro con comercializadores, o bien, por sus características de consumo no son atractivos para los comercializadores, con lo cual tienen el riesgo de no ser atendidos y quedar sin suministro eléctrico. A fin de evitar una situación en que algún consumidor quede sin suministro, en varios mercados se ha incorporado el concepto de Comercializador de Último Recurso, función que queda asignada al propietario y operador de la red de distribución. La tarifa de Último Recurso debiese ser estructurada en la misma forma en que se estructuran las tarifas en distribución actualmente, esto es, a través de procesos de licitación pública de contratos de largo plazo en que se establecen precios máximos de oferta.

Estará obligada en todo momento a efectuar la expansión de la capacidad de la red de distribución y transformación en cuanto a capacidad, extensión y calidad de servicio dentro de su área de concesión. Además, se debe establecer un esquema de compensación efectivo a los usuarios por las faltas en el

cumplimiento de los estándares de calidad de servicio y disponibilidad de la red de distribución en su área de concesión. El esquema actual, ha mostrado no ser efectivo, toda vez que debe intervenir la SEC en procesos de formulación de cargos y multas que se judicializan.

Las tarifas deberán ser fijadas mediante un estudio efectuado por consultores especializados en forma similar al estudio de transmisión troncal. Se debe tener en consideración la tasa de rentabilidad a considerar en el cálculo de las tarifas, pues se debe tener en cuenta que se debe remunerar el riesgo de mantener sobre capacidad transitoria y asegurar la calidad de servicio, para asegurar el oportuno abastecimiento de los consumidores. Así, se podría considerar el mantener una tasa de rentabilidad de 10% real que se usa actualmente en las tarifas de transmisión.

#### 1.3.4. Empresa Administradora del Sistema de Medición y Facturación.

Si bien, como se ha expuesto en otros capítulos de este informe, en varios países la medición queda bajo la responsabilidad de la empresa propietaria de las redes de distribución, se le exige a la empresa de distribución estricta medida de neutralidad y periódica auditoria que avalen esta neutralidad.

En el caso de Chile, no es recomendable asignar al distribuidor la responsabilidad de la medición debido a que:

- Existirá un periodo de transición relativamente largo (10 a 12 años) en que la Empresa Distribuidora Integrada continuará efectuando comercialización en su área de concesión, lo que hace necesaria la implementación de mecanismos que eliminen barreras de entrada, como es el acceso a la información de los consumidores, y que minimicen o eviten el ejercicio de poder de mercado por parte de la Distribuidora. La Distribuidora puede ejercer poder de mercado mediante la exigencia al Comercializador de AFR<sup>165</sup>, tipo de medidor a ser instalado y discriminación en la atención a consumidores suministrados por terceros en caso de fallas o desconexiones
- Se debe efectuar el cambio de medidores en las redes de distribución -labor que tomara algunos años-, se requiere que los sistemas que se instalen sean de acceso abierto y se debe garantizar la facilidad de cambio de suministrador a los consumidores.
- Se requiere un ente que transparente la calidad de servicio que recibe cada consumidor. Actualmente los consumidores en las redes de distribución no tienen información desagregada de su suministro eléctrico ni en cantidad ni calidad de producto. El problema es esencialmente tecnológico, pues los sistemas de medición analógicos no lo permiten. De esta manera se genera una asimetría de información entre el Distribuidor y el consumidor, en que este último no tiene información para poder exigir el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio. La implantación de un sistema de medición moderno (digital) operado por un tercero independiente, asegura la disponibilidad y acceso a la información de la huella de consumo y de la información

---

<sup>165</sup> Aporte Financieros Reembolsables

de calidad de servicio en tiempo real, proveyendo de esta manera el adecuado incentivo al cumplimiento de la norma.

- Se debe dar acceso expedito a los consumidores a los comercializadores. En particular se debe asegurar que el periodo de transición pueda entrar al mercado los comercializadores, pues en la práctica está mostrado que el esquema del DS 79 no es funcional. La normativa vigente en peajes en la red de distribución determina los pagos por uso de la red en base a las estructuras tarifarias BT y AT, excluyendo a los consumidores BT 1, lo cual restringe la posibilidad de ofrecer alternativas tarifarias a los consumidores e impide el acceso a los consumidores residenciales. Además, mantiene asimetrías de información del consumo de los clientes, pues mantiene la responsabilidad de la administración de los medidores en la distribuidora. Finalmente, la distribuidora puede imponer el pago de AFR a quien solicite peajes.

De esta manera, se debe crear una empresa de giro exclusivo y sin ninguna relación de propiedad o accionaria, directa o indirecta, con empresas distribuidoras integradas y con las futuras empresas comercializadoras y aquellas propietarias de las redes de distribución en áreas de concesión.

La empresa estará encargada de efectuar la instalación, operación y mantenimiento de los medidores de facturación, sistemas de medición de calidad de servicio y de los sistemas de facturación a los clientes. Además, administrará los sistemas de recaudación del pago de los suministros.

Durante el período de transición efectuará el reemplazo de medidores analógicos y digitales basados en sistemas de acceso cerrado, conforme a un plan que priorice la atención a los consumidores que optan por el suministro a través de comercializadores y al reemplazo de equipos de medida de los consumidores regulados que serían suministrados por la Empresa Distribuidoras integrada.

En la tabla siguiente se resume el esquema de distribución con comercialización u red desintegradas.

Tabla 63: Resumen esquema distribución desintegrada

	Empresa	Campo acción	Responsabilidad
<b>Comercializador</b>	Giro exclusivo	Suministro a consumidores en áreas de concesión de distribución	Garantiza disponibilidad de la energía y compensar ante falta de ella,
<b>Empresa transmisora sub-</b>	Giro exclusivo	Operación, mantención y expansión de sistemas de sub-transmisión	Garantiza transporte de la energía en calidad y seguridad de servicio. Compensa fallas.
<b>Empresa red de distribución</b>	Giro exclusivo Puede comercializar en su área de concesión hasta un 25% de la demanda mediante filiales de giro exclusivo. Actúa como comercializador de último recurso	Operación, mantención y expansión de redes de distribución	Garantiza transporte de la energía en calidad y seguridad de servicio. Compensa fallas y falta en calidad.
<b>Empresa administradora del sistema de medición y facturación</b>	Giro exclusivo. Sin relación de propiedad con comercializadores, distribuidores, sub-transmisores y transmisores	Instalación, operación y mantención de sistemas de sistemas de medición, facturación y recaudación del pago de los clientes.	Garantiza libre acceso a consumidores, transparencia y precisión de la facturación.

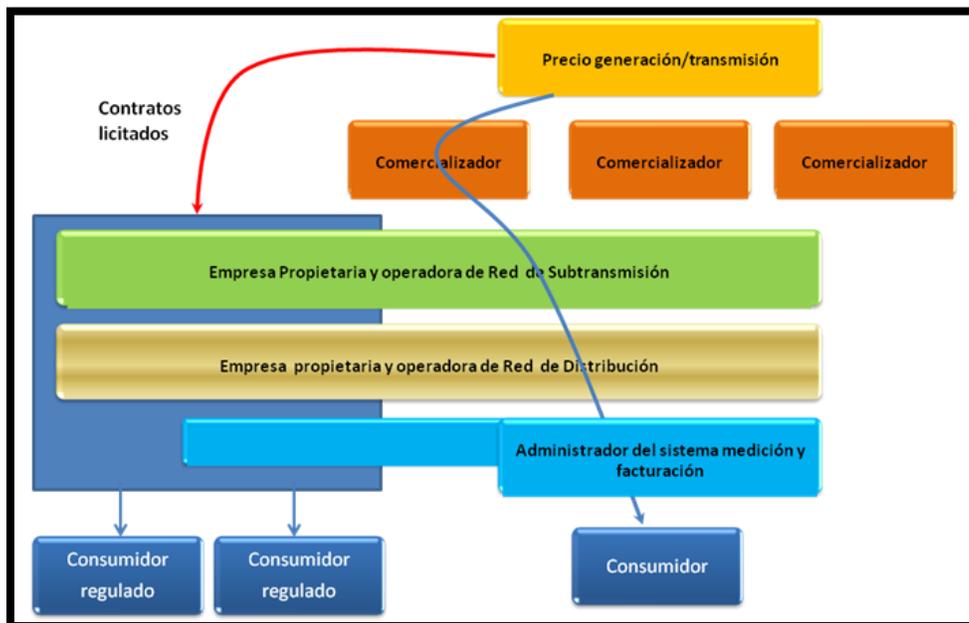
#### 1.4. Esquema de Operación en la Transición de Distribuidora/Comercializadora Integrada a Desintegrada.

La implantación de la distribución con comercialización desintegrada requerirá de una transición durante la cual se debe tener en cuenta lo siguiente:

- i. la penetración del mercado de comercialización es creciente en el tiempo,
- ii. se debe compatibilizar con los contratos de largo plazo licitados por las empresas distribuidoras integradas con empresas generadoras, y
- iii. transformación tecnológica de los sistemas de medición.

La figura siguiente ilustra el esquema que operaría durante el periodo de transición, que toma en cuenta las consideraciones expuestas previamente.

Ilustración 42: Situación de transición



El período de transición corresponde a la etapa de implantación del sistema de comercialización, durante la cual deberá convivir el esquema actualmente vigente con el nuevo esquema de comercialización.

En la figura se muestra las transacciones que actualmente se realizan, es decir, un generador obtiene un contrato de suministro con una Distribuidora mediante los procesos de licitación pública que son convocados. La Generadora entrega el suministro a la Distribuidora, la cual integra sus redes de subtransmisión y distribución, a través de las cuales suministra a sus clientes regulados.

La fase de transición considera la creación del Comercializador, el cual deberá disponer de contratos de energía y acceso al mercado mayorista, conforme a las reglas que se establecen para ello. Sobre la base de dichos contratos, suscribirá contratos con consumidores finales. Para llegar a sus clientes, utilizará los servicios de las redes de subtransmisión y distribución, cuyas tarifas son fijadas por el regulador. Durante este período se debe avanzar en la separación de las empresas propietarias de las redes de subtransmisión y distribución.

En esta fase, se debe abordar la implantación del cambio de tecnología de medición, la cual tomará algunos años. A modo de referencia, Chilectra tiene actualmente 1.400.000 clientes regulados, lo que implicaría que al final del período de transición debiese ser reemplazada esa cantidad de medidores, es decir, aproximadamente 140.000 medidores al año si se considera un horizonte al 2022, con una inversión aproximada de US\$ 14.000.000 anuales.

Para estos efectos se crea la Empresa Administradora del Sistema de Medición y Facturación, la cual se encargará de la implementación de la plataforma tecnológica y del reemplazo de los medidores en las áreas de concesión de las distribuidoras, pudiendo abarcar una o más áreas de concesión. Además, durante

este periodo, se efectuará la marcha blanca del sistema de medición de calidad de servicio al consumidor final.

Al final del período de transición, se alcanza la estructura de mercado indicada en la sección 1.2

## 2. Ventajas y Desventajas de la Separación

### 2.1. Experiencia Internacional

La separación de actividades de la cadena vertical (conocida generalmente por el término inglés de *unbundling*) es una tendencia de liberalización que busca el acceso competitivo y no discriminatorio a los mercados de energía e instalaciones asociadas. Existe relativo consenso que al liberalizar la comercialización es mejor desintegrar la actividad de la distribución para evitar abusos de acceso usando argumentos de monopolios cuellos de botella. Esto no es tan claro en la integración entre generadores y comercializadores. No existe consenso al respecto.

Algunos economistas plantean que la integración entre generadores y comercializadores puede llevar a un ejercicio de poder de mercado que se traduzca en precios finales mayores. Se argumenta que esta integración puede también crear barreras de entrada a los mercados (Micola et al. (2008), Gans (2007)). Esta integración es inofensiva en condiciones de mercado generador competitivas con un número grande de operadores.

La integración puede jugar un rol de mitigación de riesgos (principalmente volatilidad de precios) tanto para el generador como comercializador en reemplazo de contratos. Esta reducción de riesgos reduce los riesgos excesivos de precios incentivando la entrada de actores y la competencia. La desventaja nuevamente es el poder de mercado de la compañía integrada verticalmente. (Bushnell et al. 2007).

A continuación se resume brevemente como es la relación distribución-comercialización en los diferentes países analizados

- **UK:** separación legal entre distribuidora y comercializadora. La transmisión es una actividad completamente aparte. A nivel de mercado mayorista opera una bolsa de energía.
- **Noruega:** Separación legal de las actividades, excepto Generación-Comercialización, Distribución-Comercialización para empresas anteriores a la regulación.
- **Texas:** Licencia para cada actividad y separación de contabilidad. Separación Legal estricta para distribuidoras-comercializadoras con más de 100.000 clientes. Se permite integración entre generador y comercializadores.
- **Australia:** Existe un nivel creciente de integración vertical entre generadores y comercializadores. Al contrario, las actividades de distribución y comercialización fueron

separadas y en la mayoría de los Estados el distribuidor no puede ejercer la función de comercializar la energía a usuarios finales.

- **Colombia:** Actividades con contabilidad separada. Transmisión completamente separada. Empresas previas a la regulación pueden mantener sus actividades. Se permite Generación-Comercialización y Distribución-Comercialización.

De lo anterior podemos observar que en **ningún** país analizado se permite que la distribución y la comercialización estén integradas en las respectivas áreas de concesión. Se identificó que en los países con menor restricción, se exige deben mantener contabilidad separada entre la distribuidora y la actividad de comercialización de ella (Colombia).

La experiencia internacional sí muestra que puede existir integración entre generadores y comercializadores. A modo de ejemplo, en Australia en 2007, los cuatro principales comercializadores con una participación de mercado de 75% eran propietarios del 73% de la capacidad (NERA (2007)). En el caso del Reino Unido, los principales 6 comercializadores poseen aproximadamente el 50% de la potencia instalada y suministrando a 99% de los consumidores (International Energy Agency 2005).

En cuanto a las ventajas de la separación de las actividades puede señalarse:

- Mayor transparencia
- Facilita cambios de comercializador
- Posibilita la introducción de nuevas tecnologías
- Permite disponer de mayor información acerca de la demanda y la oferta.

Como desventajas de la separación pueden mencionarse

- Eventuales mayores costos
- Pérdidas de eficiencia en la respuesta ante situaciones de falla.

La experiencia internacional y los expertos señalan que ventajas importantes de la separación van asociadas a los temas de transparencia e introducción de nuevas tecnologías que abaraten los costos de medición y facturación. En efecto, los comercializadores en su competencia por más y mejores clientes competirán en precios y calidad. Esta competencia entrega incentivos por ofrecer productos mejores que permitan la diferenciación y el uso de mejor tecnología e innovación son consecuencias de un ambiente más competitivo. La operación del mercado comercial ahora se mira como una actividad independiente y competitiva, por tanto, habrá un mayor interés de los agentes por hacer más eficiente su labor. Esto permite la existencia de agentes que buscan hacer más eficiente su labor de comercialización, por la vía de dar valor agregado al consumidor. El valor agregado lo provee el comercializador vía:

- i) segmentación (venta de energías renovables o combinación renovable/convencional),
- ii) servicios de gestión de demanda (ESCO),
- iii) flexibilidad tarifaria y
- iv) administración de crisis de abastecimiento.

Por otro lado las eventuales desventajas se asocian con posibles mayores costos por tener que duplicar algunas actividades, como por ejemplo la atención de clientes. Otra eventual crítica es que el Distribuidor quedaría un eslabón más lejos del cliente en el tema de fallas en el servicio, esto porque ahora el

cliente se debería comunicar con su comercializador y a su vez este con el distribuidor lo que eventualmente haría más lento el proceso de atención de fallas. Esto puede ser subsanado con una modernización de los sistemas de monitoreo en tiempo real de las redes de distribución, que permitan detectar fallas en forma automática.

## 2.2. Análisis del Caso Chileno

En el caso de Chile, las actividades de distribución y comercialización están integradas. En los estudios de VAD se aprecia como el regulador ha reconocido la existencia de estas dos actividades y las ha separado en su reconocimiento de costos. Es así como en el último informe de VAD, encontramos reconocidas las siguientes actividades (y sus valores asignados), para las empresas en estudio.

**Tabla 64: Componente del VAD (valores en\$ CLP).**

Componente de Costo	CHILECTRA	CHILQUINTA	CGE	SAESA	TOTAL	PORCENTAJE
VNR ANUALIZADO	57.589.828.097	13.267.685.303	34.921.301.817	13.660.577.364	<b>119.439.392.580</b>	<b>59,5%</b>
Mantenimiento y Operación	22.877.870.000	8.063.475.201	16.883.272.694	5.545.657.594	<b>53.370.275.489</b>	<b>26,6%</b>
Costos Fijos de Clientes	11.440.400.536	4.136.011.799	9.266.669.306	3.040.687.406	<b>27.883.769.047</b>	<b>13,9%</b>
<b>Total</b>	<b>91.908.098.633</b>	<b>25.467.172.303</b>	<b>61.071.243.817</b>	<b>22.246.922.364</b>	<b>200.693.437.116</b>	<b>100,0%</b>

Observando los valores mostrados en el punto anterior, se aprecia que los valores asignados a las actividades de atención de clientes (comercial) y demás ítems ligados a la comercialización (llamados Costos Fijos de Clientes), representan un 13,9% del VAD y al ser reconocidos en las fórmulas tarifarias, se allana el camino para establecer una separación, al menos contable de ambas actividades (Distribución y Comercialización).

Ahora, analizando más en detalle estos “Costos Fijos de Clientes”, encontramos el siguiente desglose.

**Tabla 65: Desglose Costos Fijos de Clientes (valores en \$ CLP)**

Costos Fijos Clientes	CHILECTRA	CHILQUINTA	CGE	SAESA	TOTAL	PORCENTAJE
Costos Varios	5.250.368.904	2.471.142.929	4.455.468.205	2.000.238.933	<b>14.177.218.971</b>	<b>50,8%</b>
Lecturas Medidores	2.137.222.830	669.033.146	2.032.072.774	406.681.543	<b>5.245.010.293</b>	<b>18,8%</b>
Facturación y Cobranza	4.052.808.802	995.835.724	2.779.128.327	633.766.930	<b>8.461.539.783</b>	<b>30,3%</b>
<b>Subtotal</b>	<b>11.440.400.536</b>	<b>4.136.011.799</b>	<b>9.266.669.306</b>	<b>3.040.687.406</b>	<b>27.883.769.047</b>	<b>100,0%</b>

Se destaca la importancia de crear la empresa Administradora del sistema de medición y facturación, indicada en la sección 1.2, como eje articulador para independizar las actividades de distribución y comercialización. Esta es la forma efectiva, de controlar el eventual ejercicio de poder de mercado por parte del Distribuidor y lograr una gestión efectiva de la calidad de servicio en las redes de distribución (Ver 1.2.4). El hecho que sea una entidad distinta sea la que realice la medición reduce el poder de mercado que un distribuidor incumbente pueda ejercer en contra de sus competidores aguas abajo. Además, de esta manera se facilitan la movilidad de los consumidores para cambiar de comercializador y se da mayor

transparencia a los usuarios y comercializadores. Además este esquema rompe la asimetría de información existente entre el distribuidor y los consumidores y comercializadores,

La experiencia internacional también revela que la competencia en el segmento comercial lleva a modernizar la actividad de medición a través de la introducción de mejor tecnología que le permite a los comercializadores ofrecer nuevos servicios en cuanto a gestión y manejo de la demanda horaria de los usuarios. Como referencia, se puede mencionar la dificultad que existe en Chile para implementar ofertas de ahorro de consumo en el marco de la normativa vigente, la cual se sustenta exclusivamente en la asimetría del acceso a la medición de consumos. Actualmente, solo se dispone de una medición de 30 días aproximadamente, que además cubre distintos periodos según la zona de la ciudad, lo cual limita la certeza de obtener un ahorro al efectuar una oferta, pues no es posible medir el efecto en el consumo. En países como Australia y el Reino Unido la liberalización del mercado ha venido de la mano de dar libertad para escoger el tipo de plan e incluso de medidor a cada cliente.

