

# Mercados Eléctricos: Parte I

**Programa** Fuentes Alternas de Energía y Generación  
Distribuida

**Acrónimo del proyecto** FAEyGD

**Tipo (nivel de  
distribución)** Público con reservas

**Fecha de Entrega** 10 Enero, 2009

**Reporte Numero** FAEyGD-02

**Estatus y Versión** Borrador. 1.00

**Número de Páginas**

**Supervisor** Francisco M. González-Longatt

**Autor(es)** Francisco M. González-Longatt

## Tabla de Contenido

<b>Contenido</b>	<b>Pag.</b>
Tabla de Contenido .....	2
Índice de Figuras .....	3
Introducción .....	4
Mercado Eléctrico .....	5
Características de la Industria Eléctrica .....	5
Características de un mercado eléctrico .....	6
Cadena de Valor y Competencia .....	6
Esquemas de Mercados .....	7
Monopolio Verticalmente Integrado .....	7
Modelo de un Único Comprador ( <i>Single Buyer</i> ) .....	8
Competencia Mayorista .....	9
Competencia Minorista .....	9
Organización del Mercado Mayorista y Esquemas de Regulación en Generación .....	10
Mercados eléctricos del mundo .....	13
Conclusiones .....	17
Referencias Documentales .....	18
Glosario .....	19

## Índice de Figuras

Figura 1. Modelo Verticalmente Integrado.....	8
Figura 2. Modelo Comprador Único.....	8
Figura 3. Mercado de Competencia Mayorista.....	9
Figura 4. Organización de la Competencia Minorista .....	10
Figura 5. Grados de Descentralización y Desregulación de Mercados Eléctricos.....	13
Figura 6. Esquema del Mercado Poolco .....	14
Figura 7. Estructura de los mercados eléctricos emergentes.....	15

BORRADOR

## Introducción

El *mercado* es un lugar físico en el cual se juntan *compradores* y *vendedores* para realizar transacciones. En todos los mercados existe un pago único por el bien o servicio realizado, traducido en el precio pagado por el propio bien o servicio.

Existen diversas estructuras de mercados, desde mercados de competencia perfecta hasta los mercados que se constituyen en monopolios.

Durante la década de 1980 y principios de la década de 1990, numerosos países occidentales comenzaron a ver en los *mercados competitivos* un medio para obtener mejoras en la eficiencia de numerosos sectores. Entre estos sectores se encontraba la industria eléctrica, que era, casi universalmente, una industria monopolística con planificación centralizada (decisiones de inversión, localización de activos, tipo de combustibles...) en la que los consumidores, sin capacidad de elección, eran simples tomadores de precio.

En este documento se presenta una visualización muy general del mercado eléctrico al tiempo que se evidencian las principales características asociadas al servicio eléctrico y su mercado, para finalmente efectuar una revisión de los diferentes esquemas de mercados: Monopolio Verticalmente Integrado, Modelo de un Único Comprador (*Single Buyer*), Competencia Mayorista, Competencia Minorista; finalmente se presenta la organización del mercado mayorista y esquemas de regulación en generación, efectuando un énfasis en los mercados de mercados eléctricos del mundo.

## Mercado Eléctrico

El mercado es un lugar físico en el cual se juntan compradores y vendedores para realizar transacciones [1], [2]. En todos los mercados existe un pago único por el bien o servicio realizado, traducido en el precio pagado por el propio bien o servicio. El *mercado de electricidad* consiste, en realidad, en una secuencia de mercados en los que la generación y la demanda intercambian energía eléctrica en distintos plazos temporales.

Como en todo mercado, el mercado eléctrico debería tener un solo precio, y se debería pagar el precio de la energía en \$/MWh. Esto significa que cuando exista sobreoferta de capacidad instalada, el precio debería bajar. Si no existe capacidad suficiente, es decir escasez como cualquier otro bien, el precio debería subir. Este es el denominado *Mercado Solamente de la Energía* [3].

Una serie de preguntas suelen aparecer cuando se piensa en el mercado eléctrico: ¿Hasta cuánto debería subir el precio de la electricidad? Hasta qué precio usted pagaría por un bien escaso y que lo necesita? Se puede notar que la valoración es totalmente subjetiva. Cada persona le “da un valor” diferente a un bien o servicio, basado en su perspectiva personal.

En tal sentido, cómo coordinar para que el precio de la energía sea el adecuado es un problema delicado y complicado. Debido a la estructura actual del mercado, no se puede tomar estas decisiones individualmente por los usuarios, por lo que, esta toma de decisiones debe estar necesariamente centralizada, y por lo general la toma el *Operador del Mercado*.

## Características de la Industria Eléctrica [4]

- La **electricidad no se puede almacenar** en grandes cantidades a costos razonables por lo que la demanda de electricidad debe ser satisfecha en tiempo real, es decir, en cada momento.
- Existe **variabilidad en la demanda** a lo largo del tiempo e incertidumbre de oferta (años secos que afectan a centrales hidráulicas, indisponibilidades fortuitas en centrales térmicas, etc.) las cuales conjuntamente crean la necesidad de una estrecha coordinación en la operación del sistema a fin de garantizar la provisión de electricidad. Estos aspectos determinan la necesidad de los denominados “*servicios complementarios*” que garanticen la confiabilidad del suministro eléctrico<sup>1</sup>.
- Usualmente **no es factible medir el consumo en tiempo real** por lo que, consecuente, no es posible cobrar a los usuarios distinguiendo su consumo por bloque horario. Esta imperfección de la demanda puede causar su falta de respuesta ante variaciones en precios, lo cual combinada con la imposibilidad de almacenar la energía, crea la necesidad de controlar las fluctuaciones de precio características de mercados con ofertas y demandas inelásticas y fluctuantes (*price spikes*).
- Una vez inyectada la energía al sistema **no es posible distinguir su origen ni su destino**, así como tampoco es posible guiar su trayectoria. Esta segunda imperfección de la demanda no permite garantizar la ejecución física de los contratos bilaterales porque no se puede distinguir quién retira energía de quién, lo que hace necesaria la figura de un operador del sistema que resuelva los diversos problemas económicos que estas imperfecciones generan.
- Existen **limitaciones lógicas en la capacidad de transporte** de energía. Estas restricciones de transmisión y las características del flujo de energía determinan la existencia de externalidades que se derivan de problemas de congestión causados por incrementos súbitos de la demanda, interconexión de determinadas cargas, fallas inesperadas en el sistema de transmisión, entre otros. Estas “externalidades” pueden hacer que las inversiones sean ineficientes, ya que una decisión de inversión

<sup>1</sup> Estos servicios se refieren a la estabilización de la tensión y frecuencia, capacidad de arranque autónomo, coordinación del despacho, entre otros servicios

privada no considerará todos los efectos sobre los demás agentes. Como consecuencia de las características del servicio eléctrico es necesario distinguir entre las *transacciones financieras* y el *abastecimiento físico*.

