

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE DERECHO

Departamento de Derecho Administrativo



LOS CONTRATOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Roberto Pablo Sobre Casas

Bajo la dirección del doctor

Juan de la Cruz Ferrer

Madrid, 2002

ISBN: 84-669-2327-6

**- Universidad Complutense de Madrid -
DEPARTAMENTO DE DERECHO ADMINISTRATIVO**

**TESIS DOCTORAL
LOS CONTRATOS EN EL MERCADO ELECTRICO**

Presentada por

D. ROBERTO PABLO SOBRE CASAS

Dirigida por el

Dr. JUAN DE LA CRUZ FERRER

Profesor Titular de Derecho Administrativo

- 2.001 -

Abreviaturas

ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

ASELECTRICA: Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico

ATEERA: Agrupación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.

BSC: Balancing and Settlement Code

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.

CATE: Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad

CC: Código Civil

CE: Comunidad Europea

CECOEL: Centro de Control Eléctrico

CEE: Comunidad Económica Europea.

CEGB: Central Electricity Generating Board

CfDs: Contratos por Diferencias

CGEE: Consejo General de Energía Eléctrica

CN: Constitución Nacional

CNE: Comisión Nacional de Energía Atómica

CNSE: Comisión Nacional de Sistema Eléctrico

EDENOR: Empresa de Distribución Eléctrica Norte

EDESUR: Empresa de Distribución Eléctrica Sur

EDET: Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán

ENDESA: Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima

ENRE: Energía y el Ente Nacional Regulador de Electricidad

FERC: Federal Energy Regulatory Commission

FTT: Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica

FVE: Función de Vinculación Eléctrica

GUMA: Gran Usuario Mayor

GUME: Gran Usuario Menor

GUPA: Gran Usuario Particular

HIDRONOR: Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima

INI: Instituto Nacional de la Industria

IpPs: Productores Independientes

ISO: Independent System Operator

LOSEN: Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional

MARGO: Sistema de Optimización Hidráulica Argentina

MEM: Mercado Eléctrico Argentino

MERCOSUR: Mercado Común del Sur

MO: Market Operator

NETA: New Electricity Trading Arrangements

NGC: National Grid Company

OED: Organismo Encargado del Despacho

OFFER: Office of Electricity Regulation

OfGEM: Office of Gas and Electricity Markets

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico Español

PBI: Producto Bruto Interno

PERE: Programa de Estudios de Regulación Económica.

PG&E: Pacific Gas and Electric Company

PNOABAST: Parte No Abastecida

PUC: Public Utilities Commission

PURPA: Public Utilities Regulatory Policy Act de 1985

RECA: Repartidor Central de Cargas

REDESA: Red Eléctrica de España

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SCE: Southern California Edison Company

SDG&E: San Diego Gas & Electric Company

SEE: Secretaría de Energía Eléctrica

SEGBA: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires

STEEAT: Sistema de Transporte Eléctrico de Alta Tensión

TRANSENER S.A.: Transportadora del Sistema Eléctrico Nacional.

UK: United Kingdom

UNESA: Empresa de Unidad Eléctrica S.A

Introducción

Plan de exposición:

Este trabajo busca en su primera parte desarrollar el análisis de los cambios producidos en la industria eléctrica a partir de la década comprendida entre los años 1980 y 1990.

Para ello es necesario considerar una serie de cuestiones para comprender las razones de los cambios, los desafíos que generaron y generan como así también las posibles respuestas a dichos desafíos.

Una industria como la eléctrica que ha celebrado justamente en la década de 1980 su centenario, ha sufrido transformaciones sustanciales, producto del cambio de una regulación pública del sector, con intensa intervención del Estado, sea que este gestionase la industria eléctrica, mediante empresas públicas o privadas con economías de escala resultantes de las elevadas inversiones que exigía la industria y que la configuraba en su integridad como monopolio natural. De una industria con empresas de titularidad de empresas públicas y/o privadas, pero con gran regulación estatal- intervencionista se ha producido un cambio de titularidad y gestión por empresas privadas, que reconoce su autonomía empresarial, que respete sus derechos de propiedad y libertad. Este modelo se rige por reglas de mercado, en los procesos de producción y comercialización, donde el desarrollo tecnológico ha permitido introducir competencia.

La coordinación de la transmisión, el transporte y la distribución de la energía, presentan hasta el momento en que se escriben estas páginas una estructura de

monopolio, producto de sus economías de escala donde una sola empresa es capaz de alcanzar costes más bajos que varias.

En materia de redes sean de alta o baja tensión su duplicación no produce costos decrecientes, sino que los incrementa haciendo inviable aplicar de momento a estos sectores reglas de mercado.

Esta introducción en la producción y comercialización de energía de reglas de mercado, aunque gestionen una competencia regulada, obligan hoy al estudio de las contrataciones que conciertan los agentes de estos nuevos mercados; tema a desarrollar en la segunda parte de esta tesis: las negociaciones contractuales, tanto en el mercado spot o instantáneo como en los contratos a término, los que permiten a los negociantes de estos mercados compartir o dispersar los riesgos que produce la volatilidad de precios del mercado instantáneo.

En la segunda parte se han de analizar el mercado argentino y el español, buscando realizar comparaciones, que permitan luego arribar a conclusiones sobre sus estructuras, contextos de sus operaciones, régimen jurídico de las contrataciones vigentes y posibles en los mismos, como su interacción con otros mercados eléctricos.

Esta investigación se desarrolla desde disciplinas jurídicas, con un enfoque, por tanto, que corresponde hegemonícamente al derecho, sin perjuicio de las necesarias referencias al complejo tecnológico y económico que aporta esta nueva regulación.

El método de investigación. La teoría de sistemas.

La industria eléctrica en varios países ha sufrido importantes cambios, en algunos casos sólo en su estructura, introduciendo competencia en sectores productivos y de comercialización. En otros países se han producido también cambios en la titularidad de la propiedad de estas empresas que dejaron de ser públicas.

El tema acotado como lo está a una tesis de derecho que analiza el marco legal de las contrataciones en el mercado eléctrico debe producir conclusiones jurídicas.

La inquietud de quien aborda este estudio fue analizar si las negociaciones que se desarrollan en los mercados de producción, sean mayoristas o minoristas son contrataciones.

En caso de llegar a la conclusión de que dichas negociaciones son contratos, ¿De qué tipos de contratos se trata?. ¿Cuál es la organización institucional del mercado donde estos contratos se gestionan?. ¿Cómo inciden los condicionamientos técnicos y económicos de la industria en el diseño, no sólo de los contratos, sino también de los submercados donde se gestionan los mismos?.

Para el análisis de estos interrogantes he tomado una posición metodológica para asumir la investigación, la que fue fuertemente condicionada por el objeto de estudio.

La producción, transmisión y venta de electricidad, constituyen un sistema, con todas las características que los mismos presentan; es decir autoorganización y autoreferencia. Su calidad dinámica e interactiva, no sólo con sus propios elementos, sino vinculados a otros sistemas, por ejemplo la conexión del sistema eléctrico con el del gas, o sistemas informáticos de medición o las propias interacciones con mercados de energías primarias.

La teoría de sistemas se desarrolla en la Biología en forma originaria y fue su precursor Bertalanffy¹, destacándose en su desarrollo en el dominio de las ciencias biológicas a mediados de 1970 Humberto Maturana y Francisco Varela, quienes las aplican para estudios neurofisiológicos². El pasaje de la teoría de sistema o autopoiesis de las ciencias biológicas a las sociales es producto del trabajo multidisciplinario de años recientes y ha sido aplicado a disciplinas tales como la lingüística, la lógica, la psicología, la sociología, las ciencias políticas y el derecho.

¹ BERTALANFFY von Ludwig: **Perspectivas en la Teoría General de Sistemas. Estudios Científicos Filosóficos**. Editorial Alianza, versión española Antonio Santisteban.

² MATURANA, Humberto y VARELA, Francisco: **Autopoiesis and cognition**. Boston 1980. Ed. Reidel y de los mismos autores: **Der Baum der Erkenntnis**. Munchen, 1987, Scherz y su traducción inglesa de 1988: **Tree of Knowledge: Biological Roots of Human Understanding**. Boston : Shambala.

Es importante indicar que la transposición y aplicación de la teoría de sistemas a las ciencias sociales, es producto del trabajo de Niklas Luhmann³. Este autor entiende la autorreferencia y circularidad, en cuanto constituyen un principio vital y puede ser una teoría explicativa del conocimiento en un modelo teórico general aplicable a los fenómenos sociales. De este modo la autopoiesis deja de ser concebida simplemente como una condición necesaria y suficiente de la vida para asumir el estatuto de un modelo explicativo que dé base a todo y cualquier sistema, sean éstos biológicos, psíquicos o propios de los sistemas sociales.

Un sistema autopoietico constituye un sistema que es autoreferencial en el sentido de que sus respectivos elementos son producidos y reproducidos por el propio sistema, gracias a una secuencia de interacción circular y cerrada, estos sistemas autoorganizados son capaces de generar su propio orden, a partir de la red interactiva de sus respectivos elementos y a la vez son sistemas autorreproductivos, puesto que son capaces de producir esos propios elementos, volviéndose de ese modo independientes de sus respectivos medios envolventes.

La diferencia entre los sistemas biológicos y los sistemas sociales se encuentra en que los primeros, los elementos constitutivos son de suyo, los seres humanos o animales, en tanto que en los sociales su sustrato fáctico son las comunicaciones.

Es importante destacar, pues constituye un elemento vital en el esquema metodológico de ésta tesis, que los sistemas sociales basados en las comunicaciones, es decir de un circuito comunicativo general, producen nuevos y específicos circuitos comunicativos que en su generación y desarrollo logran un determinado grado de complejidad y perfección en su propia organización autorreproductiva que presupone el surgimiento de un código binario específico, que les autonomiza del sistema social general originando subsistemas sociales autopoieticos de segundo grado. Por ejemplo, el sistema jurídico es un subsistema social de segundo grado, funcionalmente diferenciado por el

³ LUHMANN, Niklas: **Soziale Systeme. Grundriß einer allgemeinen Theorie**. 24 e segs. Frankfurt a.M.: Surkamp, 1984.

desarrollo de su propio código binario entre lo que es legal y lo que es ilegal. Este código es el que opera como centro de gravedad de una red circular y cerrada de operaciones sistemáticas que asegura, justamente, la originaria autorreproducción de sus elementos básicos y su autonomía frente a los restantes subsistemas sociales.⁴

Dada las conexiones del “sustractum” fáctico del sistema eléctrico, el mismo puede y debe ser estudiado, al menos, por tres subsistemas: a) un subsistema físico propio de la ingeniería eléctrica, regido por sus propios actos, normas y procesos que lo autoorganizan y referencian, y lo integran como un sistema cerrado, b) un subsistema social, distinto del subsistema jurídico y también de segundo grado como éste, que analice el fenómeno desde su aspecto económico, con sus propios actos, normas y procesos; allí por ejemplo, se analizan económicamente las posibilidades de desintegración de una industria como la eléctrica en segmentos en donde puedan organizarse mercados, en algunos de dichos segmentos y otros, continuar rigiéndose por la planificación y regulación. Este subsistema analiza la teoría de los costes y de los beneficios que presenta esta posibilidad de desintegración de la industria eléctrica y he aquí una paradoja: los ruidos, las interinfluencias entre los sistemas, la innovación tecnológica en el sistema de la ingeniería eléctrica de las ciencias físicas, donde se logró la posibilidad de generar producción eléctrica con plantas de menor coste de inversión, es justamente lo que condiciona la posibilidad de desintegrar la industria de una economía de escala a una economía de competencia regulada,

⁴ TEUBNER, Gunther: **O Direito com Sistema Autopoiético**. Ed. Fundação Calouste Gulbenkian. Lisboa 1989. Traducción de la obra *Recht als Autopoietisches System*, por José Engrácia Antunes. “*O Direito constitui um sistema autopoiético de segundo grau, autonomizando-se em face da sociedade, enquanto sistema autopoiético de primeiro grau, graças á cpmstotuição auto-referencial dos seus próprios componentes sistémicos e á articulação destes num hiperciclo...*” pág. 53. TEUBNER, Gunther: **Hyperzyklus im Recht und Organisation: Zum Verhältnis von Selbstbeobachtung, Selbstkonstitution und Autopoiese**, “*Os elementos componentes do sistema jurídico –ações, normas, processos, identidade, realidade jurídica– constituem-se a si mesmos de forma circular, além de estarem ligados entre si também circularmente por uma variedade de meios. Auto-referencia, paradoxos e indeterminação*”

donde será vital analizar, y de hecho así se hace, los costes de transacción que genera la desintegración, como así también los costes de transición que produce un cambio profundo de un sistema de regulación planificada, de economía de escala, a un sistema de competencia regulada; con planificaciones indicativas y con un rol preponderante en cabeza de los agentes que integran el mercado.

c) Y el tercer subsistema que produce el abordaje a la industria eléctrica es el jurídico, el que se desarrolla con su propio código binario, legal e ilegal; construyendo su propia realidad jurídica, pero a su vez, es puesto a la influencia de la realidad extrajurídica que le aportan las interferencias del sistema de la ingeniería eléctrica y del económico. Acá la pregunta insoslayable ¿Cómo conciliar la aparente contradicción de la construcción interna basada en su propia realidad jurídica del sistema jurídico, y a su vez, su exposición a la influencia de realidades extrajurídicas?.

Una primera aproximación es la de reconocer contactos intersistemáticos y la existencia de una común genealogía comunicativa, ésta aparente paradoja tiene su respuesta en que las interferencias de un sistema en otro no son desarrolladas dentro del sistema, en el caso del sistema jurídico por ejemplo, de acuerdo a los actos, normas, procesos y relaciones del sistema que lo influencia, sino de acuerdo a sus propios actos, normas, procesos y relaciones. He aquí la respuesta decisiva para distinguir fundamentalmente entre la clausura normativa de cada uno de estos sistemas y su necesaria apertura cognitiva a datos de otros sistemas que le condicionan, pero cuya solución será desarrollada por los específicos elementos constitutivos del sistema.

Para aclarar esta noción en el tema de tesis, se me ocurre apropiado destacar que por las leyes de la física, como la ley de Kirchoff, por las cuales conocemos que la electricidad inyectada en una red por un n destinatario, no se conoce si será la electricidad recepcionada de la red por n consumidor. Este dato de la física

constituem problemas específicos da realidade dos sistemas sociais e não meros problemas de reconstrução intelectual dessa mesma realidade.” 106 e segs.

primero establece la necesidad de la existencia de una o más redes de transmisión, y dada la imposibilidad del almacenamiento de la electricidad, y de constar con un sistema centralizado de despacho, la previsión de un determinado porcentaje de reserva de producción sobrante, a los efectos de poder equilibrar las curvas de electricidad y potencia de un sistema eléctrico en cada instante de su operación en tiempo real. Todos estos datos de la física son aprehendidos tanto por los sistemas económicos como por los sistemas jurídicos, pero los procesos y normas serán autoreferidos y autoorganizados según las claves de estos sistemas. En el económico se analizarán los costes de inversión, tanto en lo relativo a las construcciones de plantas de producción como en lo relativo al aprovisionamiento de energías primarias, necesarias para elaborar una energía secundaria como es la eléctrica, el análisis dentro del sistema económico nos muestra como, dentro de una red, se asignan costos, beneficios, incentivos o penalidades que permitan la optimización económica del sistema.

Desde el aspecto jurídico, como se verá en el desarrollo de esta tesis, la teoría de sistemas aporta las interacciones que surgen en las contrataciones, la diferenciación de los modos o formas de contratación, por ejemplo, según se contrate en el submercado spot o en el submercado de contratos a término.

Se analizará jurídicamente las excepciones que presenta el sistema eléctrico a la teoría clásica de los contratos, a modo de ejemplo y por tratarse este sistema al momento en que se reseñan estas líneas, de un tipo de mercado cerrado y no abierto, donde los negociantes pueden operar con los habilitados por el mercado.

Debido a la imposibilidad de conocer o identificar en las redes de transmisión, la energía producida por un *n* generador y consumida por un *n* comprador, no resulta de aplicación la regla “res perit et crecit domino”.

Los negocios jurídicos producidos en el mercado eléctrico, como se desarrollará en el capítulo pertinente, resultan condicionados por el hecho incierto que da nacimiento al derecho creditorio, es decir, que emergen bajo una condición suspensiva, y en éste caso, aunque la condición no se cumpliera completamente –en especial en el submercado spot–, el negocio en su parte cumplida será válido

y eficaz, no aplicándose al caso la regla del art. 535 del Código Civil Argentino, el que establece en su última parte, que cumplida en parte la condición, no hace nacer en parte la obligación, pues aquí es preeminente el esquema institucional y sistemático que busca optimizar los costes y beneficios.

La segunda mirada al método pasa por una consideración a las teorías económicas del derecho que en esta materia resultan de insoslayable consulta.

El estudio de un sistema pone en aprietos a quien pretende su análisis aunque sea desde un enfoque jurídico, pues su contenido es multidisciplinario y aún cuando los juristas pretendamos ampararnos con humildad en la “física del ignorante”, es necesario en estos temas la interconsulta para el manejo decoroso de herramientas básicas de otras ciencias.

El contexto de las ideas desarrolladas parte de una premisa económica del derecho, referida a la posibilidad de segmentar una industria verticalmente integrada, con economías de escala que permitían la compensación costes entre sus segmentos internos, enfrentado ello con el desafío de innovaciones tecnológicas que hacían económicamente viable introducir mercado en el segmento de la producción y los cambios de paradigmas en el hecho de asumir la preferencia de asignación de recursos por reglas de mercado donde fuere posible, ante el dato empírico de que la gestión de estas industrias con una planificación regulante, en los hechos resultó ineficiente y costosa.

Para la separación vertical de la industria hubo de analizarse la ecuación coste beneficio entre empresa integrada y desintegración de segmentos con posibilidad de organizarse por las reglas del mercado, donde los principales problemas fueron los cálculos de costes de litigación que produce de hecho el mercado con sus contrataciones ante los costes de la empresa integrada verticalmente. En segundo lugar el diseño contractual de mercados o diría mejor submercados cuya función objetivo no era ya sólo económica sino de aseguramiento del funcionamiento fiable del sistema, me refiero concretamente a los submercados que negocian tanto reservas de potencia como de energía, necesarios antes las restricciones técnicas de un sistema como el eléctrico.

Asegurado al menos a nivel teórico la posibilidad de una ecuación positiva coste beneficio del nuevo sistema propuesto, se desarrollaron los concretos mercados en diversos países: Inglaterra, Argentina, España, Chile. Varios Estados de los Estados Unidos entre ellos el Estado de California.

La experiencia lleva un poco más de una decena de años en alguno de estos sistemas y con la vieja fórmula humana del error acierto se ha ido haciendo camino.

Situado ya en el estricto campo de investigación de la tesis he de efectuar consideraciones sobre los diferente submercados y su regulación jurídica.

En primer lugar hay que analizar lo que se ha dado a llamar mercado de contado o spot. Este es un mercado de operaciones horarias diarias donde concurren a una bolsa donde se entrecruzan ofertas de venta y de compra de electricidad, por los sujetos a los que la ley les atribuye capacidad para operar.

En este trabajo he desarrollado las líneas de análisis de la configuración interna de este mercado, diría su visión “ad intra”, quiénes lo componen, cuál es el vínculo jurídico que lo nuclea. He concluido que los agentes que se adhieren al “pool” lo hacen mediante un contrato de adhesión, que constituye un contrato plurilateral, ese “tertius genus” entre los agentes y lo que hubiera sido una sociedad, donde estos fueran socios y evidenciaran una única voluntad; en este caso no hay “affectio societatis” de los agentes. Su concurrencia al mercado es para el encuentro de pluricontrataciones de cambio, que no son propias del contrato plurilateral. Este análisis nos sitúa en la faz ya no organizativa sino en la del mercado cabal.