### 3. Impacto en el Distribuidor

Una primera aproximación para estimar los efectos en el distribuidor al separar la actividad de comercialización es tratar de desagregar los ingresos y costos de cada actividad. En la sección anterior, y según los informes de VAD, las componentes de costos del distribuidor son (1) de inversión (VNR), (2) mantención y operación, y (3) costos fijos de clientes. Dentro de los costos fijos hay costos varios, de lectura de medidores, y de facturación y cobranza. Los ingresos del comercializador no tendrán relación ni con la cobertura de costos de inversión ni de operación. El comercializador entra a quitarle ingresos al distribuidor que cubren los costos asociados a las componentes fijas. De los valores de la Tabla 64, se puede afirmar que “Costos Fijos de Clientes” incluyen los costos de la comercialización.

Los valores asociados al concepto anterior, no superan el 7% de los ingresos totales del distribuidor, por lo que se estima que su impacto debiera ser menor. La cifra de 7% es considerando, que del 14% de los “Costos Fijos de Clientes”, el 50,8%, que corresponde a “Costos Varios” de la Tabla 65, son los asignados a comercialización ya que los otros serían medición y facturación (o sea estarían asociados al operador independiente).

Por lo anterior se estima que al privar al distribuidor en forma total de la actividad de comercialización, su impacto en ingresos no debiera superar el 7%, valor que en margen es mucho menor, ya que se supone que el distribuidor ya no incurriría en gastos asociados a los costos fijos. A modo de ejemplo, y según se infiere de los antecedentes estimados por el Ministerio de Energía, un cliente residencial de Chilectra consume en promedio 200 kWh/mes<sup>166</sup>.

Las tarifas de la zona típica 1 se presentan en el cuadro siguiente y NO incluyen IVA.

---

<sup>166</sup> Estos valores se obtienen como el cociente entre el consumo anual y el número de clientes dividido por 12.

Cargo Fijo	565.8571	\$/Cliente
Energía Base	72.9235	\$/kWh
Energía Adicional de Invierno	100.8899	\$/kWh

A continuación se procede a estimar el monto total asociado a la cuenta del cliente BT1 de la zona típica 1. El resultado sin IVA es \$15151 por mes ignorando los pagos de energía adicional de invierno. En este caso los cargos fijos representarían un 3.7% de la cuenta del consumidor y en promedio el costo por unidad de consumo es 2.8 \$/kWh. De esta fracción y en términos aproximados, la mitad sería para cubrir los costos de medición y facturación, y el resto para los “costos varios” que estamos asociando a la función de comercialización. Luego, en términos muy aproximados el comercializador entra a desafiar al distribuidor incumbente por valores aproximados en torno a 1-2\$/kWh. En el mismo rango estarían los valores que entraría a recibir la nueva compañía de medición y facturación propuesta.

El análisis anterior es un análisis grueso con las cifras disponibles que permitiría centrar el debate en el impacto financiero de la actividad de comercialización en los márgenes del Distribuidor.

Ahora bien en realidad, con el esquema propuesto, el distribuidor continuará con su actividad de comercialización y lo que normalmente se ha apreciado en los distintos países estudiados, es que la participación del distribuidor en el mercado de comercialización se va reduciendo lentamente en la medida que aparecen nuevas alternativas de venta de electricidad y el mercado se “atreve” a probarlas.

Por lo antes enunciado, se prevé que en este período de transición los mayores impactos sobre el distribuidor podrían ser por efectos de reducción de consumos, pérdidas de márgenes en clientes no regulados y “descreme” del mercado si hay opción de elegir por parte de los clientes. Lo anterior es una condición básica para que exista la función de comercialización, Por ejemplo, en la experiencia de Colombia, al dar la opción de elegir, los comercializadores fueron primero por los clientes de mayor consumo lo que es conocido como descreme del mercado.

Estos efectos impactarían sus ingresos (reduciéndolos) pero no eliminando los costos asociados a esta menor cantidad de clientes, ya que el distribuidor, tardará en acomodar su estructura, por ende, en estos primeros años, los impactos en el margen serán superiores al 7% antes enunciado, ya que no se lograran reducir los costos asociados a tener menos clientes. Ahora bien, a continuación se discuten los impactos de que podrían tener en el distribuidor los puntos antes mencionados.

En el caso de la reducción de consumo se piensa que al disponer de medidores “inteligentes” que entreguen información en tiempo real del consumo y monto de dinero gastado en electricidad, los usuarios podrían cambiar sus patrones de consumo y reducir consumos al tener una información más detallada de sus consumos (P. Ej: iluminación no utilizada, cambios de costumbres, tales como planchar una vez al día, cambio de ampollitas). Ciertamente, esto se logra cuando el consumidor conoce oportunamente la forma en que gasta, pues no se puede ahorrar lo que no se ve. En la situación actual, el distribuidor estaría indiferente entre el cambio de perfil tendiente a desplazar consumo de horas punta o horas fuera de punta. Son las ganancias netas de eficiencia, reducciones absolutas de consumo, las que afectarían al Distribuidor ya que al no cumplirse sus expectativas, sus precios unitarios no alcanzarían a cubrir sus costos al ser la remuneración de operación e inversión especificada en \$ por unidad de consumo. Obviamente este efecto se amplifica en la

medida que las tarifas de distribución se actualicen en intervalos muy largos de tiempo. Sin embargo, y según se muestra en la experiencia internacional, el impacto mayor estaría en cambios en el perfil de consumo.

Los otros dos puntos han sido efectos que han aparecido en todos los mercados estudiados, efectivamente, los nuevos comercializadores irán por aquellos clientes que les reporten mayores márgenes lo que impacta en que el distribuidor se quedaría con los clientes de menores márgenes.

Dado que la información disponible de las distribuidoras no permite calcular el margen por clientes, es difícil efectuar a priori un pronóstico de cuáles serían los clientes que primero migrarían del Distribuidor. Sin embargo, es posible efectuar un pronóstico en base a la experiencia del Mercado Colombiano. En dicho mercado, los nuevos comercializadores se centraron en los clientes intensivos en consumo, en una primera etapa fueron los industriales y siguiendo con ellos los residenciales de mayores ingresos (y por ende de mayores consumos).

En Chile, los ingresos por ventas a industriales de tarifa AT4.3 corresponden casi al 19% de los ingresos totales por ventas de electricidad de las distribuidoras analizadas y en número de clientes son menos del 0,5% del total de clientes atendidos<sup>167</sup>. Se puede esperar que el primer blanco de los nuevos comercializadores sea este segmento y que haya resistencia de los distribuidores a permitir competencia en este segmento. Por tanto, en el sistema actual casi un 20% de los ingresos del distribuidor se obtienen a un costo de comercialización prácticamente nulo. Con seguridad la componente del VAD que remunera costos fijos de clientes cubre los costos requeridos para atender a estos clientes (*call center*, facturación etc.).

En cuanto a clientes residenciales, desgraciadamente no se dispone de estadísticas que permitan separar qué porcentaje de los ingresos por ventas a clientes residenciales, proviene de los hogares pertenecientes a los estratos socioeconómicos más acomodados. Sin embargo, cabría de esperar que el primer decil de los hogares con mayor ingresos represente considerablemente más del 10% de las ventas de electricidad, con lo que queda claro que serán un objetivo primario para los nuevos comercializadores.

---

<sup>167</sup> Fuente información entregada e mail Ministerio de Energía

## 4. Beneficios Esperados de la Separación de la Operación de la Red

El esquema de comercialización desintegrada propuesta en este informe, que incluye la separación explícita de la actividad de comercialización de la operación de la red en distribución, así como la interacción del nuevo agente comercializador con el mercado mayorista, traería varios beneficios al sistema eléctrico, entre las que se pueden mencionar:

- Como se explica en el capítulo de economía del comercializador y en la experiencia internacional revisada, parte importante de la motivación de incluir al comercializador está en quitar poder de mercado al monopolio natural en la zona de concesión del distribuidor. El poder ejercer poder de mercado lleva a que los monopolios puedan extraer rentas extraordinarias. Así la desintegración podría llevar a reducciones de tarifas al usuario final al eliminar las rentas monopólicas asociadas a la integración vertical de la comercialización y uso de la red en áreas de distribución. Esta última situación asume que no hay cambios en los precios de generación, transmisión, de uso de redes de distribución y que la competencia permite eliminar excesos de renta que compensan la replicación de costos de los comercializadores. En capítulos previos se ha mostrado las rentabilidades obtenidas por las empresas distribuidoras.
- Esquema que incentiva en forma efectiva la gestión de demanda en los consumidores. La distribuidora integrada no tiene ningún incentivo a promover la eficiencia energética ni cambios en los perfiles de consumo. Menores consumos se traducen en menores ingresos. A modo de ejemplo, se puede mencionar la falta de proactividad de las distribuidoras en la incorporación de medidores digitales de bajo costo que permiten a los consumidores conocer su huella de consumo, la falta de esquemas tarifarios flexibles y las barreras no económicas existentes para viabilizar las ofertas de ahorro contempladas en la Ley.

El consumidor final en general observa precios de comercialización fijos, típicamente constantes por meses. Este precio no refleja las fluctuaciones horarias (o cada media hora) de los mercados mayoristas lo que resulta costoso. La comercialización en su competencia por clientes tiene incentivos de ofrecer ganancias de eficiencia a sus clientes que se alinean especialmente con estrategias de desplazamiento de consumo.

En principio, el comercializador tampoco tendría incentivos de promover ahorros absolutos de consumo (eficiencia) dado que generalmente sus ingresos dependen del consumo (se cobra por \$/kWh). Sin embargo, basta con que una empresa de comercialización ofrezca beneficios por reducciones absolutas de consumo para que el resto también tienda a ofrecerlas. Esto se explica por la competencia: No es posible la coordinación y se genera una especie de dilema del prisionero en que a cada competidor le conviene incentivar la eficiencia para no perder mercado dado que el resto sí incentiva la eficiencia.

- Mecanismo para profundizar las ERNC, por la vía de oferta a través de comercializadores del producto “Energía Verde” o renovables de forma tal que quienes comprarían esa energía serían aquellos consumidores que tienen la disposición a pagar por ello, con lo cual se logra mayor beneficio social. El comercializador puede discriminar en el sentido de cobrar un precio mayor por ERNC pero a aquellos

clientes con disposición a pagar positiva por estas tecnologías. De esta manera, serían los con disposiciones positivas los que financiarían las ERNC sin necesidades de otros instrumentos como *Feed in Tariff* o cuotas (que al actuar de manera pareja reducen el bienestar de aquellos sin disposición a pagar adicional por ERNC lo que reduce el bienestar agregado). En un sistema de comercialización competitivo, cada cliente revela sus preferencias comprando el paquete que más le convenga. A modo de ejemplo, se puede ver el caso de España, en que una de las causas de la crisis financiera que vive el país se debe a las políticas de *feed in tariff* aplicada a las energías eólicas y solar, que permitieron aprobar proyectos que no generan beneficio social al país, pues los costo superan los beneficios.

- Genera incentivos a la operación eficiente de las redes de sub-transmisión y distribución al transparentar información y posibilita una mejor gestión de la calidad de servicio de las redes de sub-transmisión y distribución. Un ejemplo de esto, se ha visto en los procesos de tarificación de la subtransmisión, procesos a los cuales concurren no solo las empresas propietarias de las redes, sino que todos o gran parte de los usuarios de estas, produciéndose un intercambio de opiniones y revisión de los valores propuestos por los dueños de las instalaciones que llevan a que los valores finalmente adoptados son en general más bajos que los originales, debido a la “fiscalización” de los usuarios. Todo lo anterior no se produce en los procesos del segmento de distribución debido a la excesiva atomización de los usuarios que no les hace interactuar como ocurre en los procesos de sub-transmisión, por tanto, al existir comercializadores, ellos serán quienes produzcan la interacción con los dueños de las redes de distribución.

Otro ejemplo en el mismo sentido, puede ser la falta de inversión en capacidad de transformación en subtransmisión que hace permanente la operación de grupos de generación diesel, que elevan los costos de operación del sistema y deja a los usuarios expuestos a falta de suministro ante situaciones de mantención o falla de dichos equipos generadores y a futuro ante aumentos de demanda que no puedan ser cubiertos por generación local.

- Elimina distorsiones al mercado de generación por el esquema de contratación de las Empresas Distribuidoras. Actualmente las distribuidoras aplican el método de “demanda máxima contratada”, incorporando cláusulas en que el generador no puede obligar al distribuidor a recontractar potencia. Así, por largo tiempo, las distribuidoras han registrado demandas máximas efectivas mayores a las contratadas y pagan la potencia contratada no la potencia máxima efectiva imponiendo con ello un mayor costo de a los generadores. Esto puede llevar a mayores tarifas y/o demora en la entrada de nuevas centrales y corresponde a una imperfección en el *pass-through* entre el generador y distribuidor que favorece al distribuidor. En efecto, la menor recaudación de potencia que obtienen los generadores por las ventas a las distribuidoras, hace que ese factor sea incorporado en el precio de energía, lo que lleva incrementarlos, redundando en una mayor tarifa final a los consumidores. Esto se produce dado que la demanda máxima es controlable por el cliente, no así el consumo de energía, el cual, en general, solo puede desplazar de bloque horario.
- Se espera que efecto de competencia (ganancias de eficiencia) sobrepasen a las deseconomías de escala resultantes al duplicar algunas actividades. Si se considera como análoga la experiencia de las licitaciones de nuevos afiliados a las AFP, se puede esperar que la introducción del agente

comercializador genere importantes ahorros en los costos de administración y ventas para dicha actividad. Esto se logra al menos, por la introducción de cambios tecnológicos en medición, lectura, facturación y medios de pago. Al aumentar la contestabilidad del mercado con masas críticas de clientes y segmentación, los nuevos participantes pueden desarrollar eficiencias tecnológicas y de gestión, que son finalmente traspasados a los clientes.

# Capítulo VII

---

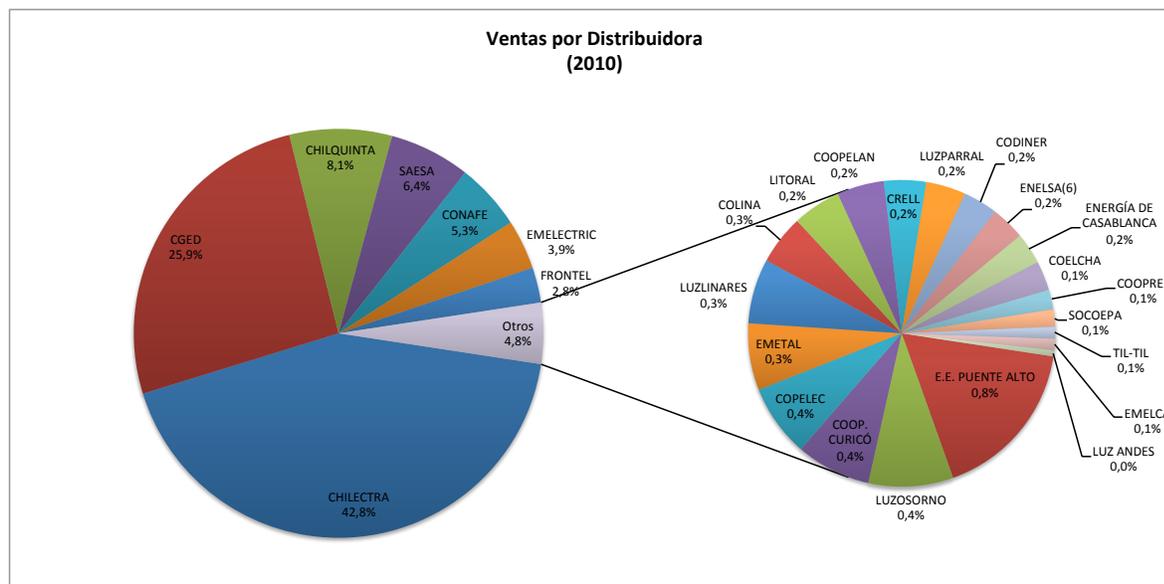
## **Análisis de los contratos de suministro de las concesionarias de Distribución**

## 1. Análisis de los contratos de suministro de las concesionarias de Distribución de Distribución

En este capítulo se efectuará un análisis de los contratos de las concesionarias de distribución más importantes del país con el fin de poder cuantificar la demanda potencial que podrían enfrentar los comercializadores.

El análisis antes mencionado se efectuará para las empresas CHILECTRA, CGED, CHILQUINTA y SAESA, empresas que en conjunto suman más del 84% del total de las ventas de de las distribuidoras a clientes finales del SIC. En el gráfico que sigue se muestra los tamaños de las diferentes empresas de distribución del SIC justificándose de esa manera el considerar las empresas antes mencionadas.

Gráfico 78: Ventas por Distribuidora (2010)<sup>168</sup>



En los capítulos siguientes se mostrará la demanda licitada y la por licitar para el horizonte 2014-2027, se efectuará con esas cifras una estimación de los clientes por categorías y se propondrá una evolución de la demanda que podrían enfrentar los futuros comercializadores.

<sup>168</sup> Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

## 2. Contratos de Suministro por Distribuidora

### 2.1. CHILECTRA

En la tabla que sigue se muestran los montos de energía contratada de Chilectra, las diferentes licitaciones de donde provienen, así como sus montos a contratar para los años venideros. Todo lo anterior para el horizonte 2014-2027.