- En el sector eléctrico **existen diversas tecnologías** que son mutuamente eficientes para abastecer la energía, dependiendo dicha eficiencia del tamaño de la demanda. Cada uno de las tecnologías tienen costos asociados. Una implicancia de esta característica es que las diferentes tecnologías pueden ser combinadas para lograr un despacho eficiente o de mínimo costo. La combinación eficiente de centrales configura al parque generador que idealmente debe abastecer la demanda usualmente denominado parque adaptado.
- El sector eléctrico es caracterizado por la existencia de **costos hundidos de gran magnitud** no sólo en la construcción de las redes de distribución y transmisión sino también en centrales de generación. Estos costos están asociados a la existencia de *economías de escala* en la capacidad de transporte.
- Además a las externalidades creadas por la operación de los sistemas eléctricos, debe tenerse en cuenta la **existencia de pérdidas** en el transporte de electricidad. Estas pérdidas son crecientes en la energía transportada y deben ser tomadas en cuenta en la planificación y operación eficiente del sistema eléctrico.
- Existen **problemas** que requieren de una **regulación social** referidos a externalidades **ambientales** como el inadecuado manejo de cuencas hídricas o la emisión de contaminantes derivadas del funcionamiento de centrales térmicas a diesel o carbón.
- La **calidad** del servicio eléctrico tiene atributos diferenciados que pueden ser ineficientemente provistos en ausencia de regulación. Estos atributos se refieren tanto a la calidad técnica del servicio, Compuesta por la calidad del producto y por la calidad del suministro, como a su calidad comercial.

## Características de un mercado eléctrico

Las características de un mercado competitivo pueden ser resumidas en [3]:

- Muchos compradores.
- Muchos vendedores.
- El precio es fijado por el mercado y no por la influencia de unos pocos compradores o vendedores.
- Si el precio es elevado, un comprador puede escoger fácilmente otro proveedor.
- Puede consumir una menor cantidad o dejar de consumir (elasticidad de la demanda).
- Existe información perfecta.

En forma general las características del mercado eléctrico puede ser resumido en:

- Bien homogéneo.
- Baja o nula elasticidad de la demanda.
- Curva de oferta limitada en el lado derecho.
- Curva de demanda prácticamente vertical.
- Balance perfecto instantáneo entre la Oferta y la Demanda.

## Cadena de Valor y Competencia

Se suelen distinguir cinco funciones en la cadena de valor del sector eléctrico: *la generación, la transmisión, la operación del sistema, la distribución y la comercialización*.

La primera (generación) y la última (comercialización) son definidas como competitivas, mientras que las restantes tienen características monopólicas, con activos que son facilidades esenciales sujetas a regulación y acceso abierto para todos los agentes. La coordinación entre estas funciones, competitivas o

monopólicas, dependerá de la eliminación de fuentes de conflicto (costos de transacción) entre las empresas en el segmento competitivo y las empresas en el segmento monopólico, de la creación de nuevas instituciones para el funcionamiento eficiente del esquema (operador del sistema y operador del mercado), así como de las propias condiciones de competencia [4].

La competencia en generación puede ser fácilmente propiciada derrumbando las barreras asociadas, por medio de la evolución tecnológica que ha eliminado la dominancia de las economías de escala. El caso de la comercialización, la naturaleza competitiva es más clara aún debido al tamaño de las inversiones.

Por otra parte, se consideran dos aspectos que pueden complicar la implementación de competencia:

- La existencia de un largo período de regulación en la industria eléctrica que llevó a compromisos promovidos por el Estado (contratos de largo plazo con fuentes de energía renovables, generación nuclear, etc.) y que deben ser asumidos al entrar en un esquema competitivo. Estos compromisos dan lugar a los llamados *stranded costs* (costos varados)<sup>2</sup>.
- La introducción de esquemas competitivos requiere que al mismo tiempo se preserve la seguridad del abastecimiento eléctrico y las inversiones necesarias en capacidad de generación y transmisión. Este último aspecto, sin embargo, debe ser provisto por el mercado.

## Esquemas de Mercados [4]

### Monopolio Verticalmente Integrado

En esencia, este es el esquema de las *utilities*. En este modelo no existe competencia y la empresa eléctrica tiene la obligación de suministrar electricidad a un precio regulado a todos los consumidores dentro del área a su cargo, a cambio de los privilegios que obtiene del monopolio.

El ente regulador protege a los consumidores del abuso del poder monopólico de la empresa eléctrica y también protege a la empresa eléctrica de cualquier posible competencia, prohibiendo el ingreso al mercado. Este fue el modelo bajo el cual los sistemas eléctricos han operado desde su creación y se consideraba adecuado dadas las necesidades de coordinación y economías existentes en el proceso de suministro de la electricidad.

La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica - negociado con el ente regulador para obtener la aprobación respectiva - así como de sus decisiones operativas.

El costo de la regulación del servicio (para aprobar las tarifas) se convierte en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica o del regulador a los consumidores, los mismos que pueden fluctuar entre malas decisiones de inversión y mal planeamiento hasta eventos no previstos. La empresa eléctrica y sus inversionistas no asumen prácticamente ningún riesgo; salvo el riesgo que sus inversiones no sean reconocidas, el cual es mínimo en un esquema basado en costo del servicio, el cual tiene a su vez el problema de no otorgar incentivos reales a cambio de la operación eficiente.