Las preguntas, ante el dato empírico de estas pluricontrataciones, se refieren a cómo se desarrollan las mismas, quiénes ofertan y quiénes aceptan las ofertas, bajo la regla de la eficiencia económica que impone la casación por “merit order”.

La oferta la realizan todos los agentes, sean estos productores de electricidad, por lo que harán ofertas de venta, sean compradores y entonces ofertarán compras. Lógico es preguntarse si se habla de contratos, quien acepta tales ofertas y en

caso cual es el carácter de su gestión: actúa a título propio o gestiona negocios ajenos, en este segundo caso tipo de negocio que le vincula con sus “dominus negotii”.

El aceptante de la ofertas en todos los supuestos de submercados en Argentina es CAMMESA, pues reviste la doble condición de operador de mercado y de sistema. Esta sociedad es la que, por el merito de la casación horaria que permite marginar el precio de la última máquina necesaria para cubrir los costes horarios de la demanda, acepta pluriautocontrataciones. El negocio que las vincula con los agentes del mercado quienes son los “dominus negotii” es la representación, y actúa por cuenta y orden de estos. Dicha representación es de naturaleza convencional y tiene su fuente en el contrato plurilateral de adhesión que vincula a los agentes del mercado con su operador.

En el caso español al desdoblarse los roles de operador de mercado y sistema, las pluriautocontrataciones que hacen al abastecimiento eléctrico y que se gestionan en los submercados diario e intradiario, su aceptante para la concreción de los contratos es OMEL, en tanto que las contrataciones en los mercados de servicios complementarios que hacen a la reserva de potencia y fiabilidad del sistema como son los submercados de regulación, secundaria, terciaria y gestión de desvíos, las ofertas son aceptadas por el operador del Sistema Red Eléctrica de España.

Particularizando respecto de las pluricontrataciones de cambio en estos mercados, en los de producción para el abastecimiento eléctrico, las contrataciones implican compraventas de electricidad, sujetas a condición suspensiva, dado los hechos condicionales, producto de la no almacenabilidad del producto electricidad, por lo que su fabricación y consumo debe hacerse en forma instantánea. Y las segundas clases de restricciones surge de la cadena de comercialización del producto que la constituyen las redes eléctricas, con condicionamientos físicos tanto en cuanto a la dirección de la energía inyectada que no circula similar a la de una cañería de agua o de gas, que permite determinar físicamente que el suministrante A, proveyó del producto al

consumidor B. Otra restricción proviene también de las leyes físicas el transporte de electricidad a distancia. Éstas producen pérdidas técnicas que tienen un alto costo, donde juegan reglas diversas acerca de quien lo soporta o como se comparte el mismo.

Para continuar en las restricciones de la cadena de comercialización, las redes pueden tener momentos picos de demanda que las congestionan y producen restricciones a la misma, estas pueden ser meramente ocasionales y/o producto de una mayor demanda gestionada por una red que se encuentra sobre utilizada y necesita ser ampliada, en su caso, por quienes la gestionan y asumen los costes.

Por último, puedo decir que las restricciones comentadas, a más de las que sufran los equipos de generación por fallos, o indisponibilidades no programadas, sujetan al contrato de compraventa a una condición suspensiva que, en el mercado eléctrico, es divisible; y el cumplimiento parcial de hechos condicionales no resuelve las contrataciones parciales cumplidas. No puede predicarse en el spot al menos la aplicación de la regla “res perit et crevit domino”, pues existe la incertidumbre de saber quienes son los suministrantes y quienes los consumidores concretos que no aprovisionaron debidamente y/o no fueron aprovisionados respectivamente. También está el supuesto de que el comprador, en estas contrataciones del mercado spot –cerrado, organizado y standarizado–, no tiene donde recurrir para comprar la cosa perdida antes de su entrega.

Primera Parte

Presentación Conceptual.

Capítulo Primero

Peculiaridades del Sector Eléctrico, creación de mercado y necesidad de regulación

I.- Peculiaridades de la energía eléctrica.

I.1.- Naturaleza.

Para poder comenzar a esbozar el tema objeto de estudio no hay otro modo que partir del principio: esto es, analizar la naturaleza de la energía eléctrica.

Una primera aproximación al tema permite indicar que la energía eléctrica es una energía secundaria. Es decir que no se obtiene directamente de la naturaleza, sino de la transformación de energías primarias tales como el traspaso de una corriente de agua por una turbina, la producción térmica, nuclear, eólica, solar o de energías renovables, etc.

Las centrales de producción de energía eléctrica pueden ser de origen térmico y a su vez pueden utilizar diversos combustibles: carbón, petróleo, gas natural, uranio, y otras fuentes primarias, como el agua: energía hidráulica, solar, eólica etc⁵.

Establecida la calidad de la energía eléctrica como energía secundaria, hay que hacer una segunda aproximación al objeto de estudio. Dicha aproximación ha de

⁵ DE LA CRUZ FERRER, Juan : **La Liberalización de los Servicios Públicos y el Sector Eléctrico**, Ed. Marcial Pons, Madrid 1999, pág. 18.

efectuarse partiendo de sus cualidades peculiares: su no almacenabilidad desde el punto de vista técnico y su consideración de servicio público desde un punto de vista social.

El dato técnico refiere a la consideración de la electricidad como una mercancía y el social a su consideración como un servicio.

En la actualidad la industria eléctrica puede ser considerada de ambos modos, dependiendo el sector de la industria al que se mire.

En los sectores donde se han establecido reglas de mercado, producción y comercialización, la energía eléctrica se considera como una mercancía, sin perjuicio de las observaciones y precisiones que desarrollaremos seguidamente.

En tanto que en los sectores regulados, caso de la coordinación, de la transmisión y de la distribución propiamente dicha sea éstas de alta o de baja tensión, debido al monopolio de las redes, la existencia de colectivos de usuarios cautivos, subsisten obligaciones de servicio público. En esta segunda consideración la electricidad se conecta con el factor social del servicio público y se rige por sus reglas: el prestador tiene exclusividad de prestación en un área territorial especificada “a priori” y los usuarios están sometidos a la prestación del servicio por aquel, sin posibilidad de opción.⁶ Pero también el prestador está obligado a la prestación universal del servicio a todos conectados a su red, prestación que hará de modo regular, general, continuo y obligatorio al precio que reglamentariamente se fije.

No existe libertad para el establecimiento del precio, con la salvedad de que el precio a pagar por los usuarios finales cautivos, está referido en la cadena de comercialización que vincula al productor, distribuidor y usuario, con un precio de venta inicial que se negocia libremente por contratos de compraventa entre productor y distribuidor en un mercado mayorista y que permite el

⁶ Lo expresado en el texto refleja la realidad del sistema eléctrico argentino, el que difiere del sistema español, por cuanto, de acuerdo al art. 44 de la Ley 54/97 que regula al sistema eléctrico español, en ningún caso la autorización se entiende concedida en régimen de monopolio, ni concederá derechos exclusivos.

establecimiento de señales más nítidas para el regulador en los sectores regulados, a los fines de poder contar con mayor información para la determinación de las tarifas.

En el caso argentino como se desarrollará en el capítulo III de la IIa. parte de esta tesis, existe a la fecha en que se escriben estas páginas, mecanismos de regulación de precios que permiten a los distribuidores poder pasar a tarifas, precios estacionales fijados trimestralmente por la Secretaria de Energía. Este es un mecanismo transitorio de la regulación argentina que ha pervivido nueve años y que propiciaba un fondo de estabilización, el que actúa como una cámara compensadora a los efectos de evitar la volatilidad de los precios llamados spot que se forman en el mercado diario de compraventa de energía.

El sistema de precios estacionales con fondo de estabilización en los hechos implica un submercado paralelo al spot y de los contratos a términos que en mi opinión no ha permitido el desarrollo de estos últimos como sería de desear.

Un precio estable trimestral de la energía fijado ex ante que permite a los distribuidores su traspaso a los usuarios, distorsiona el mercado pues no incentiva a la concertación de contratos bilaterales entre generadores y distribuidores, siempre que subsista una capacidad instalada de generación que no ponga en peligro la obligación de suministro de los distribuidores, quienes tienen penalidades a pagar por la energía que no suministran.

El precio traspasado constituye el componente básico de la tarifa eléctrica a pagar por los usuarios.

I.2.- Concepto jurídico de la energía.

La consideración de la electricidad como una mercancía determina que en el derecho se regule como un bien o una cosa. Al respecto encontramos disposiciones pertinentes a su tratamiento, tanto en el ordenamiento español como en el argentino.

En el ordenamiento español, el artículo 333 del Código Civil Español dice que se consideran bienes, “ todas las cosas que son o pueden ser objeto de apropiación”

y sin duda la electricidad puede serlo, con las limitaciones que sus peculiaridades técnicas imponen. Tanto para el derecho español como para el argentino, toda realidad corpórea o incorpórea que presta utilidad se denomina bien, considerando aún corpóreas cosas no tangibles materialmente si se dejan dominar o utilizar para la satisfacción de necesidades humanas.

Un bien es apropiable no tanto por su carácter tangible, sino por la posibilidad de ser dominado y utilizado.

El concepto civil de cosa ha sufrido una ampliación que abarca a las energías naturales o producidas artificialmente, como la hidráulica y la electricidad.⁷

En el Código Civil Argentino, el art. 2311 en su segundo apartado establece que : “las disposiciones referentes a las cosas son aplicables a la energía y a las fuerzas naturales susceptibles de apropiación.”

López de Zavalía, comentando este artículo en el Derecho argentino, acota el tema al decir que cada disciplina tiene sus problemas a los que la ley no pretende invadir, sino dar respuestas concretas a un interrogante de la vida y que para darlas, al jurista debe bastarle con lo que ha sido denominada “física del ignorante” entendiéndose por tal, no la del ignorante hombre de las cavernas sino la del hombre moderno que asiste al fenómeno y pide su regulación.

En el cuadro clasificatorio de los objetos de los derechos reales, entre objetos materiales⁸ e inmateriales que se encuentra en el art. 2312, produjo controversia la calificación de la energía en cuanto a si debía ser ubicada entre los primeros o los segundos. Del esquema de los artículos 2311 y 2312 del Código Civil surge una tripartición que la ubica entre lo material e inmaterial y aproxima a este “tertius genus” a la regulación jurídica de las cosas.

En los efectos prácticos no hay inconveniente en el tratamiento como cosa de la energía en el campo del derecho de las obligaciones, ya que puede haber

⁷ TRILLO FIGUEROA, Jesús y LOPEZ JURADO, Francisco: **La Regulación del Sector Eléctrico**. Ed. Civitas Madrid 1996, págs. 317/21 y MILLÁN NAVARRO, Rocío: **Los Mercados de Futuros de Electricidad**. Ed. Civitas Madrid 1999, págs. 61/63.

⁸ Corporales en la terminología anterior del Código Civil Argentino, en el art. 2311.

obligaciones de dar y en consecuencia negociar contratos de compraventa de energía aún cuando se presentaren dichos contratos conectados con prestaciones de hacer por parte del suministrador, caso éste en el que se podrá acudir a las reglas de los contratos innominados y a la acumulación contractual.

En materia de derechos reales al ser la energía objeto de obligaciones ergo puede ser objeto de tradición. A modo de ejemplo observemos donde se produce la tradición, en el caso de energía eléctrica suministrada por una compañía de distribución a un usuario final. La Distribuidora hará tradición de la energía en el medidor de entrada del consumidor, indicando a éste como el lugar que está a la exclusiva disposición del “accipiens” (doctrina del art. 2386 C. C. Argentino)⁹.

II.- Evolución del sector eléctrico.

II.1.- Introducción.

Se ha argumentado durante mucho tiempo y aún hoy hay países como Francia que señalan que la industria eléctrica presenta condiciones de monopolio natural. En la Industria eléctrica durante muchos años diría los primeros noventa años de su funcionamiento como monopolio natural resultaba apropiado.

Este Monopolio guarda relación con las economías de escala, las que han sido transformadas por los cambios tecnológicos, que han producido grandes innovaciones, en especial en el sector de mayor inversión de la industria cual es la generación.

Las plantas de generación eléctrica inciden en las dos terceras partes de la inversión económica total del sistema, de allí que cuando por la innovación tecnológica fue factible diseñar plantas de menores dimensiones y de gran capacidad de producción, producto de la evolución científica se produjo la

⁹ LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando Justo: **Derechos Reales** Tomo I, págs. 241/247 Ed. Zavalía Buenos Aires Argentina, 1989.

desintegración de sectores en el sistema eléctrico, lo que ha sido llamado “desintegración vertical de la industria eléctrica”.¹⁰

Antes que fuera factible esta innovación tecnológica, la regulación jugó un papel importante desde los comienzos de la industria eléctrica, aún en países de gran tradición de mercado como el caso de los Estados Unidos, donde se desarrolló una amplia doctrina de la regulación de las compañías suministradoras de electricidad.

Para que haya competencia es necesario que se den condiciones tales como: a) estructura del mercado donde se ha de competir, esto es la existencia de un número suficiente y equivalente de vendedores y compradores, b) grado de diferenciación subjetiva para elegir entre productos competitivos, ausencia de barreras a la entrada de nuevas empresas c) grado de integración vertical existente, esto es el circuito integrado desde la producción de las materias primas a la distribución de los productos, como su grado de diversificación en líneas de productos. Si el circuito está integrado por uno o pocos operadores, es decir si hay concentración por una o pocas empresas, habrá poder de mercado y no habrá competencia.

A su vez la estructura del mercado está influida por condiciones básicas que se componen de diversos factores: desde el lado de la oferta, la localización y la propiedad de las materias primas esenciales, la naturaleza de la tecnología predominante, la elasticidad baja o alta en la sustitución del producto, el tiempo de ejecución de proceso de producción etc. Desde el lado de la demanda se pueden indicar como condiciones básicas la elasticidad de la demanda, la disponibilidad, la elasticidad cruzada.

Hoy es posible la competencia y la elección en electricidad. Dicho en otros términos, es factible y deseable separar la transportación de la cosa transportada.

¹⁰ ALVAREZ PELEGRY, Eloy: **Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación**. Civitas, Madrid 1997, pág. 29.

El desafío de fines de los años 1980 ha sido el considerar la energía eléctrica como un producto que puede ser separado comercialmente de la transmisión. Esto implica un cambio, puesto que, durante cien años -dicen Sally Hunt & Graham Suttlewort-, se ha supuesto que la electricidad y su distribución, estaban inexorablemente unidas.¹¹

Desde hace una década es posible separar al menos comercialmente la energía, de su transmisión o transporte. La energía se transforma en un producto que puede venderse y transportarse de un lugar a otro como cualquier otro producto, su cadena de distribución y comercialización operará por las redes de transporte. Esta factibilidad de separación comercial, permite la competencia en la generación del producto por su venta a grandes consumidores o clientes, distribuidores y por qué no a pequeños clientes como los consumidores finales no industriales o comerciales.

La porción generadora de la industria que fue pensada como dijimos, como monopolio natural a causa de las economías de escala, implicaba la construcción de plantas muy grandes con grandes inversiones, resultando antieconómica la competencia al no ser decreciente la unidad de costo del producto fabricado en competencia.

A esto se suma la dificultad de que la electricidad como producto carece de la posibilidad física de su almacenamiento en grandes volúmenes; esta condición obliga a que los volúmenes producidos deben coincidir con los volúmenes requeridos, resultado que se logra mediante un despacho unificado para la transmisión de energía; de modo que en tiempo real permita coincidir segundo a segundo la oferta con la demanda.

Esta complejidad del producto implica, como se verá en la segunda parte de éste trabajo, contar con una organización logística relevante, que permita el acceso a una base de datos, para la predicción de escenarios posibles de mercado, con

¹¹ HUNT, Sally & SUTTLEWORT, Graham: **Competency and Choice in Electricity**, Ed. John Wiley and son, 1997.

sistemas informáticos que simulen escenarios alternativos, según se presenten diferentes situaciones.

Sin ser exhaustivos, los escenarios pueden diferir y de hecho ocurre por la provisión real de las fuentes primarias de energía con que cuenta un determinado sistema eléctrico, que lo condiciona y determina.

Para citar un ejemplo: Argentina, que tiene una alta cota de producción eléctrica –proveniente de energía hidráulica de alrededor de un 43% de la producción total¹²- se ve obligada a modelizar la oferta hidráulica anual para el año siguiente. Para esto se utilizan dos modelos: a) el modelo OSCAR que busca valorizar el agua en embalses en un horizonte dado, de manera de realizar una utilización óptima de recursos energéticos con mínimos costos de operación y falla, b) el modelo MARGO, para un despacho óptimo de mínimo costo de operación y falla para cada período, se tienen en cuenta la valorización del agua y los costos de los grupos térmicos¹³.

II.2.- El proceso de cambio que posibilitó la desintegración vertical de la industria eléctrica.

La desintegración vertical de la industria eléctrica, con la posibilidad de introducir competencia en sus segmentos de producción y comercialización mediante procesos de contratación, fue producto de varios factores, entre los que destacamos como relevantes, los tecnológicos, económicos, ideológico-políticos que seguidamente se desarrollarán:

a) Aspecto tecnológico: Es la causa principal del cambio, la innovación tecnológica producida en la física, y aplicada al campo de la investigación

¹² CAMMESA, operador de mercado argentino informe anual 1998 página No 13

¹³ CAMMESA Paper: *Transformación del Sector Eléctrico en Argentina*, elaborado por el Ingeniero Sabino Mastrángelo y el Licenciado Javier Donzelli, Gerencia de Atención de Agentes.

espacial, permitió la producción de turbinas más eficientes que las que se fabricaban antes¹⁴.

La evolución tecnológica en varias industrias, entre ellas la eléctrica y más aún en telecomunicaciones, permitió distinguir y separar los productos de su cadena de distribución, lo cual es una de las causas del agotamiento del modelo monopólico y de regulación planificada por el Estado.

En telecomunicaciones, se pudo escindir hasta físicamente las unidades de negocio, como es el caso de la telefonía celular.

En la electricidad, de momento en cuanto a la red la separación ha de ser comercial, lo que obliga a que se asegure un acceso neutral de los terceros a la red, sin perjuicio que los avances tecnológicos puedan permitir en el futuro una eventual autonomía física en sectores hasta hoy vedados.

b) Cambio en los criterios de eficiencia: La apertura global de las economías obliga a desarrollar eficiencias en un input como la electricidad, tan importante en los costes de las exportaciones. Para poder competir con las importaciones, se tuvo que analizar la reducción de los costes. La innovación tecnológica en generación eléctrica permitió, como se dijo, el desarrollo de inversiones de menor coste en generación. Si se considera que en el costo total de inversiones en

¹⁴ ALVAREZ PELEGRY, ob. cit. págs. 92 y ss, las plantas de generación de la industria eléctrica en el desarrollo del progreso tecnológico de la industria en el trabajo de HIRSH que cita este autor, los gestores buscaban tres características de las tecnologías. En primer lugar fiabilidad: evitar averías imprevistas y garantizar el suministro. En segundo lugar: máquinas de mayor potencia a costes unitarios más bajos, en otras palabras se dependía de las economías de escala para mitigar los gastos de construcción de la planta y laborales. Y en tercer lugar: mayores rendimientos térmicos, produciendo la misma electricidad con menos combustible. Este fue el concepto de la industria en el período de la década de 1930, y se refuerza entre los años 1950 y 1960. Advierte HIRSH, citado por ALVAREZ PELEGRY, ob. cit., el éxito del modelo hasta mediados de los sesenta -pág102- experimentó estancamientos en varios frentes, entre ellos el agotamiento de las economías de escala. Así en los años setenta, disminuyó el tamaño de las plantas, al punto que ningún turbogenerador era mayor de 1.000 Kw -págs.103 y 104-. En la actualidad el análisis para decidir inversiones en plantas de generación, se centra en desarrollos de unidades modulares, con la utilización de economías multiplanta en un mismo emplazamiento como es el caso de las plantas de ciclos combinados. En segundo lugar la disminución de costes de generación- pilar básico de introducción de la competencia en generación- provendrá no sólo de las economías asociadas a los menores costos de inversión por

el sistema eléctrico, tres cuartas partes del mismo lo constituye la fabricación de las plantas de producción, se advierte la importancia de las economías producidas por la innovación tecnológica.