**Tabla 66 Proyección de Consumos**

CHILECTRA Valores en GWh		PROYECCIÓN DE CONSUMOS													
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ADJUDICADOS	Lic 2006-1	4160	4160	4160	4160	4160	4160	4160	2080	2080	0	0	0	0	0
	LIC 2006-2	5645	5616	5616	5616	5616	5616	5616	5616	3423	3423	2390	2390	0	0
	LIC 2006-2.2	1783	1774	1774	1774	1774	1774	1774	1774	1467	1467	0	0	0	0
	LIC 2010-1	330	990	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
EN LICITACIÓN	LIC 2010-1 2do llamado	275	605	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
<b>Total Licitado</b>		<b>12193</b>	<b>13145</b>	<b>13860</b>	<b>13860</b>	<b>13860</b>	<b>13860</b>	<b>13860</b>	<b>11780</b>	<b>9280</b>	<b>7200</b>	<b>4700</b>	<b>4700</b>	<b>2310</b>	<b>2310</b>
<b>Consumo Previsto</b>		<b>12193</b>	<b>13145</b>	<b>13860</b>	<b>14560</b>	<b>15360</b>	<b>16260</b>	<b>17160</b>	<b>18080</b>	<b>18980</b>	<b>20000</b>	<b>21100</b>	<b>22300</b>	<b>22810</b>	<b>24010</b>
<b>Tasa Crecimiento</b>			7,8%	5,4%	5,1%	5,5%	5,9%	5,5%	5,4%	5,0%	5,4%	5,5%	5,7%	2,3%	5,3%
<b>Por Licitar</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>700</b>	<b>1500</b>	<b>2400</b>	<b>3300</b>	<b>6300</b>	<b>9700</b>	<b>12800</b>	<b>16400</b>	<b>17600</b>	<b>20500</b>	<b>21700</b>

Fuente Resolución Exenta CNE 278, 26 mayo 2011

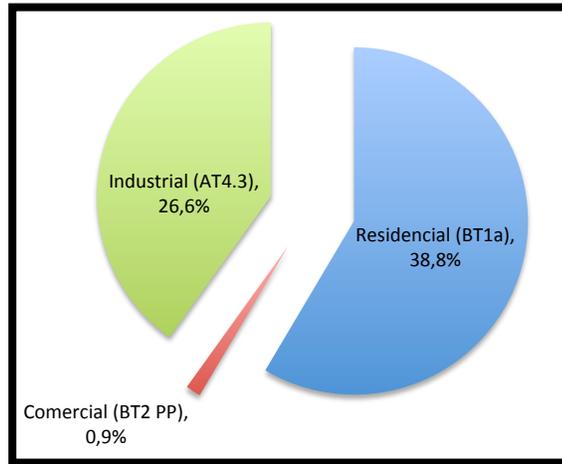
De la tabla anterior, se aprecia cómo CHILECTRA aún tiene bloques de demanda no contratados, los cuales han sido convocados para un segundo llamado del proceso 2010-1, lo cual podría ser abordado por comercializadores. Así, habría 275 GWh el 2014, 605 GWh el 2015 y 825 GWh desde el 2016 en adelante.

Demandas adicionales surgirían a partir del año 2017.

De esta manera, en el área de Chilectra existen montos de demanda relevantes que no han sido comprometidos en contratos de largo plazo, lo cual es propicio para permitir el desarrollo de comercializadores, toda vez que no afectaría a los contratos existentes y permite dar una gradualidad a la incorporación de comercializadores.

En el gráfico que sigue se puede apreciar una distribución de los consumos de los clientes en las tarifas más representativas y cuyos valores fueron proporcionados por el Ministerio de Energía.

**Gráfico 79: Consumos por tipo Cliente<sup>169</sup>**



Las opciones tarifarias antes graficadas permiten cubrir los clientes domiciliarios (Residencial BT1a), Comerciales (BT2) e industriales (AT4.3), será con este tipo de clientes que se harán los análisis de penetración del Comercializador.

## 2.2. CGED

En la tabla que sigue se muestran los montos de energía contratada de CGED, las diferentes licitaciones de donde provienen así como sus montos a contratar para los años venideros. Todo lo anterior para el horizonte 2014-2027

**Tabla 67 Proyección de Consumos**

CHILECTRA	Valores en GWh	PROYECCIÓN DE CONSUMOS													
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ADJUDICADOS	Lic 2006-1	4160	4160	4160	4160	4160	4160	4160	2080	2080	0	0	0	0	0
	LIC 2006-2	5645	5616	5616	5616	5616	5616	5616	3423	3423	2390	2390	0	0	
	LIC 2006-2.2	1783	1774	1774	1774	1774	1774	1774	1467	1467	0	0	0	0	
	LIC 2010-1	330	990	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
	LIC 2010-1 2do llamado	275	605	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
	Total Licitado	12193	13145	13860	13860	13860	13860	13860	11780	9280	7200	4700	4700	2310	2310
	Consumo Previsto	12193	13145	13860	14560	15360	16260	17160	18080	18980	20000	21100	22300	22810	24010
	Tasa Crecimiento		7,8%	5,4%	5,1%	5,5%	5,9%	5,5%	5,4%	5,0%	5,4%	5,5%	5,7%	2,3%	5,3%
	Por Licitat	0	0	0	700	1500	2400	3300	6300	9700	12800	16400	17600	20500	21700

Fuente: Resolución Exenta CNE 278, 26 mayo 2011

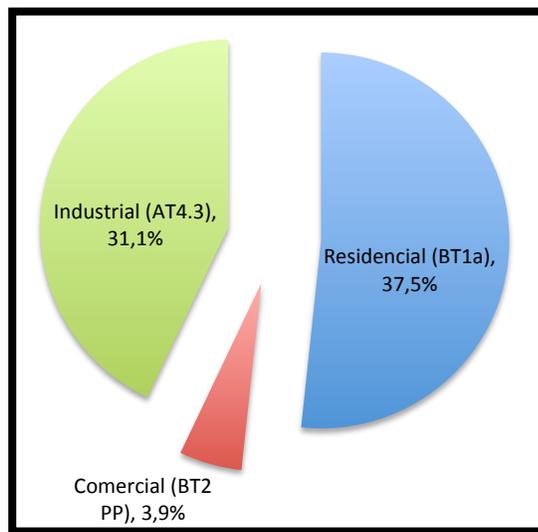
<sup>169</sup> Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio Energía e-mail 06 de marzo del 2012

De la tabla anterior, se aprecia como CGED ya desde el año 2014 presenta montos de energía no comprometidos en contratos, lo que debería implicar un nuevo proceso de licitación el 2012.

La proyección de consumos elaborada por CGED solo está disponible hasta el año 2024, por lo que la proyección de demanda de los años 2025 al 2027 se ha construido usando la tasa de crecimiento de los años anteriores.

En el gráfico que sigue se puede apreciar una distribución de los consumos de los clientes por tipo de tarifas al igual que en el caso de Chilectra, sólo se han utilizado los consumos asociados a las tarifas proporcionadas por el Ministerio de Energía

**Gráfico 80: Consumo por tipo de cliente - CGED<sup>170</sup>**



### 2.3. SAESA

En la tabla que sigue se muestran los montos de energía contratada de SAESA, las diferentes licitaciones de donde provienen así como sus montos a contratar para los años venideros. Todo lo anterior para el horizonte 2014-2027.

---

<sup>170</sup> Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio Energía e-mail 06 de marzo del 2012

**Tabla 68 Proyección de Consumos**

SAESA	Valores en GWh	PROYECCIÓN DE CONSUMOS													
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ADJUDICADOS	Lic 2006-1	1949	1949	1949	1949	1949	1949	0	0	0	0	0	0	0	
	Lic 2008-1	328	328	328	328	328	328	328	328	0	0	0	0	0	
Total Licitado		2277	2277	2277	2277	2277	2277	328	328	0	0	0	0	0	
Consumo Previsto (CON TASA LP)		2622	2780	2947	3125	3313	3513	3726	3951	4190	4443	4712	4997	5299	5619
Tasa Crecimiento			6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,1%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	
Por Licitat		344	502	670	847	1036	1236	3397	3623	4190	4443	4712	4997	5299	5619

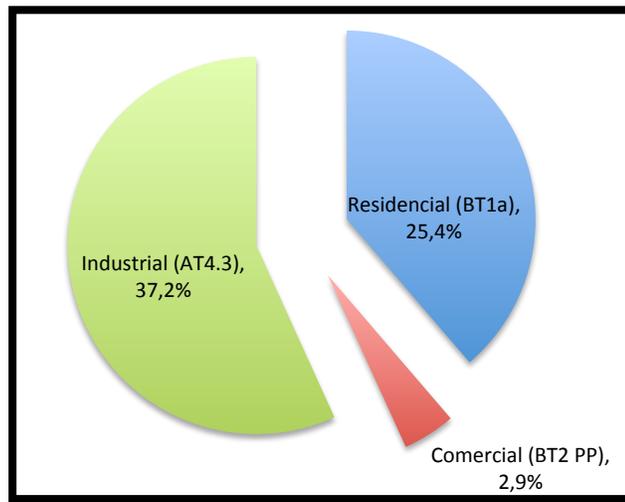
Fuente: Resolución Exenta CNE 893, 01 Diciembre 2008

De la tabla anterior, se aprecia como SAESA ya desde el año 2014 presenta bloques de energía no contratados, lo que debería implicar una nueva licitación o alternatively es una oportunidad para dar espacio a comercializadores.

Debido a que la proyección de consumos de SAESA solo estaba hasta el año 2021, los requerimientos del año 2022 al 2027 se han estimado usando la tasa de crecimiento de los años anteriores

En el gráfico que sigue se puede apreciar una distribución de los consumos de los clientes por tipo de tarifas al igual que en el caso de Chilectra, solo se han utilizado los consumos asociados a las tarifas proporcionadas por el Ministerio de Energía

**Gráfico 81: Consumos por tipo de tarifas - SAESA<sup>171</sup>**



<sup>171</sup> Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio Energía e-mail 06 de marzo del 2012

## 2.4. CHILQUINTA

En la tabla que sigue se muestran los montos de energía contratada de CHILQUINTA, las diferentes licitaciones de donde provienen así como sus montos a contratar para los años venideros. Todo lo anterior para el horizonte 2014-2027

**Tabla 69 Proyección de Consumos**

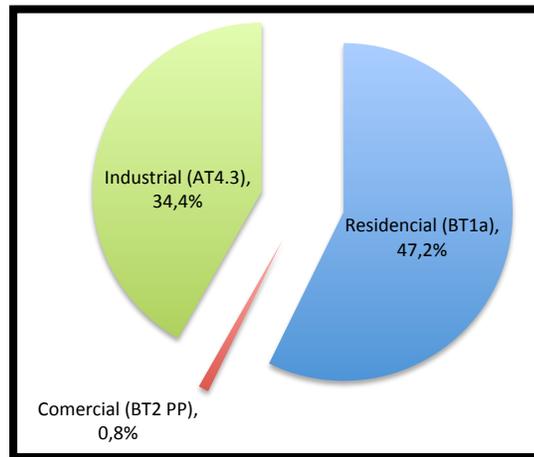
CHILQUINTA		PROYECCIÓN DE CONSUMOS													
Valores en GWh		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ADJUDICADOS	Lic 2006-1	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	737	0	0	0
	Lic 2008-1	1518	1518	1518	1518	1518	1518	1518	1518	1518	1518	1518	0	0	0
EN LICITACIÓN	Lic 2010-1	350	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	0
	Total Licitado	2605	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	1387	650	650	0
	Consumo Previsto (CON TASA LP)	2539	2658	2785	2919	3060	3210	3368	3536	3713	3901	4100	4311	4535	4771
	Tasa Crecimiento		4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,2%	5,2%
Por Licitat	0	0	0	14	155	305	463	631	808	996	2713	3661	3885	4771	

Fuente: Resolución Exenta CNE 684,20 octubre 2010

De la tabla anterior, se aprecia como CHILQUINTA ya desde el año 2017 presenta montos de energía no contratados, lo que debería implicar una nueva licitación o permitir la entrada de comercializadores en la zona.

Debido a que la proyección de consumos de CHILQUINTA solo estaba hasta el año 2026, los requerimientos del año 2027 se han estimado usando la tasa de crecimiento de los años anteriores

En el gráfico que sigue se puede apreciar una distribución de los consumos de los clientes por tipo de tarifas, al igual que en el caso de Chilectra, solo se han utilizado los consumos asociados a las tarifas proporcionadas por el Ministerio de Energía.

**Gráfico 82: Consumo por tipo de tarifas - Chilquinta<sup>172</sup>**

Si bien en el punto que sigue se analiza con detalle la potencial demanda de los comercializadores, en la tabla siguiente se muestran los potenciales consumos que podrían ser abastecidos por ellos. Esta estimación sólo considera los montos no licitados de las distribuidoras sin penetración alguna en sus mercados actuales.

**Tabla 70: Energía por licitar**

Valores en GWh														
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CHILECTRA	275	605	825	1525	2325	3225	4125	7125	10525	13625	17225	18425	21325	22525
CGED	30	475	921	1392	1888	2413	2965	3549	5864	6513	10168	13861	14623	15427
SAESA	344	502	670	847	1036	1236	3397	3623	4190	4443	4712	4997	5299	5619
CHILQUINTA	0	0	0	14	155	305	463	631	808	996	2713	3661	3885	4771
TOTAL	649	1582	2416	3778	5404	7179	10950	14928	21387	25577	34818	40944	45132	48342

<sup>172</sup> Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio Energía e-mail 06 de marzo del 20

### 3. Estimación Consumos por Tipo de Clientes

Para poder estimar el potencial mercado que enfrentarían comercializadores en este mercado hoy dominado por empresas distribuidoras, se utilizará la siguiente metodología:

- 1) El mercado potencial está compuesto por los consumos licitados en su porción correspondiente a los clientes entre 500 kW y 2000 kW, que conforme a las bases de licitación son clientes que pueden migrar, y por tanto, esa eventual reducción de consumo está presente en la estructura de negocio de dichos contratos. Además, están disponibles los crecimientos de demanda no contratados y que eventualmente serían licitados (ver tablas punto análisis de contratos de suministro).
- 2) Para cada uno de los ítems mencionados anteriormente (licitados y por licitar), se usarán los porcentajes de consumos por tipos de tarifas mostrados en los gráficos del punto antes citado.
- 3) Con lo anterior se obtendrá el consumo potencial que podrían enfrentar los comercializadores.
- 4) Para obtener una aproximación al número de clientes se utilizaran los consumos medios por tipo de tarifa (Industrial, Comercial y Residencial) para poder calcular ese número.

En la tabla que sigue se muestran los consumos promedios por cada tarifa de interesa y para cada distribuidora.

Tabla 71: <sup>173</sup>

Empresa	Consumo promedio (kWh)		
	Residencial (BT1a)	Comercial (BT2 PP)	Industrial (AT4.3)
Chilquinta	1.741	10.082	327.602
Chilectra	2.397	8.455	747.883
CGED	1.822	18.268	399.686
Saesa	1.583	20.393	548.271

#### 3.1. Tablas de Demanda por Tipo de Tarifa

Es importante señalar que en este estudio se ha focalizado la demanda a capturar por parte de las comercializadores en clientes que hoy son servidos por las distribuidoras, tanto regulados como libres, y no se han considerado a aquellos clientes que hoy son servidos por las generadoras en forma directa ya que no se dispone de información de los montos individuales contratados, sus plazos y sus modalidades de tarifas, de modo de poder determinar el impacto del comercializador en dicho segmento de mercado. Como dato de

<sup>173</sup> Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio Energía e-mail 06 de marzo del 2012

interés se puede señalar que la estimación de demanda para clientes libres al 2014 es de 21.634 GWh<sup>174</sup>, frente a los 32.066 GWh de consumos de distribuidoras.

En las tablas que siguen se muestran los potenciales consumos que enfrentarían los comercializadores, por tipo de tarifas y año por año. Para obtener los valores mostrados en las tablas 72 a la 75 se han utilizado los valores de consumos licitados y por licitar mostrados en las tablas 66, a la 70 y los porcentajes de clientes en cada una de las tarifas en estudios para cada una de las distribuidoras analizadas, así por ejemplo para Chilectra año 2014, de los 12.193 GWh licitados, un 38,8% corresponden a tarifa BT1, i.e, 4.732 GWh.

**Tabla 72: Demanda Potencial por tipo de tarifa para CHILECTRA, (valores en GWh)**

Valores en GWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado</b>	12193	13145	13860	13860	13860	13860	13860	11780	9280	7200	4700	4700	2310	2310
<b>Tasa Crecimiento</b>		7,8%	5,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-15,0%	-21,2%	-22,4%	-34,7%	0,0%	-50,9%	0,0%
Residencial (BT1a)	4732	5101	5379	5379	5379	5379	5379	4571	3601	2794	1824	1824	896	896
Comercial (BT2 PP)	112	121	128	128	128	128	128	109	85	66	43	43	21	21
Industrial (AT4.3)	3240	3493	3683	3683	3683	3683	3683	3131	2466	1913	1249	1249	614	614
Otras Tarifas	4109	4429	4670	4670	4670	4670	4670	3969	3127	2426	1584	1584	778	778
<b>Por Licitar</b>	0	0	0	700	1500	2400	3300	6300	9700	12800	16400	17600	20500	21700
<b>Tasa Crecimiento</b>					114,3%	60,0%	37,5%	90,9%	54,0%	32,0%	28,1%	7,3%	16,5%	5,9%
Residencial (BT1a)	0	0	0	272	582	931	1281	2445	3764	4967	6364	6830	7955	8421
Comercial (BT2 PP)	0	0	0	6	14	22	30	58	89	118	151	162	189	200
Industrial (AT4.3)	0	0	0	186	399	638	877	1674	2578	3402	4359	4677	5448	5767
Otras Tarifas	0	0	0	236	505	809	1112	2123	3269	4313	5526	5931	6908	7312

**Tabla 73: Demanda Potencial por tipo de tarifa para CGED (valores en GWh)**

Valores en GWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado</b>	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	5940	5940	2970	0	0	0
<b>Tasa Crecimiento</b>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-22,3%	0,0%	-50,0%			
Residencial (BT1a)	2863	2863	2863	2863	2863	2863	2863	2863	2226	2226	1113	0	0	0
Comercial (BT2 PP)	298	298	298	298	298	298	298	298	232	232	116	0	0	0
Industrial (AT4.3)	2378	2378	2378	2378	2378	2378	2378	2378	1849	1849	924	0	0	0
Otras Tarifas	2101	2101	2101	2101	2101	2101	2101	2101	1634	1634	817	0	0	0
<b>Por Licitar</b>	30	475	921	1392	1888	2413	2965	3549	5864	6513	10168	13861	14623	15427
<b>Tasa Crecimiento</b>		1483,3%	93,9%	51,1%	35,6%	27,8%	22,9%	19,7%	65,2%	11,1%	56,1%	36,3%	5,5%	5,5%
Residencial (BT1a)	11	178	345	522	708	904	1111	1330	2197	2441	3810	5194	5480	5781
Comercial (BT2 PP)	1	19	36	54	74	94	116	139	229	254	397	541	571	602
Industrial (AT4.3)	9	148	287	433	588	751	923	1104	1825	2027	3164	4313	4551	4801
Otras Tarifas	8	131	253	383	519	664	815	976	1613	1791	2796	3812	4022	4243

<sup>174</sup> Fuente : Informe precio de Nudo Abril 2012 CNE

**Tabla 74: Demanda Potencial por tipo de tarifa para SAESA (valores en GWh)**

Valores en GWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado</b>	2277	2277	2277	2277	2277	2277	328	328	0	0	0	0	0	0
<b>Tasa Crecimiento</b>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-85,6%	0,0%						
Residencial (BT1a)	578	578	578	578	578	578	83	83	0	0	0	0	0	0
Comercial (BT2 PP)	67	67	67	67	67	67	10	10	0	0	0	0	0	0
Industrial (AT4.3)	848	848	848	848	848	848	122	122	0	0	0	0	0	0
Otras Tarifas	784	784	784	784	784	784	113	113	0	0	0	0	0	0
<b>Por Licitado</b>	344	502	670	847	1036	1236	3397	3623	4190	4443	4712	4997	5299	5619
<b>Tasa Crecimiento</b>		45,8%	33,3%	26,5%	22,3%	19,3%	174,9%	6,6%	15,7%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
Residencial (BT1a)	87	128	170	215	263	314	863	920	1064	1129	1197	1269	1346	1427
Comercial (BT2 PP)	10	15	20	25	31	36	100	107	124	131	139	147	156	166
Industrial (AT4.3)	128	187	249	316	386	460	1265	1349	1561	1655	1755	1861	1974	2093
Otras Tarifas	118	173	230	291	356	425	1169	1246	1442	1529	1621	1719	1823	1933

**Tabla 75: Demanda Potencial por tipo de tarifa para CHILQUINTA(valores en GWh)**

Valores en GWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado</b>	2605	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	1387	650	650	0
<b>Tasa Crecimiento</b>		11,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-52,3%	-53,1%	0,0%	
Residencial (BT1a)	1229	1371	1371	1371	1371	1371	1371	1371	1371	1371	654	307	307	0
Comercial (BT2 PP)	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	11	5	5	0
Industrial (AT4.3)	896	999	999	999	999	999	999	999	999	999	477	224	224	0
Otras Tarifas	459	512	512	512	512	512	512	512	512	512	244	114	114	0
<b>Por Licitado</b>	0	0	0	14	155	305	463	631	808	996	2713	3661	3885	4771
<b>Tasa Crecimiento</b>					1007,1%	96,8%	51,8%	36,3%	28,1%	23,3%	172,4%	34,9%	6,1%	22,8%
Residencial (BT1a)	0	0	0	7	73	144	218	298	381	470	1280	1727	1833	2251
Comercial (BT2 PP)	0	0	0	0	1	2	4	5	7	8	22	30	31	38
Industrial (AT4.3)	0	0	0	5	53	105	159	217	278	343	933	1259	1336	1641
Otras Tarifas	0	0	0	2	27	54	82	111	142	175	478	645	684	840

### 3.1. Tablas de Clientes por Tipo de Tarifa

Utilizando las demandas potenciales descritas en las tablas 70 a la 75, junto con el consumo promedio por tipo de cliente y distribuidora mostrado en la tabla 27, en las tablas que siguen se muestran el potencial número de clientes que enfrentarían los comercializadores, por tipo de tarifas, por año y en los consumos licitados y los por licitar.