<sup>2</sup> Los *Stranded Costs* o costos de transición a la competencia (también denominados “costos varados”) corresponden a la diferencia entre el valor de mercado de una compañía eléctrica en el nuevo régimen de competencia, estimado en base al valor presente de su flujo de caja, y el valor de sus activos de acuerdo al régimen regulatorio vigente. En aplicación de este criterio normalmente el Estado tiene que compensar a las empresas cuyos precios disminuyeron como producto de la introducción de competencia en el mercado

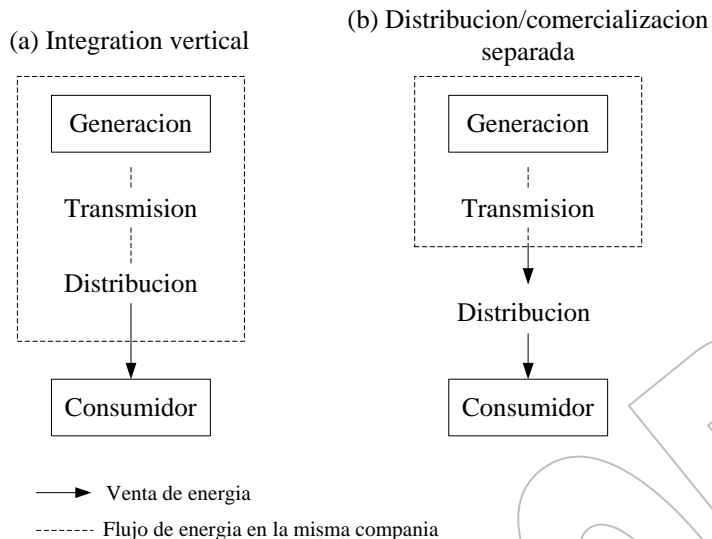


Figura 1. Modelo Verticalmente Integrado

### Modelo de un Único Comprador (Single Buyer)

En este esquema, se mantiene a las *utilities* pero se permite la entrada de nuevas empresas generadoras o productores independientes (*Independent Power Producers, IPP's*). Debido a que no existen compradores en un número suficiente estas empresas usualmente firman contratos de largo plazo con las *utilities* lo que protege sus inversiones trasladando el riesgo tecnológico, crediticio y de mercado a los usuarios del servicio eléctrico (el precio establecido en el contrato entra como un componente de la tarifa final). El contrato, sin embargo, debe ser autorizado por el regulador.

Para el mejor funcionamiento de este esquema puede ser necesario empezar a introducir nuevos agentes en el mercado, como los operadores del sistema que permitan separar la transmisión de la generación. Este esquema supone una forma limitada de competencia a nivel mayorista.

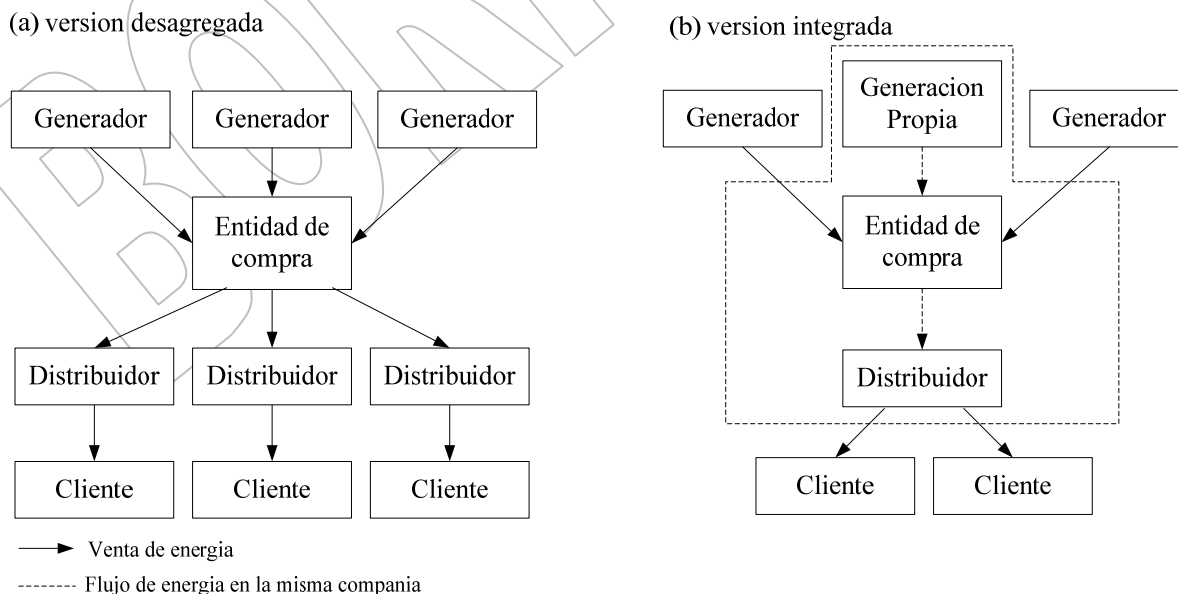


Figura 2. Modelo Comprador Único



## Competencia Mayorista

En este esquema, las compañías de distribución son separadas de la actividad de generación buscando que un número suficiente de compradores y vendedores garanticen las condiciones de competencia en la industria. Por el lado de la compra de energía se permite la operación no sólo de empresas distribuidoras, sino también de comercializadores, *brokers* y grandes clientes.

Estos últimos permiten la existencia explícita de un *bypass* financiero, lo cual disciplina a las empresas distribuidoras, aunque éstas siguen manteniendo el monopolio sobre los clientes pequeños.

Un tema central en este esquema tiene que ver con la posibilidad de que las empresas distribuidoras ofrezcan un servicio por default a los clientes grandes. Esta alternativa puede implicar subsidios cruzados desde los clientes pequeños hacia los clientes grandes, porque estos tendrán el incentivo de ser clientes regulados cuando esta tarifa sea menor que del mercado libre y ser clientes libres cuando la tarifa regulada sea mayor. La salida de los clientes grandes dejaría a las distribuidoras con contratos pactados a precios mayores que deberán ser pagados por los clientes más pequeños. Las alternativas son no ofrecer el servicio o regularlo de tal manera que no haya una salida rápida (*servicio default a precio spot*, contratos de un año, dar a los clientes grandes la posibilidad de elegir por una sola vez su opción).

Otro tema importante es el tipo de transacciones permitidas entre empresas distribuidoras y generadoras. Las empresas distribuidoras deben contratar parte de su energía para controlar el poder de mercado en las transacciones spot; pero esto plantea un problema adicional, las empresas distribuidoras deben contratar al mínimo precio posible, lo cual no necesariamente está alineado con sus incentivos debido a la necesidad de realizar esfuerzos pudiendo trasladar los precios a los consumidores o porque posee algún nivel de integración vertical con las empresas generadoras.