Es necesario, en este tema, esclarecer al lector que el criterio de eficiencia no ha sido unívoco para autores de la envergadura de, por ejemplo, Ricardo Posner¹⁵ o de Guido Calabresi¹⁶.

c) La competencia: el debate planificación versus competencia, se ha decantado durante la década de los ochenta hacia la segunda opción. Se prefiere la gestión privada en todos los segmentos de la industria donde es posible la formación de precios por el mercado. Las razones que se invocan a favor son las siguientes:

i) La formación de precios por reglas del mercado y vía contratos, transparentan no sólo los segmentos de producción y comercialización, sino que permiten a los reguladores contar con mayor información para la determinación de tarifas de los sectores regulados (transporte y distribución).

Este factor conectado al ideológico ha cuestionado la existencia de todos los sectores regulados en las economías capitalistas, tales como, telecomunicaciones, ferrocarriles, gasoductos o compañías eléctricas.

kilovatio, sino también a la relativa a los rendimientos a la disponibilidad y flexibilidad contando con combustibles competitivos -págs. 113/14.

¹⁵ POSNER, Ricardo: **El Análisis Económico del Derecho**. Fondo de Cultura Económica de México. México 1998. Este autor refiere a tres datos a considerar: valor, utilidad y eficiencia. “El valor económico de algo es la cantidad que una persona está dispuesta a pagar por ello. Prescindiré, en la cita, de su concepto de utilidad por no ser pertinente en esta parte de la tesis. En cuanto al término eficiencia, lo utiliza para señalar la atribución de recursos en el que el valor es maximizar”. Para POSNER, las transacciones que son realmente voluntarias son eficientes, entendiéndolo por tales a aquellas en las que todos los potenciales perdedores son compensados... cuando la transacción maximiza la riqueza, según POSNER, debiera ser permitida.

¹⁶ CALABRESI, Guido: **Prefazione ad Analisi Economica del Diritto**. Annali della Facoltà di Giurisprudenza di Genova 176, 1980. Este autor ataca la aserción de POSNER de que el objetivo del Common Law es maximizar la riqueza; aunque admite en que se constituyó en una poderosa arma para la reforma. La primera crítica de CALABRESI a POSNER y sus seguidores, es que la maximización de la riqueza no es el único objetivo del derecho, es uno de ellos. Después de todo –sostiene– quien a creído alguna vez que la maximización de la riqueza, sin tener en cuenta su distribución, podría clasificarse como un objetivo justo de la ley o de una sociedad justa.

ii) La asignación eficiente de recursos ha generado un proceso de privatización de las empresas públicas que gestionaban estos sectores que, salvo el caso de Estados Unidos, donde la propiedad de las empresas era privada, con alta regulación pública, lo que en los hechos implica falta autonomía de gestión por las mismas; en la mayoría de los restantes países en especial luego de la segunda guerra mundial que produjo un fenómeno de nacionalización de servicios públicas, las empresas pertenecían al Estado.

Este es el caso de la mayoría de los países europeos, incluida Inglaterra y varios países latinoamericanos (Chile, Argentina, Brasil, etc.) donde se ha producido transferencia de propiedad pública a privada.

iii) El precio del gas declinó en la década de 1980 y se levantaron las restricciones sobre la calefacción a gas impuestas en varios países, lo que posibilitó la construcción de plantas generadoras de menores dimensiones y más baratas.

iv) La interdependencia de la economía mundial que produjo un movimiento internacional de capitales En la década del ochenta surge interés en los inversores internacionales en las empresas eléctricas que se estaban integrando en los mercados financieros internacionales.

d) Crisis de la gestión pública de la industria: La posibilidad de generar mercados y consecuentemente contratos en la producción y comercialización de la industria eléctrica, han resultado favorables ante varios factores que la gestión pública del sistema eléctrico produjo, tales como:

i) Sobrecapacidad: la mayoría de los países que han gestionado la industria eléctrica la han sobredimensionado, producto de deficientes previsiones hipotéticas de tasas de crecimiento de la demanda, que fueron superiores a la

reales y a una expansión de capacidad procedente de instalaciones especiales o de autoprodutores.¹⁷

En el caso de Argentina el efecto distorsivo que produce una planificación regulada, se evidencia en la falta de los elementos de información que proporciona el mercado, que permiten mensurar tanto la cantidad como la calidad de la demanda a satisfacer; ello ocasionó el fenómeno de la sobreinversión, como se desarrollará al tratar el modelo argentino.

La importancia del mercado eléctrico radica en que permite comprar electricidad a un precio menor que el ofrecido por tarifa regulada, aún sumados los costes de transporte y de distribución. La diferencia de precios proviene de que el mercado reconoce costes marginales y no los costes hundidos o históricos, resultantes de atender decisiones de inversión en una gestión planificada, incluidos en la tarifa regulada, los que se proyectan en un horizonte de largo tiempo en cuanto a su recuperación, en tanto que el coste marginal refiere al coste actual.¹⁸

Los fines de los años 1980, podemos sindicarlos como el punto de inflexión entre la crisis de un modelo económico, cuyo marco teórico fuera la escuela de Keynes, y la necesidad de buscar un nuevo marco que permitiera sanear la economía, no diría sólo de algunos países puntuales, sino de la economía mundial, que ya era fuertemente interdependiente.

Este nuevo marco, generó un proceso de reestructuración de industrias, produciendo competencia entre segmentos del proceso de producción y comercialización. Industrias que hasta entonces habían sido excluidas de la competencia por sus economías de escala, por existencia de monopolios naturales y razones de política social que consideraba al Estado gestor eficiente en el desarrollo de puestos de trabajo.

En Argentina, los analistas Bastos y Givogri, sugirieron que el plan de obras previstas para el equipamiento de 1979, debía corregirse en función de diversos

¹⁷ MILLÁN NAVARRO, Rocío, ob. cit. págs. 75/81, con cita del trabajo de UBAGO y KUJAWA: **The Creation of Global Electricity Market**. 1996.

cambios en las circunstancias que lo habían fundamentado. Los autores señalaban también que la inversión en el sector eléctrico, mostraba una participación creciente dentro de la inversión total del sector público que llegaba a un porcentaje de 32% en 1985.¹⁹

ii) Deficiente gerenciamiento público: Otro aspecto clave ha sido que, salvo excepciones como puede ser el caso de las empresas públicas francesas, los Estados no han gerenciado eficazmente empresas que intervienen en la gestión industrial y comercial. Esta situación se debe a que los objetivos propuestos conjugan políticas macroeconómicas, o de beneficios a sectores sociales, distorsionando los costes y precios reales a pagar por las producciones de bienes o servicios.²⁰

iii) Costes sociales y medioambientales: la imposibilidad de separar el producto de la transmisión generó un sistema de integración vertical de la industria eléctrica, con un alto grado de planificación y regulación, donde la asignación de costes de producción, transporte y comercialización del producto, respondían a objetivos sectoriales o macroeconómicos de los Estados, con subvenciones cruzadas a determinados perfiles de consumidores que desvirtuaban la transparencia de los valores de coste real de las unidades producidas.

También ha de señalarse una inadecuada gestión en relación a optimización de costes –en lo posible- por normas de protección medioambiental que proporcionaban costes adicionales, no reflejados en las condiciones de competencia, a no ser que esas condiciones sean exigidas a todas las empresas del mercado.

Entre otros de los efectos distorsivos que genera una integración vertical y planificada de la industria, se puede citar la utilización de insumos más costosos, pero de los cuales dispone el país o región, los que son preferidos a otros de

¹⁸ MILLAN NAVARRO, Rocío. ob. cit. pág. 77.

¹⁹ BASTOS, Carlos y GIVOGRI, Carlos: “*La Selección de Inversiones en el Plan de Equipamiento Eléctrico*” Estudios, Año 7 .Nº 28 Córdoba.Octubre diciembre 1983.

²⁰ ARIÑO ORTIZ, Gaspar: **Economía de Estado** Ed. Abeledo Perrot 1993. págs. 230/232.

menor coste ya que su sustitución generaría un problema social de desempleo, como fue el caso de la industria del carbón británica y aún lo es el de la española.

III.- Creación de mercados.

III.1.- El por qué de su existencia.

El mercado es simplemente el punto de encuentro donde confluyen las ofertas y demandas, respecto de un bien determinado. Esta definición pretende resaltar que un mercado no precisa de un espacio físico definido, es más, producto de los avances tecnológicos, los intercambios se conciertan por diversos medios, teléfono, correo electrónico, fax etc.

En cambio la liquidación de las operaciones que realizan los negociantes del mercado necesita por el contrario algún intercambio de flujos de bienes económicos, sean estos dinero, cosas, bienes, derechos o títulos.²¹

La importancia del mercado radica en que cuando este no existe, no se cuenta con pautas claras de información sobre los requerimientos de los clientes tanto en la cuantía de la demanda como en su composición.

En el consenso social los argumentos que han pesado por las preferencias del mercado competitivo han sido: a) la estructura atomizada de vendedores y compradores que descentraliza el poder que la regulación concentra en el regulador y planificador. Esto permite que la distribución de los recursos e ingresos se resuelva mediante una interacción, entre la oferta y la demanda y limita el poder del gobierno o de una institución monopolista, b) la estructura competitiva del mercado resuelve mediante procesos impersonales, no burocráticos los problemas económicos y c) su tercer mérito es la libertad de

²¹ SANCHEZ, Andrés: **Mercado Financiero**, pág. 4280 Enciclopedia Jurídica Básica III. Ed. Civitas.

acceso de nuevos agentes en un mercado competitivo y las oportunidades que tales nuevos agentes importan.²²

La falta de mercado no permite tener pautas claras de información sobre los requerimientos de los clientes, tanto en la cuantía de la demanda como en su composición. La regulación, como ha dicho Hayek, falla cuando es necesario considerar los pormenores²³. Entonces no constituye un mecanismo eficiente de asignación de recursos porque genera la transferencia de los errores de inversión a fondos del Tesoro; sin duda estos errores de inversión serán pagados por los contribuyentes y/o amortizados mediante subsidios cruzados los que serán pagados por sectores de clientes, y esto impide la toma de decisiones eficientes en cuanto a inversión, saneamiento financiero y políticas de austeridad empresarial, que asumen los particulares en el mercado, sobre quienes pesan los riesgos empresarios.

²² ALVAREZ PELEGRY. ob.cit, págs 52/53.

²³ HAYEK, Friedrich: **Camino de Servidumbre**. Editorial Alianza, Reimpresión Corregida, Madrid 1978, págs. 77/79, “Cuando se afirma que el progreso tecnológico moderno hace inevitable la planificación, puede esto interpretarse de diferente manera. Puede significar que la complejidad de nuestra civilización industrial crea nuevos problemas que no podemos intentar resolver con eficacia si no es mediante una planificación centralizada... En cierto modo esto es verdad pero no en el amplio sentido que se pretende. Lo que generalmente sugieren es que la creciente dificultad para obtener una imagen coherente del proceso económico completo hace indispensable que un organismo central controle las cosas. Este argumento supone desconocer completamente como opera la competencia. Lejos de ser propia para condiciones relativamente sencillas, tan sólo es la gran complejidad de la división del trabajo en las condiciones modernas lo que hace de la competencia el único método que permite efectuar adecuadamente aquella coordinación. No habría dificultad para establecer una intervención o planificación si las condiciones fueran tan sencillas que una sola persona u oficina pudiera atender eficazmente a todos los hechos importantes. Sólo cuando los factores que han de tenerse en cuenta llegan a ser tan numerosos que es imposible una vista sinóptica de ellos, se hace imperativa la descentralización. Pero ante la descentralización necesaria surge el problema de la coordinación, la que no puede evidentemente efectuarse a través de una interpretación explícita, sino sólo con medidas que procuren a cada agente la información necesaria para que pueda ajustar con eficacia sus decisiones a la de los demás. Y como jamás pueden conocerse plenamente todos los detalles de los cambios que afectan las condiciones de la demanda y la oferta de diferentes mercancías, ni hay centro alguno que pueda recogerlos y difundirlos con rapidez bastante, lo que se precisa es algún instrumento registrador que automáticamente recoja todos los efectos relevantes de las acciones individuales, y cuyas indicaciones sean la resultante de todas las decisiones individuales y a la vez, su guía...Lo importante aquí, es que el sistema de precios sólo llenará su función si prevalece la competencia, es decir, si el productor individual tiene que adaptarse él mismo a los cambios de los precios si no puede dominarlos”

El siglo XXI, nos hace reflexionar y analizar, ante los cambios indicados, cuál es el papel adecuado del Gobierno, cuáles son las actividades que le competen en la regulación de la industria, la distribución, los precios, la calidad de los productos. Esta problemática ha sido debatida en diversos ámbitos y foros; entre ellos consigno el reporte económico del año 1996, que elaboraran los asesores del Presidente Clinton, quienes expresaban que en mas de las tres cuartas partes del siglo XX, se experimentó la expansión del estado como regulador de la economía.²⁴

Los roles del gobierno y del mercado no pueden considerarse como antagonistas o sustitutos, sino como complementarios de la gestión económica, ante la realidad inexorable de que existen fallos del mercado y fallos del gobierno que tornan inexcusable este rol complementario.

Las ventajas de los mercados se hacen evidentes si las analizamos en contraposición con los déficit que se observan en la planificación y en la regulación estatal.

La experiencia demuestra que los mercados son más eficientes en sus resultados. Si los mercados son realmente competitivos y funcionan correctamente, conducen a precios en que la cantidad que los vendedores quieren ofrecer es igual a la cantidad demandada por los compradores. Asimismo el precio igualará simultáneamente el beneficio que obtienen los compradores de la última unidad producida (el beneficio marginal) y el coste de producir la última unidad ofrecida (el coste marginal).

Estas dos condiciones garantizan la eficiencia, cuando se dan en todos los mercados. El trabajo y los recursos de una nación se asignan para producir un bien o un servicio concreto únicamente si los consumidores no están dispuestos a pagar más para destinar estos recursos a otra cosa.

Los gobiernos no tienen la superior habilidad de los mercados para procesar la información y preservar los incentivos individuales. La descentralización de las

transacciones que hacen posibles los mercados, incide para que las decisiones las tomen los que resulten mayormente afectados, en respuesta directa a las restricciones presupuestarias y a los intercambios. Es por ello que los propios participantes del mercado tienen fuertes incentivos para generar y reunir información y para realizar las operaciones que más se adecuen a sus intereses.

Las cualidades que caracterizan a los mercados son: la información y la generación de incentivos. Analizaré en general las mismas para luego centrar la atención en el específico negocio eléctrico.²⁵

Las asignaciones del Estado en este desafío no son las de un Estado desertor o minimalista como se ha predicado alguna vez. El Banco Mundial, en su informe que analiza los roles del Estado actual, atribuye a éste cinco tareas fundamentales:

- 1.- Establecer y hacer respetar el ordenamiento jurídico.
- 2.- Desarrollar políticas que creen un entorno macroeconómico (estabilidad) y microeconómico (libre competencia) que ofrezcan los incentivos para una actividad económica eficiente.
- 3.- Generar inversión y gestión directa o indirecta de servicios sociales (educación, sanidad) y de infraestructuras.
- 4.- Establecer la protección de los grupos sociales más vulnerables.
5. Defender el medio ambiente.²⁶

III.2.- Información:

Es una propiedad de los mercados la de recoger y distribuir información sobre los costes y beneficios, lo que permite a los compradores y vendedores tomar decisiones responsables y efectivas. Dado que los precios del mercado miden los

²⁴ Economic Report of the President. 1997.

²⁵ Economic Report of the President (Capítulo IV): *La Redefinición del Papel del Gobierno en la Economía de los Estados Unidos*, secciones I y II, dirigido al Congreso de los Estados Unidos en Febrero de 1997.

²⁶ Informe del Banco Mundial sobre: *El Estado en un Mundo en Transformación* año 1997.

beneficios marginales de los bienes y servicios para los consumidores, las compañías que optimizan sus beneficios, simultáneamente maximizan la diferencia entre costes y beneficios.

Del mismo modo los consumidores se fijan en los precios de los mercados para decidir qué bienes y qué servicios quieren comprar, cómo utilizar su trabajo, los recursos y la riqueza financiera que generan sus ingresos para pagarlos.

Los gustos, la tecnología, los cambios de disponibilidad de los recursos, los precios del mercado se transformarán de forma similar para dirigir los recursos hacia los fines que los consumidores en ese momento valoran y para desechar los medios obsoletos.

Para los gobiernos resulta imposible recoger, procesar, utilizar y difundir esta masiva cantidad de información que es intercambiada diariamente en los mercados.

III.3.- Incentivos:

Aún cuando pudiera el gobierno responder rápidamente a toda esta información de que disponen los mercados, estos seguirían teniendo la ventaja de preservar el incentivo de obtener resultados eficientes. En los mercados privados, los compradores y vendedores obtienen directamente los beneficios y soportan los costes de sus decisiones de oferta y demanda. Cada uno de ellos toma decisiones encaminadas a conseguir el máximo beneficio o eficiencia económica.

Los incentivos no sólo afectan la forma en que se utilizan hoy los recursos, sino que conducen a innovaciones que incrementarán la eficiencia con que desplegarán los recursos en el futuro y en consecuencia, se elevará el nivel de vida.

De acuerdo al reporte económico comentado, la función de complementariedad del gobierno en este esquema se produce ante los fallos del mercado. Para que el mercado funcione eficientemente es necesario asegurar el cumplimiento de los contratos y desalentar el fraude. Esto no es posible sin un sistema legal gubernamental que garantice los derechos de propiedad, que vele por el

cumplimiento de los contratos²⁷, por la organización corporativa y por el intercambio comercial.

Los mercados son instituciones humanas y falibles como los hombres, y funcionan adecuadamente cuando transmiten información en forma eficaz y proporcionan los incentivos adecuados, lo que es factible cuando existe suficiente competencia. En cambio, cuando las empresas de un sector obstaculizan las fuerzas de la competencia, estableciendo acuerdos por precios elevados, o fusionándose al punto que sus decisiones individuales sobre la producción afectan sustancialmente a los precios, son las leyes antimonopólicas las que constituyen los elementos de política pública necesaria para evitar las conductas anticompetitivas y las fusiones.

Corresponde considerar asimismo la emergencia de políticas públicas de regulación, en los casos de actividades monopólicas -monopolios naturales y/o economías de escala- donde la competencia no generará el efecto deseado, es decir la optimización de costes y beneficios, sino que incrementará costes por la duplicación de agentes económicos.