**Tabla 76: Número de clientes (estimados) por tipo de tarifa para CHILECTRA**

Numero de Clientes

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado (GWh)</b>	12193	13145	13860	13860	13860	13860	13860	11780	9280	7200	4700	4700	2310	2310
Residencial (BT1a) Clientes	1973623	2127719	2243452	2243452	2243452	2243452	2243452	1906773	1502109	1165430	760767	760767	373909	373909
Comercial (BT2 PP) Clientes	13286	14323	15102	15102	15102	15102	15102	12836	10112	7845	5121	5121	2517	2517
Industrial (AT4.3) Clientes	4333	4671	4925	4925	4925	4925	4925	4186	3298	2559	1670	1670	821	821
<b>Por Licitar (GWh)</b>	0	0	0	700	1500	2400	3300	6300	9700	12800	16400	17600	20500	21700
Residencial (BT1a) Clientes	0	0	0	113306	242798	388477	534155	1019751	1570093	2071875	2654590	2848828	3318237	3512476
Comercial (BT2 PP) Clientes	0	0	0	763	1634	2615	3596	6865	10569	13947	17870	19177	22337	23645
Industrial (AT4.3) Clientes	0	0	0	249	533	853	1173	2239	3447	4549	5828	6254	7285	7711

**Tabla 77: Número de clientes (estimados) por tipo de tarifa para CGED**

Numero de Clientes

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado (GWh)</b>	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	5940	5940	2970	0	0	0
Residencial (BT1a) Clientes	1571269	1571269	1571269	1571269	1571269	1571269	1571269	1571269	1221641	1221641	610821	0	0	0
Comercial (BT2 PP) Clientes	16325	16325	16325	16325	16325	16325	16325	16325	12692	12692	6346	0	0	0
Industrial (AT4.3) Clientes	5949	5949	5949	5949	5949	5949	5949	5949	4625	4625	2312	0	0	0
<b>Por Licitar (GWh)</b>	30	475	921	1392	1888	2413	2965	3549	5864	6513	10168	13861	14623	15427
Residencial (BT1a) Clientes	6170	97690	189416	286284	388293	496266	609792	729900	1206011	1339487	2091187	2850636	3007441	3172871
Comercial (BT2 PP) Clientes	64	1015	1968	2974	4034	5156	6335	7583	12530	13917	21727	29617	31246	32965
Industrial (AT4.3) Clientes	23	370	717	1084	1470	1879	2309	2763	4566	5071	7917	10792	11386	12012

**Tabla 78: Número de clientes (estimados) por tipo de tarifa para SAESA**

Numero de Clientes

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado (GWh)</b>	2277	2277	2277	2277	2277	2277	328	328	0	0	0	0	0	0
Residencial (BT1a) Clientes	365497	365497	365497	365497	365497	365497	52713	52713	0	0	0	0	0	0
Comercial (BT2 PP) Clientes	3294	3294	3294	3294	3294	3294	475	475	0	0	0	0	0	0
Industrial (AT4.3) Clientes	1547	1547	1547	1547	1547	1547	223	223	0	0	0	0	0	0
<b>Por Licitar (GWh)</b>	344	502	670	847	1036	1236	3397	3623	4190	4443	4712	4997	5299	5619
Residencial (BT1a) Clientes	55275	80595	107463	135976	166235	198350	545220	581400	672446	713097	756205	801920	850398	901806
Comercial (BT2 PP) Clientes	498	726	968	1225	1498	1788	4914	5240	6060	6427	6815	7227	7664	8127
Industrial (AT4.3) Clientes	234	341	455	576	704	840	2308	2461	2847	3019	3201	3395	3600	3817

**Tabla 79: Número de clientes (estimados) por tipo de tarifa para CHILQUINTA**

Numero de Clientes	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Total Licitado (GWh)</b>	2605	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	2905	1387	650	650	0
Residencial (BT1a) Clientes	706178	787504	787504	787504	787504	787504	787504	787504	787504	787504	375996	176206	176206	0
Comercial (BT2 PP) Clientes	2085	2325	2325	2325	2325	2325	2325	2325	2325	2325	1110	520	520	0
Industrial (AT4.3) Clientes	2735	3050	3050	3050	3050	3050	3050	3050	3050	3050	1456	682	682	0
<b>Por Licitat (GWh)</b>	0	0	0	14	155	305	463	631	808	996	2713	3661	3885	4771
Residencial (BT1a) Clientes	0	0	0	3795	42018	82681	125513	171055	219037	270001	735455	992444	1053168	1293252
Comercial (BT2 PP) Clientes	0	0	0	11	124	244	371	505	647	797	2171	2930	3109	3818
Industrial (AT4.3) Clientes	0	0	0	15	163	320	486	663	848	1046	2849	3844	4079	5009

#### 4. Evolución de la Demanda de los Comercializadores

En los puntos precedentes se ha efectuado un análisis de los potenciales clientes que podrían ser abordados por los comercializadores a partir del año 2014, separando estos clientes en dos clases, los abastecidos por contratos ya firmados por las distribuidoras, y los que no están cubiertos por estos contratos.

De lo anterior surge la incógnita básica de cómo abordar la creación de esta actividad de comercialización, una visión de algunos agentes de mercado es que los clientes que están en las distribuidoras deben permanecer en ellas hasta que la distribuidora complete los contratos que ha licitado, y por tanto, no tenga energía para abastecerlos. Así, los comercializadores podrían abordar a clientes en los cuales la distribuidora no tenga cubiertos mediante contratos sus consumos. La experiencia internacional, muestra que en NINGUNO de los mercados analizados hubo esta protección al distribuidor (ver Capitulo ).

En TODOS los países estudiados, el distribuidor debe separar su actividad de comercialización y competir con las otras empresas del rubro, más aún en Colombia se le fija un límite de participación de mercado (25%), por ende en este informe se considerará que a partir del año 2014 TODOS los clientes del distribuidor (es decir de su comercializador afiliado) pueden optar a cambiarse de suministrador, obviamente los comercializadores asociados a los distribuidores tiene la ventaja de contar con energía licitada en años anteriores y a precios conocidos, por ende el gran reto de los nuevos comercializadores es poder obtener contratos que sean competitivos con los que las distribuidoras mantienen pero que se van extinguiendo en el tiempo. Para efectos de este informe, se considerará que el comercializador penetrará en el 10% del mercado licitado de los Distribuidores, solo para la tarifa AT4.3. Se ha escogido este número ya que corresponde a un monto inferior al de los bloques variables que las distribuidoras (el cual es un 10% de todo su consumo) y solo en el mercado de los grandes clientes ya que ellos son los más sensibles a ofertas de precios.

De la experiencia internacional analizada, se ha observado que en los mercados de Noruega, Texas y Australia, la tasa de cambio de clientes es cercana al 10% anual, en UK las tasas de cambio del comercializador afiliado al distribuidor a nuevos comercializadores han sido del orden del 5% anual, en Colombia las tasas han sido menores principalmente debido a que el grueso de los clientes es regulado

aunque sin embargo, en los clientes de mayor consumo e industriales, la penetración de los nuevos comercializadores ha sido muy atractiva.

Para determinar la demanda potencial que permita la penetración del comercializador en el mercado, se considerará las siguientes demandas:

- Demanda de clientes regulados no contratada actualmente por las empresas distribuidoras.
- Demanda de clientes entre 2000 y 500 kw, respecto de los cuales se ha establecido movilidad en los contratos licitados.

Por lo anterior es que se propone el siguiente esquema de captura del mercado por parte de los comercializadores, centrado en consumos licitados y no licitados y por tipos de tarifa.

**Tabla 80: Penetración del mercado por comercializadores**

PENETRACION		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
LICITADO	Residencial (BT1a)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Comercial (BT2 PP)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Industrial (AT4.3)	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Por Licitar	Residencial (BT1a)	5%	5%	5%	10%	15%	20%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
	Comercial (BT2 PP)	20%	30%	40%	50%	60%	40%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
	Industrial (AT4.3)	20%	30%	40%	50%	60%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

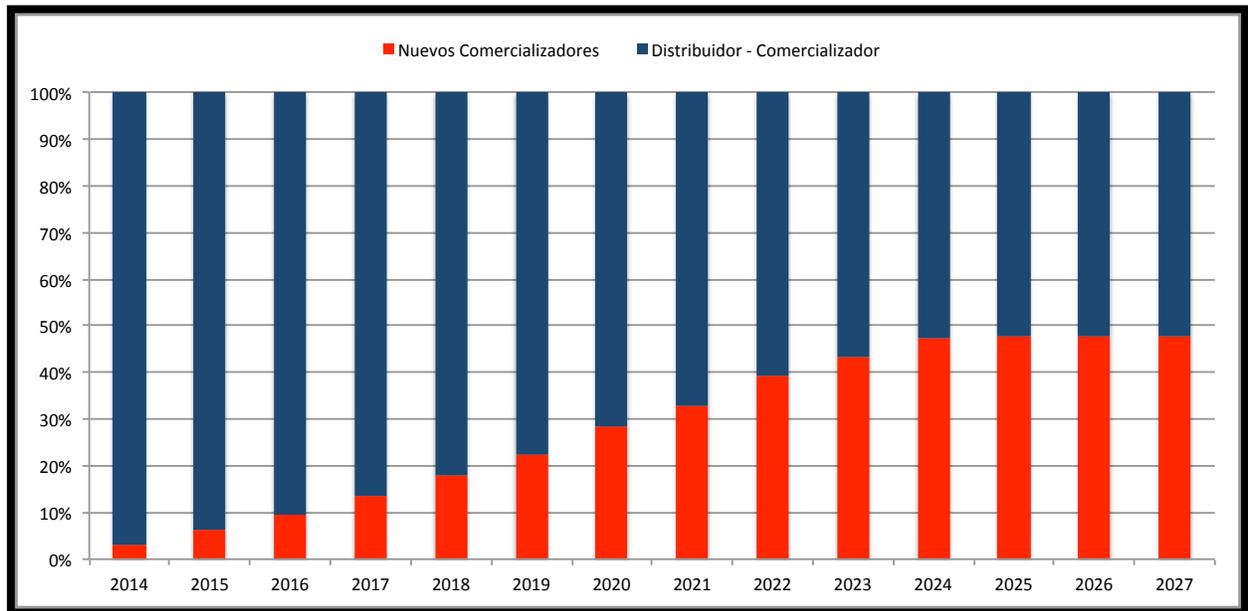
En la tabla que sigue se muestra como sería la evolución de la demanda que “capturarían” (en las tres tarifas analizadas) los nuevos comercializadores.

**Tabla 37: Demanda Nuevos Comercializadores**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Demanda Nuevos Comercializadores (GWh)	771	898	1053	1405	1962	2679	4167	5387	7392	8683	11634	13659	14953	16041
Tasa Crecimiento		16%	17%	33%	40%	37%	56%	29%	37%	17%	34%	17%	9%	7%

Tomando los datos anteriores, se muestra la evolución de la demanda potencialmente a ser servida por comercializadores, comparándose con la demanda atendida por el distribuidor de la zona, y para cada una de las tres familias de tarifas analizadas.

Gráfico 83: Penetración de Mercado por Nuevos Comercializadores



Debe notarse que en la legislación actual, los clientes entre 500 kW y 2000 kW, tienen libertad para escoger si se acogen a tarifas reguladas o bien negocian su tarifa con algún agente del mercado (distribuidora o generadores), por tanto, esta demanda (de este tipo de clientes) no es una demanda “atada” a la distribuidora y puede migrar. Este hecho se reconoce en las licitaciones de las distribuidoras donde ellas identifican a este tipo de clientes y especifican que su demanda licitada podría reducirse en los montos antes indicados debido a que estos clientes acepten ofertas de otros agentes.

Todo lo antes explicado sirve para avalar el hecho que es perfectamente factible penetrar el mercado de los distribuidores sin pasar a llevar compromisos de compra que ellos (distribuidores) han contraído con los generadores

## 5. Comercializador de Último Recurso

El concepto de Comercializador de Último Recurso (CUR) se refiere a que en toda área, existe un agente comercializador que tiene la OBLIGACIÓN de acoger a cualquier cliente que no haya podido (o no haya sido aceptado) por otra comercializadora. Este esquema se aplica para impedir que consumidores que viven en zonas alejadas o que hayan tenido problemas de pago o que simplemente no hayan tenido tiempo de contratar su servicio eléctrico con algún comercializador, queden sin proveedor. Se aclara que esta obligación de acoger no implica que este comercializador de último recurso, no pueda suspender el servicio por falta de pago.

De la revisión de las experiencias internacionales, TODOS los países estudiados poseen esta figura, su forma de operar fluctúa de acuerdo voluntarios entre comercializadores (UK) a la obligación de aceptar clientes dentro de la zona de concesión de la distribuidora (Colombia).

Noruega, Texas y Australia consagran esta figura con la definición de un *Price-to-Beat* (Precio a Igualar) fijado por la autoridad y con políticas que incentivan a los consumidores a cambiarse a las opciones tarifarias disponibles en el mercado.

Por todo lo anterior, y considerando las tasas de penetración del comercializador propuestas (las cuales son muy poco agresivas) es que esta figura que asegura que todos los clientes contarán con servicio eléctrico es indispensable de adoptar en Chile.

El esquema propuesto es similar al esquema colombiano, el distribuidor tiene obligación de aceptar a los clientes dentro de su zona de concesión, esto se debería hacer por la vía de la comercializadora afiliada al distribuidor y solo en casos donde el cliente, por motivos ajenos a él, no le ha sido posible firmar contrato con algún comercializador, dentro de este esquema es indispensable que la autoridad fije este llamado *Price-to-Beat* con criterios que permitan remunerar al comercializador y protejan al cliente de tarifas abusivas. El esquema propuesto, con la obligación del distribuidor, puede aplicarse durante los primeros años o bien hasta que existan comercializadores interesados en proveer este servicio al llamado *Price-to-Beat*.

La existencia de un CUR no está exenta de costos para el sistema. La capacidad del distribuidor de adquirir energía en el sistema cuando se requiera, pero sin ser permanente, debe ser modelada para determinar su costo económico. En rigor, el CUR debe adquirir un seguro en el sistema eléctrico, para los eventos que un comercializador salga del sistema, y el CUR deba recibir a los clientes que no puedan encontrar contratarse con otro comercializador.

La forma de este seguro es idéntico a la suscripción de una opción de compra de electricidad para un período determinado al precio que el regulador determine como el *Price-to-Beat*. Para efectos de determinar el costo de esta opción, se ha supuesto que existe un mercado de derivados asociado al MMO, y por lo tanto, las opciones, como un derivado tradicional, pueden contratarse y valorizarse con los métodos tradicionales para opciones de activos financieros.

Para efectos de la modelación se consideraron los siguientes supuestos:

- a) La siniestralidad máxima esperada es del 5% del volumen contratado.

- b) El *Price-to-Beat* equivale a un recargo del 20% del precio de mercado esperado (promedio de costos marginales)
- c) La opción se contrata en el mes de Julio del año anterior, para el período comprendido entre Abril del año siguiente y Marzo del subsiguiente (es decir, en Julio 2013 se contrata para el año Abril 2014-Marzo 2015).
- d) El período de compra es de 12 meses.

Utilizando el modelo Black-Scholes se tiene lo siguiente para el cálculo de la Opción de Compra (Call),  $C(S,T)$ :

$$C(S,T) = N(d_1)S - N(d_2)Ke^{-rT}$$

Con:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

$N(x)$  = Función de probabilidad acumulada de una distribución Normal(0,1)

$T$  = Tiempo de ejercicio de la opción

$r$  = Tasa libre de riesgo anual continua

$\sigma$  = volatilidad del costo marginal (porcentual)

Para proyectar los costos marginales (y sus volatilidades) se utilizó el modelo PLP. Se calcularon los Premium para cada uno de los meses del año hidrológico 2013-2014. Los costos marginales son los promedios de las 50 hidrologías posibles, y la volatilidad es igual a la desviación estándar porcentual de estos datos.

La barra seleccionada es Alto Jahuel 220, y el inicio del periodo es la fecha 01/07/2012. El precio de ejercicio para cada *call* es el promedio de los costos marginales del año, que se proyectó en US\$ 69,9 /MWh para dicha SS/EE, incrementado en 20% y la tasa libre de riesgo es igual a un 4% compuesta anual.

El resultado de esta modelación es el siguiente:

Tabla xx: Resultado Modelación Cálculo de Premium Comercializador Último Recurso

	Valor (US\$/MWh)	Comentario
<b>CMg Esperado</b>	69,89	Promedio Abr13-Mar14
<b>Price to Beat</b>	83,87	20% incremento
<b><math>\sigma</math> Cmg</b>	43,03	Promedio volatilidad mensual
<b>Precio Opción Compra</b>	15,29	Precio opción para 1 MWh
<b>Premium CUR</b>	0,76	Premium para cobertura 5%

Los resultados anteriores se interpretan de la siguiente manera: la opción de comprar 1 MWh a un precio 20% superior al precio de mercado esperado para el período analizado asciende a US\$ 15,29 /MWh. Si se asume que la siniestralidad máxima esperada es de 5%, entonces el costo del premium que todos los usuarios deben absorber en su cuenta eléctrica es de US\$ 0,76/MWh (US\$ 15,29 x 5%). Una mayor o menor siniestralidad impactará en el precio del premium en forma lineal. A medida que el precio se estabiliza producto de una mayor participación de ERNC el impacto de la volatilidad disminuirá, disminuyendo el precio de la opción. Asimismo, si se define el *Price to Beat* a un nivel distinto al 20%, el premium también variará. Un recargo de 10% significará un premium de US\$ 0,86/MWh, y uno de 30% el premium será de US\$ 0,68/MWh.