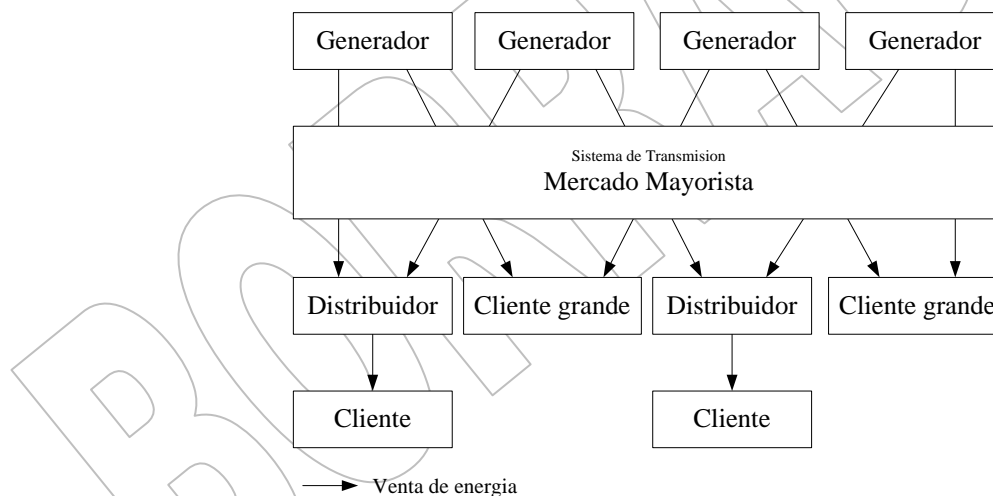


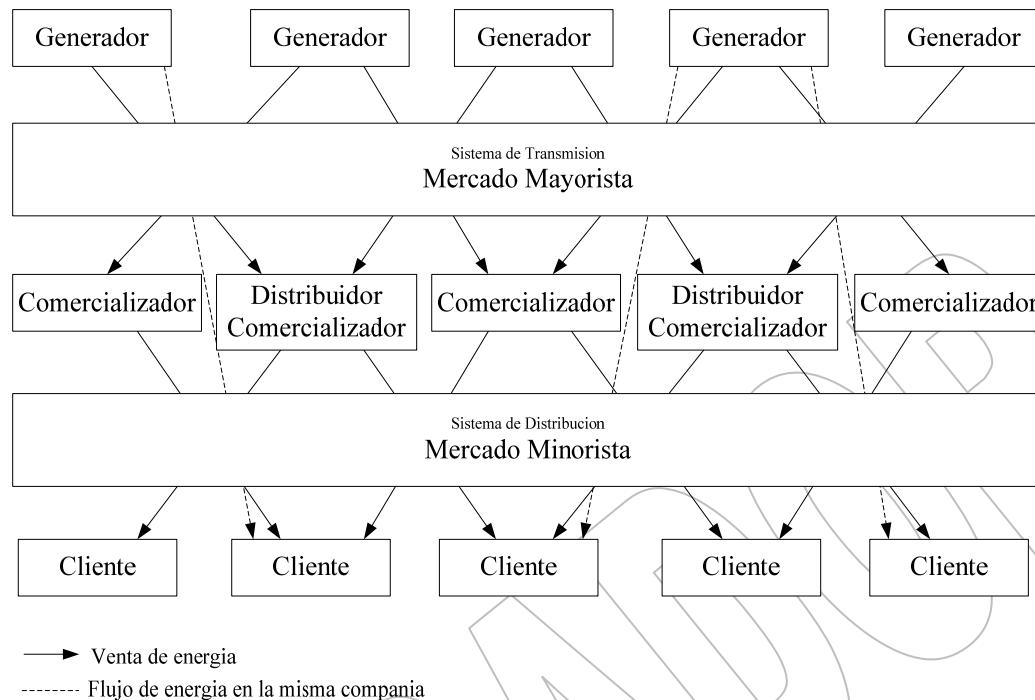
Figura 3. Mercado de Competencia Mayorista

## Competencia Minorista

En esta etapa, todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores. Los generadores venden directamente a los clientes pequeños a través de comercializadores que agregan las demandas. Este modelo se ha adoptado en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Noruega, Suecia, España, Alberta y algunos estados de los Estados Unidos de Norteamérica.

En este modelo se requieren la mejora e inclusión de nuevos servicios como los tipos de acuerdos, las mediciones y formas de pago. A su vez, para que este modelo dé resultados adecuados es necesario educar a millones de consumidores por lo que su implementación suele ser gradual. Este modelo enfrenta algunos problemas de resistencia al cambio por parte de consumidores habituados a ser provistos por empresas

monopólicas y a la necesidad que los comercializadores diferencien sus productos creando valor agregado con un bien relativamente homogéneo como la electricidad.



**Figura 4. Organización de la Competencia Minorista**

## Organización del Mercado Mayorista y Esquemas de Regulación en Generación [4]

La evolución de las formas de organización del sector eléctrico en el mundo puede entenderse como el uso de arreglos institucionales potencialmente eficientes para lidiar con la integración vertical y los problemas de externalidades intrínsecas de la operación de redes eléctricas de corriente alterna.

La operación con un monopolio estatal regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica. Sin embargo, el costo – beneficio de esta alternativa habría pasado a ser negativo luego de detectarse los problemas de la regulación de monopolios, los avances tecnológicos e identificarse los beneficios de la competencia. En base a este diagnóstico es que se iniciaron las reformas estructurales y regulatorias para promover la competencia en la actividad de generación.

En particular, la imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferentes, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes) y, la existencia de costos hundidos y activos específicos, han llevado a diferentes arreglos institucionales que tratan de organizar eficientemente el proceso de provisión de electricidad, optándose por diferentes soluciones, ya sean muy centralizadas o mecanismos de mercado.

En el corto plazo, estos arreglos organizacionales incluyen la operación del sistema, los tipos de contratos, el despacho de las centrales generadoras y la interconexión entre diferentes áreas. En el largo plazo, los arreglos se orientan hacia las necesidades de inversión en transmisión y los acuerdos sobre el uso y

remuneración de servicios complementarios (*ancillary services*)<sup>3</sup> necesarios para la confiabilidad del sistema. En particular, muchos de estos servicios tienen el carácter de “bien público” por lo que su provisión privada puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual requiere estos servicios de los generadores más adecuados para brindarlos dentro de un mercado de servicios complementarios. Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre todos los generadores del sistema.