En este caso, el modelo norteamericano, a diferencia del continental europeo, de base francesa, ha asignado la actividad a un particular quien percibirá por el servicio una compensación justa y razonable, la que surgirá ante la falta del mercado, de la auditoría de sus costes de producción, por un organismo estatal independiente (agencia), con más una razonable utilidad.

En contraprestación, dado el carácter no competitivo de la actividad, el prestador está obligado a prestarla a todo aquel que se la solicite, siempre que encuadre en las normas que la regulen.

²⁷ POSNER, Ricardo, ob. cit. págs. 38/39 “La protección legal de los derechos de propiedad cran incentivos para el uso eficiente de los recursos..., sin derechos de propiedad no hay ningún incentivo para incurrir en estos costos, porque no hay ninguna recompensa razonable asegurada para tal acción... La creación de derechos exclusivos es una condición necesaria, pero no suficiente, para el uso eficiente de los recursos, los derechos deben ser transferibles”.

Pese a toda la regulación, la actividad y su titularidad pertenece al prestador privado y en caso de que este, por su incumplimiento u otra causal de revocación de su habilitación dejara de prestar la actividad no revierte al Estado sino que es adjudicada a otro particular. Esto constituye una singular diferencia con el modelo del servicio público francés que prevé esta actividad como regaliana, en cabeza del Estado, el cual es su titular, encomendando sólo su gestión al particular, por lo que caducada la habilitación, la gestión revierte al Estado.

III.4.- El mercado eléctrico:

Para que haya mercado en materia de producción eléctrica, las instituciones del Estado deben asegurar cuatro libertades:

1. Libertad de ingreso al mercado, es decir que no haya barreras de entrada, porque se permite la participación de nuevos jugadores o agentes.
2. Libertad de acceso a la red de transmisión y a las infraestructuras. Quienes son propietarios de las redes deben asegurar una posición de neutralidad al acceso por parte de quienes negocien sobre la misma, sin perjuicio de que los acuerdos entre los usuarios de la red y sus propietarios, sean negociados o reglamentados.
3. Libertad de contratación y formación competitiva de precios.
4. Libertad de inversión.²⁸

En esta primera parte de nuestro estudio conviene dejar bosquejados para un tratamiento de mayor detalle en la segunda parte elementos estructurales del mercado, que permitan luego analizar la estandarización de un mercado del tipo del eléctrico. Para ello resulta insoslayable precisar las características que

²⁸ TRILLO FIGUEROA, Jesús: **Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico**: Un Nuevo Régimen Jurídico, Liberalización Eléctrica en España: Aspectos Básicos de su Regulación, pág. 44. Quien destaca a las cuatro libertades indicadas por Ariño Ortiz, la previa libertad de la libre contratación en los mercados de materias primas o energías primarias. Conforme también ARIÑO ORTIZ y LOPEZ de CASTRO: **El Sistema Eléctrico Español**: Regulación y Competencia, págs. 455/470.

identifican el mercado eléctrico, que asume particularidades singulares, dada la materia que produce y comercializa.

Los alimentos, los metales y algunas fuentes de energía son objeto de intercambio en mercados al contado y de futuros, estos objetos se consideran comúnmente como materias primas, equivalente del término anglosajón: “comodities”. Este término, como señala Millan Navarro, es polisémico, pues por una parte designa materias primas en estado bruto o parcialmente refinado y por otra parte, en el campo de los mercados derivados, es sinónimo de subyacente, e incluye cualquier producto que tenga un mercado derivado, sea un activo financiero o una mercancía.

La creación de mercados derivados constituye un exponente más del proceso continuo de innovación financiera, que se manifiesta con la creación de nuevos instrumentos y técnicas a fin de hacer más eficientes los mercados financieros.

La importancia de estos mercados es altamente relevante en la actualidad, ya que permiten preservar al inversor de los riesgos que produce la elevada volatilidad de los precios de un mercado “spot”. De este aspecto nos ocuparemos in extenso en la segunda parte de la tesis al tratar los contratos eléctricos. La necesidad, al producirse la desintegración vertical de la industria, de producir contrataciones deviene de la exigencia que surge de gestionar los riesgos que provocan la volatilidad de precios en el mercado “spot”. Para ello son imprescindibles contratos que permitan a los negociantes de la red (sean compradores o vendedores) compartir y/o dispersar los riesgos que las oscilaciones de precios originan.²⁹

Entre las diferentes clasificaciones de mercados, hemos de analizar las que estimamos pertinentes para el desarrollo de la investigación de nuestro objeto específico. Una clasificación tradicional distingue entre mercados reales y financieros, otra entre mercados estandarizados y abiertos.

²⁹ HUNT and SUTTLEWORTH, ob.cit. Capítulo 9, pág. 92 y ss. MILLAN NAVARRO, Rocío, ob. cit. págs. 25/27.

Hay mercado real cuando se intercambian en él activos reales. Estos comercian con productos y cosas tangibles, sean inmuebles, productos agrícolas, energía en sus diversas composiciones, etc. En cambio los activos financieros tienen por objeto el intercambio de acciones, obligaciones, letras, pagarés; es decir, títulos emitidos por unidades económicas de gasto, que constituyen un medio de mantener la riqueza para los que los poseen y un pasivo para quienes los generan. Ambos tipos de activos pueden constituir el subyacente de otros contratos, que se denominan derivados; los mercados en los que se negocian estos contratos, son considerados explícita o implícitamente financieros. Los mercados derivados no conllevan movimiento físico de mercancías; estos mercados son normalmente intermediados, pues existen agentes intermedios que ponen en contacto a vendedores y compradores, ya que su funcionamiento es reglado y vigilado por las autoridades financieras. La existencia de estos mercados necesita del soporte de un mercado primario en los que se emiten títulos.

La importancia de los mercados derivados o financieros reside en que fueron creados para un mejor manejo del riesgo, de modo que sea posible transferir los riesgos de las fluctuaciones del valor de los bienes.³⁰

Otra perspectiva para un enfoque definitorio de los mercados, estrechamente vinculada con la hipótesis de la tesis, es la distinción entre mercados organizados y mercados a la medida o abiertos.

Un tipo de mercado organizado es el “pool” británico o el mercado spot argentino o español. En tanto que ejemplos de mercados abiertos o a la medida, son las contrataciones a términos que bilateralmente pactan agentes del mercado del mercado eléctrico, con las limitaciones que impone a estos contratos la gestión física de la red de transporte.

³⁰ BOLLINI SHAW, Carlos y GOFFAN, Mario: **Operaciones Bursátiles y Extrabursátiles**, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1995.

Los mercados organizados son reglados; funcionan de modo similar a las bolsas, donde se negocian productos homogéneos, estandarizados y son controlados por una entidad central que rige ese mercado.

En cambio, en los mercados abiertos, las contrataciones son a la medida de los contratantes: se acuerdan abiertamente entre ellas.

Esto que señalamos tiene una conexión directa con el desarrollo jurídico de las contrataciones spot y de los contratos a término cuyos diseños, resultan necesarios en los sistemas eléctricos donde se ha producido desintegración vertical de la industria, con la consecuente introducción de competencia en generación y comercialización.

III.5.- Conexiones de los mercados cerrados y abiertos con los mercados spot y de contratos bilaterales :

Las negociaciones spot, producto de las casaciones horarias entre ofertas de venta y de compra de los negociantes de una red o sistema, por a las características del producto: no almacenamiento, cautividad de su transportación por una red monopólica, provocan la institucionalización de un mercado organizado, con negociaciones estandarizadas donde se negocian productos homogéneos, por una autoridad que regula al mercado.

En cambio aún con las limitaciones de la cautividad de la red, los negociantes de contratos a término, gestionan contratos a su medida, con mayor poder de configuración de las cláusulas del contrato, como de sus modalidades y penalidades por incumplimiento.

IV. Pautas iniciales para su regulación:

IV.1. El marco elaborado por la teoría económica.

Para comprender la organización del mercado eléctrico corresponde hacerse cargo de la complejidad de transporte de electricidad, es mucho mayor que

transportar otros tipos de productos, al punto que hasta el momento no se ha podido almacenar la electricidad, lo que es factible hacer con el petróleo o el gas. Por esta razón el transporte de la electricidad representa un desafío, al necesitar su aprovisionamiento, seguro, suficiente y estable de un adecuado despacho técnico, que mantenga la transmisión de energía en condiciones de seguridad, relativas a la tensión y potencia del sistema.

La transmisión requiere un flujo de electricidad de una fracción de segundo; de lo contrario el sistema quedaría fuera de control. En términos físicos, la producción y el transporte están íntimamente relacionados.

Una compañía de transmisión debe tener posibilidad de asegurar producción de energía eléctrica en mayor capacidad de la efectivamente transportada. Es decir debe tener una capacidad de reserva disponible para que el sistema funcione eficientemente. Si atendemos a este dato se advierte la complejidad del caso, pues en una adecuada composición de los costos, es necesario prever aquellos que constituyen la reserva que el sistema necesita.

Joskow y Schmalensee, en su libro “Markets for Power”, analizan cuáles son los acuerdos necesarios para reemplazar las relaciones de mando y control dentro de una empresa, por relaciones contractuales, entendiendo por estas relaciones cualquier acuerdo, sobre los términos en que se llevan a cabo transacciones entre firmas separadas. Estos autores no dejan de advertir sobre la dificultad de especificar completamente todos los términos necesarios del contrato para cubrir todas las situaciones posibles.

Los costos que generan las transacciones pueden alcanzar tal magnitud, que resulte en demasía oneroso negociar, ejecutar y litigar los contratos, a punto que no valga la pena intentarlo. De ser esto así, resulta eficiente mantener las actividades con una sola firma, donde un gerente gestione ambas actividades.

Definen estos costos de negociación ejecución y litigio como costos de transacción.³¹

Estos costos de transacción son los costos asociados con la realización de contratos para reemplazar mando y control. Los autores citados señalaron las dificultades en el contexto institucional y técnico de la industria eléctrica y asimismo notaron que una libre entrada requería entre otras cosas:

- a) Un sistema regional de transmisión- coordinación con plantas generadoras interrelacionadas.
- b) Un mecanismo para una planta generadora de despachos que reconozca la necesidad de un control físico cada segundo, pero que permita y aliente un envío económico a menor costo.
- c) Algún método para coordinar la responsabilidad y el mantenimiento de la unidad.
- d) Algún método para que se construya la capacidad generadora adecuada.
- e) Algún método para asegurar un costo mínimo de un sistema amplio.
- f) Algún método para tratar emergencias.³²

Los objetivos anteriormente indicados eran los que debían considerarse para determinar la viabilidad de la desintegración vertical de la industria eléctrica. En un primer momento se creyó que las dificultades serían insuperables, debido a los costos de transacción necesarios para la gestión separada de generación y transmisión los que resultaban demasiado onerosos. Es por ello que durante mucho tiempo, luego de esta formulación teórica, se continuó considerando a la integración vertical de la industria como su condición natural.

El primer paso a la reestructuración de la industria eléctrica consistió en introducir competencia en la generación, así en Estados Unidos la Public Utilities Regulatory Policy Act de 1985, conocida como PURPA, introdujo competencia en la generación. Se buscó que empresas de servicios públicos establecidas,

³¹ JOSKOW.P.L & SCHMALENSE R : **Market for Power and Analysis of Electric Utility Desregulation**.MIT.Press. Cambridge (1983).

compraran a generadores independientes a precios que igualaban, “sus costos evitados”, estos productores independientes llamados IPPs, no estaban autorizados a vender a consumidores finales, teniendo que vender toda su producción a la empresa local de servicios.

Los inicios de este proceso de cambio en un país concreto se produjo en el Reino Unido, donde se experimentó la factibilidad de un mercado eléctrico en la generación, con una doble reforma al sistema eléctrico anterior de este país (Empresa pública integrada verticalmente) la que fue desintegrada en segmentos de producción. Transmisión y distribución, transfiriéndose sus activos a empresas privadas.

En un principio se consideró que la transición a la competencia- manteniendo la seguridad y la eficacia del sistema- podría conseguirse por transacciones bilaterales y contratos entre generadores y distribuidores, comercializadores o consumidores, una vez desactivada la posición de dominio de la red de transporte.³³

Pero a medida que se descubrían las consecuencias e implicaciones del nuevo sistema, quedó claro que un modelo apoyado únicamente en contratos sería difícilmente compatible con las exigencias de seguridad del sistema eléctrico y que las transacciones y contratos bilaterales no crearían de inmediato un auténtico mercado con la necesaria publicidad de información sobre las condiciones de precios y suministros de los productos.

En sectores tecnológicamente sofisticados los problemas de información y coordinación revisten especial dificultad e importancia.

³² JOSKOW, ob. cit. pág. 113 y HUNT-SUTTLEWORTH, ob. cit. pág. 4.

³³ POSNER, Ricardo ob. cit. “Así pues, la función fundamental del derecho de Contratos (reconocida como tal desde el tiempo de JOBS) es disuadir a los individuos de comportarse de forma oportunista con sus contrapartes, a fin de alentar la coordinación óptima de la actividad y , lo que es lo mismo, evitar costosas medidas de autoprotección”.

En cuanto a los problemas de información, estos se producen porque los datos de que disponen las personas y las empresas resultan, inevitablemente limitados, o porque las reglas del juego son poco claras o demasiado complejas.

En el caso eléctrico, su complejidad tecnológica plantea problemas de información, que hacen difícil delimitar con precisión el alcance de los derechos de propiedad, tanto en cuanto a hacer uso del bien, como el permitir o excluir su uso por terceros y/o venderlo o enajenarlo de una u otra forma.

Las asimetrías informativas de los operadores, pueden ser de diversa índole, tanto en referencia a los costos marginales de producción en cada unidad de tiempo que subasta en el mercado, precios de los insumos que permiten el funcionamiento de las plantas y su aprovisionamiento, cálculo de la rentabilidad de la inversión y proyección de la misma en el tiempo, dato éste de vital importancia para el acceso al financiamiento, la regulación de normas de mercado claras y transparentes que garanticen el cumplimiento de las obligaciones por lo agentes del mismo.

Los problemas de información dificultan la coordinación de la actividad económica. Las empresas que actúan movidas por su propio interés sólo están dispuestas a compartir información si ello no les ocasiona un perjuicio, pero a medida que se desarrollan los mercados, aparecen mecanismos institucionales que propician la seguridad jurídica y facilitan la cooperación entre empresas.³⁴

Desde la experiencia del “pool” británico, la mayoría de los países que han iniciado un proceso de liberalización en el sector eléctrico han coincidido en la necesidad de la creación y regulación de un mercado al contado de producción de energía eléctrica, en especial por la necesidad de mantener un equilibrio continuo entre la oferta y demanda en cada instante, dato el hecho de la no almacenabilidad de la energía eléctrica. Este dato impone que tanto productores

³⁴ DE LA CRUZ FERRER ob. cit. págs. 128/129.

como consumidores calificados estén obligados a concurrir a este mercado por la compra –venta de sus faltantes o excedentes³⁵

La creación y el desarrollo de los mercados al contado constituyen un paso inicial importante, ya que es posible la formación y el funcionamiento de mercados, incluso cuando los mecanismos de información y coordinación son deficientes, porque el solo hecho de que el intercambio de transacciones sea simultáneo hace más difícil el fraude.

La constitución del mercado es el desafío inicial de la nueva regulación, más no su último objetivo. En efecto, como se desarrollará al tratar la conformación del mercado argentino y su comparación con el español, hay una serie de factores a considerar; por citar algunos: la liberalización de los costes de fuentes primarias de producción eléctrica, su dimensionamiento adecuado, pensado no sólo en su composición interna o nacional sino en su interacción con otros mercados nacionales, la conformación empresarial de la producción eléctrica que asegure una efectiva competencia, los adecuados incentivos económicos para la operación y expansión de la red de transporte, los programas de desarrollo de energías de mayor beneficio medio ambiental, las soluciones a la transición de costes varados, etc.³⁶

La obligación de que las transacciones pasen por el “pool”, permite su adaptación a las exigencias o correcciones técnicas, necesarias para mantener la fiabilidad y seguridad de las redes de transporte e interconexión.

La canalización de las transacciones mayoristas a través de un mercado de contado, cuyas normas deben ser aceptadas por todos los agentes del sistema, permite definir con precisión los derechos de propiedad sobre la red y los derechos y obligaciones emergentes de la contratación multilateral. Es posible la

³⁵ El “pool” es un mercado al contado (spot), donde los ofertantes y demandantes de electricidad intercambian energía. Este mercado no está configurado legalmente como una entidad, no tiene personalidad jurídica, se puede describir como un acuerdo multilateral, DE LA CRUZ FERRER ob. cit. pág. 188 y MILLÁN NAVARRO ob. cit. pág.120.

³⁶ Ver II a. parte capítulos III, IV y V.

aparición de precios horarios de la energía, información de vital importancia para los agentes del mercado, como para eventuales nuevos operadores y agentes de mercados conexos.

El sistema de un “pool” con despacho centralizado no impide a los agentes celebrar contratos bilaterales, y aún mas, estos son necesarios para cubrir, gestionar o desplazar riesgos de volatilidad de precios, mediante contratos por diferencias, con precios fijos u opciones de precio, que cubren a los generadores ante descensos de precios y a los compradores por aumentos.

También resulta auspicioso un mercado de contratos de futuro, que permita desplazar los riesgos de precio del spot y genere un margen más amplio de opciones de negociación entre los agentes del mercado.³⁷

V. Técnicas de neoregulación.

V.1.- ¿De qué tipo de competencia hablamos?. El modelo de competencia regulada:

Corresponde distinguir entre los posibles mercados. Existen diversos tipos de mercados: unos, con alto grado competitivo y otros que necesitarán de una mayor regulación, por la estructura de las empresas, intensidad de capital a invertir, no almacenabilidad del producto y diversidad de fuentes primarias de producción.

Este cuadro de posibilidades nos exige indagar sobre los tipos de regulación que pueden incidir en los mercados.

³⁷ POSNER, Ricardo, ob. cit. “La especulación tienen una función estática (la de ajustar los precios a la demanda y la oferta actuales, es decir, evitar escasez o excesos en el presente) y una función dinámica. Un mercado de futuros (por ejemplo, un mercado en el que Ud. pueda comprar trigo a un precio fijo, no para ser entregado hoy sino dentro de un año, puede regular el consumo a través del tiempo, eliminando los efectos de escasez y excesos. Si, por ejemplo se prevé una escasez, los especuladores aumentarán sus compras de futuro (porque esperan que el precio del mercado sea mayor al año siguiente), en consecuencia se elevará el precio de los futuros. Sin embargo, las compras para uso futuro no son necesariamente especulativas; pueden ser lo contrario de la especulación: la protección. Un agricultor podría saber que necesitará mas agua para riego dentro de pocos años, y en lugar de correr el riesgo de cambios en el precio del agua, puede decidir que firmará ahora un contrato a precio fijo, para la entrega futura de una cantidad específica de agua”. págs. 52 y 53.

No existe en puridad la mano invisible del mercado que permita el logro de sus beneficios en forma automática, al menos no en todos los supuestos de mercado.³⁸

Hay diversos tipos de regulación, en relación con los derechos y las libertades, que producen distintos condicionamientos.

En el mercado eléctrico, dada la segmentación de actividades – producción, transporte, distribución y comercialización- pueden coexistir y de hecho coexisten regulaciones: civil, de policía administrativa y económica. Analizaremos someramente en qué consisten dichas regulaciones:

a) Regulación civil: Esta clasificación que tuvo su origen en la Teoría de Coase, señala que los mercados no surgen ni funcionan en el vacío, sino que necesitan para existir de un sistema de normas y de regulaciones.³⁹

Las normas básicas para el ordenamiento de una sociedad, tales como el reconocimiento del derecho de propiedad y las garantías para el cumplimiento de los contratos, como las sanciones a impartir ante eventuales incumplimientos, hacen posible la existencia de los mercados.