# Capítulo VIII

---

## **Requisitos financieros de los comercializadores**

## 1. Medidas de protección al mercado

### 1.1. Marco Regulatorio Financiero para Evitar Especulación de Agentes Comercializadores

La presencia de un agente Comercializador puede agregar nuevos riesgos a la cadena de pagos, si es que este Comercializador toma posiciones de riesgo sin los debidos respaldos financieros o coberturas provistas por terceros.

En la situación actual, al estar restringida la comercialización a empresas con generación propia o contratada, el riesgo de incumplimiento se cubre con los activos del desarrollador. Sin embargo, esto siempre ocurre, ya que un generador perteneciente a un CDEC puede contratar sin límites de volumen, aumentando su riesgo de incumplimiento en caso de enfrentar situaciones de costos marginales adversas. Esto quedó en clara evidencia en el caso Central Campanario que contrató un volumen no consistente con su perfil de costos y volumen de generación.

En un mercado con agentes de comercialización presentes este riesgo se hace más evidente y está presente en forma permanente. Al revisar la experiencia internacional se pueden extraer una serie de medidas e instrumentos que permiten reducir casi en su totalidad el riesgo de insolvencia de un comercializador producto de una mala gestión de comercialización de energía, y a la vez generar mecanismos que permitan a los usuarios no enfrentar riesgos de falta de suministro por la insolvencia de un comercializador.

A continuación se muestra un listado de medidas relevantes para cada uno de los mercados estudiados, a nivel de mercado mayorista:

**Tabla 81: Medidas de Protección del Mercado 1: Australia y UK**

Medidas de protección del Mercado	
<b>Australia</b>	Proceso de registro de actividades en NEM.
	Garantías financieras.
	Máximo de crédito por participante.
<b>UK</b>	Registro en Achilles Utilities Vendor Database (UVDB)
	En caso de ser una categoría de alto riesgo, hay un proceso de verificación sanitaria, de seguridad y ambiental. Si es de alto riesgo en Cambio Climático o DDHH, National Grid efectúa un cuestionario seguido por una auditoría
	Requisito de licencias separadas para actividades de distribución y de comercialización. Balancing and Settlement Code (BSC).
	Licitación de Ofgem, que exige la generación de códigos de conducta respecto a la atención al cliente.

**Tabla 82: Medidas de Protección del Mercado (continuación): Noruega y Texas**

Medidas de protección del Mercado	
<b>Noruega</b>	Aval de entrada de € 30.000
	Cobro de comisiones por transar energía, que son recibidas por el operador del mercado.
	Cuenta bancaria aprobada por el Nord Pool con un saldo mínimo que asegure las transacciones en él
	Tipo de moneda: Hay monedas aprobadas para cada mercado, y las transacciones deben ser facturadas en la misma moneda con la que fueron realizadas. Debe haber una cuenta bancaria por moneda
	Cargos automáticos a las cuentas de los participantes
	<i>Concentration Bank</i> del Nord Pool recopila los cargos y los envía a los respectivos bancos, generando un informe diario de las transacciones a la Nord Pool
<b>Texas</b>	REP deben cumplir certificación de PUC:
	Estándares de Calidad respecto a manejo de riesgos y capitalización, capital mínimo con devolución en 2 años, etc.
	Letra de Crédito por US\$500.000
	Capital mínimo de US\$ 1.000.000, el cual debe ser devuelto a los accionistas dentro de los 2 primeros años de operación.
	Garantías que cubran la totalidad de los pagos hechos por los consumidores, incluyendo los pagos anticipados.
	Se prohíbe que cualquier persona que haya controlado una comercializadora que transfirió sus clientes al comercializador de último recurso, sea propietaria o administradora de una nueva comercializadora, lo que implica que los propietarios de una comercializadora que cayó en insolvencia puedan volver a participar del mercado.
	Transparencia. Las definiciones de los tipos de contrato existentes y del que posee el cliente deben ser entregadas a este último.
Reclamos. La PUC maneja una ficha pública en donde se comparan el número de reclamos recibidos por cada comercializador de acuerdo a la fecha.	

**Tabla 83: Medidas de Protección del Mercado (continuación): Colombia**

Medidas de protección del Mercado	
<b>Colombia</b>	Los generadores, distribuidores y comercializadores pueden tener un máximo de 25% de participación en la actividad respectiva. Además ningún generador podrá tener más de un 25% de una distribuidora.
	El comercializador debe presentar garantías financieras y fácilmente liquidables que permitan cubrir sus transacciones de energía y todos los pagos que él recauda de los clientes, la cuantía de esas garantías la determina el ASIC.
	Si el comercializador no presenta las garantías o estas son insuficientes el ASIC determina cortes de energía a las áreas servidas por el comercializador, estos cortes van aumentando en el tiempo, a partir de ese momento los clientes pueden terminar su contrato con el comercializador sin ningún costo.
	Para los clientes regulados, el comercializador tiene un costo máximo definido por la CREG que puede cobrar a dichos clientes

De la experiencia internacional y el contexto del mercado chileno, se proponen a continuación una serie de medidas para la evitar la insolvencia de los comercializadores, y mecanismos de ajuste de contratos en caso de la salida de alguno de ellos.

- **Giro Único:** Se propone que las empresas comercializadoras posean giro único, con balance auditado por la SVS y la SEC, para verificar el cumplimiento de límites de exposición financiera y al mercado eléctrico.
- **Capital Mínimo:** Se debe fijar un capital mínimo, líquido, fijo, y permanente para el agente comercializador. Este monto debe ser tal de evitar compañías sin respaldo, pero no tan alto para permitir un adecuado número de comercializadores de modo que exista competencia.
- **Garantías Financieras (*Margin Calls*):** Se deben exigir garantías financieras para los comercializadores en función de la exposición neta al mercado spot<sup>175</sup> (ventas a clientes no respaldadas por contratos de compra al MMO). Estas garantías serán ajustadas, al alza o a la baja, cada vez que varíe en más de 5% la diferencia entre la garantía existente y la garantía requerida. Por ejemplo, si producto de variaciones del precio spot aumentan la necesidad de garantías en 10%, el comercializador deberá depositar en el depósito de garantías del operador financiero, dicho 10% adicional. La forma de cálculo de las garantías utilizará el *fair value* de sus contratos de compra de energía y de sus ventas de energía con un cierto descuento (por ejemplo 5%). Una posible fórmula sería la siguiente:

$$\text{Garantía} = \text{FV Compra Spot Vol\_Venta} - \text{FV Venta Contratos Venta} - \text{FV Compras a MMO}$$

Donde:

<sup>175</sup> Los comercializadores deberán tener acceso al mercado spot en todo momento, ya que será dicho mercado en el cual comprarán sus déficits o venderán sus excedentes.

**FV Compra Spot Vol\_Venta** es la valorización a precio spot proyectado de los volúmenes de venta contratados con clientes

**FV Venta Contratos Venta** es la valorización a *fair value* de los contratos de venta a clientes

**FV Compras a MMO** es la valorización a *fair value* de los contratos al Mercado Mayorista Organizado

- **Experiencia y Reputación:** Se debe exigir experiencia comprobable en el mercado eléctrico, e historial comercial mínimo. Un Comercializador, o sus accionistas, que han caído en insolvencia en forma previa no pueden reingresar al mercado.
- **Comercializador de Último Recurso:** En cada zona deberá existir un comercializador de último recurso, el cual tendrá la obligación de recibir a los clientes sin comercializador (ver definición en capítulo VII, sección 4).
- **Retención de recaudación por un período mínimo:** El Operador Financiero del Mercado Mayorista, al igual que los operador de los mercados de futuro financiero, retendrá las recaudaciones de los clientes de un determinado número de ciclos de facturación, debiendo el comercializador solventar las compras de energía con capital de trabajo propio. Ello permite que en caso de insolvencia, los recursos retenidos en la cuenta de reserva del administrador financiero se utilizarán para pagar las acreencias del mercado mayorista, y luego para compensar a los clientes cuando sean traspasados al comercializador de último recurso.

## 2. Medidas de protección al Usuario Final

La introducción del comercializador debe considerar medidas que protejan a los clientes en los eventos de salidas de mercado de los agentes comercializadores. Es importante que las barreras de salida a los comercializadores estén bien reguladas, de modo que se atraiga a un suficiente número de participantes. Medidas de protección a los usuarios son parte de las barreras de salida destinadas a mantener la continuidad de servicio a los usuarios.

La experiencia internacional describe como los distintos mercados han abordado este aspecto. En la tabla siguiente se muestra un resumen de las principales medidas:

**Tabla 84: Medidas de Protección al Usuario**

<b>Costos por cambio de comercializador</b>	En ningún país de los analizados existe cobro por cambio de comercializador. Lo que sí existe, es un pago previamente acordado por finalización anticipada del contrato, como protección a la comercializadora.
<b>Comercializador de Último Recurso</b>	<p>El comercializador de la distribuidora está obligado a acoger a aquellos clientes que por cualquier motivo se queden sin comercializador. Para ello, en Texas el comercializador y la distribuidora deben estar estrictamente separados.</p> <p>En UK, el Comercializador de último recurso puede ser cualquier comercializador que haya solicitado la autorización en su licencia para ejercer como tal.</p> <p>En Colombia no existe formalmente, pero el distribuidor tiene obligación de atender a clientes en su zona de concesión</p> <p><b>Price-to-Beat.</b> En Texas fue abolido cuando se consideró que el mercado ya era lo suficientemente competitivo, partiendo de la base de que gran parte de los clientes se cambiaron a un comercializador distinto del de la distribuidora. En Noruega es una filial del distribuidor con Price-to-Beat.</p>
<b>Páginas de Información al Consumidor</b>	En Texas, la PUC maneja una página web en donde los consumidores pueden comparar las ofertas disponibles para su código postal. En ella además se explica el sistema y se presentan recomendaciones al consumidor. En UK, existe la página <a href="http://www.consumerfocus.org.uk">www.consumerfocus.org.uk</a> que cumple la misma función. Cabe destacar que diversas páginas han sido creadas por terceros con el fin de comparar los precios y planes que ofrecen los comercializadores.
<b>Medidores</b>	<p>En Colombia, los encargados de medir los consumos son las comercializadoras y son propietarias de los medidores.</p> <p>En UK, los medidores son propiedad de un tercero, quien es encargado de su instalación y mantención. Las mediciones las toman los comercializadores.</p> <p>En Noruega, Texas y Australia el distribuidor es propietario y encargado de realizar las lecturas de los medidores</p>

Tabla 85 (continuación Tabla 40)

<b>Critical Residential Customer (Texas)</b>	<b>Care</b>	<b>Los REP tienen prohibido desconectar a cualquier cliente que posea en su hogar alguna persona en estado crítico de salud, hasta por 63 días de emitida la factura y con aviso previo. Esta condición debe ser certificada por un médico, y es responsabilidad del cliente comunicarla a la comercializadoras.</b>
--	-------------	--

En base a lo anterior y el modelo propuesto para el caso Chileno, se proponen las siguientes medidas de protección a los usuarios:

1. **Libertad de Elección:** Debe existir plena portabilidad de clientes entre distintas comercializadoras. Se debe exigir un plazo mínimo de permanencia de modo de asegurar continuidad en los contratos de suministro aguas arriba.
2. **Costo de Cambio de Comercializador:** No debe existir costo cambio, salvo el tener las cuentas de suministro al día. El cobro del medidor y empalme, si es que son absorbidos por la comercializadora y cobrados en forma mensual, deben traspasarse al nuevo comercializador.
3. **Información a los Clientes:** Al igual que sucede con los precios de las bencinas, que son publicados por la CNE, debe existir amplia información a los clientes a fin de comparar ofertas disponibles para las determinadas zonas.
4. **Comercializador de Último Recurso:** Debe existir un comercializador de último recurso al cual todos los clientes tendrán opción de conectarse. Este comercializador puede ofrecer precios algo más caros que el mercado de modo de incentivar el cambio a comercializadores regulares. Asumiendo un Price to Beat de 20% de recargo sobre precio de mercado, el Premium que los usuarios deberían absorber es de aproximadamente US\$ 0,76/MWh (ver capítulo VII punto 4).
5. **Retención de Cobros en Cuentas de Garantía:** A fin de precaver la insolvencia de algún comercializador, los pagos de los usuarios deben ser mantenidas en cuentas de reserva por al menos dos ciclos de facturación. Así, en caso de insolvencia, la cadena de pagos no se ve interrumpida, y los clientes pueden cambiarse sin dificultad a un nuevo comercializador.

# Capítulo IX

---

**Cambios Normativos requeridos por la comercialización**

## 1. Cambios Normativos requeridos por la comercialización

Para presentar los cambios normativos propuestos tendientes a incorporar y/o profundizar la actividad de comercialización de electricidad en el mercado chileno, se trabajará sobre una estratificación del tipo de cambio que se desee efectuar, basado en el siguiente esquema:

- **Nivel 1:** Cambios normativos en Leyes. En esta categoría se consideran cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos
- **Nivel 2:** Cambios normativos en Reglamentos y/o creación de nuevos reglamentos.
- **Nivel 3:** Cambios normativos vía actos administrativos. En esta instancia se considera la emisión de Resoluciones Exentas (CNE, SEC u otras), Normas CNE, Reglamento Interno de los CDEC, Procedimientos DO, DP y DAP.

A continuación se presenta tres escenarios de cambios normativos, de forma de partir en nivel 3 hasta llegar a modificaciones de nivel 1. De esta manera, se estratifican los cambios para profundizar gradualmente la comercialización de electricidad en el mercado Chileno.

### 1.1. Solo se efectúan cambios Nivel 3.

Las modificaciones de este nivel que se recomienda para introducir la comercialización en el mercado son las siguientes:

- **Reducción del límite para optar a la condición de cliente libre.** Actualmente el límite que define el segmento de consumidores que puede optar a cliente libre se encuentra en el rango 500 a 2000 kW. Según el artículo 147, el Ministerio de Energía puede rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra d), previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. Por tanto, el Ministerio de Energía podría iniciar las acciones tendiente a reducir dicho límite. Se propone llevarlo a 250 kW en una primera etapa.
- **Establecer mecanismos de garantías para transacciones en el mercado mayorista.** El DS 291 en los artículos 36 k) y 37 d) dispone que la DO y DP deberán elaborar los Procedimiento que la CNE les requiera para su informe favorable y posterior aplicación. A través de estas disposiciones existe la vía para disponer la implementación de un mecanismo de garantías para resguardar el cumplimiento de las obligaciones de pago que se generan como resultado de la Valorización de Transferencias y regular la suspensión del mercado mayorista a los agentes incumplidores.
- **Norma para medidores digitales.** Se recomienda emitir una norma SEC para establecer las características técnicas mínimas que deben cumplir los medidores digitales que se utilicen en Distribución. En particular se establecerá el cumplimiento de las normas que aseguren la instalación de equipos con protocolos de comunicación de acceso abierto, que exista compatibilidad entre distintas marcas y que en el caso de medidores de prepago cumpla la norma internacional STS.

- **Modificación de la Res. Exta. #164 del 25 de febrero de 2010 para profundizar las ofertas de ahorro de consumo.** El artículo 148 de la ley da bastante flexibilidad para estructurar las ofertas, dejando a la CNE la potestad de establecer las normas detalladas que sean necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución. Para estos fines la CNE emitió Resoluciones Exentas estableciendo dichos procedimientos, llegando a la actualmente vigente RE #164/2010.

Las disposiciones elaboradas por la CNE o han sido exitosas en la implementación de ofertas de ahorros, más aún han sido una barrera no económica para su implementación, perdiendo la oportunidad de implementar en forma efectiva este tipo de mecanismos en periodos críticos de abastecimiento. Entre las rigideces, no previstas en la Ley, y que impone la RE #164, esta la necesidad de disponer de un contrato con la distribuidora para poder imputar ahorros.

Se recomienda modificar la RE #164, a fin de dar liquidez al mercado de ahorros de energía, a fin de permitir la incursión de comercializadores para la realización de este tipo de ofertas. Para estos efectos se debe permitir que cualesquier empresa pueda promover ahorros de energía, los cuales podrán ser transados en el mercado mayorista o spot como Mega-Watts.

Con estas modificaciones de tipo administrativo, se estima que se da un primer paso para dar fluidez a la penetración de la comercialización a nivel de distribución.

## 1.2. Se efectúan cambios Nivel 2 y 3.

Para profundizar los cambios normativos indicados en el punto anterior, se recomienda efectuar los cambios de Reglamento que se indican a continuación.

- **Modificación del DS 291 para permitir la participación de clientes libres en el mercado mayorista o spot.** Se propone modificar el reglamento, de forma de permitir a los clientes libres efectuar compras en el mercado mayorista exclusivamente destinadas a abastecer sus consumos. Cabe recordar que los clientes libres actualmente son integrantes de los CDEC y ya cumplen con obligaciones de coordinación en su calidad de tales.
- **Modificar el Decreto #79 del 12 de Marzo de 2009 que fija el mecanismo de cálculo peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de servicio público de Distribución.** Se recomienda modificar este decreto de forma de eliminar la exigencia de aprobación del medidor por parte de las distribuidoras debiendo ésta radicar en la SEC, permitir la lectura de medidores y facturación de clientes servidos por comercializadores por parte de un tercero eliminando los cargos por ese concepto en los peajes, eliminar la posibilidad de solicitar Aportes Financieros Reembolsables, toda vez que estos son requeridos por la distribuidora a nuevos consumidores, e incorporar en el cálculo de peajes para clientes con tarifa BT1 que opten por calidad especial de servicio. De esta manera se da flexibilidad para la toma de clientes por parte de los comercializadores y se permite comenzar la instalación de medidores y sistemas de facturación de tecnología moderna.

- **Modificar las disposiciones del Capítulo 4 del DS 327 relativas a la medición.** Se recomienda modificar el Capítulo relativo a medición y facturación de forma de permitir que una empresa independiente pueda realizar la instalación, mantención y operación de sistemas de medición y facturación en redes de distribución. Estableciendo la obligación a dicha empresa de entregar la información de medición de consumos a la distribuidora concesionaria, y a los comercializadores que operen en dicha zona de concesión y sean los suministradores de dichos consumos.