Por su parte, en la organización del mercado mayorista los nuevos esquemas basados en una estructura desintegrada distinguen dos tipos de funciones:

- Las *funciones de operación del mercado*, que incluyen las transacciones de electricidad, el ordenamiento de las ofertas y las liquidaciones en diferentes horizontes de tiempo (mensual, semanal, diario, a parte de las transacciones que puedan darse).
- Las *funciones de operación del sistema*, las cuales están relacionadas a la operación del sistema. Éstas incluyen el despacho en tiempo real para lograr el balance entre la oferta y la demanda, incluyendo consideraciones de seguridad; el manejo de los servicios complementarios para mantener la confiabilidad del sistema y el manejo de los problemas de congestión en la transmisión.

Dado que estas funciones pueden ser separadas, en varias experiencias de reestructuración del sector se ha optado por crear un *Operador del Mercado (Market Operator, MO)* y un *Operador del Sistema (System Operator, SO)*, este último puede ser un monopolio regulado (un transmisor) o un operador independiente que no se apropie de las rentas por congestión.

Dentro de la *organización del mercado* también es importante el nivel de centralización de las transacciones, existiendo dos opciones, que en su momento dieron origen a una serie de discusiones sobre sus ventajas y desventajas.

La primera consiste en la creación de un *Pool Obligatorio (Mandatory Pool)* o *Poolco*. En éste, todos los generadores venden energía por intermedio del Pool a través de un *sistema de subastas* horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado. En estas subastas cada operador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el match entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y vendedores realizan sus transacciones y se conoce como el precio que limpia el mercado. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de evitar posibles problemas de congestión.

Una segunda aproximación, todavía poco extendida en la práctica, consiste en el uso de *contratos físicos bilaterales*. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, teniendo los agentes una mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias, y no existe un precio único que limpie el mercado debido a que no es obligatorio que toda la energía se tenga que ofrecer en el pool, ya que la energía contratada tiene la posibilidad de ingresar directamente al sistema siempre y cuando el operador del sistema garantice su factibilidad técnica. Los problemas que enfrenta este modelo están referidos principalmente a que cada comprador debe negociar precios comparando ofertas y usando servicios de información, lo cual suele ser más costoso. Un esquema de este tipo ha sido el introducido recientemente en Reino Unido denominado NETA (*New Electricity Trading Arrangement*). A su vez, este mecanismo puede dar lugar a desbalances que

<sup>3</sup> Los servicios complementarios son aquellos servicios necesarios para que las transacciones de electricidad se realicen cumpliendo con niveles de calidad y seguridad aceptables. Estos servicios son necesarios debido a que la generación de energía tiene que adaptarse en todo momento a la variabilidad de la demanda tanto en cantidad y rapidez, el sistema debe adecuarse a cambios en estos parámetros a riesgo de colapsar. Dependiendo del diseño de mercado se definen diferentes tipos de servicios complementarios, tales como: balances y regulación de la frecuencia (que dan origen a la necesidad de reserva rotante y reserva fría), estabilidad de tensión o voltaje (venta de energía reactiva), la posibilidad de arranque autónomo (*black start*), seguridad comercial, entre otros.

deben ser enfrentados en tiempo real, lo que vuelve a introducir la necesidad de operadores del mercado y del sistema. La tendencia reciente a nivel mundial en el diseño del mercado mayorista consiste en permitir la existencia simultánea de un pool y contratos físicos bilaterales, coordinados a través de un sistema ISO-PX.

El *operador del mercado (Power Exchange, PX)* suele ser una entidad sin fines de lucro, encargada de atender las diferentes demandas a precios de mercado y está abierta a todos los compradores y todos los ofertantes del sistema. Su principal función es administrar los Mercados de Día Previo y de Hora Previa (*Day Ahead Markets*), creados para promover el compromiso de las unidades de generación y permitir un mejor manejo de los riesgos de precios. En general, en este esquema se establece un Sistema de Dos Mercados conocido como “*Two Settlement System*”. Este esquema consiste en establecer un *Mercado Anticipado* (de día previo) y un mercado en tiempo real.

El mercado del día previo es un mercado de futuros, mientras que el mercado en tiempo real es un mercado de transacciones físicas.

En general, este esquema de dos mercados es beneficioso por diversas razones: (i) permite corregir la ineficiencia de transacciones en el mercado de tiempo real a través de contratos por diferencias que permiten controlar el riesgo precio, en particular el derivado de las restricciones de transmisión, (ii) permite resolver el problema del “compromiso de unidades” causado por la no convexidad de costos y (iii) permite que costos fijos (tales como los costos de arranque) sean tratados como tales, pues en el mercado del día previo los generadores declaran sus costos de arranque, interrupción del despacho programado y costos incrementales de energía que reflejan sólo costos de combustibles y componente calórico, tomándose en cuenta sólo este último componente en el *Mercado en Tiempo Real*.

El mercado del día previo es un mercado de futuros, mientras que el mercado en tiempo real es un mercado de transacciones físicas.

En general, este *esquema de dos mercados es beneficioso* por diversas razones. En primer lugar, permite corregir la ineficiencia de transacciones en el mercado de tiempo real a través de contratos por diferencias que permiten controlar el riesgo precio, en particular el derivado de las restricciones de transmisión. En segundo lugar, permite resolver el problema del “compromiso de unidades” causado por la no convexidad de costos y en tercer lugar, permite que costos fijos (tales como los costos de arranque) sean tratados como tales, pues en el mercado del día previo los generadores declaran sus costos de arranque, interrupción del despacho programado y costos incrementales de energía que reflejan sólo costos de combustibles y componente calórico, tomándose en cuenta sólo este último componente en el *Mercado en Tiempo Real*. En algunos casos, este esquema involucra la valorización de los derechos financieros de transmisión (*Financial Transmission Rights, FTR's*), diseñados a partir de los precios marginales proyectados para el sistema obtenidos como resultado del proceso de subastas en los Mercados de Día Previo. Estos derechos de transmisión intentan asignar derechos de propiedad ante determinadas contingencias, aunque para su valorización se requiere de una entidad centralizada que los calcule debido a que el sistema descentralizado difícilmente llegará a un equilibrio a un costo razonable sin comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico.