Estos derechos integran la esfera de los derechos constitucional, civil y mercantil, y su protección se produce por normas de dichos ordenamientos, como por las normas de los derechos penal y administrativo.

³⁸ SCHROEDER Jeanne L.: *The End of The Market: A Psychoanalysis of Law and Economics*, Harvard Law Review, Volumen 112, Diciembre de 1998, Número 2, págs. 484/558, donde la autora expresa que el mercado perfecto es una forma ideal, que implica el fin de los mercados reales.

³⁹ POSNER, ob. cit. “La elección entre mecanismos de autoregulación de mercado y de regulación pública, se establece raramente entre un mercado libre y la regulación pública. Se establece entre dos métodos del control público –el sistema de derecho común, de derechos de ejecución privada y el sistema administrativo del control público directo...las características esenciales...del método de regulación del derecho común son dos: 1) el método recurre en medida mínima a los funcionarios públicos -jueces y otros servidores judiciales-, y alto grado los ciudadanos privados: las víctimas y sus abogados; 2) los incentivos de la obediencia se crean con la amenaza de tener que compensar a las víctimas por el daño que se les hace al violar las reglas. En cambio, la regulación directa o administrativa recurre en medida mucho mayor a los funcionarios públicos (el personal de la agencia reguladora), y trata de evitar daños, en primer lugar, antes que compensar a las víctimas.

Esta regulación constituye el primer instrumento de intervención pública, pero dicha regulación es de carácter accesible y de naturaleza dispositiva, lo que permite a las partes poder disponer de sus derechos de modo diverso al indicado por la norma. La finalidad de la regulación civil, es facilitar a los individuos la configuración del orden social y económico, como un orden espontáneo.⁴⁰

b) Regulación de policía o administrativa: por la policía administrativa se busca equilibrar los derechos de los particulares, a fin de que su ejercicio no afecte derechos de terceros, que se formalizan como intereses públicos o de la colectividad, tales como seguridad, medio ambiente, protección del consumidor, etc.

Esta regulación se fundamenta en dos aspectos:

- 1) Producción de externalidades o aspectos perjudiciales para terceros que no entran en relación jurídica con quien las produce, como es el caso de la contaminación ambiental.
- 2) Asimetría informativa: los agentes de un mercado pueden carecer, y de hecho ocurre con frecuencia, de información suficiente o adecuada, sobre las empresas, sus productos o servicios; por este camino se crean asimetrías en la negociación, que dificultan la correcta formación de la voluntad contractual.

La regulación administrativa diseña diversas técnicas para superar estos problemas que exceden los mecanismos regulatorios del derecho privado, tales como obligaciones de información sobre las empresas, sus productos o servicios. Conviene el establecimiento de un sistema de autorización previa para ejercer la actividad, sea por licencias u otros medios de habilitación –justamente el caso de los agentes del mercado eléctrico, quienes ingresan al mercado por autorización administrativa de policía.– Este tema se tratará en detalle en el capítulo II de la IIa parte de este estudio.⁴¹

⁴⁰ HAYEK, Friedrich: **El Legado Clásico de la Civilización Europea**, 1990, pág. 69 y ss., citado por DE LA CRUZ FERRER ob. cit. pág. 96, nota 12.

⁴¹ ARIÑO y LÓPEZ de CASTRO, ob. cit. pág. 38.

c) Regulación económica: Este tipo de regulación penetra en el interior de la actividad empresarial y profesional y sustituye las condiciones necesarias para el funcionamiento del mercado. Esto se logra por diversos medios o técnicas, entre ellas: establecer barreras de entrada y de salida para las actividades o procesos de la industria, número limitado de agentes, imposición de decisiones esenciales de la producción, qué, cómo, dónde y a qué precio producir.

Este tipo de regulación, sustituye la competencia; es propia de las actividades de servicio público, o de empresas públicas que se caracterizan porque su regulación es coactiva y emerge de la autoridad estatal; no hay libertad empresarial, en el caso de que los prestadores sean empresas privadas.

El fundamento de este tipo de regulación se ha justificado por la existencia de los fallos del mercado.⁴²

En materia de actividades prestacionales de contenido económico, que se prestan por la técnica habilitante del servicio público, siempre habrá regulación.⁴³

En el sector eléctrico, no se trata de una opción entre regulación perfecta o competencia perfecta. Hay segmentos que, mientras se mantenga una estructura monopólica –redes, transmisión y coordinación del despacho– estarán regulados.

Lo que se hace necesario indagar es el sentido y alcance de la regulación.

Las premisas que corresponden considerar, como punto de partida son:

- 1.- Minimizar la regulación, ya que han demostrado sus fallos en la asignación eficiente de recursos.
- 2.- Separar actividades del sector económico de que se trate (que es lo que han hecho los marcos regulatorios de la electricidad, gas y telecomunicaciones en Argentina, varios países de América y de Europa) introduciendo competencia donde sea posible.
- 3.- Regular las actividades que mantienen al menos por ahora, características de monopolio natural.

⁴² DE LA CRUZ FERRER, Juan. ob cit. págs. 98/100.

V.2.- Efectos de la nueva regulación, sus resultados prácticos:

a) La nueva regulación produce la separación vertical de actividades de los sectores, sea que se produzca tanto jurídica como contablemente porque incrementa la transparencia del sistema y posibilita que éste funcione con una dualidad de régimen jurídico: regulación y competencia.

b) Donde hay mercado no hace falta regular, o la regulación es mínima, caso de los agentes que operan en el mismo, su autorización o habilitación está circunscrita a condiciones objetivas, regladas, de ingreso; pero dejando la mayor libertad a la gestión empresarial privada, tanto en lo que hace a planificación de producción, opciones de costes, elección de fuentes de energía primaria etc., todo lo cual implica asunción del riesgo empresario.

c) Se reduce la intervención estatal en la gestión, devolviendo a las empresas (principio de subsidiariedad) el protagonismo en la toma de decisiones y asunción de riesgos.

En las actividades sometidas a las reglas del mercado se conduce a una correcta asignación de recursos a corto y largo plazo, los precios reflejan los costes reales, las empresas toman decisiones y asumen riesgos, la asunción de riesgos y la buena gestión se optimizan por la obtención de ganancias.

En un modelo de estas características, abierto, plural, competitivo, la planificación de nuevas inversiones deja de ser una decisión pública centralizada y las nuevas inversiones serán consecuencia del aumento de la demanda y, asimismo, las alzas de precios indicarán la necesidad del ingreso de nuevos operadores.

d) La planificación estatal no es coactiva, sino meramente indicativa e informativa a los fines de aportar información a los agentes, para sus tomas de decisiones.

⁴³ ARIÑO ORTIZ, Gaspar y LÓPEZ DE CASTRO, Lucía: **El Sistema Eléctrico: Regulación y Competencia**. pág. 437.

Esto implica un difícil equilibrio entre mercado y regulación, que acompañará siempre a estos sectores. La competencia es el medio prioritario y la regulación es subsidiaria, sólo interviene para defender la competencia y/ o para sustituirla cuando existan elementos de monopolio natural y/ o para intervenir en la preservación del sistema ante falencias de los operadores asignados por el modelo para asegurar la fiabilidad de los suministros, cuestión de vital importancia ante la evidencia de la crisis de California,⁴⁴

e) Debe haber regulación y la función del regulador en estos casos cambia: no se trata como hasta ahora de ser gestores en la sombra, sino de promocionar el mercado, de establecer condiciones para que la competencia funcione.⁴⁵

f) El medio instrumental, el soporte necesario del mercado, impone el acceso a la red en condiciones de igualdad para todos los operadores. Al margen de quien sea el titular de la misma, la red es el mercado; allí se produce el encuentro entre la oferta y la demanda.⁴⁶

⁴⁴ JORDI DOLAER, I Clara. Ponencia desarrollada en el Club Español de la Energía, **Los Mercados de Electricidad : El caso de California**, Madrid 15 de Febrero del 2001. En su trabajo el autor, quien es Consejero de la Comisión Nacional de Energía destaca: “ En California hay que achacar al regulador cierta culpa, por no prestar atención a las señales que en materia de precios se dieron en Agosto del 2000 y que han desembocado en Diciembre del 2000 en la situación actual... En otra parte de su disertación destaca citando el caso argentino...por ejemplo en la Argentina , en los que la obligación de suministro está en cabeza del distribuidor y con ello se quiere asegurar que en este nuevo modelo, la liberalización sea a “la medida del sector eléctrico” pero no que quede en manos de nadie, como ha ocurrido en California. De igual modo señala PORTER David, quien es Director de Política y Comunicación del Reino Unido en el mismo evento en su ponencia, indicando que los errores surgen de un colapso en la capacidad de generación y transmisión, para asumir el gran crecimiento de la demanda de energía, señala que en los últimos diez años no se han construido nuevas plantas producto de una regulación medioambiental, muy complicada, de lagos y costosos procedimientos para la autorización, por otra parte el diseño de mercado no ha provisto incentivos a la construcción de nuevas plantas, relegando eneteramente en el mercado la fiabilidad del suministro.

⁴⁵ HESSE, Marta: *Regulación del Sector Eléctrico Objetivos y Principios*, informe realizado en 1987, siendo entonces presidenta de la FERC, destacando dos principios básicos a) en mercados competitivos la regulación es la defensa del mercado y no defender de la competencia a las empresas. b) en mercados que no pueden ser competitivos, los precios sometidos a la regulación deben reflejar los costes económicos para que se tomen las decisiones empresariales adecuadas, ARIÑO ORTIZ, ob. cit. pág. 497.

⁴⁶ ARIÑO ORTIZ, ob. cit. pág. 439.

g) En las actividades no sometidas a la competencia la regulación ha de proteger a los consumidores; los precios regulados han de reflejar los costes reales, para transmitir señales sobre la adecuada toma de decisiones empresariales, tanto operativas como de inversión .

La regulación en la línea del cómo se gestiona o se asegura lo principal , aquello que en mi criterio participa de los rasgos, digamos más precisamente del espíritu de la categoría del servicio público, la fiabilidad de los suministros, su continuidad y el aseguramiento de standards que por diversos medios, permitan el acceso al servicio a todos. Que no excluya en otros términos de su prestación a aquellos que se encuentran marginados del mercado, lo que depende de la calidad de la regulación, que debe contener los mecanismos necesarios para que los sectores con mercado que indican las pautas a los regulados, funcionen con normalidad, ya que la formación inicial de precios se transmite a los segmentos regulados tales como el transporte y la distribución.

Para ello el Gobierno debe crear entes independientes para la regulación. No hay margen para un Estado ausente o para una regulación minimalista, cuando existe la responsabilidad de dar cobertura a la demanda presente y futura de la sociedad; lo que requiere este diseño es de un plan estratégico, más informativo que vinculante.

V.3. Conclusión:

El cambio de modelo se resume en el paso de un sistema de remuneración en base a costes, a una remuneración en base a precios en la generación, donde se buscan señales económicas a través de las fuerzas del mercado, propiciando en lo posible la eficiente asignación de recursos.⁴⁷

Las técnicas de la neo regulación, en especial de regulación civil, a medida que se cuenta con mayor información y coordinación, producto de la experiencia, deben ser intensificadas y un límite provisional de este trabajo es indagar cuánto, en el momento actual de desarrollo del sistema eléctrico, puede ser regulado por

técnicas privadas y cuánto por regulación administrativa. En otros términos, cuáles son los límites provisionales de la regulación.

Esta temática de estudio para los juristas debe partir de considerar qué modelo asume el sistema eléctrico de su país.

⁴⁷ ARIÑO ORTIZ, ob. cit. pág. 455.

Capítulo Segundo.

Los modelos de organización del sector eléctrico.

Introducción:

En este capítulo y siguiendo las líneas conceptuales de Hunt y Suttleworth, estimo conveniente analizar el estado de la cuestión, previo al desarrollo central de la investigación: cual es el análisis de las negociaciones concretas jurídicas, que se producen al introducir competencia en la generación y comercialización. Para realizar este abordaje resulta necesario distinguir modelos teóricos de propiedad de la industria, su integración vertical, como así también los modelos de desintegración. Analizada la desintegración vertical del sistema eléctrico, indagar los esquemas teóricos que introducen competencia en algunos de sus segmentos o sectores.

Este análisis resulta de vital importancia, porque permitir identificar las ventajas y debilidades de cada modelo y obliga a quien investiga la cuestión, a hacerse cargo en los modelos donde hay mercado que son los que constituyen el tema de nuestra investigación: es decir, las negociaciones y transacciones que se desarrollan en mercados estandarizados o de contratos abiertos, las debilidades de los mercados, de manera de detectar zonas problemáticas en materias de política social y la necesidad de proponer soluciones, que permitan el desarrollo de este tipo de políticas en un mercado.

Un punto de partida de insoslayable referencia, se refiere al hecho de que, cualquiera sea el modelo que se analice, la industria eléctrica cuenta con procesos de generación o producción, y transporte de electricidad, etapas éstas que constituyen dos tercios y un tercio respectivamente del costo del producto final. La operación y control del sistema de transporte (los cables de distribución y transmisión) conforman un monopolio natural en cualquier modelo debido a la necesidad de un control central del despacho eléctrico; es decir, de la sincronización de la o las plantas generadoras con el sistema.⁴⁸

En abstracto se consideran cuatro modelos:

I.- Monopolio Integrado.

I.1.- La regulación integral de la industria, con planificación estatal y monopolio natural:

En este modelo la industria está verticalmente integrada, regulada y planificada en forma pública. Hay monopolio natural en todos los segmentos de la industria, con economías de escala.⁴⁹

Una empresa de servicios públicos, posee y opera toda la planta generadora y los cables de distribución y transmisión usados para el transporte de la electricidad y es la responsable de la venta de la electricidad al consumidor final.

⁴⁸ HUNT y SUTTLEWORT, ob. cit. cap.: *La Estructura de la Industria*, pág. 21.

⁴⁹ POSNER, ob. cit. “Se presenta una situación donde el monopolio es inevitable, al ser el procedimiento más barato para organizar una industria... es más barato que la empresa existente provea a las unidades naturales, no porque esa empresa sea más eficiente, en el sentido de que su curva de costo se encuentre por debajo de la curva de costos de otras empresas, sino porque una empresa puede proveer toda la producción demandada a un costo menor que más de una empresa. Esta es la condición conocida como “monopolio natural”. Esta condición surge cuando los costos fijos son muy grandes en relación con la demanda. Si tales costos pueden repartirse entre toda la producción del mercado, una sola empresa que provea esa producción, podría tener un costo medio de producción menor que dos empresas igualmente eficientes, cada una de las cuales incurriría en lo mismos costos fijos, pero tendría que repartirlos entre solo la mitad de la producción” pág. 326.

Con la implementación de la integración vertical, no se produce segmentación de sectores de negocios; las empresas que gestionan el sistema son propietarias de las fuentes de producción, de las redes de transporte y de las de distribución.

La propiedad de las empresas puede ser pública, como el caso de Electricité de France, o privada como las empresas eléctricas de los Estados Unidos, o de España, hasta la sanción de la ley 54/97; pero en el caso de titularidades privadas, el diseño regulatorio impide la autonomía empresarial, no hay gestión empresarial que asuma el riesgo del negocio, porque este está totalmente regulado.

Cuando la regulación tiene carácter totalmente público y coactivo, las empresas deben acatar las decisiones de inversión del plan o programa estatal, tales como: los costes que reconoce a las fuentes primarias de energía, el subsidiamiento de alguna de dichas fuentes, la imposición de tarifas con contenidos macroeconómicos de política social. Corresponde tener en cuenta que las tarifas que impliquen subsidios cruzados –donde una franja de consumidores, sea por razones de baja capacidad de pago o por fomento de actividades–, provoca como consecuencia que el subsidio grave a otros sectores de usuarios.

I.2.- Obligaciones de política social: servicio universal

Cuando las empresas constituyen propiedades del Estado, se cuenta como beneficio la posibilidad de invertir en productos públicos tales como la electrificación rural, que es uno de los puntos débiles de un sistema eléctrico con reglas de mercado, pues estas inversiones son de difícil recuperación por su amplitud de circulación, que impide una razonable amortización y rentabilidad para los inversores. En este caso, los beneficios podrían obtenerse por vía de impuestos.

La intensa regulación del mercado eléctrico, permite atender obligaciones de política social tales como asistencia a sectores de bajos ingresos, o subsidios de sectores determinados. En el monopolio estos costes pueden ser recolectados más fácilmente como precios de distribución, esto es, precios a pagar por los usuarios

finales cautivos del sistema. En tanto que en los otros modelos, al disminuir la intensidad de la regulación pública, y como las fuerzas del mercado establecen un criterio de eficiencia, resulta más difícil atender estas necesidades reduciendo el alcance de las obligaciones sociales. Me parece lícito conjeturar que aquí se encuentra uno de los límites o marcos de la autorregulación del sector, como indicativa y, diría, visionariamente ha señalado la Comisión de la Unión Europea.

En efecto estimo que en sectores como la industria eléctrica han de quedar como fines de servicio público: la prestación universal, es decir, que el servicio de electricidad debe ser prestado a todos los que lo necesiten, aún cuando su situación socioeconómica les margine del mercado. En estos casos el Estado por algún medio ha de asegurar su prestación, sea por vía de impuestos o por vía de subsidios, que no son tema tabú siempre y cuando los mismos estén claramente determinados, tengan transparencia, es decir, se establezcan de modo no encubierto.

La segunda nota de servicio público que en mi criterio subsistirá es la obligación estatal de asegurar la fiabilidad de los suministros.⁵⁰ Una opción del modelo monopólico, consiste en la existencia de compañías de distribución de propiedad separada que posean el sistema de bajo voltaje y que tengan el monopolio minorista en su territorio de servicio (este fue el modelo del Reino Unido antes de su privatización en 1990). La estructura monopólica persiste pese a esta

⁵⁰ GIMENO FELIÚ, José María: **El Servicio Público Eléctrico en el Mercado Interior Europeo**, Ed. Civitas Madrid 1994, pág 161, donde dice el autor siguiendo a Gianini, que el actual Estado Social, por la extensión de los servicios públicos, se está transformando en un Estado de los servicios, en el que el poder público asume la obligación de garantizar el correcto funcionamiento de unos concretos servicios (como sucede en el caso del sector eléctrico. Nota 244. M.S Gianinni: *La Amministrazione de lo Stato contemporaneo*”, en **Tratato de Diritto Administrativo** Vol. I Cedam, Padova 1988, págs 71/75, continúa diciendo que se debe aceptar que la electricidad es un servicio esencial, que debe ser garantizado y controlado por la Unión europea....que al prescindirse de la titularidad pública de la actividad, las empresas prestarán libremente esta actividad, ..pero que la Comunidad Europea debe asegurar la obligación de garantizar en todo caso la continuidad y regularidad del suministro de fluido eléctrico a todos los ciudadanos, pág 173.Conf. DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. págs. 254/257 y ARIÑO, ob. cit. págs. 311 y 312.

variante, pues los distribuidores de un lado monopolizan a los usuarios finales y a su vez son monopolizados por el generador.

I.3.- Acuerdos Comerciales

Los acuerdos comerciales permitidos por un monopolio se concretan entre empresas similares, integradas verticalmente a través de un interconector; como fue el caso del modelo argentino antes de su privatización, en el cual la generación se producía mediante el concurso de tres empresas estatales: AGUA Y ENERGÍA, SEGBA e HIDRONOR.