### 1.3. Se efectúan cambios Nivel 1 a 3

Además de las modificaciones propuestas en los puntos 1 y 2, se propone modificar la ley general de servicios Eléctricos para incorporar a cabalidad la comercialización y desintegración de la comercialización y operación de la red de distribución:

- **Modificar el artículo 115 de la Ley para establecer un mecanismo de cálculo de peajes para todos los consumidores en el área de distribución.** Establecer en la Ley un cálculo de peajes en distribución que se independice de la estructura de tarifas BT y AT y que esté basado en el uso medio de zonas dentro del área de concesión de la distribuidora, siendo tipificadas por zonas típicas y separando aquellas zonas con tendidos subterráneos y aéreos. En estas tarifas deben excluirse todo cargo asociado a la comercialización y la obligación de informar consumos reales a las distribuidoras. Se debe establecer la obligación del distribuidor de compensar las deficiencias de disponibilidad y calidad de servicio a todos los usuarios de dicha zona, en forma transparente y equitativa, independiente de si son clientes de dicha distribuidora.
- **Modificar DFL 4 para incorporar al comercializador puro.** Se recomienda incorporar al menos las siguientes modificaciones en la ley para incorporar la comercialización pura:
  1. Artículo 1. Incluir la comercialización como actividad regulada.
  2. Artículo 3 se agregue punto d, indicando que la comercialización de electricidad no está sometida a concesión de la autoridad.
  3. Artículo 7, se debe especificar que es servicio público el transporte en distribución que efectúa una concesionaria de distribución a usuarios finales y comercializadores. En este mismo artículo debe especificarse que las empresas de distribución y generación NO pueden efectuar comercialización de electricidad como tales, para hacerlo deben constituir sociedades anónimas filiales o coligadas, sujetas a las mismas regulaciones que a los comercializadores puros. Asimismo en este artículo se debe definir el límite máximo de clientes que puede tener la empresa de comercialización ligada a la concesionaria de distribución. Se debe agregar en este artículo la creación de la empresa de medición y facturación, la cual debe ser independiente de otros agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores).
  4. Artículo 125, en este artículo se debe especificar que la empresa obligada a dar servicio a quien lo solicite en su área de concesión, no es la distribuidora, sino la comercializadora ligada a ella, con una tarifa que no puede ser superior a la llamada tarifa de último recurso.

5. En artículo 147, incorporar la definición de tarifa de comercialización de último recurso y establecer que esta debe ser otorgada por la comercializadora de la distribuidora concesionaria. Esta tarifa será definida por el regulador.
  6. Artículo 131, las empresas que comercialicen electricidad de las concesionarias de distribución serán quienes deban efectuar licitaciones para abastecer a clientes regulados mediante la tarifa de último recurso.
  7. Artículo 141, el concesionario de distribución deberá suspender el servicio de electricidad a requerimiento del comercializador que abastezca al cliente si éste demuestra el no pago de la factura correspondiente.
  8. Artículo 145, se debe agregar que la SEC multará a la distribuidora por efectuar discriminación de sus servicios o calidad a las diferentes comercializadoras que actúan en su área de concesión.
  9. Artículo 182, el VAD sólo considerará costos asociados a la inversión y operación de las diferentes instalaciones para la distribución de electricidad, no se considerarán costos de atención de clientes, mediciones, facturaciones y otros asociados a la operación de comercialización.
  10. Artículo 183, en este artículo se debe exigir que se calcule para cada SS/EE de la red de distribución un peaje por el uso de las instalaciones que permitan abastecer a los usuarios conectados a la citada SS/EE. Este peaje será el que paguen los comercializadores que vendan electricidad en cada SS/EE de la distribuidora.  
En el mismo artículo 183, permitir que los comercializadores operando en las zonas de concesión de las distribuidoras participen en los estudios de cálculo de VNR de dichas zonas de concesión. Dicha participación puede ser mediante la realización de un estudio independiente que se pondere por un guarismo a definir, o bien realizando observaciones a los estudios de las empresas en base a su participación en el mercado. Todo ello con el fin de representar los intereses de sus clientes en el proceso de fijación tarifaria.
  11. Establecer en la Ley, que los precios que ofrezcan los diferentes comercializadores deben ser válidos para todos los clientes en el área de concesión de una distribuidora.
  12. Establecer la obligación para los comercializadoras el publicar sus tarifas a través de medios web y/o en medios de circulación del área donde sean válidas.
- **Modificación del DS 291 para incorporar como integrante del CDEC a los comercializadores.** Incorporar como integrantes del CDEC a los comercializadores, creando la categoría para participar en el Directorio y estableciendo sus deberes y derechos como integrante.
  - **Crear un reglamento de comercialización.** En el debe especificar detalladamente la normativa que regula la actividad de comercialización, entre ellas se debe incluir:
    - i. requisitos para ser comercializador,
    - ii. deberes y obligaciones de los comercializadores y clientes de ellos,
    - iii. garantías que estas empresas deben constituir para iniciar sus actividades,
    - iv. regulación de la empresa operadora de sistemas de medición y facturación.

# Capítulo X

---

## **Anexos**

## 1. Anexo: Programas de Respuesta de Demanda

Actualmente en Chile la demanda de pequeños clientes no responde a precios ya que los consumidores enfrentan precios fijos que no reflejan cambios en los costos marginales del mercado mayorista. Para solucionar esta ineficiencia es que se han creado e implementado distintos programas de participación de demanda. La liberalización de la comercialización generalmente ha venido de la mano con este tipo de iniciativas. El éxito de cada programa radica en su capacidad de traspasar consumo entre periodos. Los principales programas se presentan a continuación.

Tabla 86<sup>176</sup>

	Definition	Signal of the actual supply/demand balance
Real Time Pricing (RTP)	Retail electricity prices that fluctuate with the real time wholesale prices	Accurate, depending on the lag time between the price announcement and the price implementation
Time-of-Use Pricing (TOU)	Retail electricity prices varying in a preset way within certain block of time	Approximate, since prices don't capture the price variation within a price block. Moreover, they are based on the average wholesale market variation and adjusted infrequently
Demand Charges	Instrument that allows a portion of the consumer's bill to be calculated on the basis of the consumer's maximum capacity usage	Approximate, since the charge is based on the individual peak and not on the system peak
Critical Peak Pricing (CPP)	System that usually starts with a TOU rate structure, and adds one more rate that applies to critical peak hours, which the system operator can call on short notice	Good, but less accurate than RTP for two reasons: first, the level of prices for the peak hours are preset; second, the number of peak hours that can be called in a year is limited.
Interruptible Demand Programs	System with a basic constant rate structure, with the option for the system operator to cut off supply to some customers.	Since the customers are not actually physically interrupted, but they retain an option to continue to consume at a greatly increased price, these programs can be viewed just as a crude form of CPP.
Real Time Demand-Reduction Programs (DRP)	System where certain customers are eligible to be paid to reduce their consumption at certain times.	Similar to interruptible demand programs

<sup>176</sup> Fuente: Abrate176 (2003)

## 2. Anexo: Detalle de facturación de la Electricidad de Texas, EEUU<sup>177</sup>

**Cargo Base:** Tarifa fija mensual, independiente de la cantidad de (kWh) utilizados.

**Cargos Actuales:** Cargos actuales por el servicio de energía eléctrica como se describen en el documento de las condiciones de servicio al cliente, incluidos los impuestos y tarifas aplicables. Además de los cargos actuales, si el cliente se encuentra en un plan de pago promedio o nivelado, dichas especificaciones deberán estar claramente demostradas.

**Tarifa de Demanda:** Son los cargos que dependen de la tarifa a la cual se proporciona el servicio de energía eléctrica o de acuerdo al sistema en un instante determinado, o promediados en un plazo asignado, durante el ciclo de facturación.

**Cargo por Energía:** Es un cargo basado en la energía eléctrica (kWh) consumida.

**Cargo de medidor:** Es un cargo aplicado para recuperar los cargos TDU en la medición del consumo de un cliente, a tal punto que el TDU es un cargo aparte exclusivamente para tal fin aprobado por la Comisión de Servicios Públicos.

**Cargos Recurrentes:** Identifica y detalla todos los cargos recurrentes que no sean para servicio de electricidad.

**Cargos no recurrentes:** Es un cargo aplicado para recuperar los cargos TDU en la medición del consumo de un cliente, a tal punto que el TDU es un cargo aparte exclusivamente para tal fin aprobado por la Comisión de Servicios Públicos.

**Total a Pagar:** Son los saldos de la factura anterior, los pagos realizados desde la factura anterior, el monto total a pagar y una casilla de verificación para que el cliente done dinero en forma voluntaria al programa de ayuda de pago de factura.

**Nuevos productos o servicios:** Son los avisos de nuevos productos o servicios proporcionados al cliente desde la factura anterior.

**Cambios en las tarifas:** Hace referencia a cualquier cambio en los cargos o tarifas del cliente debido a la característica de tarifa variable del contrato de Condiciones de Servicio.

---

<sup>177</sup> [http://espanol.puc.state.tx.us/consumer/electricity/bill\\_e.es.aspx](http://espanol.puc.state.tx.us/consumer/electricity/bill_e.es.aspx)  
[http://www.puc.state.tx.us/consumer/electricity/bill\\_e.aspx](http://www.puc.state.tx.us/consumer/electricity/bill_e.aspx)  
Sample Bill <http://www.potentiaenergy.com/residential-sample-bill.html>  
Video explicativo Bounce energy: <http://www.bounceenergy.com/texas/choice-education/understanding-texas-electric-bill>

**Sanción por el No Pago:** Puede cobrarse una sanción única que no supera el 5% en una factura morosa. Los saldos morosos pendientes no pueden volver a sancionarse. La sanción no se aplica a clientes residenciales o comerciales pequeños de proveedor de último recurso (POLR).

**Impuesto municipal sobre las ventas:** Impuesto a las ventas recaudado por las autoridades fiscales autorizadas, tales como el estado, las ciudades y los distritos especiales

**Recargo por sistemas de medición avanzados:** Es un cargo autorizado por la PUC para las empresas que prestan servicio de electricidad para recuperar los costos por los sistemas de medición avanzados. Este cargo se compartirá entre los usuarios de electricidad que reciban un medidor avanzado. El cargo mensual se agregará a su factura de electricidad durante los próximos años. Para obtener más información, contacte a su proveedor de electricidad minorista.

**Cargo por transición a Competencia:** Es un cargo que se aplica para recuperar los cargos TDU para los costos no titularizados asociados con la transición a la competencia

**Factor de recuperación de costos de aprovechamiento de energía:** Es un cargo aplicado para recuperar los cargos TDU para los programas de aprovechamiento de energía, al tal punto que el cargo TDU es un cargo aparte exclusivamente para el fin aprobado por la Comisión de Servicios Públicos.

**Gravamen PUC:** Se aplica esta tarifa para recuperar la tarifa estatutaria por la administración de la Ley Reguladora de Servicios Públicos.

**Cargos REP:** Los proveedores de electricidad minoristas pueden empaquetar todos los cargos asociados a su servicio de electricidad en el precio por kWh o pueden separar los cargos de acuerdo a lo siguiente:

**Cargos de suministro TDU:** Es un cargo para cubrir el costo de transportar electricidad desde la planta generadora hasta su hogar.

**Recargos de Transmisión y distribución:** Se refiere a uno o más recargos TDU en la factura de un cliente en cualquier combinación. Los recargos incluyen los cargos facturados como tarifas anexadas por el TDU

**Cargo por transición:** Los servicios públicos están autorizados a titularizar o refinanciar sus activos regulatorios o costos de naufragio (activos que se vuelven no rentables como resultado de una desregulación) siempre y cuando beneficie a los contribuyentes. La titularización de deudas proporciona financiación a un costo menor que la financiación tradicional de los servicios públicos. Los servicios públicos también pueden recuperar los costos de transacción de la titularización a través de la tarifa.

**Sistema de fondos de beneficios:** Es un cargo no transferible establecido por la PUC, no debe exceder los 65 centavos por megavatio por hora. Dicho cargo costea los programas de aprovechamiento de energía y de educación al cliente.

**Reembolso del impuesto sobre los ingresos misceláneos brutos:** Es una tarifa aplicada para recuperar el impuesto sobre los ingresos brutos misceláneos sobre los proveedores de electricidad minoristas que operan en una localidad incorporada con una población superior a 1000.

**Cargo para Financiación de Decomisión Nuclear:** Es una tarifa que cubre el costo de la eliminación en forma segura de una instalación de generación nuclear del servicio, la reducción de la radiactividad residual a un nivel que permita la liberación de la propiedad para su uso con libre acceso y la terminación de la licencia. Sólo la empresa de tendido de cables o el servicio de transmisión y distribución puede aplicar esta tarifa a cualquier compañía que utilice sus cables para suministrar electricidad a los consumidores.

3. Anexo: Mix de Combustibles de algunos comercializadores<sup>178</sup>

Supplier	Coal %	Natural Gas %	Nuclear %	Renewable %	Other %	CO2 emissions per kg/kWh	Radioactive Waste per g/kWh
<b>Atlantic Electric and Gas</b>	22.3	55.0	10.5	9.7	2.5	0.413	0.00105
<b>British Gas</b>	15.3	61.8	14.3	6.6	2	0.374	0.00143
<b>EDF Energy</b>	51.3	28.1	12.0	6.5	2.1	0.567	0.0012
<b>Equipower (EBICo)</b>	25	59.1	5.5	8.9	1.5	0.450	0.00049
<b>Ecotricity</b>	17.5	24	2.6	54.1	1.8	0.2666	0.00026
<b>Good Energy</b>	0	0	0	100	0	0	0
<b>Green Energy UK</b>	0	0	0	100	0	0.157	0
<b>London Energy</b>	51.3	28.1	12.0	6.5	2.1	0.567	0.0012
<b>Manweb</b>	43.5	49.3	0	6.9	0.3	0.570	0.0000
<b>npower</b>	42	42	8	5	3	0.543	0.001
<b>Scottish Hydro-Electric</b>	22.3	55.0	10.5	9.7	2.5	0.413	0.00105
<b>ScottishPower</b>	43.5	49.3	0	6.9	0.3	0.570	0.0000
<b>Seaboard Energy</b>	51.3	28.1	12.0	6.5	2.1	0.567	0.0012
<b>Southern Electric</b>	22.3	55.0	10.5	9.7	2.5	0.413	0.00105
<b>SWALEC</b>	22.3	55.0	10.5	9.7	2.5	0.413	0.00105
<b>SWEB Energy</b>	51.3	28.1	12.0	6.5	2.1	0.567	0.0012
<b>UK Average</b>	32.9	43.3	15.3	5.9	2.6	0.463	0.00153

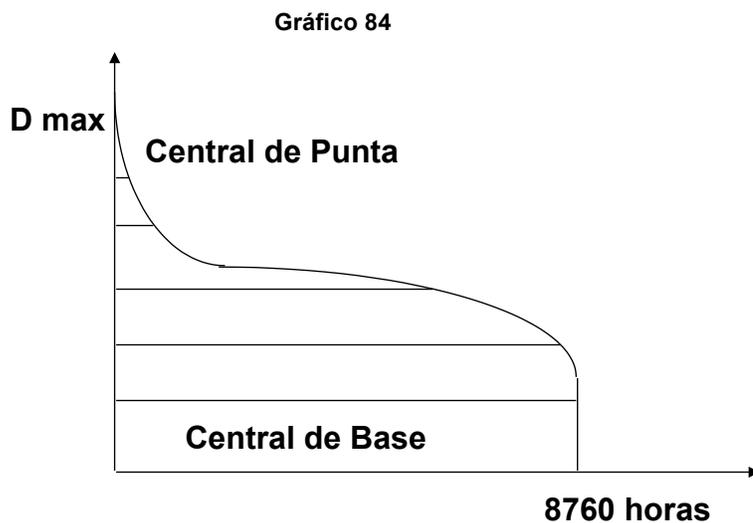
<sup>178</sup> <http://www.electricity-guide.org.uk/fuel-mix.html>

#### 4. Anexo: Equilibrio financiero en el sector generación eléctrica en Chile.

En este Anexo se desarrolla la formulación del equilibrio financiero de un parque generador, para el caso de demanda constante, con variación estacional, y múltiples tecnologías de generación disponibles para abastecer la demanda.

Suponiendo que la demanda es determinística en un sistema eléctrico y está caracterizada por su curva de duración de la demanda anual, la cual queda expresada como  $t=f(P)$ , esto es la variable tiempo como función de la demanda (P).

Esta curva de duración de la demanda puede ser abastecida por distintas tecnologías de generación que estén disponibles, las cuales según sus características podrán abastecer distintas partes de ella, desde la base a la punta.



Esta curva se debe llenar óptimamente con centrales de distinto tipo de tecnología de generación, con distintos costos de inversión ( $a_i$ ) y de operación ( $b_i$ ), cuyo costo estará dado por:

$$(a_i + b_i * t) * dP$$

En donde,  $t$  es función de  $P$ :

$$t = f(P)$$

Los costos de operación e inversión son inversamente proporcionales, esto implica que:

$$a_i < a_{i+1}$$

$$b_i > b_{i+1}$$

El costo total anual de abastecimiento del sistema ( $\Phi$ ), inversión y operación, será la suma de los costos totales correspondientes a cada tecnología, esto es:

$$\phi = \int_0^{D_{\max}} (a + b * t) * dP$$

Desarrollando la integral por partes ( $\int_a^b u * dv = (u*v)|_a^b - \int_a^b v * du$ ), haciendo la sustitución:  $u = a + b * t \Rightarrow du = da + b * dt$  (Regla de la cadena) y  $v = P \Rightarrow dv = dP$ , se tiene que:

$$\phi = (a + b * t) * p|_{D_{\max}} - (a + b * t) * p|_0 - \int_0^{D_{\max}} P * (da + db * t + b * dt)$$

Se tiene que  $b*t*P$  para  $P=D_{\max}$  es nulo, ya que cuando la demanda es máxima  $t=0$ . Además,  $b*t*P$  y  $a*P$  para  $P=0$  también son nulos.

Además, la condición de óptimo para el mínimo costo de operación e inversión, debe cumplir que:

$$da + t * db = 0$$

Esto implica que en el óptimo debe cumplirse que:

$$a_i + b_i * t = a_{i+1} + b_{i+1} * t$$

Reemplazando la condición de óptimo como  $da + t * db = 0$ , se tiene:

$$\phi = a(D_{\max}) * D_{\max} - \int_0^{D_{\max}} P * b * dt$$

Pero  $dt < 0$ , para  $P$  creciente ( $dP > 0$ ), por la forma de la curva de duración de la demanda, luego se tiene la siguiente equivalencia:

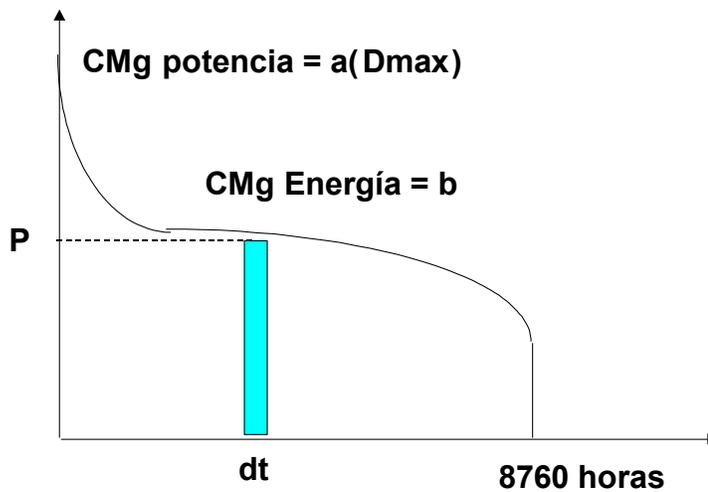
$$\int_0^{D_{\max}} P * b * dt = - \int_0^{D_{\max}} P * b * |dt|$$

Reemplazando, se tiene que:

$$\phi = a(D_{\max}) * D_{\max} + \int_0^{D_{\max}} P * b * |dt|$$

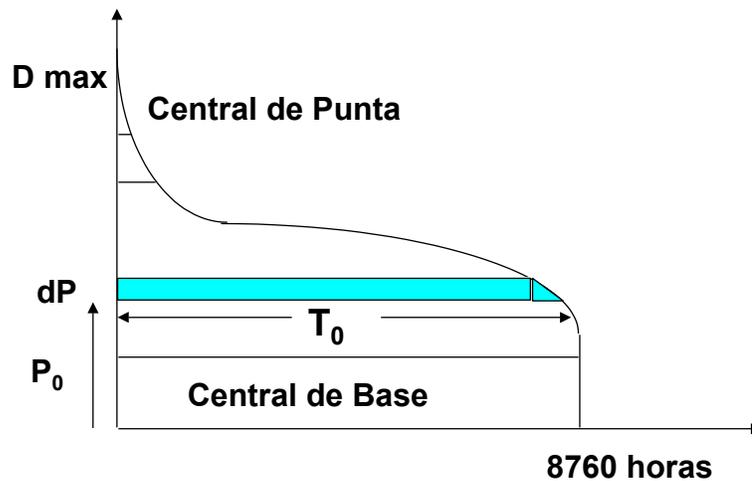
En esta expresión, el primer término corresponde al cobro de la demanda máxima valorizada al costo de instalación de la potencia de punta. El segundo término corresponde al cobro de la energía valorizada en cada instante al costo marginal del sistema.