Por su parte, el operador del sistema (*Independent System Operator, ISO*) tiene como funciones el manejo del sistema en tiempo real, coordinar que todos los generadores cumplan con sus programas de despacho del día previo u hora previa y determinar los ajustes relevantes por congestión en el despacho en tiempo real. A su vez, debe comprar y proveer servicios auxiliares cuando estos son requeridos.

Tomando en cuenta las características de la electricidad y los diferentes tipos de arreglos comerciales y de operación, distingue tres tipos de arreglos usados en el diseño del mercado mayorista:

- El Modelo “*Wheeling*”, propio de una empresa verticalmente integrada que posee una red de transmisión a la que tienen acceso otros agentes, pero que son despachados después de sus

propios recursos y demanda. Esta entidad se encarga de manejar los desbalances, manejar la congestión y brindar servicios auxiliares con sus propios recursos. Este modelo no es tan común en la actualidad y corresponde básicamente a la experiencia de Estados Unidos con el esquema de PURPA.

- El modelo “*Integrado*” el cual es usado en algunas regiones de Estados Unidos y en la mayor parte de los mercados liberalizados. En este caso el operador del sistema toma en cuenta los contratos a futuro de los generadores, pero también realiza subastas en base a las cuales realiza el despacho generando un *precio spot único*, corregido sólo por pérdidas y congestión, en base al cual se arreglan los desbalances, se maneja la congestión y se brindan servicios auxiliares. Este esquema correspondería al modelo “Poolco” en la clasificación anterior.
- Modelo “Descentralizado”. En este caso se considera que la electricidad no es tan diferente respecto a otros bienes, por lo que el operador del sistema toma en cuenta los contratos para el despacho fuera de las ventas que se realicen en el mercado spot. El operador del sistema administra los desbalances y los problemas de congestión a través de diferentes mecanismos en el mercado spot. Este sería el modelo basado en contratos bilaterales y esquemas ISO-PX.

Las principales diferencias entre los distintos modelos de organización de mercados mayoristas se pueden resumir de acuerdo al grado de centralización y de regulación de las transacciones, teniéndose en un extremo la anterior forma de organización de la industria, basada en un monopolio verticalmente integrado (caso francés), y en el otro un sistema basado en contratos bilaterales (similar a NETA). Un caso intermedio vendría a ser los pools basados en costos (modelos chileno y peruano).

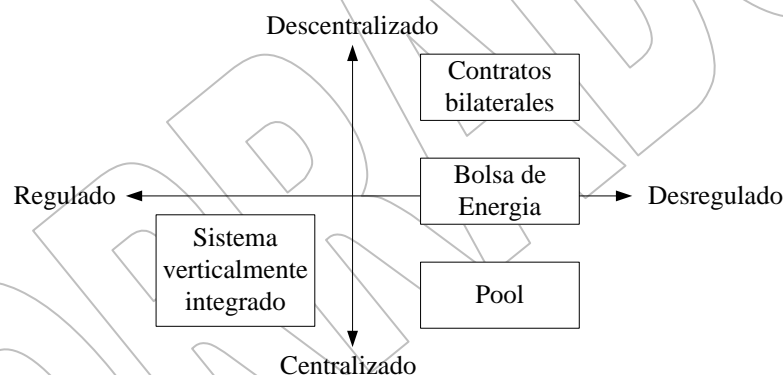


Figura 5. Grados de Descentralización y Desregulación de Mercados Eléctricos

## Mercados eléctricos del mundo [1]

La organización de los sistemas eléctricos en la mayoría de los países del mundo ha evolucionado rápidamente, transformando al sector en un ámbito de competencia en donde se desarrolla la actividad. Una serie de modelos de organización y reestructuración han sido propuestos y experimentados en diferentes países, adoptando una configuración que en general ha estado asociada a la organización original de las empresas existentes.

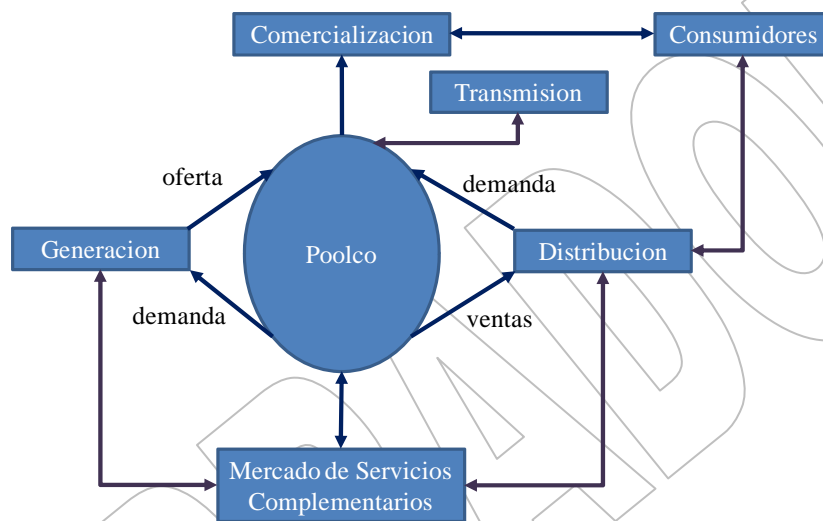
La similitud entre ellos ha estado en la desverticalización y creación de negocios distintos para la generación, transmisión y distribución. Los sectores transmisión y distribución son reconocidamente monopolios naturales, que generalmente permanecen regulados para permitir un ambiente competitivo, en el que se desarrolle el sector generación.

Los primeros sistemas de operación coordinada que se pusieron en funcionamiento fueron los denominados “*pools*”, grupos de empresas que coordinan la operación de sus sistemas a efectos de lograr la operación más económica (despacho), manteniendo la operatividad y estabilidad del sistema eléctrico.

Dentro de este esquema aparece el primer modelo como tal denominado *Administrador o Poolco*, que se caracteriza por ser un *pool* con despacho centralizado, independiente de los compromisos comerciales, y cálculo de *precios spot*; en otras palabras, el pool tiene a su cargo tanto la operación del mercado como la del sistema.

El marco regulatorio es el que asegura al mercado el acceso indiscriminado y la disponibilidad de los servicios provistos por la generación (aporte a la regulación primaria de frecuencia, potencia reactiva, reserva en giro y reserva fría), y establece los mecanismos de liquidación de las diferencias entre los volúmenes de energía y capacidad efectivamente realizados y los establecidos en los contratos celebrados entre vendedores y compradores.