En este esquema las empresas coordinan sus despachos de acuerdo con arreglos comunes y, este acuerdo puede proporcionar mayor apoyo y seguridad, al contribuir a la reducción de costos en cuanto primero despacha la planta más barata. Sin embargo, estos acuerdos comerciales son generalmente de corto plazo y están basados en comparaciones de costo marginal.

El acceso a la transmisión de electricidad en este modelo se produce por el tránsito de un sistema a otro, por ejemplo: el cruce de energía suministrada por Francia a Portugal a través de España. Sin embargo no hay tránsito dentro del área servida por el monopolio.

I.4.- Eficiencia en el modelo

En este modelo son los clientes los que soportan la totalidad o la mayor parte del riesgo: pagan los errores de inversión, los cambios en la demanda, la obsolescencia tecnológica, etc. Sin duda esta situación reduce el riesgo de los inversores en la compañía integrada, pero también es cierto que puede inducir a cometer errores en la realización de la empresa si se estima como bajo el costo total de inversiones, porque analizado con rigor puede ser alto el capital necesario para el proyecto.

La transmisión de todos los costos a los clientes finales incentiva a las empresas que gestionan el servicio, ya que la seguridad de su absorción mediante el pago de las tarifas por los usuarios finales, anula el riesgo empresario.

Ahondando el análisis se advierte que la regulación basada en los costos, unida a la lentitud del proceso de regulación que se produce en el intervalo de ajuste de

los precios a los costos (intervalo regulatorio), puede desvincular a éstos últimos.⁵¹

I.5.- Conclusión

Cuando la industria se integra de modo vertical y por su calidad de monopólica, no se genera competencia.

Los monopolios en la producción eléctrica han sido considerados por los economistas como viables, debido a los costos que en las relaciones contractuales encarecen el suministro. Las negociaciones entre las partes para establecer precios y cantidades, a fin de obtener ciertos beneficios, unidas a las asimetrías de información, costes asociados a contratos y problemas propios de los contratos a largo plazo, presentan dificultades que pueden obviarse con una adecuada integración vertical.⁵²

Así hasta la primera mitad del siglo XX la nacionalización de pequeñas compañías locales, produjo a menudo grandes oportunidades no explotadas para la coordinación y economías de escala, de este modelo fue un ejemplo contundente Electricité de France, empresa pionera en la fijación racional de precios, que se mostró también capaz de desarrollar un gran programa nuclear de estandarización, asimismo fue considerada en su momento modelo de eficiencia, la Central Electricity Generating Board del Reino Unido.

A estos puntos me refiero de modo sintético, ya que luego serán objeto de un más amplio desarrollo cuando me ocupe de los modelos que organizan mercados en el sector. Conviene señalar que se han establecido como mercado organizado e institucionalizado, con un eje central de funcionamiento en un despacho unificado, y altamente centralizado, que permite tanto la viabilidad técnica del aprovisionamiento de electricidad, como la estandarización de los costes de negociación; asimismo, con la implementación de uno de sus submercados, “pool” o spot” –como se le quiera llamar– que es un mercado organizado y

⁵¹ HUNT & SUTTLEWORTH, ob. cit, capítulo 4, págs. 31/42.

altamente standarizado, tanto en las negociaciones como en la solución expedita de litigios.

La organización centralizada y la aportación masiva y coetánea de información por los agentes, evita o dificulta asimetrías informativas, siendo necesario el mercado de los contratos a término y aún eventuales mercados de futuros, a los fines de compartir o dispersar el riesgo que produce la volatilidad de precios del mercado instantáneo.

II. Agencia Compradora

II.1.- Noción

El modelo de agencia compradora es producto de la innovación tecnológica, que permite la construcción de plantas a menor coste. Los menores costes en la construcción permiten que surjan nuevos agentes en la generación, que han sido conocidos como generadores independientes de electricidad.

Los generadores independientes surgen cuando nuevas regulaciones, obliguen a empresas de servicios públicos existentes a desinvertir, vendiendo parte de sus activos para que haya mayores cuotas de mercado, o pueden ser nuevos productores que ingresan al mercado cuando se necesita una nueva planta.

Estos generadores independientes compiten para construir y operar la planta y corren el riesgo de la construcción y de la operación; esta característica distingue a este modelo del anterior, donde los riesgos son trasladados a los usuarios cautivos.

Los generadores venden su producción a una agencia compradora, esta vende la producción a los distribuidores, los que a su vez tienen un monopolio sobre sus clientes. En esta situación la competencia se circunscribe a la generación porque

⁵² ALVAREZ PELEGRY, ob. cit. pág. 153, citando el ya referido estudio de JOSKOW & SMALENSSEE: **Markets for Power**.

toda la energía debe venderse a la agencia compradora, quien monopoliza la compra de la producción de los generadores.

La agencia compradora puede discriminar entre generadores. Para prevenir esta circunstancia que impone el riesgo de generar conflictos será necesario recurrir a procedimientos que den transparencia a las operaciones comerciales, mediante procedimientos como la licitación, por ejemplo. A veces la agencia compradora se crea para precisamente discriminar entre generadores ofreciendo precios más bajos a generadores de bajos costos y se apropia de esta manera de las rentas económicas de los suministros de bajo costo o de los suministros que los clientes ya han pagado.

En un ejemplo de este modelo de transición a la competencia, el gobierno o el regulador puede proveer a sus distribuidores cautivos la energía existente, comprada a generadores de altos y bajos costos a algún promedio entre dichos costos. En los Estados Unidos este sistema fue introducido por la PURPA, que requería que las empresas compren a costos evitados.

II.2.- Acuerdos Comerciales

Los acuerdos comerciales que se establezcan entre los generadores y la empresa compradora, normalmente cubren un pago de disponibilidad, y están diseñados para cubrir los costos fijos y un costo variable de energía, que se determina para cubrir los costos variables del despacho de la planta. Los contratos son llamados en orden a sus costos variables para lograr eficiencia en el despacho a corto plazo.

El pago completo de los costos requiere que los gastos indirectos también se abonen, lo que se hace usualmente a través de un pago de disponibilidad, que se hace efectivo generalmente por cada kilovatio de capacidad generadora.

La posibilidad de este incentivo crea el riesgo de que la planta, para alcanzarlo, no informe sobre su disponibilidad real de producción; en ese caso, si la producción no se encuentra disponible, debe ser penalizada.

La venta de la Agencia compradora a los distribuidores, se lleva a cabo por lo general de acuerdo a tarifas predeterminadas. Condiciones de eficiencia sugieren que esta tarifa siga los costos marginales del sistema y debería cubrir también los costos totales de la agencia compradora de energía.

Para ello rigen tarifas con componentes fijos y variables. Los componentes fijos se utilizan para recuperar cualquier costo que no esté previsto. Las tarifas deberían ser diferenciadas según el momento del día y la estación pues entonces reflejan la curva real de la demanda del sistema.

Las tarifas minoristas reflejan el costo de compra de la tarifa mayorista de la agencia compradora.

Se deben establecer precios claros para el acceso a la transmisión; dichos términos de acceso determinarán cómo se trata a los generadores independientes, así si el generador fuese incapaz de entregar la energía por una restricción de la transmisión, la agencia compradora tendría que compensar al generador.

La agencia compradora, debe en principio ser independiente de los propietarios de la generación, de lo contrario se originarán conflictos. En los Estados Unidos se ha creado una tensión constante cuando las empresas generadoras actúan a su vez como agencias compradoras.

El aspecto crucial de este modelo, reside en que la adquisición de la planta generadora, que implica el área más importante para control de costos, esté abierta a la competencia. Es decir que existan procedimientos transparentes como la licitación a fin de que los proyectos de construcción de nuevas plantas se asignen a nuevos operadores con la suficiente idoneidad técnica y económica para su desarrollo, debido a la incidencia económica, en la inversión total de la industria de los costos construcción de la planta generadora.

Este hecho produce conflictos de intereses en relación con los derechos de la empresas privadas que explotan el servicio en sus diferentes segmentos: producción, transporte, distribución y comercialización, bajo una regulación pública basada en costes reconocidos, en este caso, cuando la inversión en la construcción de las plantas no se encuentra totalmente amortizada y, por eso, se

genera una asimetría de costos entre los operadores independientes –que no tienen, a diferencia de las empresas instaladas en el sector, costes no amortizados y a las que los costes de los independientes, les produce costes varados.

La agencia compradora, dado su monopolio de poder de compra, compensa las diferencias de costes entre los productores, trasladando los mismos a los consumidores finales.

II.3.- Competencia limitada en la generación y falta de incentivos en la innovación de tecnologías.

Se produce competencia limitada en la generación. Este modelo se ha implantado en Estados Unidos, que organizaron su industria eléctrica con monopolios de generación privada; permitían el acceso a generadores independientes que únicamente podían vender a una agencia compradora, pero les estaba vedada la venta a distribuidores o clientes.

Una ventaja de la agencia compradora, sobre los mercados mayorista y minorista, es que aquella atenúa el riesgo de que los generadores pierdan mercado por el desarrollo de nuevas tecnologías, pues al ser única compradora, implica una barrera al ingreso de nuevos generadores, ya que los costes de la energía que compra, son pagados en atención a los costes incurridos por los generadores y no a un coste marginal decreciente, como ocurre en los mercados. Ahora bien, la ventaja indicada es solo aparente debido a que este modelo no crea incentivo en los generadores para que inviertan en nuevas tecnologías, situación que se produce cuando hay mercados, al ser libre el ingreso de otros productores, cuando los productores existentes no cubren la capacidad requerida o las tecnologías de sus plantas resultan obsoletas, con la consiguiente exclusión del mercado, por cuanto resulta oneroso y por encima del costo marginal, costo de mercado, su costo de producción.

Las decisiones que aseguren un consumo eficiente, dependen de cuán bien la tarifa mayorista de la agencia compradora refleje los costos marginales, y a su vez cuán bien las tarifas minoristas reflejen las mayoristas.

II.4.- Desarrollo de objetivos de política social

En este modelo al igual que el modelo de monopolio, permite desarrollar objetivos de política social, por ejemplo mediante la discriminación en una nueva planta en la cual el gobierno ordene la diversificación de los recursos de combustible. La agencia compradora puede pedir ofertas para un tipo especial de combustible o dirigir una política de protección medio ambiental, que genere energía de molinos de viento u otros tipos de plantas no convencionales, e incluya sus costos en las tarifas.

El monopolio de la Agencia compradora sobre los distribuidores permite trasladar los costos excedentes a la tarifa minorista.

Las presiones para el cambio del modelo de agencia compradora a Mercado Mayorista, puede provenir de diversas situaciones; una de ellas ocurre cuando los clientes mayoristas (distribuidores y usuarios industriales), analizan la reducción de sus costes, en caso de poder comprar energía a varias agencias compradoras o a varios productores, en vez de a una sola.

La agencia compradora introduce competencia en la generación, resulta útil para el aprovechamiento de nuevos recursos de capital. Evita algunos de los costes de transacción de los modelos mercados instantáneos y el incremento de costo de las inversiones de capital que genera la asunción de riesgos por innovación tecnológica a los generadores en los modelos de mercado.

Este modelo facilita a los gobiernos el logro de objetivos de política social, tales como electrificación rural, subsidios a productores, etc.

II.5.- Conclusión

El modelo de agencia compradora permite un solo comprador, que es quien compra a productores con diferentes costes de producción, pero compensa la disparidad de los costes que resultan tanto relativos a los costes diferentes de las energías primarias –por ejemplo, no es el mismo coste de producción el de plantas nucleares que el generado por plantas de gas, o de ciclo combinado–, resulta también diferentes los costes, de las plantas en referencia a las tecnologías

de producción mediante las que se genera electricidad. Esta disparidad de costes es compensada a los productores, y se traslada la totalidad de costes que implica el coste final, a los usuarios. La agencia compradora, como surge de lo anteriormente expuesto, promueve competencia limitada en la generación.⁵³

III. Mercado Mayorista

III.1.- Lineamientos generales

El mercado mayorista permite el encuentro de ofertas y demandas de energía entre productores que venden energía en forma directa a los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios del servicio energía, en especial grandes industrias.

Al no haber comprador único, se dispersa el poder de compra, pero quedan sometidos a regulación los usuarios finales, sean estos domésticos o comerciales. La creación de un mercado mayorista habilita al proveedor para que pueda elegir sus compradores, sean estos distribuidores y/o grandes clientes. En los casos concretos se produce la segmentación de distribuidores que pueden comprar energía para sus clientes de cualquier generador independiente. La diferencia entre este mercado y el minorista, radica en el hecho de que los distribuidores mantienen el monopolio de venta de energía a consumidores finales.

Al liberarse el negocio de la generación, se produce la segmentación del sistema, en unidades de negocios. El mercado mayorista funciona mediante un mercado organizado, donde se subastan operaciones de contado y a término con transacciones entre generadores y distribuidores y/o clientes mayoristas.

III.2.- Condiciones de funcionamiento del mercado mayorista

Para que pueda organizarse institucionalmente un mercado mayorista son necesarios los siguientes elementos:

⁵³ HUNT y SUTTLEWORTH, ob. cit. págs.43/52.

III.2.1.-En primer lugar, una entidad que centralice la función de despacho, la que debe ser independiente de los comerciantes.

A su vez hay otro factor que se conecta con la función de despacho y es la operación del sistema. El trabajo del operador del sistema consiste en mantener la frecuencia y el voltaje del sistema de transmisión estable, para lo que requiere acceso a los cables o redes, apoyo del voltaje, apoyo de la frecuencia y energía de reserva.

La correcta asignación de las funciones de despacho económico y del sistema son vitales en el mercado mayorista, pues en él se suscitan conflictos sobre auto manejo y energía, que deben ser correctamente resueltos para el éxito del mercado. La existencia de conflictos obliga a redefinir a las funciones vinculadas a la transmisión.

Así, en caso de que haya muchas redes de transmisión, los acuerdos comerciales entre redes resultan más complicados. Cuantas más redes existan, más acuerdos deben negociarse y respetarse para la operación y establecimiento de los flujos interfaces entre las redes⁵⁴. Si las funciones de transmisión necesitan ser separadas en distintas compañías, las funciones atinentes a la comercialización sobre las redes necesitan ser identificadas y asignadas. Hunt y Suttlewort identifican tres funciones: a) despachante, b) proveedor de transmisión y c) operador de mercado.⁵⁵

a) El despachante tiene por función mantener el sistema de transmisión estable y actúa como controlador de tráfico, para evitar problemas de auto manejo del sistema por los negociantes de la red.

El rol del despachante u operador de sistema debe ser independiente de los negociantes de la red (compradores y vendedores de electricidad).

b) El proveedor de transmisión, que debe ser identificado para establecer los términos de acceso de los usuarios a la transmisión y para recoger las rentas a

⁵⁴ POSNER, ob. cit. "... la asignación inicial de los derechos de propiedad no afectará el uso final de la propiedad, si se permite las transacciones y estas no son muy costosas..."

pagar por el uso de los activos de transmisión. Este proveedor, es a menudo el propietario de los activos de transmisión pero puede no ser así.

c) Conviene identificar también un operador de mercado, a quien compete supervisar las pluricontrataciones horarias, para arreglar los desequilibrios que existan entre las cantidades de energía contratadas y los flujos reales.

Lo expuesto es de vital importancia porque permite el punto de equilibrio en las operaciones en tiempo real, aunque la mayoría de las comercializaciones se realicen por contratos bilaterales; resulta inevitable que las cantidades contratadas no coincidan con las cantidades de energía realmente generadas y consumidas.

Estas funciones deberán ser realizadas independientemente de los comerciantes en el mercado y en caso de que no exista dicha separación, deberán estar muy reguladas.

Los modelos varían según que las tres funciones se integren en una o en diferentes compañías.

En el Reino Unido, las funciones de despachante y del proveedor de transmisión se realizan por la compañía de suministro nacional, mientras que el fondo común es el operador del mercado. Esta separación ha producido dificultades de coordinación, algunas de las cuales han sido resueltas al cambiar y expandir la red de manera eficiente.⁵⁶

Otra opción consiste en combinar al operador de mercado con el despachante u operador del sistema.

Sin embargo tanto para Hunt y Suttleworth, esta no es una paridad deseable; consideran que si bien las funciones operan bien conjuntamente, ya que se

⁵⁵ HUNT y SUTTLEWORTH, ob. cit. pág. 56.

⁵⁶ MILLÁN NAVARRO, ob.cit. pág 128, donde destaca: que las cuatro agencias con que cuenta el “pool” inglés- sistema de liquidaciones, pagos entre miembros, operación de la red y servicios auxiliares- están a cargo de la empresa encargada de la Red: National Grid Company y que aún cuando en teoría el mercado inglés separa la función del operador económico del mercado del operador del sistema, la National Grid, la organización difusa del operador del mercado y su

coordinan los beneficios de compartir información entre el despacho y la operación del sistema, sin embargo las habilidades involucradas en el despacho del sistema de transmisión difieren, pues corresponden cuestiones técnicas: tales como regulación de frecuencia de tensión eléctrica, operaciones de reserva para supuestos de restricción por problemas de restricción o congestión de redes; todas estas funciones difieren de las del operador del despacho, que busca la organización de un despacho óptimo en cuanto a costes de las plantas a generar y para ello se consideran los costes de las diversas fuentes de energías primarias necesarias para la cobertura de la demanda. Su cometido es la previsión del despacho, sin considerar sus restricciones técnicas –pues esta es función del operador del sistema– indicando en cada frecuencia horaria, cuál es la máquina que establece el precio marginal y determina el precio spot aplicable a un gran número de transacciones. Esta idea de separación de las actividades del operador del mercado y del sistema ha sido plasmada normativamente por la ley del sector eléctrico español, ley 54/97.

No comparto las argumentaciones de estos autores fundado en la experiencia práctica del caso argentino, como en la realidad del caso inglés, que no demuestran dificultades insalvables cuando ambas funciones se adjudican a una misma entidad.⁵⁷

III.2.2.- En segundo lugar, se necesita un mercado de intercambio de electricidad en el que los compradores y vendedores tengan un precio instantáneo de la misma, cada hora o media hora por ejemplo. La importancia del mercado instantáneo reside en que permite contar con información relevante en cuanto a precios y condiciones de la oferta y de la demanda, como el tratamiento de los

falta de operatividad- no tiene entidad jurídica y no dispone de personal propio- hacen que sus funciones sean desempeñadas por el operador del sistema

⁵⁷ CAMMESA, la Sociedad Anónima creada por decreto del Poder ejecutivo Nacional, asume tanto las funciones de operador del mercado y del sistema, sin que esto haya generado problemas. También esta es la opinión de ARIÑO ORTIZ en la obra citada pág. 628, destaca que la separación de las actividades de operador de despacho y sistema, del modelo español,

problemas que producen los desequilibrios en las operaciones reales entre los negociantes del mercado, pues aún cuando estos tengan comprometidas sus compras y ventas por contratos bilaterales, se producen diferencias entre las compraventas pactadas, en mayor o menor cantidad, con la producción y consumo real. Estos desequilibrios hacen que los agentes, tanto productores como consumidores, participen del mercado instantáneo por las diferencias que provocan las ofertas y consumos reales en comparación con los contratos concertados.

Esta función es relevante pues permite la estandarización de costes y un sistema que asegura el aprovisionamiento real, el cual no puede ser íntegramente previsto por los contratos.

III.2.3.- Por último, los precios de transmisión reflejan los costos marginales de transmisión, obligan a utilizar de manera económicamente racional el uso de las redes congestionadas

Así, en el acceso a la transmisión de alto voltaje, los precios de transmisión deben proveer los incentivos económicos adecuados para la ubicación de la planta y el despacho, y los suficientes ingresos para los propietarios de la transmisión.