Gráfico 85



Cada central (dP) que opera en el sistema obtiene exactamente la misma rentabilidad. Esto quiere decir que los Ingresos Netos, Ventas - Costos, incluidos los costos de capital valorizados con dicha tasa, deben ser nulos. Para verificar esta condición, supongamos que existe una central de tamaño dP, que opera por un tiempo  $T_0$  y que corresponde a la tecnología óptima para un nivel de demanda  $P_0$ .

Gráfico 86



Los costos que verá cada central incremental estarán dados por:

$$\text{Costos} = dP * (a(P_0) + b(P_0) * T_0)$$

A su vez los ingresos estarán dados por:

$$\text{Ingresos} = dP * (a(D \text{ max}) + \int_0^{T_0} b(t) dt)$$

Desarrollando el término de la integral, se tiene.

$$\int_0^{T_0} b(t)dt = b * t \Big|_0^{T_0} - \int_0^{T_0} t * db(t)$$

Evaluando y reemplazando la condición de óptimo, se tiene:

$$\int_0^{T_0} b(t)dt = b(P_0) * T_0 + \int_{a(D_{\max})}^{a(P_0)} da = b(P_0) * T_0 + a(P_0) - a(D_{\max})$$

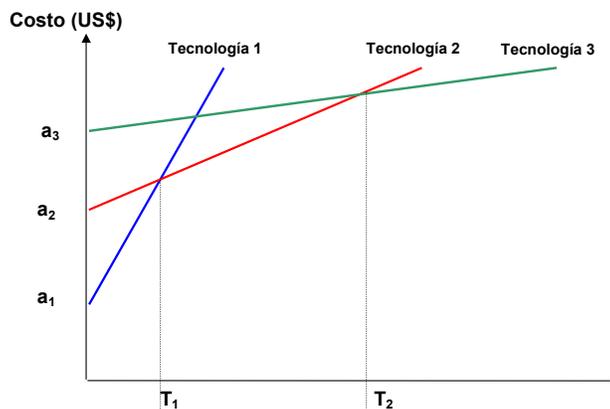
Reemplazando, se tiene:

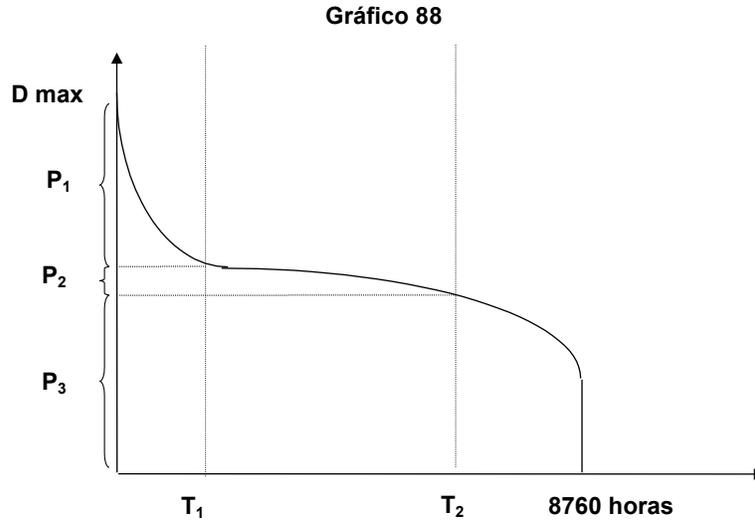
$$\text{Ingresos} = dp * (a(D_{\max}) + b(P_0) * T_0 + a(P_0) - a(D_{\max})) = dp * (b(P_0) * T_0 + a(P_0))$$

Así, se comprueba que los ingresos obtenidos en el mercado a costos marginales por la energía y potencia son iguales a los costos de operación e inversión. Tal como se puede observar de las expresiones indicadas previamente, los costos marginales de energía corresponden a los costos variables de generación, esto es, no incluyen aquellas componentes correspondientes a costos fijos.

En términos gráficos, el proceso de determinación de la forma óptima de abastecer la curva de duración de la demanda se muestra en la figura siguiente: en ella se supone la existencia de tres tecnologías de generación, con costos unitarios de inversión  $a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$ . Las pendientes de cada curva representan los costos de operación de cada una de dichas tecnologías, dados por  $b_1$ ,  $b_2$  y  $b_3$ .

Gráfico 87





El tamaño óptimo para cada tecnología de generación, estará dado por la intersección de las curva de costo de abastecimiento de forma de minimizar el costo de abastecimiento, lo que determina un curva envolvente eficiente. Esto determina un número de horas de operación para la cual es indiferente una tecnología respecto de la siguiente más eficiente, T1 y T2 respectivamente, los que dependen únicamente de las características de la oferta de generación. A su vez, dichas horas de operación que definen las transiciones de tecnología de generación, definirán los niveles de demanda que abastecerán, según la curva de duración de la demanda, determinando el tamaño que tendrá cada tecnología, P1, P2 y P3 respectivamente.

## 5. Anexo: Esquema de Prepago de Electricidad a nivel Distribución

Los sistemas de prepago consisten en la entrega del precio de un bien antes de la recepción o utilización de él. El sistema se utiliza en la venta de servicios básicos como: Teléfono, agua, Gas, transporte, Electricidad y otros. En Chile se encuentran bastante difundido en telefonía celular, transporte público (tarjeta BIP) y televisión satelital, donde el usuario ha mostrado que puede adaptarse rápidamente y hacer uso eficiente de los recursos. Así, surge la conveniencia de analizar la experiencia internacional y la posibilidad de aplicación en Chile de sistemas de prepago de electricidad.

La implementación de sistema de prepago de energía eléctrica se ha extendido en todo el mundo con programas desarrollados en el Reino Unido, Canadá, Nueva Zelanda, Estados Unidos, Sudáfrica, Perú, Ecuador, Argentina y Colombia.

Las empresas que han implementado estos sistemas han concluido que este esquema reduce la cartera morosa y que los usuarios de bajos ingresos aprecian su uso porque les evita las desconexiones y les permite administrar su propio consumo.

Sudáfrica fue el pionero en el desarrollo e implementación de sistemas de prepago y actualmente es el mayor mercado de la tecnología de medidores prepago con teclado, país en donde un alto porcentaje de la distribución de la energía se realiza en modo prepago.

A continuación se revisa la experiencia internacional en la implementación de sistemas de prepago de energía eléctrica y su potencial de aplicación en Chile.

### 5.1. Experiencia internacional en sistemas de prepago de energía eléctrica.

#### 5.1.1. Sudáfrica

Los sistemas de prepago de electricidad se originan en Sudáfrica a fines de los años 80s, los cuales fueron promovidos por la empresa ESKOM<sup>179</sup>, que es la mayor empresa generadora y distribuidora de Sudáfrica, cubriendo el 95% de la demanda del país.

Hacia 1988, ESKOM era una de las mayores generadoras de energía eléctrica del mundo, tenía aproximadamente 120.000 clientes y operaban con sistemas de facturación convencionales.

---

<sup>179</sup> <http://www.eskom.co.za/live/index.php#>

En ese momento ESKOM comienza a desarrollar un plan con cobertura nacional denominado "*Electricidad para Todos*", con el objeto de suministrar energía eléctrica directamente y en forma masiva a clientes residenciales que no tenían acceso a suministro eléctrico.

ESKOM enfrentó problemas que debió superar respecto de los siguientes aspectos:

- Minimizar el número de empleados de ESKOM que debían manejar un gran número de nuevos clientes. Así, se requería operar un sistema con un plantel reducido, tanto en la gestión como en su mantenimiento. El sistema convencional de lectura del medidor y facturación, requería demasiados esfuerzos de gestión en la operación diaria para procesar cuentas y mantener conexiones y desconexiones.
- Gran parte de las zonas donde residían los clientes potenciales casi no tenían infraestructura. Estos clientes no poseían dirección fija ni trabajos permanentes o cuentas bancarias y, normalmente en las áreas a cubrir no había servicio postal. En esta realidad los sistemas de facturación convencional no disponían del soporte para operar con eficacia.
- Muchos clientes potenciales eran analfabetos y no tenían internalizado que debían pagar cargos fijos o facturas que recibían después de consumir la energía eléctrica, o bien si lo entienden, no tienen capacidad de pago suficientes.

Para solucionar éstos y otros problemas, ESKOM comenzó a desarrollar un sistema de prepago básico, el cual se mantiene en uso hasta la actualidad. Este sistema se conformó sobre las bases siguientes:

- Medidores con pago previo, denominados Dispensadores de Electricidad o **Electricity Dispensers (ED)**.
- Expendedores automáticos donde el cliente puede adquirir el crédito de energía eléctrica que consumirá, denominadas Unidades Distribuidoras de Crédito o **Credit Dispensing Units (CDU)**.
- Concentradores de datos que manejan las CDU's y reúnen las informaciones de las transacciones de éstas, denominadas Estaciones Maestras del Sistema o **System Master Stations (SMS)**.

La primera licitación para los medidores dispensadores de energía eléctrica de prepago, con una especificación muy breve de ESKOM se lanzó en 1989. En ese momento los esfuerzos apuntaban a mantener el precio de los medidores en el menor nivel posible, para reducir los costos de transacción. Como resultado de ese proceso, se adjudicó a dos fabricantes para el suministro de 10.000 medidores.

Las especificaciones originales fueron actualizadas durante 1990 con las Partes 1, 2 y 3 de la norma NRS009. Se adjudicó contratos con los dos fabricantes existentes y después se incluyó a un tercero para los medidores basados en la Especificación NRS009. En 1991 también se cambió el nombre del proyecto que en este momento pasó a denominarse "**Proyecto de Electrificación Eskom**" y el número de medidores aumentó a unas 10.000 unidades por cada fabricante.

En 1990 el Instituto de Normalización de África del Sur, el SABS, publicó la primera norma nacional para medidores de prepago sobre la base de la especificación NRS009, que reemplazó a la antigua

especificación NRS. Los contratos para el suministro de medidores se incrementaron firmemente alcanzando un total de 200.000 medidores en 1993 y 300.000 unidades anuales desde el año 1994 hasta el 2000.

Durante 1993 ESKOM determinó que para poder estandarizar la comercialización de la energía eléctrica a partir de medidores provenientes de varios fabricantes debía normalizar los sistemas de ventas. ESKOM se embarcó en un programa de normalización de los ED y del proceso de ventas, para lo cual lanzó una especificación para adquirir un sistema de ventas sobre la base de una especificación de acceso abierto y de los ED a integrar.

El desarrollo del nuevo Sistema de Ventas Universal (**Common Vending System / CVS**) se inicio aceleradamente para pasar rápidamente a la fase de la implementación.

Para que el nuevo sistema de ventas pudiera llevar a cabo la transferencia de crédito a todos los tipos de medidores fue necesario desarrollar un medio estándar de transferencia y los correspondientes protocolos de comunicaciones. Así, se creó la "Especificación Normalizada de Transferencia" (**Standard Transfer Specification / STS**). El Sistema de Ventas Universal y la Especificación Normalizada de Transferencia constituyen la base del sistema de prepago que opera ESKOM hasta la actualidad.

Las especificaciones técnicas fueron perfeccionadas en el transcurso de los años y hoy han sido adoptadas como estándar por la mayoría de las empresas de servicios públicos que proveen energía eléctrica.

En la actualidad se considera a Sudáfrica como el líder mundial en lo que concierne a la tecnología del prepago de electricidad y varios países adoptaron estas normas para sus sistemas.

## **Resultado de la experiencia de ESKOM.**

### *Percepción del cliente*

Los clientes residenciales de Eskom con medidores convencionales y esquema tarifario convencional, deben pagar elevados montos por costos iniciales de instalación para obtener la energía eléctrica. Estos clientes abonan una tasa mensual fija y otra variable en función de la energía eléctrica que realmente consumieron.

Eskom implemento dos esquemas para el servicio de pre-pago. Una de estas tarifas incluye un arancel por la instalación inicial y en la otra, el cliente paga un monto bajo para cubrir los gastos de administración y de los puntos de venta. Ninguno de estos clientes paga cargo fijo mensual, sólo pagan por la energía realmente consumida.

Como los clientes que utilizan el sistema de pago previo no pagan estos montos fijos, el precio que deben abonar por la energía consumida es proporcionalmente mayor. Sin embargo, el sistema de prepago mostro las siguientes ventajas:

- Como el medidor de prepago proporciona una indicación continua de la electricidad que el cliente usó y también una luz (led) cuyos destellos indican la rapidez con la que está agotando su crédito (tasa de consumo), los clientes consideran mucho más sencilla esta forma de presupuestar el uso de la electricidad que consumen y en la actualidad realmente ahorran energía eléctrica, que por otra parte antes no podían pagar.
- Muchos clientes no entienden las cuentas generadas por el sistema de facturas convencionales por energía consumida o cómo se llega a las cifras finales que deben pagar. Con el sistema del pago previo el cliente puede estar seguro y entiende que conseguirá pagar sus consumos.

### *Aspectos operacionales*

En cuanto a aspectos de gestión y comerciales se observó que:

- El Método de prepago es un aspecto técnico que asegura el pago por la energía
- El envío de cuentas por pagar a lugares remotos no resulta práctico por las grandes distancias a recorrer.
- Para una primera aproximación a lugares potenciales donde se instaurarán sistemas de prepago, se considera un sistema de pago offline, para poder abarcar la mayor cantidad de clientes posibles, ya que un sistema de pago online era más difícil de implementar en un proceso inicial.
- Los equipos para vender tarjetas de prepago tenían que ser instalados en lugares centrales dentro de las comunidades donde se implementaba el sistema. La aproximación inicial por cada sector consta de la instalación de un pequeño e independiente sistema registrando todas las transacciones y costos en un computador.

Luego de 6 años de implementación del sistema en distintos lugares del país, se vio la necesidad de implementar un sistema nacional para el manejo de la base de datos de los usuarios y para la venta de tarjetas. Un Sistema de prepago consta de: Los medidores de prepago, una estación administrativa y supervisora, así como maquinas de venta de prepago.

La Estación administrativa se encarga de:

- Configuración del hardware y las comunicaciones.
- Control e informes Financieros
- Registro de consumidores
- Fijación de tarifas
- Generación de informes estadísticos
- Verificación de balance energía y ventas versus lecturas de los medidores
- Generar los códigos individuales de seguridad para las tarjetas de los consumidores

Para muchos de estos aspectos operativos hay más de una alternativa, por lo que a continuación, nos referiremos a las ventajas y desventajas de cada una:

Para atender a una baja densidad de consumidores en un principio, conviene usar máquinas de venta automática de tarjetas de prepago. Es importante que el lugar de venta esté disponible las 24 horas, para atender esta necesidad básica de consumo eléctrico. Máquinas del estilo de “cajeros automáticos” podrían ser instalados en lugares como bencineras y farmacias.

Para mayores densidades se podría evaluar el uso de personal para vender, ya que si hay gente con poca experiencia en el uso de prepago, los vendedores los puedan orientar y se evitan las filas que habrían si hay máquinas automáticas y clientes desorientados. Sin embargo, esto estaría restringido a un horario de venta, lo que podría dejar a algunas personas sin energía en esos momentos.

El hecho de tener medidores bicuerpo puede ayudar a evitar fraudes y manipulaciones. Mientras que los medidores monocuerpos son más fáciles de instalar, ya que no hay que meterse a trabajar en medio de los postes de luz.

En cuanto a lo tecnológico, se puede ver los incentivos de las empresas distribuidoras a cambiar el medidor análogo ya instalado por un electrónico. La única forma de aplicar el sistema de prepago es instalando un medidor electrónico, de otra forma no se puede realizar el servicio. La empresa distribuidora aplicaría el cambio sólo a los domicilios y sectores donde se impondrían un sistema de prepago fijo. El incentivo aparece debido a la aplicación del sistema de prepago y no el medidor en sí. Para el costo del cambio de medidor existen varias opciones, entre ellas puede estar dado por el pago del cliente o amortizado en una nueva tarifa reflejada en la recarga de tarjeta de prepago. También podría estar asumida como un costo directo por la empresa, pero considerando la eliminación de otros costos como el de cierto personal, generación y repartición de facturas, etc. por lo que al final podría resultar en un balance positivo. El medidor electrónico es necesario para poder ingresar el valor de las tarjetas de prepago que se transforma en consumo de energía al cual el cliente está restringido.

### 5.1.2. Estados Unidos

La empresa Salt River Project (SRP) de Arizona implementó un programa piloto en 1993 con 2.000 participantes. El programa creció a 9.000 con una meta de 20.000 para Abril de 2002. Los usuarios con deuda pueden entrar al programa y el 30% de cada compra es destinado al pago de las cuentas atrasadas.

Los centros de pago están convenientemente localizados y tienen atención las 24 horas, durante seis días de la semana. El número promedio de días entre compras es de 6,5.

En 1999 se encuestó a los usuarios prepago, de los cuales el 92% dijo estar satisfecho o muy satisfecho con el programa. También respondieron que les gusta el programa porque no existen cargos de reconexión, les ayuda a presupuestar el gasto, les evita la vergüenza por la presencia de un vehículo de la empresa realizando el corte y han ahorrado el 10% en energía.

Por su parte las empresas, sienten mejoría en la seguridad del personal de campo, reducción de cartera y gastos de facturación.

En Carolina del Norte, la empresa Brunswick Electric Member Cooperative instaló 5.000 medidores entre sus 60.000 usuarios. El programa comenzó en 1991 con los usuarios morosos. Los clientes aceptaron entrar al programa pagando US\$6 más por el servicio mensual.

Florida Power & Light (FPL) inició un programa piloto en mayo de 2001 con 52 usuarios, extendiéndose a 800 en diciembre del mismo año. Debido al costo de la tecnología, los cargos son ligeramente superiores a los del sistema pospago, pero dichos valores son compensados por los cargos de reconexión. El 30% de las compras son aplicadas a las deudas atrasadas.

### 5.1.3. Europa

En Gran Bretaña en el 2000, cerca de 3,5 millones de viviendas obtuvieron electricidad a través de medidores prepago. En promedio, estos usuarios pagaron 7% más por kwh que en el sistema pospago. La empresa London Electricity tiene el 14% de sus usuarios en este sistema.