En la Figura 6 se puede apreciar un esquema de este modelo.



**Figura 6. Esquema del Mercado Poolco**

El NGC (*National Grid Company*) del Reino Unido, el CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) de Argentina y el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) de Chile se enmarcan dentro de esta definición, justamente en los países en que comenzaron las reformas.

Se deduce de estos sistemas con despacho centralizado basado en la oferta de precios o costos de operación de los generadores, que es conveniente a veces separar la función técnica operativa de la función económica.

Surgen entonces varios tipos de organizaciones de los mismos pools, con la idea de reestructurar los mercados eléctricos, tanto corporativa (*propiedad*) como funcionalmente (*servicios y productos*), que según su función se han denominado de distintas formas.

Una de estas organizaciones es el denominado modelo ISO-PX, el que se caracteriza por ser descentralizado, en donde la figura del Operador Independiente del Sistema (*Independent System Operator - ISO*)<sup>4</sup> y la Bolsa de Energía (*Power Exchange - PX*) básicamente definen el funcionamiento del sistema.

El ISO<sup>5</sup> es una organización neutral e independiente, que idealmente no tiene intereses económicos en generación, demanda ni transmisión, y que administra la operación y el uso del sistema de transmisión de energía eléctrica. Este operador tiene, entre otras responsabilidades, autoridad sobre el despacho de

<sup>4</sup> Denominado Operador del Mercado (OM)

<sup>5</sup> Actualmente en EEUU se distinguen también los RTOs (*Regional Transmission Organizations*), que cumplen exactamente la misma función que los ISO.

generación para preservar la confiabilidad, facilitar la eficiencia y asegurar el acceso no discriminatorio al sistema de transmisión, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad y la seguridad del sistema.

En EEUU, por ejemplo, el PJM Pool (Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginia y el distrito de Columbia) se constituyó en el primer ISO en operar en ese país. En el estado de California, la legislación también considera la figura del ISO, mencionándolo explícitamente como la entidad privada que debe proveer a los participantes del mercado el libre acceso al sistema de transmisión, manteniendo la confiabilidad y la seguridad del sistema.

El PX es el organismo donde se realiza el balance entre la generación y la demanda en el mercado de energía futura de acuerdo a un conjunto de normas. Se caracteriza por aceptar ofertas de precios, usualmente por cada hora, con no más de un día de anticipación, resultando un precio de transacción igual al mayor valor al que es necesario recurrir en cada período horario establecido para satisfacer la demanda, facilitando además la realización de contratos bilaterales.

La compañía *Electricity Market Company Limited* (EMCO) de Nueva Zelanda, es la operadora de un Power Pool (NZEM) y funciona como un PX. Dicha compañía ha sido contratada como entidad independiente para esa tarea y se puede considerar que compra la totalidad de la energía producida por los generadores y la vende a todos los que compran. No supervisa ni opera el sistema de transporte, aunque sí realiza el despacho de generación y el cálculo de precios, además de las transacciones económicas.

Ahora bien, la experiencia más reciente señala una mayor descomposición de las funciones involucradas. De esta forma, un análisis de los principales modelos de organización y estructura del mercado eléctrico señala la existencia de otros participantes. La Figura 7, muestra los principales componentes identificados en la estructura de los nuevos mercados eléctricos.

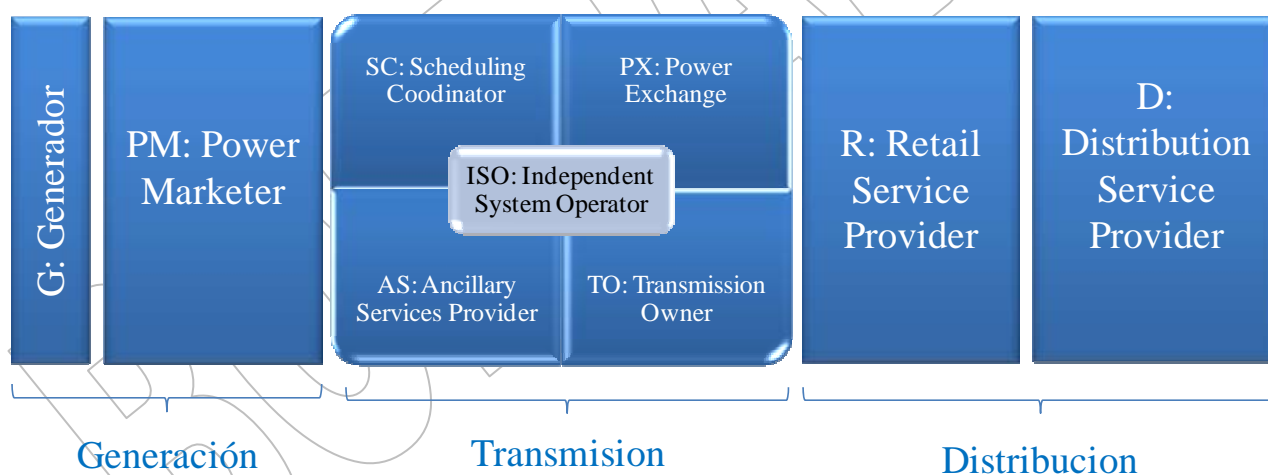


Figura 7. Estructura de los mercados eléctricos emergentes

En este esquema, las compañías generadoras y los generadores intermediarios (*Power Marketer* – PM) constituyen el sector generación. El sector distribución está representado por los comercializadores (*Retail Service Provider* – R) y los distribuidores (*Distribution Service Provider* – D).

Finalmente, el sector transmisión incluye a los dueños del sistema de transmisión (*Transmission Owner* – TO)<sup>6</sup>, los proveedores de servicios complementarios (*Ancillary Services Provider* – AS)<sup>7</sup> y a los

<sup>6</sup> El dueño del sistema de transmisión (*Transmission Owners* - TO), provee el acceso y uso de la red sin discriminar entre los usuarios, y no debe tener intereses económicos en generación.

<sup>7</sup> Los proveedores de servicios complementarios (*Ancillary Services*) generalmente son designados por el ISO.

usuarios del sistema de transmisión, representados por el PX, y los coordinadores de la programación y despacho (*Scheduling Coordinator* – SC). Estos últimos son los organismos encargados de realizar el proceso de programación y despacho sin necesariamente regirse por las reglas del PX. Así entonces, el PX puede ser visto como un coordinador regulado.