El mercado mayorista permite el acceso al transporte y a los cables de transmisión a los negociantes que operan sobre la red – generadores, usuarios calificados, distribuidores y comercializadores- proporciona a los generadores a diferencia del sistema de agencia compradora, compradores alternativos.

Un mercado de contratos abiertos, en el que las partes pueden contratar bilateralmente entre sí, se desarrollará naturalmente sino se inhibe por una mala regulación, lo que es crucial, pues permite a los contratantes compartir o dispersar los riesgos que produce la volatilidad de los precios de la electricidad en el mercado spot.

aumentará los costes y complejidad de la operación, mientras que su necesidad no está demostrada según razones técnico económicas

Es necesario que haya libertad de entrar y salir del mercado, de abrir y cerrar una planta de acuerdo a las fuerzas del mercado. Es al mercado a quien compete asignar las reservas de generación que se estimen necesarias, resultando la planificación estatal indicativa y no coactiva.

III.3.- Cuestiones del mercado mayorista a considerar.

Para concluir con este esbozo del mercado mayorista, es oportuno señalar tres cuestiones que lo caracterizan.

III.3.1.- Acuerdo de fondos comunes de costos totales.

Se llama así por que todos los costos de los generadores, al menos en teoría, podrían ser recuperados de los precios de los fondos comunes del mercado instantáneo.

Los costos de los generadores incluyen los “costos de capacidad”, lo que permitirá que el precio del mercado suba a altos niveles para señalar la necesidad de una nueva capacidad.⁵⁸

Si los precios en los fondos comunes varían libremente en los niveles del mercado, esto va a asegurar la construcción de suficientes plantas de generación, para que estén disponibles y operables en cualquier momento.

Así el mercado a término tiene una íntima conexión con el spot, si esto se ve desde el lado del generador, se pueden dar las siguientes opciones:

- a) Si el generador resulta despachado por encima de su potencia contratada, vende su excedente en el mercado spot.
- b) Si el generador resulta despachado por debajo de su potencia contratada, no cumple con generación propia sus compromisos, entonces compra el déficit en el mercado spot con un costo inferior al de la producción propia.

⁵⁸ El costo de capacidad, es el costo que paga el sistema como incentivo a la capacidad de potencia instalada por los generadores, proporciona una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado, por lo que al resultar altos los costos marginales, esto indicará la señal de la entrada de nuevas plantas y de nuevos generadores al mercado, confrontar DE LA CRUZ ob. cit. pág. 420.

c) El caso del generador que por indisponibilidad de sus unidades, resulta despachado por debajo de su potencia contratada y compra el déficit que necesita para cumplir sus contratos en el mercado spot, con un costo superior al de su producción propia.

En la práctica, los fondos se complementan con arreglos contractuales bilaterales entre los clientes y los generadores para proteger los riesgos de precios de sólo operar en el mercado instantáneo.

Los riesgos que se transan en los contratos a término, buscan asegurar la continuidad del suministro; riesgos hidrológicos –producto de años hidrológicamente secos, que producen restricción de oferta eléctrica–; de variables climáticas que condicionan el nivel de demanda; de precios de combustibles; abastecimiento de combustible para producción eléctrica; tasa de cambio; nivel de crecimiento de la demanda; plan de obras a futuro conforme al incremento de la demanda del sistema interconectado y de los sistemas de transmisión que conforman el vínculo entre productor y consumidor.⁵⁹

III.3.2.- La segunda cuestión a considerar es el poder del mercado de las empresas generadoras.

El poder del mercado en la generación y la apropiada participación de empresas generadoras, es una de las claves de su éxito. Si un generador ha tenido antes de la creación del mercado un monopolio legal, probablemente tenga una gran participación en un mercado no regulado.

En el Reino Unido el problema del poder del mercado fue inicialmente resuelto al separar la compañía existente en tres generadoras de menor dimensión y de tal modo fomentar la participación.⁶⁰

⁵⁹ FURNARI Aldo, **Análisis del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino**. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, págs. 50 y 51.

⁶⁰ MILLÁN NAVARRO, ob. cit pág. 126, cuando comenta el duopolio en generación del sistema inglés, por lo que el regulador ordenó desinversión de activos, idem. DE LA CRUZ, pág 190. En el mercado español esta ha sido la preocupación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico Español, como surge de su Memoria 1997, pág 195, propuesta de redacción del art 14 del proyecto de ley reclamando competencia efectiva al para exigir desinversiones de aquellas

El poder del mercado puede ser regulado según varias maneras o técnicas que constituyen remedios estructurales: ya sea separando compañías en la generación, sacando barreras para entrar al negocio, limitando los resultados del ejercicio de dicho poder (instituyendo topes de ingresos o beneficios) o regulando conductas (limitando los precios que pueden ser cobrados) lo que hizo el regulador inglés cuando los precios se elevaron y estableció precios máximos en el “pool” (price cap).⁶¹

En este modelo la elección de los activos de generación, tanto en cantidad como en tipo de combustible, la realiza el mercado. Un generador construirá la planta si espera que el precio del mercado cubra el costo de construcción y de operación, como ocurre en cualquier otro tipo de mercado.

Un fondo común constituye un incentivo real para generar eficiencia, aún con un número limitado de compradores, máxime si se estructura en forma coetánea un mercado de contratos a plazos, lo que permitirá a un generador de bajo costo, vender energía en el spot luego de satisfechos sus contratos, lo que permite que su excedente sea comprado por un generador de alto costo.

El generador de alto costo, en este esquema, en un momento dado puede decidir cerrar su planta y cumplir sus obligaciones a través del mercado instantáneo. De este modo se advierte que el instantáneo o spot es una herramienta útil para lograr eficiencia generativa.

El precio de mercado instantáneo es también un fuerte incentivo para la eficiencia en el uso, ya que en este mercado que siempre compensa, no puede haber escasez, porque el precio del mercado siempre subirá lo suficiente para unir la demanda con el suministro.

empresas o grupos de empresas que controlen más del 15% de activos de generación en el mercado relevante, para que se pueda ejercer el poder de mercado. Confrontar también el Informe de su Consejo de Administración de fecha 11 de Junio de 1996, sobre las condiciones necesarias para el desarrollo de la competencia en el sector eléctrico: *Reglas de Competencia y Estructura Empresarial*, págs 1/28.

⁶¹ ALVAREZ PELEGRY, ob. cit. pág. 259.

III.3.3.- Obligaciones de política social:

La habilidad de los generadores para acomodar en este modelo las obligaciones de política social desaparece. La compra de recursos antieconómicos (carbón de alto costo, excesivos principios medio ambientales, tecnologías favorecidas por razones de seguridad social), no pueden mantenerse en un mercado competitivo. El mercado en la generación es competitivo y los recursos de altos costos no tendrán lugar salvo que estén subsidiados.

El mercado mayorista permite políticas sociales no relacionadas con la generación, tales como la discriminación que pueda hacer el distribuidor monopólico a favor de grandes clientes.

Los subsidios requieren que alguien se haga cargo de los costos; los clientes que han estado monopolizados, se adecuan a los gastos a pesar de que los que pagan impuestos podrían afrontar los costos directamente. En el mercado mayorista, donde los clientes finales están todavía monopolizados, ocurre que éstos pueden afrontar el peso de impuestos locales más altos, o subsidios a personas de escasos recursos.

La introducción de la competencia mayorista es el comienzo de la potencial erosión de valores de activos, de generar activos en sistemas donde los costos calculados resultan de precios sobre el valor del mercado.

No se puede esperar que los precios del mercado cubran los costos de errores pasados y objetivos sociales. Esto genera la amortización de costes de transición o costes varados que presentan algunos sistemas en su reestructuración, como es el caso del modelo español.

El mercado mayorista presiona hacia el mercado minorista y de hecho esto es lo que está ocurriendo en la Argentina, donde se ha introducido la figura del comercializador que podrá desarrollar negocios de venta al cliente final, cautivo hasta ahora de los distribuidores.

III.4.- Autonomía empresarial de la gestión:

El modelo de mercado mayorista expande la competencia; se devuelven, en consecuencia, los riesgos al mercado y no son trasladados al usuario y el riesgo de la tecnología es soportado por los generadores. Sin embargo este modelo incrementa los costos de transacción, al requerir mercados y acuerdos de red.

Asignar un nuevo riesgo tecnológico, riesgo de capacidad fija a los generadores, aumenta a estos su costo de capital y quita a los gobiernos la habilidad para dirigir la opción de tecnología de nueva generación, a no ser por subsidios directos o directivas.

A pesar de lo que señalamos, subsiste un manejo monopólico en la industria ya que los clientes no tienen opción de proveedor, lo que permite que se mantengan algunos subsidios y obligaciones públicas; sin embargo, limita la forma en que pueden ser impuestos.

Hunt y Suttlewort, definen a este modelo como una parada, una estación hacia el mercado minorista, ya que en este modelo se habilita a algunos clientes, y se excluye a otros. Esta discriminación plantea agudos problemas conceptuales, por ejemplo la presión que se advierte en Estados Unidos, Reino Unido y Argentina por conglomerados comerciales, o municipios de ser tratados como grandes clientes, evidencia la fuerza expansiva del mercado y el sesgo transitivo de este modelo.

III.5.- Conclusión: En el mercado mayorista se incrementan los agentes que pueden negociar libremente sobre la red, comprando o vendiendo electricidad, sin embargo los consumidores finales dentro de un área de servicio, no tienen libertad de elegir proveedor.

Es decir que el segmento final de la cadena de comercialización, al no tener libertad comercial, está fuera del mercado y se encuentra sujeto a regulación pública, administrativa, en los términos del servicio público, cuya titularidad prestataria se otorga a las distribuidoras minoristas, las que mantienen un régimen de monopolio sobre los consumidores finales.

En el mercado mayorista, subsisten como servicios públicos la coordinación de la transmisión, el transporte y la distribución. Confluyen para su institucionalización y funcionamiento, técnicas de neoregulación administrativas y privadas.

En el capítulo siguiente, describiré modelos concretos, tales como el inglés, argentino y español.

A manera de anticipo, tanto el “pool” británico, como el spot del modelo español han previsto desde su inicio la transición hacia el mercado minorista, al considerar agente del mercado al comercializador. La ley española 54/97, en su cláusula transitoria decimotercera, prevé la transición hacia el mercado minorista y fija como fecha tope para que ello se produzca el año 2007.

En este aspecto el caso argentino difiere, pues la ley argentina 24.065 del año 1992, que regula el mercado mayorista, no consideró agente del mercado al comercializador, pese a haber sido previsto en el proyecto de dicha ley, lo que luego ha sido establecido por Decreto del Poder Ejecutivo 186/95.

IV. El Mercado Minorista.

IV.1.- Lineamientos generales.

El modelo de mercado minorista produce el paso final al introducir competencia que beneficia al consumidor doméstico o comercial excluído del anterior modelo, quien es libre de elegir a su suministrador.

La posibilidad de transacciones entre toda la cadena económica del sistema: formación de contratos entre generadores con distribuidores, clientes mayoristas, comercializadores y usuarios finales, constituye el avance más atrevido e implica la virtual desregulación pública, al menos con la intensidad que tiene aún en el mercado mayorista, donde los usuarios no autorizados a participar, tienen incapacidad de derecho para la compraventa de energía con libertad de precios

El mercado minorista permite a todos los clientes elegir su proveedor, lo que importa completa competencia.

La separación de las fases de generación y comercialización, es total respecto del transporte y distribución, actividades ambas que permanecen reguladas. A diferencia del mercado mayorista, no hay monopolio sobre el comercio al por menor.

Las redes de distribución proveen el libre acceso de la misma forma que se hacía en el mercado mayorista.

Es libre la entrada y salida de inversores en generación. Esto quiere decir que no debería haber ninguna regulación acerca de la “necesidad de nuevas plantas”⁶² y ningún requerimiento para mantener capacidad en producción, cuando ya ha finalizado su vida económica.

También se origina una libre entrada de comercializadores, que tienen la función de negociar contratos entre generadores y usuarios. El comercializador no es propietario de las redes, es usuario de las mismas sean de alta o baja tensión, y debe pagar el peaje pertinente por su uso; su acceso a las mismas no puede ser negado por los propietarios, siempre que haya capacidad técnica.

El “pool” en este nivel no es una agencia de compra sino una subasta. Los transportistas operan trasladando la electricidad de una plaza a otra, lo que facilita el comercio bilateral. Los acuerdos comerciales prevén la posibilidad de contratos con entrega física.

En los acuerdos de “pool”, están previstas ofertas en el mercado spot para facilitar el despacho por orden de mérito, por orden de costes variables. El “pool” actúa como un subastador, casando la oferta y la demanda y determinando el precio por fracción horaria, su función consiste en tomar el dinero de los compradores y pagar a los vendedores.

Este grado de liberalización del mercado exige libre acceso a todas las redes de alta y de baja tensión y es necesario introducir un elemento que permita el comercio bilateral y extensivo a través de la red.

⁶² La crisis eléctrica de California ha provocado una importante reflexión sobre la necesidad de la planificación para garantizar la seguridad del suministro.

Los precios a pagar por los negociantes, para el acceso a las redes, deben prever incentivos económicos para la localización de las plantas que permitan un ingreso suficiente para los propietarios de las redes, ya que de lo contrario, estos no realizarán las inversiones necesarias en operaciones de mantenimiento y extensión de la misma.

IV.2.- La necesidad del mercado spot y la correcta asignación de factores del medición de consumo.

En el mercado mayorista, con relativamente pocos clientes, el mercado spot es preferible pero no esencial; pero si se pasa al mercado minorista, el mercado spot es siempre necesario, dado que los acuerdos comerciales entre clientes y productores se tienen que materializar en una red propiedad de un tercero. Este mercado debe asegurar que haya acuerdos comerciales que permitan la solución de los desequilibrios entre las cantidades contratadas y los flujos reales.

La medición se convierte en un problema importante. Medir el tiempo de uso no resulta solo una vía fácil de promover la eficiencia en la utilización, sino que se convierte en una necesidad comercial. Cada cliente necesita que su uso se mida durante el valor unitario establecido, en el caso argentino cada hora, ya que en dicha frecuencia de tiempo cambian los precios.

Los problemas de medición con pocos clientes en el grado tres es relativamente sencillo, pero la experiencia del modelo inglés donde en 1994 los clientes se extendieron a 40.000, produjo una gran confusión, y la apertura al mercado minorista producida el año 1998, que extendió los clientes a 22000.000, trajo un problema logístico.

En el modelo de mercado minorista se puede suponer, con fundamento, que una integración natural de generación y ventas a clientes finales produzca muy poco valor añadido en la intermediación del comercio.

Los generadores pueden realizar fácilmente las funciones de comercialización. Además el comercio al por menor parece tener alto riesgo y bajo rendimiento.

Otra posibilidad reside en la integración de distribución y comercialización, pero el operador de las redes de distribución debe ser independiente, al menos contablemente.

IV.3.- Criterios de eficiencia.

En cuanto a la eficiencia, los costes de transacción resultantes de negociar todos los contratos necesarios no son despreciables. Ante la objeción ya considerada de que hay muchas compañías monopólicas que han hecho avances notables en la prestación del servicio a bajo coste, se debe formular la pregunta sobre la eficiencia adicional que puede traer la competencia.⁶³

a) Por el lado de la oferta:

El progreso tecnológico por un lado y el peso de las cargas sociales que soportan los generadores por el otro, implican de suyo que quienes quieren acceder a este segmento del mercado, pueden abatir los precios existentes y presionar para su ingreso.

El precio del mercado indica qué centrales hay que cerrar y cuáles deben permanecer abiertas. Deben cerrarse las centrales si el precio del mercado no cubre sus costos variables.

b) Por el lado de la demanda:

Este nivel produce una presión adicional a la competencia; muchos clientes hacen un mercado más competitivo que pocos clientes, y buscan nuevos generadores con mejores precios.

IV.4.- Programas de política social.

Los programas de política social, que se relacionen con la generación, sólo pueden imponerse por vía de subvenciones específicas o impuestos; pero si se diseñan subsidios debe hacerse de tal forma que no impida la eficiente operación

⁶³ Confrontar con nota de pág.45, cita de ALVAREZ PELEGRY con opinión de JOSKOW, Smalensee.

del mercado. Los subsidios deben establecerse una vez definido el precio de la electricidad conforme a las reglas del mercado, pues de lo contrario se alteran todas las señales económicas que permiten la eficiencia del sistema.

IV.5.- Conclusión.

Este nivel de apertura de mercado tiene una importante implicancia en el supuesto de que existan costes varados, ya que es más complicado establecer una transición que permita a las empresas ya existentes poder “aggiornarse” para competir, por lo que es preferible en estos casos, abrir competencia en forma previa en un mercado mayorista.

En un mercado competitivo con muchos competidores el precio puede caer hasta los costes evitables, es decir que los generadores cerrarán sus plantas si los precios esperados para los próximos años no cubren todos los costos.

La introducción de competencia cambiará virtualmente los ingresos económicos de todas las plantas y compañías. Incluso si no hay exceso de capacidad, el mercado sólo cubrirá el coste de los nuevos competidores que se insertan en el mercado. Entonces, no hay garantía de obtener un precio que sea remunerativo y que cubra además los costes hundidos de las plantas existentes.

Lo expuesto impone el análisis detenido del proceso de transición hacia este grado de liberalización, ya que si los propietarios son empresas privadas y han estado funcionando de acuerdo con un marco legal que garantizaba los ingresos necesarios para cubrir todos los costes –caso de España o de Estados Unidos–, una apertura de mercado de este tipo puede beneficiar los últimos ingresantes en desmedro de los operadores sujeto a regulación anterior, propietarios de plantas con tecnologías obsoletas y no amortizadas.⁶⁴

⁶⁴ Caso de España, Ley 54/97.

V. Titularidad de la Propiedad Empresaria.

Lo desarrollado en la esquematización de modelos abstractos, busca aportar elementos que permitan determinar cómo se estructura la industria; resulta necesario entonces conjugar ésta, como así también a quien es titular de la propiedad empresarial. En el tratamiento de este asunto se pueden considerar dos situaciones:

V.1.- Industria Pública.

La industria eléctrica es pública y se organiza como un departamento del gobierno, sin cuentas separadas y a menudo con responsabilidades remotamente relacionadas con la producción eléctrica. Se organiza como una empresa o empresas públicas de propiedad el gobierno pero con organización separada, como ocurrió en Argentina.⁶⁵

V.2.- Industria Privada.

La segunda opción es que los titulares de los segmentos del sector sean empresas particulares, caso de Estado Unidos y España.

Conclusiones Generales:

Con lo comentando, observo una doble dimensión de cómo puede organizarse la industria en un país:

- 1.- El sector puede estar organizado en una integración vertical –monopolio– y la propiedad empresarial que lo gestiona puede ser pública; en consecuencia no existe competencia en este modelo.
- 2.- Puede haber una limitada desconcentración en la producción de electricidad, con un sistema de competencia limitada, pero existir la imposibilidad de que productores y consumidores intermedien en forma directa, sino a través de una

agencia compradora. La industria puede ser de titularidad pública (Electricité de France) o privada (Estados Unidos); pero conserva un perfil de integración vertical, monopolio en las redes y transmisión de costes a los usuarios finales, con escaso o nulo riesgo empresario, por la compensación de pérdidas y el traslado de la misma a los usuarios finales, absorbidas mediante el pago de las tarifas eléctricas.