En Francia, Electricité de France (EDF) experimentó con medidores prepago, pero debido a las desconexiones asociadas con la seguridad en salud, los medidores están disponibles sólo para los usuarios que no tengan problemas de pago. Sin embargo, la empresa proyectaba implementar para el 2003 un programa de tarjetas para 500.000 usuarios en mora.

### 5.1.4. Colombia

En Colombia desde el año 1997 se había considerado la posibilidad de implementar la comercialización de energía a través de sistemas de medición prepago. Es así como en la resolución de la CREG 108 de 1997 se contemplaron definiciones y algunos aspectos regulatorios para este sistema de medición y entrega de energía. Así, con fecha 14 de diciembre de 2004 se publica la resolución 096 que modifica la resolución CREG 108 de 1997 y otras disposiciones para la implementación de sistemas de prepago.

La normativa estableció las siguientes medidas:

- En la Ley 812 de 2003 se aprobó el Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, donde se indica “Cuando la situación del mercado lo haga recomendable, el gobierno podrá autorizar el uso de sistemas de pago anticipado o prepagado de servicios públicos domiciliarios los cuáles podrán incluir una disminución en el costo de comercialización, componente C de la energía facturada a cada usuario...”
- Se dispone que cuando se normaliza la red de un Barrio Subnormal el cual presenta durante un año en forma continua un nivel de recaudo inferior al 50% de la facturación, se deberán instalar medidores prepago o tecnologías similares y, la red deberá contar con mecanismos de protección contra el fraude, utilizando una acometida para cada usuario instalada directamente desde el lado de baja tensión del transformador.

- Se autoriza a los Comercializadores de Energía Eléctrica, el uso de sistemas de pago anticipado o de prepago para ser aplicado a Suscriptores, individuales o comunitarios, que reúnan las siguientes características: (i) presenten consumos promedio durante los últimos 6 meses superiores a 500 KWh mensuales y (ii) presenten mora por más de 2 períodos de facturación en el evento en que esta sea bimestral y de 3 períodos cuando sea mensual.

En todo caso, el sistema de prepago procede cuando la empresa instale medidores prepago, cuyo costo deberá ser financiado por la empresa al respectivo usuario.

El pago anticipado que realice el usuario conforme lo previsto, se aplica hasta en un 10% a cubrir el valor de la mora y el saldo para pagar el suministro de la energía.

- La instalación de medidores prepago procederá también cuando así lo solicite voluntariamente cualquier tipo de suscriptor al Comercializador de Energía Eléctrica, evento en el cual el medidor deberá ser sufragado por el respectivo suscriptor.
- Las empresas Comercializadoras de energía eléctrica podrán ofrecer el sistema de comercialización prepago a todos los suscriptores o usuarios
- Determinación de cantidad de energía eléctrica a que tiene derecho el suscriptor en el sistema de comercialización prepago. La cantidad de energía eléctrica a que tiene derecho el suscriptor o usuario se calcula dividiendo el prepago neto, sobre la tarifa, considerando subsidios o contribuciones, consumo de subsistencia y demás condiciones tarifarias vigentes al momento de la activación del prepago. Dicha cantidad deberá ser informada al usuario en el momento de la activación. La vigencia del derecho a consumir las cantidades prepagadas no podrá ser inferior a 3 meses y deberá ser informada al usuario en el momento del pago.
- El Comercializador deberá mantener en sus sistemas de información completa información acerca de sus clientes y sus consumos. Esta información deberá estar disponible para el usuario.
- Derecho a regresar al sistema de comercialización pospago. Los suscriptores o usuarios con medidor prepago conservan el derecho de regresar al sistema de medición y facturación pospago, salvo en los casos establecidos en el Decreto 3735 de 2003 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan, para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica. Los costos de regresar al sistema pospago serán asumidos por quien originalmente solicitó el medidor prepago (comercializador o suscriptor/usuario).
- Obligación de atención a los usuarios. El Comercializador no podrá negar la solicitud de un suscriptor o usuario de su mercado para ser atendido con el sistema de comercialización prepago, siempre y cuando sea técnica y económicamente factible.
- Condiciones Técnicas: Se establece que esta deba cumplir con que:

- i. La plataforma tecnológica que utilice el comercializador, debe permitir la utilización del medidor prepago de un usuario en cualquier sistema de medición prepago,
- ii. Los equipos de medida deben permitir la visualización del consumo neto, del restante prepagado y generar una alarma anterior al agotamiento de la energía eléctrica prepagada, y deberán cumplir los requisitos técnicos establecidos en el Código de Medida y demás regulación vigente.

En febrero de 2005 se inició en Medellín un proyecto piloto de prepago de energía a 94 familias de estratos bajos, durante un año. Al término del piloto se hizo una encuesta de satisfacción con los siguientes resultados:

- El 93% de los clientes califica el sistema como “de fácil manejo”
- El 88% señala haberse adaptado fácilmente a él.
- El 93% se encuentra muy satisfecho con el producto.
- El 88% manifiesta haber adquirido cultura de ahorro por la posibilidad que ofrece el sistema de autogestionar el consumo.
- El 99% le recomendaría a otros la adopción del sistema.
- El 54% califica como muy positivo el hecho de poder comprar la energía de acuerdo con su capacidad de pago.

Además, se obtuvieron los siguientes comentarios de la gente:

- Puedo comprar de acuerdo a mi capacidad de pago
- Compro de acuerdo a la disponibilidad de ingreso
- Pago exactamente lo que consumo
- Se pueden ahorrar diner
- Es una oportunidad para controlar el consumo
- Es de fácil manejo

Así, la empresa sacó tres importantes conclusiones:

- El sistema fue muy bien acogido por los clientes.
- Gran posibilidad de constituirse en una solución estructural y definitiva frente a los problemas de desconectados, de cartera y pérdidas no técnicas.
- Con base en los resultados del piloto y con el ánimo de desarrollar una oferta a gran escala, se decide evaluar la factibilidad de una oferta mejorada de energía prepagada, la cual debería ser validada por el mercado.

### 5.1.5. Argentina

En Argentina el sistema prepago se encuentra regulado bajo la Ley 14.068, la que establece la posibilidad de regular sistemas de prepago y define los regímenes tarifarios y procedimientos para la

determinación de los cuadros tarifarios que se incluirán en los Contratos de Concesión, debiendo preverse en los mismos la inclusión de una Tarifa de Interés Social y la alternativa de un Sistema Prepago de Cobro de Tarifas como una opción para el usuario.

Las Provincias que están utilizando el sistema prepago son Córdoba, Buenos Aires, Misiones, Corrientes, La Pampa, Chubut, Santa Fe, Neuquén, Río Negro, Chaco, Mendoza, Formosa y Santa Cruz.

La implantación de estos sistemas ha mostrado ventajas en lo que se refiere a:

- Mejor administración para hacer frente al costo de la energía eléctrica
- Sincronización entre los ingresos del usuario y el consumo
- Privacidad en caso de no contar con recursos para el pago de la energía
- Posibilidad de los usuarios de menores recursos de ser usuarios regulares sin deudas acumuladas.
- El sistema será optativo para el usuario y deberá preverse por parte de las Cooperativas concesionarias del servicio eléctrico, horarios especiales para la comercialización de energía mediante esta modalidad.
- Brinda al usuario una valiosa información para evaluar y proyectar su consumo futuro, tales como consumo reciente (día anterior o últimos 30 días), demanda instantánea y crédito de energía.
- El sistema hace que los usuarios que no tienen recursos y se ven privados del servicio no deban soportar el corte del suministro, ni tener que afrontar gastos por la reconexión.
- Reducción en los costos de morosidad
- Las empresas incorporan a su cartera cantidades de usuarios conectados ilegalmente
- Disminuyen costos operativos para el suministro a clientes rurales
- Se puede ofrecer, en conjunto con las autoridades gubernamentales, un sistema de subsidio eficiente y diseccionado para las personas en situación de riesgo económico a través del sistema de “factura fija”.
- Brindan una solución en el marco de la responsabilidad social empresarial aliviando la presión de la opinión pública por las inevitables intimaciones y cortes de suministro por falta de pago.

Según EDENOR (Buenos Aires), frente al consumo promedio de 210 kWh/mes en su clientela cadenciada, el consumo de los clientes con prepago, en las áreas piloto, bajó a 132 kWh/mes, habiendo logrado en estos últimos un 94,7% de clientes satisfechos, después de haber superado largamente el millón de transacciones de venta, con los beneficios adicionales de haber eliminado la morosidad (y tareas derivadas) propia de esa clientela<sup>180</sup>. Lo que se puede traducir en que el sistema prepago genera condiciones de Eficiencia Energética.

Sin embargo, han surgido algunas críticas al sistema de prepago con relación a:

- Mayor costo de la tecnología
- Posibilidad de autodesconexión de los usuarios.
- La implementación del sistema dificulta la percepción de impuestos por parte de la Provincia.

---

<sup>180</sup> CASHPOWER SUDAMERICANA, Sistemas Prepagos de medición y gestión de la energía eléctrica.

## 5.2. Implementación de Sistemas Prepago

Desde el punto de vista tecnológico, los sistemas de prepago de electricidad que se han implementado, están compuestos por tres elementos diferenciados.

El primero consiste en un medidor que se instala en la unidad funcional donde la energía será consumida. La idea base para el desarrollo consiste en sustituir el medidor-registrador clásico por un Dispensador de Energía de tipo Pre Pago (DEEP) el que solamente suministra energía que haya sido previamente adquirida y cargada en el equipo. Varias configuraciones fueron ensayadas, hallándose que la conocida como “Bi-Cuerpo” es la más adecuada, práctica, segura y funcional.

El equipo DEEP Bi-Cuerpo posee dos secciones: una contiene todo el sistema de medición, registro, almacenamiento y decodificación de los créditos ingresados y que no está accesible al usuario y, la otra, es accesible al usuario, conforma un mini o micro Terminal, apto para ser utilizado como unidad de entradas / salidas y comunicación equipo / usuario.

El sistema de prepago opera bajo el siguiente esquema:

- El usuario adquiere energía a través de varios métodos posibles. Algunos de ellos son no presenciales.
- Por su compra el cliente recibe una boleta, que incluye un número clave, el que transporta, en forma encriptada, el importe y/o energía adquirida.
- Este número debe ser ingresado al equipo dispensador utilizando el miniterminal.
- El sistema, tras reconocer la clave como válida; acredita, en forma instantánea, la energía adquirida.
- El suministro se habilita a través del cierre de un relay biestable. Éste permanecerá cerrado mientras exista crédito o interrumpirá el suministro cuando éste se haya agotado.

El sistema comprende el equipo dispensador –del tipo bicuerpo- apto para uso doméstico, así como todo el software destinado a la generación automática y encriptada de los créditos para su utilización. Los dispensadores incluyen un importante conjunto de medidas de seguridad, tanto destinadas a evitar la sustracción de energía, cuanto a asegurar la integridad de quienes lo manipulan.

El segundo componente del sistema son los denominados puntos de venta, donde los usuarios adquieren la energía. Los puntos de venta son instalados en las oficinas comerciales de la empresa proveedora del servicio, como en distintos comercios con amplia disponibilidad horaria y de vecindad respecto del consumidor.

El tercer componente es el dispositivo de soporte que vincula los distintos puntos de venta al sistema de gestión de la Distribuidora.

**Ilustración 43 Esquema de funcionamiento de sistema de prepago**

### 5.3. Implementación en Chile de sistemas de prepago de electricidad.

Sobre la base de la experiencia internacional, es posible concluir que la implantación del prepago de electricidad en Chile tiene beneficios potenciales para los consumidores y el país.

Si bien, internacionalmente uno de los principales motivos para la incorporación del prepago ha sido el control de hurtos, en Chile se ha alcanzado niveles bajos.

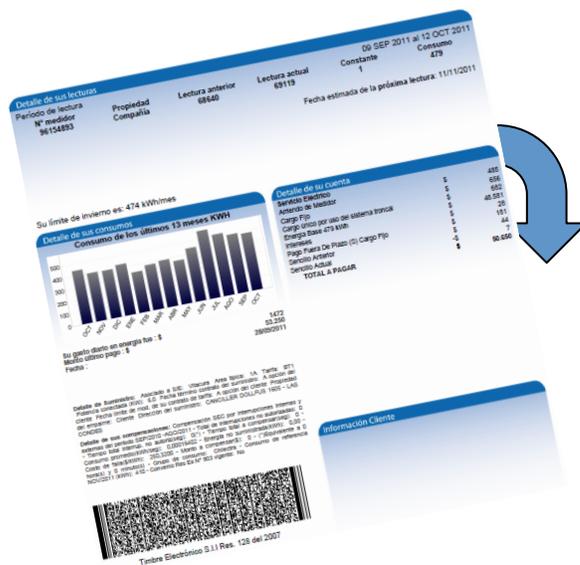
Así, en el caso de Chile el beneficio de la implantación de esquemas de prepago de electricidad, estaría en:

- Eficiencia energética y administración de consumo.
- Reducciones de costos de transacción para usuarios en sectores rurales
- Alternativa tarifaria para consumos intermitentes.
- Entrega de subsidios focalizados

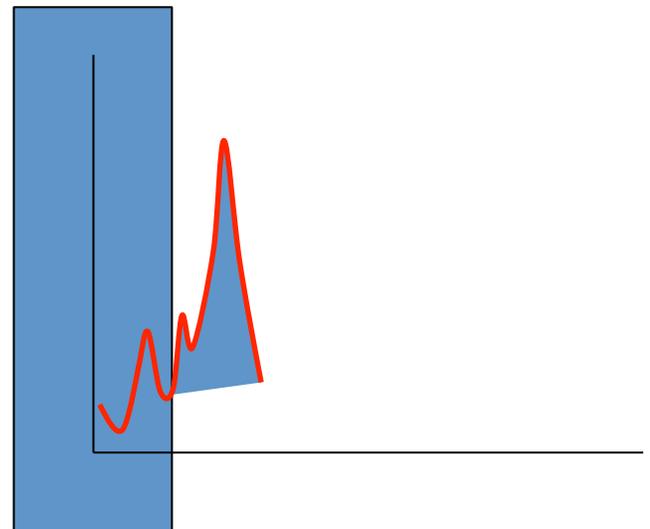
### 5.3.1. Eficiencia energética y administración de consumo.

El esquema de tarificación de electricidad vigente en Chile para los usuarios residenciales es un esquema de postpago en que el usuario, aproximadamente una semana después de la lectura de medidor toma conocimiento de su consumo total de energía y el monto a pagar. Este esquema no le permite tomar acciones respecto del monto que desea gastar en electricidad ni tiene la posibilidad de efectuar control del nivel de consumo.

Ilustración 44



Consumo residencial (BT1)



Los esquemas de prepago, permitirán al consumidor tener control del gasto en consumo de electricidad y además podrá controlar el nivel de consumo en cada momento.

En efecto, los sistemas de medición Bi-cuerpo incorporan una pantalla al interior de la vivienda, a través de la cual se ingresan códigos que cargan el monto de energía prepagada y muestra el nivel de

consumo instantáneo, crédito remanente y otras opciones que permiten al consumidor tener indicadores básicos que le permiten administrar su consumo de electricidad.

Se estima, que basado en la experiencia internacional se logrará ahorros de consumo en los consumidores residenciales, lo cual podría producirse con mucha rapidez, ya que el consumidor chileno está familiarizado con los esquemas de prepago en telefonía, internet y transporte público.

Las característica digital del medidor, además permite agregar sistemas de monitoreo del consumo en tiempo real, agregando una gestión de demanda mucho mas efectiva.

**Ilustración 45 Medido Bi-Cuerpo**



La implantación de los sistemas de prepago además hace que la comercialización de electricidad sea muy simple, pues elimina la necesidad de lectura de medidor y facturación. Además, el control es muy simple, pues al acabar el crédito el consumidor se desconecta automáticamente hasta que se recarga.

La simplicidad de operar permitiría además que el consumidor pudiese elegir de proveedor con bastante simpleza, permitiendo que se desarrollen múltiples opciones tarifarias.

### 5.3.2. Reducciones de costos de transacción para usuarios en sectores rurales.

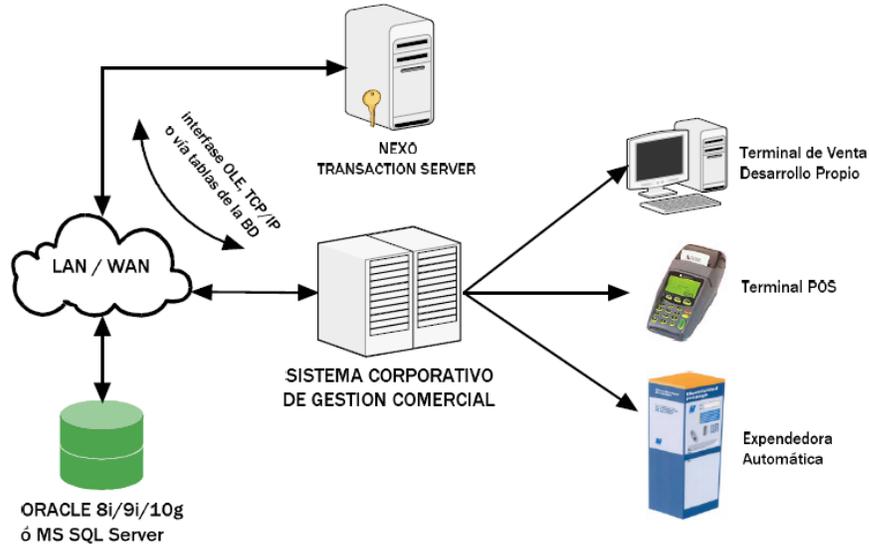
Actualmente los usuarios de distribuidoras con sectores rurales deben enfrentar altos costos de transacción para obtener su suministro de electricidad, nos referimos a: i) cargos por medición y entrega de facturación y ii) costos por pago de facturación, debido a largos desplazamientos. Estos costos pueden llegar a ser una parte importante de la facturación mensual.

Los sistemas de prepago de electricidad reducen drásticamente los costos de transacción al eliminar la medición, facturación y pago del consumo. La tecnología digital existente en Chile, facilita la recarga del

prepago, pues se puede acceder a través de múltiples medios de pago, incluyendo celulares, con lo que se evita la presencia del consumidor en oficinas de la distribuidora.

De esta manera se tendrá una reducción de las tarifas en las áreas de distribución rural.

**Ilustración 46 Alternativas de puntos de venta de prepago de electricidad**



### 5.3.3. Alternativa tarifaria para consumos intermitentes

Los sistemas de prepago son una alternativa para poder abastecer consumos intermitentes, tales como casas de verano. En esta caso se debería generar opciones tarifarias adecuadas para este tipo de consumo distintas de las actualmente vigentes.

Además, es una alternativa atractiva para viviendas que se arriendan, como medio de evitar la acumulación de deudas por falta de pago del consumo de electricidad.

### 5.3.4. Entrega de subsidios focalizados.

Los sistemas de prepago de electricidad son una herramienta muy efectiva de poder otorgar subsidios al consumo de electricidad a un costo muy bajo, pues no requiere implementar esquemas de control adicional para verificar el buen uso del subsidio.

El sistema permite:

- Asignación univoca del subsidio. Se logra una ligazón indisoluble entre la residencia del beneficiado, medidor y monto del subsidio (recarga de electricidad).
- Permite que el beneficiado por el subsidio pueda consumir más electricidad conforme a sus posibilidades.
- Permitiría focalizar la electrificación en consumidores de bajos ingresos.