Los componentes del modelo de reestructuración recién mencionados, pueden estar presentes en la estructura de los mercados eléctricos. En algunos casos uno o más de estos componentes no existen, y en otros casos, dos o más de los mismos se fusionan en una sola entidad<sup>8</sup>. Las posibilidades de combinación son muchas, por lo que la estructura adoptada en cada caso depende de los objetivos de cada sector.

<sup>8</sup> Estructuras sin PX: ERCOT, IndeGO y Mid-West ISO. Estructuras sin SC: NGC y Alberta. Estructuras con ISO y PX fusionados: PJM y Victoria. Estructuras con ISO, PX y TO fusionados: NGC. Estructuras con ISO y PX separados: California, Noruega y Alberta.



## Conclusiones

En este reporte de investigación se ha presentado una visualización muy general del mercado eléctrico al tiempo que se evidencian las principales características asociadas al servicio eléctrico y su mercado, para finalmente efectuar una revisión de los diferentes esquemas de mercados: Monopolio Verticalmente Integrado, Modelo de un Único Comprador (*Single Buyer*), Competencia Mayorista, Competencia Minorista; finalmente se presenta la organización del mercado mayorista y esquemas de regulación en generación, efectuando un énfasis en los mercados de mercados eléctricos del mundo.

BORRADOR

## Referencias Documentales

- [1] J.C. Fernández. *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*?. Tesis de Master. Universidad Pontificia Comillas, España, 2002.
- [2] J.C. Fernández. *Experiencias Internacionales en mercados eléctricos liberalizados*. (On line) Available at: [https://www.icaei.es/contenidos/publicaciones/anales\\_get.php?id=524](https://www.icaei.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=524).
- [3] Marcelo Tardío. El Mercado de Electricidad. Curso IEEE PES Bolivia. (On Line) Available at: [www.ewh.ieee.org/soc/pes/bolivia/cursos/El\\_Mercado\\_Electrico.pdf](http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/bolivia/cursos/El_Mercado_Electrico.pdf)
- [4] Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. Documento de Trabajo No 5. Oficina de Estudios Económicos. (On-line) available at: [osinerg.gob.pe/newweb/uploads/.../DT05-OEE-OSINERGA1.pdf](http://osinerg.gob.pe/newweb/uploads/.../DT05-OEE-OSINERGA1.pdf)

BORRADOR

## Glosario

Este glosario y definición de términos ha sido tomado de DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO tomado de: [www.aven.es/pdf/leg\\_dir\\_2003\\_54\\_ce.pdf](http://www.aven.es/pdf/leg_dir_2003_54_ce.pdf)

- *Clientes finales*: los clientes que compren electricidad para su consumo propio;
- *Clientes domésticos*: los clientes que compren electricidad para su consumo doméstico, excluidas las actividades comerciales o profesionales.
- *Clientes no domésticos*: cualesquiera personas físicas o jurídicas cuya compra de electricidad no esté destinada a su consumo doméstico; en esta definición se incluyen los productores y los clientes mayoristas.
- *Clientes cualificados*: los clientes que tengan derecho a comprar electricidad al suministrador de su elección.
- *Interconexiones*: el material utilizado para conectar entre sí las redes de electricidad.
- *Red interconectada*: una red constituida por varias redes de transporte y de distribución unidas entre sí mediante una o varias interconexiones.
- *Línea directa*: ya sea una línea de electricidad que conecte un lugar de producción aislado con un cliente aislado, o una línea de electricidad que conecte a un productor de electricidad y a una empresa de suministro de electricidad para abastecer directamente a sus propias instalaciones, filiales y clientes cualificados.
- *Precedencia económica*: la jerarquización de fuentes de suministro de electricidad con arreglo a criterios económicos.
- *Servicios auxiliares*: todos los servicios necesarios para la explotación de la red de transporte o de distribución.
- *Usuarios de la red*: cualesquiera personas físicas o jurídicas que suministren electricidad a una red de transporte o de distribución, o que reciban suministro de la misma.
- *Suministro*: la venta y la reventa de electricidad a clientes.
- *Empresa eléctrica integrada*: una empresa integrada vertical u horizontalmente.
- *Empresa integrada verticalmente*: una empresa o grupo de empresas cuyas relaciones mutuas se definen, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas (1), y que realice como mínimo una de las actividades siguientes: transporte o distribución, y como mínimo una de las actividades siguientes: generación o suministro de electricidad;
- *Empresas vinculadas*: las empresas ligadas.
- *Empresa integrada horizontalmente*: la empresa que realice como mínimo una de las actividades siguientes: generación para la venta, transporte, distribución o suministro de electricidad, así como otra actividad fuera del sector eléctrico;
- *Planificación a largo plazo*: la planificación de las necesidades de inversión en capacidad de generación, de transporte y de distribución a largo plazo, con miras a satisfacer la demanda de electricidad de la red y a garantizar el suministro a los clientes.
- *Pequeña red aislada*: cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 3 000 GWh y que obtenga una cantidad inferior al 5 % de su consumo anual mediante interconexión con otras redes.
- *Microrred aislada*: cualquier red de consumo inferior a 500 GWh en el año 1996 y que no esté conectada a otras redes.
- *Seguridad*: tanto la seguridad de abastecimiento y suministro de electricidad como la seguridad técnica;
- *Eficiencia energética y gestión de la demanda*: planteamiento global o integrado que tenga por objeto influir en el volumen y los periodos de consumo de electricidad a fin de reducir el consumo de energía primaria y las puntas de carga concediendo prioridad a la inversión en medidas que fomenten la eficiencia energética u otras medidas como los contratos de suministro interrumpibles, respecto de las inversiones destinadas a aumentar la capacidad de generación, siempre que las primeras constituyan la opción más eficaz y económica, habida cuenta de la repercusión positiva en el medio

ambiente del menor consumo de energía y los aspectos de seguridad del suministro y costes de distribución con ella relacionados;

- *Fuentes de energía renovables*: las fuentes de energía renovables no fósiles (energía eólica, solar, geotérmica, de las olas, de las mareas, hidráulica, de la biomasa, los gases de vertedero, los gases producidos en estaciones depuradoras de aguas residuales y los biogases).
- *Generación distribuida*: las instalaciones de generación conectadas a la red de distribución.

BORRADOR