3.- Se produce la desintegración vertical del sistema eléctrico en diversos sectores: generación, coordinación de transmisión y transporte por redes de alta y baja tensión. Se crea e institucionaliza un mercado, donde en forma libre intermedian los productores, con un calificado sector de consumidores, integrados por las empresas distribuidoras, grandes usuarios y comercializadores. La creación de mercado implica la transmisión de activos a empresas privadas, pues es necesario asumir riesgo empresario en la gestión, salvo la eventualidad de empresas públicas que no sean intervenidas por el poder político para imponer al sector políticas macroeconómicas que lo desnaturalicen.

Mantienen estructura de servicio público, el transporte y la distribución.

4. Implica el desarrollo de competencia en todos los sectores y titularidad privada de la gestión empresarial.

⁶⁵ En Argentina, el sector eléctrico era gerenciado por tres grandes empresas públicas: Agua y Energía Sociedad del Estado, Sistemas Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A (SEGBA) e Hidroeléctrica Norpatagónica S.A (HIDRONOR S.A.)

Segunda Parte

Sistemas de Regulación para la Introducción de Competencia

Introducción:

En el capítulo anterior esboqué distintos modelos es decir, esquemas abstractos útiles para la comprensión de los problemas teóricos de diseños de la industria eléctrica. En este capítulo busco mostrar la encarnadura de las teorías, en la realidad de los modos en que se han diseñado concretos sistemas eléctricos, con transición desde integraciones verticales monopólicas, desintegración en sectores y asignación de competencia a algunos de dichos sectores, lo que ha generado la creación de mercados mayoristas en sus inicios en los países escogidos para el análisis. En cuanto a la titularidad de las empresas, hay que destacar que únicamente en el caso español, las empresas en el anterior sistema eran privadas, en tanto que en el inglés y el argentino fueron públicas.

Este capítulo está organizado para comparar cómo la teoría se ha de conjugar con la realidad, tanto sean estas económicas (diversas posibilidades de acceso a fuentes primarias de producción de electricidad por ejemplo), tecnológicas (desarrollo de sistemas de interconexión eléctrica con otros países) o institucionales, estructurales (análisis de introducción de competencia, estudios sobre el poder de mercado de las empresas privadas, etc.).

La elección de los sistemas que se desarrollan no es baladí. Se ha escogido el sistema inglés que, aunque precedido por la creación de mercado que desarrolla el sistema chileno, aquel es el ejemplo paradigmático de esta nueva realidad y permite por otra parte, ver con mayor nitidez la interacción de sistemas nacionales que producen la creación de mercados de electricidad y más aún de energía, de dimensiones supracomunitarias (caso de la Unión Europea y del incipiente Mercosur).

De algún modo en el desarrollo de los sistemas argentino y español he considerado los paradigmas, más la referencia al sistema inglés se circunscribe a su calidad fundacional, en tanto que en esta primera parte del trabajo, pretendo dar un esbozo de los sistemas argentino y español por las siguientes consideraciones:

El caso español resulta interesante en contrapunto con el argentino, por sus peculiaridades. Así, la titularidad de los privados en la generación en España, ha implicado afrontar una privatización parcial, con la consecuencia de que la reestructuración para introducir competencia puso en el tapete la consideración de costes varados o hundidos a reconocer a las empresas eléctricas que prestaban los servicios en el anterior sistema y que por el cambio de reglas actualmente no amortizan sus costos de capacidad física como los costes de política social, por ejemplo el subsidio de la industria del carbón o el aseguramiento del servicio universal.

Otra cuestión que resulta apasionante para un ciudadano de un país que integra una comunidad supranacional en formación como es el Mercosur, si lo comparamos con la Unión Europea, importa aprovechar las experiencias aportadas por las directivas de dicha unión, para la constitución de un mercado interior de la energía, que integre todo el ámbito comunitario, para lo que resulta necesario armonizar, tanto de sistemas de organización económica e institucional de los distintos sistemas eléctricos de cada país como la eliminación gradual de barreras comerciales y físicas, por ejemplo la compatibilización de las redes eléctricas y sistemas informáticos, que permitan su efectiva integración.⁶⁶

Es importante para los argentinos analizar las normativas de un contexto supranacional, para aprovechar lo útil que pueda haber en ellas con relación a nuestra realidad, advirtiendo sus peculiaridades, y ver en este reservorio que es aprovechable en las contingencias que actualmente produce la convivencia supranacional.

⁶⁶ Directiva 96/92/CEE, publicada el 30 de Enero de 1997, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, la que constituye un hito de importante significación para los sectores eléctricos europeos en el camino hacia su liberación. Confrontar NEBOT LOZANO, José María: **Competencia y Sector Eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico**, obra colectiva. Ed. Civitas. Madrid. 1998. *Competencia y Servicio Público en la Actividad Eléctrica*, págs. 32/33. GIMENO FELIU, José María: **El Servicio Público Eléctrico en el Mercado Interior Europeo**. Ed. Civitas. Madrid. 1994. DE LA CRUZ FERRER, Juan. ob. cit. págs. 246/262. MUÑOZ MACHADO, Santiago. ob. cit. Tomo IV: **El Sistema Eléctrico**, pág. 103/122.

Estos hechos revisten singular importancia ante actuales desafíos del mercado argentino que se perfila como fuerte exportador de energía, con clientes potenciales importantes en el área del Mercosur: caso de Brasil, Chile y de Uruguay, en especial dada la diversidad y riqueza de fuentes de energías primarias en la Argentina, donde se destacan la hidráulica y principalmente la térmica en base a gas, ésta última ya generando excedentes exportables.

Capítulo Tercero

Inglaterra y Gales.

I. Su historia.

Hasta la nacionalización de la industria eléctrica inglesa producida a fines de la IIa. Guerra Mundial, la prestación del servicio de electricidad estuvo a cargo en Inglaterra, por un gran número de compañías privadas.

En el año 1947, la Electricity Act, establece la nacionalización del sistema y su condición de pública. El sistema se organiza bajo la constitución de la British Electricity Authority, cuyas funciones públicas integraron la producción, el transporte de electricidad y la coordinación del servicio.

Se establecieron doce áreas regionales a las cuales se encargó la distribución de energía a usuarios finales, sean residenciales, comerciales o industriales.

En el año 1957 se reestructuró el sistema, en base al principio de separar las funciones de producción y distribución de las tareas de coordinación y control del servicio público, a tal fin se creó la Central Electricity Generating Board (CEGB) que se encargó de la generación y transporte hasta las redes de distribución, de las doce empresas regionales suministradoras.⁶⁷

⁶⁷ MUÑOZ MACHADO, ob cit. págs. 90/91. TRILLO FIGUEROA, pág 488, nota 141, donde indica que la CEGB, fue creada por la Electricity Act de 1957 y en sustitución de la British Electricity Authority, destacando que se trataba de una corporación pública, con personalidad jurídica, no de una corporación de la Corona, que su fin no era lucrativo, no tenía carácter

La CEGB, bajo la dependencia directa del gobierno, en su condición de propietaria de las plantas de producción y de la red interconectada de alta tensión en Inglaterra y Gales, fue la responsable del suministro suficiente para cubrir la demanda, lo que la habilitó para programar las inversiones necesarias que permitieran el equilibrio entre la demanda futura y la potencia instalada. Integraban el sistema, como dije, compañías regionales suministradoras.

El precio de la electricidad era fijado mediante pautas de la CEGB, la cual seguía a su vez instrucciones de la autoridad gubernamental de control.

La decisión de qué planta de producción debía estar en funcionamiento para cubrir la demanda correspondía también al Consejo, decisión esta que era adoptada en función del menor coste –por orden de mérito– lo que es un ingrediente esencial para el eficaz funcionamiento del sistema. Ésta característica se ha mantenido luego de las reformas de 1989, si bien es al nuevo gestor de la red a quien compete adoptarlas.⁶⁸

En 1983, se introdujo competencia en las áreas de actividad de las empresas públicas y se estableció mediante una nueva ley (Energy Act), tres medidas tendientes a tal fin:

- a) La eliminación de restricciones para las actividades de suministro, construcción y ampliación de centrales eléctricas.
- b) La posibilidad de compra de electricidad a productores independientes, distintos de la CEGB. Se advierte aquí la tendencia de la reforma que se propiciaba a lograr un modelo de agencia compradora, al estilo del modelo norteamericano.
- c) La liberalización de la red de alta tensión y redes regionales de distribución.

capitalista en el sentido de que carece de capital, estaba bajo la dependencia del gobierno, sus empleados no eran funcionarios y estaban sometidos al derecho común, gozaba de una serie de prerrogativas y los interesados participaban de alguna forma en su gestión.

⁶⁸ TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO, ob. cit. pág. 489.

No obstante el esfuerzo realizado en el año 1983, el mismo no tuvo resultado positivo, al punto que los rasgos del sector eléctrico en Inglaterra y Gales antes de la privatización, eran los propios de un sector nacionalizado.⁶⁹

El desarrollo de un mercado mayorista de electricidad tuvo su acta de nacimiento en el sistema anglo-galés.

La imposibilidad de operar con la electricidad, como con otros bienes de consumo almacenables, por la gran inversión que requiere la construcción de las plantas de producción, unido ello a una configuración de la estructura empresarial del sector que venía rigiéndose bajo normas propias de un sistema de integración vertical de producción, transporte y distribución; obligo a asumir el desafío de asegurar la fiabilidad del suministro ante la desintegración vertical que se produjo. En otros términos, asegurar la provisión de electricidad de modo continuo y fiable con precio accesibles, lo que parecía y así lo han sostenido varios autores, que la competencia no era factible en el sector eléctrico.⁷⁰

I.1.- La Privatización.

El cambio se produjo cuando el gobierno conservador liderado por la Sra. Thatcher, enfrentó la privatización de varias empresas públicas inglesas, en primer lugar la industria del gas, luego la de tele-comunicaciones, y después la industria eléctrica.⁷¹

⁶⁹ TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO, ob. cit. pág. 489. MUÑOZ MACHADO, ob. cit. pág. 90.

⁷⁰ TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO, ob. cit. pág. 485 “La imposibilidad de operar con la electricidad como con otros bienes de consumo almacenables, los grandes esfuerzos inversores que requiere su generación, las estructuras empresariales moldeadas por la normativa aplicable al sector, la necesidad de suministrar electricidad de forma continua a todo el que lo solicite razonablemente y precios asequibles para el gran público, son factores que parecen justificar la exclusión de la competencia en éste ámbito, unida a una importante intervención de los poderes públicos. La regulación del sector eléctrico en Inglaterra y Gales supone un abierto desafío a este planteamiento...”

⁷¹ THATCHER, Margaret: **Los Años de Downing Street**. Ed. Sudamericana. Bs. As. Año 1994, pág. 575. “La privatización más difícil, técnica y políticamente, y la que llegó más lejos en combinar la transferencia de un servicio público al sector privado con una reestructuración radical, fue la de la Electricity Supply Industry. Tenía dos componentes principales. Primero, estaba la Junta Central de Energía Eléctrica (CEGB) que se ocupaba de las centrales de energía

En Febrero de 1988, se publicó el Libro Blanco (White Paper), que contuvo los principios que habían de regir la reestructuración y privatización del sector. Los objetivos de la reforma establecidos en éste libro como en la ley que organizó el sector, la Electricity Act del año 1989, se pueden sintetizar en los siguientes:

a) La reorganización de la industria básica del sector, separando las actividades y dividiendo las empresas públicas en unidades menores.

b) La introducción de competencia en un inicio en un mercado mayorista, esto es, en la generación eléctrica, pero con la previsión desde el inicio que el modelo al que se aspiraba, era el del comercio minorista, haciéndose cargo de la tensión a la competencia desde el modelo mayorista al minorista.

c) La definición del régimen regulador del servicio, que permitiera asegurar objetivos, tales como: atender las necesidades e intereses de los consumidores, mediante dos instrumentos, eficiencia económica a corto y largo plazo – concretamente disminución de precios de las tarifas– y fiabilidad, calidad técnica del suministro.⁷²

II. Reorganización de la Industria: separación de actividades.

El modelo inglés desarrolló la separación vertical de actividades del sistema, produciendo una radical diferenciación de negocios no sólo contable.

La reforma estableció medidas para evitar los efectos de una excesiva integración vertical entre productores y distribuidores. Se prohibió a las Compañías

y de la Red Nacional (el sistema de transmisión). Segundo, existían las doce Juntas de Área que distribuían el fluido a los consumidores... Con la Ley de energía de 1983, Nigel Lawson había intentado introducir algo de competencia en el sistema. Pero no había tenido efectos prácticos. La CEGB tenía un monopolio nacional y las Juntas de Área, monopolios regionales. Nuestro desafío era privatizar todo lo posible la industria al tiempo que suscitare el máximo grado de competencia... El resultado de la ingeniosa reorganización de Cecil Parkinson (Ministro de Energía) siguiendo líneas competitivas, es que ahora Gran Bretaña posee, quizá, la industria de suministro eléctrico más eficiente del mundo. Y, debido a la “transparencia” requerida por la privatización, también nos transformamos en el primer país del mundo en investigar los costes totales de la energía nuclear y, por lo tanto, en implementar un apropiado abastecimiento financiero.

⁷² DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. pág. 187, TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO, ob. cit. pág. 490 y MUÑOZ MACHADO, ob. cit. pág. 91.

Regionales, ser titulares de plantas de producción en un porcentaje que exceda el 15% necesario para la cobertura de su demanda.

III. Los nuevos agentes.

III.1.- Transporte.

Se adjudicó la gestión de la red interconectada de alta tensión a la National Grid Company (NGC), quien opera como gestora del mercado y coordina todas las unidades de producción y distribución. Su función es mantener el despacho central de un modo económicamente eficiente .

Las propietarias de la National Grid Company son las doce compañías regionales de electricidad, aunque estas no ejercen un control efectivo sobre la misma ni intervienen en la gestión de la red.

Se buscó que el gestor de la red no esté involucrado directa o indirectamente en la producción o distribución de electricidad. Este es uno de los principios más importantes de la reforma la independencia del gestor de la red.

La actuación de esta compañía está predeterminada por la licencia de transmisión y sus 18 condiciones generales; se destaca la cuarta condición, que trata sobre los precios que puede exigir a sus clientes sujetos a tope y tasa de actualización con un factor de corrección X.

La expedición del despacho de las plantas generadoras se realiza por orden de mérito, según la cláusula séptima. Se estableció un acuerdo sobre el “pool” y las normas para su funcionamiento; por último, la cláusula octava establece un código de la red.⁷³

III.2.- Distribuidores.

Los distribuidores públicos fueron divididos en dos niveles:

⁷³ TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO ob. cit. págs.504/06.

a.- Vinculados al servicio público: son las doce áreas regionales del sistema británico, luego privatizadas por la reforma de 1989. Su régimen legal fue determinado por la Electricity Act y las licencias que las habilitan para actuar como distribuidores públicos de electricidad.

Estas licencias son las más detalladas que se han previsto y constan de 29 condiciones generales, entre las que se destaca la obligación de servicio público, que vincula al distribuidor con el usuario –arts. 16 y 17 de la ley–, que obligaba a aquellos a hacer llegar la red de distribución a cualquiera que lo solicite dentro de su área, bajo ciertas condiciones reglamentarias. A esta obligación se adiciona la de servir como agente comprador de energía para cualquier abonado local a precios no discriminatorios. Son las distribuidoras las que tienen la obligación de atender las demandas de electricidad a consumidores finales, adquiriendo para ellos la energía de la red.⁷⁴

Ahora bien, en el sistema inglés se estableció desde el inicio que la obligación de las distribuidoras de compra de electricidad para aprovisionar a los usuarios de su área, no implicaba el monopolio de suministro en la misma.⁷⁵

Se estableció un período de cuatro años que se prolongó hasta 1994, donde sólo las compañías regionales de distribución pudieron vender electricidad a pequeños consumidores, por debajo de un MW, desde 1994 al 1998, estas compañías están sólo autorizadas a vender electricidad para usos domésticos –consumidores de 0,1 MW.–

⁷⁴ Según PEREZ ARRIAGA (1993), las distribuidoras tienen dos áreas de negocios. La primera es el servicio de al red de distribución con sus funciones de instalación, operación y mantenimiento, uniendo los punto de conexión con la NGC y consumidores finales y la segunda área es el servicio de suministro, con compra de energía al por mayor y venta al usuario final, en el sistema ingles deben demostrar que tienen capacidad de contratación de generación suficiente para satisfacer estándares de fiabilidad a largo plazo, citado por Alvarez Pelegrý ob.cit. págs.266/268.

⁷⁵ TRILLO ob. cit. pag. 507 y nota 203, BEHARRELL, S.T: *The Electricity “Pool” in England and Wales: The Generators Perspective*, en *Journal of Energy and Natural Resoruces Law*. En esto hubo una diferencia importante con el modelo argentino donde la ley 24.065, no preveyó a

b.- De segundo nivel:

Los distribuidores de segundo nivel están contemplados en el art. 6.2 de la Electricity Act de 1989. Son compañías de distribución de electricidad dedicadas a la venta a consumidores finales. No alcanzan la condición de distribuidor público de electricidad, que tienen las compañías regionales. Pueden actuar como comercializadoras dentro del ámbito territorial que se les ha asignado sin tener licencia de comercialización.⁷⁶

Se estableció que transcurridos los períodos transitorios fijados, el mercado debe llegar hasta los abonados más pequeños.

Los clientes están sujetos a la tarifa que fija la compañía de distribución, de acuerdo a lo que establece el art.18 de la Electricity Act.

La tarifa que perciben las distribuidoras está regulada en forma incompleta, pero permite retribuir la amortización de las instalaciones de distribución y sus costes administrativos, con un tope con tasa de actualización. Para la determinación del componente regulado se ha recurrido a una fórmula denominada: IPC-X, donde X es un factor de corrección que establece el regulador a los efectos de incentivar reducción de costes en beneficio del consumidor, que constituye uno de los objetivos de la reforma.

La aplicación de la fórmula IPC-X surgió del informe Littlechild de 1983 y su corrección se produce por la autoridad reguladora cada cinco años. El factor X puede operar como un elemento de presión que favorezca la reducción de costes y la mejora de la productividad, haciendo que el precio del servicio descienda en términos reales.

Se asigna un valor negativo al factor X y las compañías reducen los precios reales que cobran en su mercado cautivo. Una vez determinado el factor X, el regulador no necesita aprobar cambios en los precios ni vetar el programa de

los comercializadores los que fueron reconocidos por decreto del Poder Ejecutivo Nacional No 189/95, como se desarrollará en el capítulo II de la IIa parte.

⁷⁶ TRILLO, ob. cit. págs. 507/509.

inversiones de las empresas, con lo que hay poca intervención en los negocios de las empresas y el tamaño de la agencia de regulación puede ser pequeño.⁷⁷

III.3.- Generadores:

Las centrales de generación térmica se adjudicaron a dos nuevas compañías: National Power, a la que se adjudicó un 70% de capacidad inicial del mercado eléctrico y Power Gen que recibió el 30% restante. La cuota de mercado de estas compañías fue disminuyendo. Así entre 1990 y 1995 se redujo, en el caso de National Power de un 48% a un 33% y, de Power Gen de un 30 a un 26%; a su vez se produjo un crecimiento en el mercado de Nuclear Electric –compañía productora de energía en base a energía nuclear– de un 16% en el año 1989 a un 23% en los años 1994/95, porcentajes que se mantuvieron en los años 1997/98. Debe destacarse que surgieron nuevos generadores, con un importante incremento de cuota de mercado, que en el período 1994/95 fue de un 9% y en el período 1997/98 de un 19%.⁷⁸

En las observaciones al sistema inglés, una de sus grandes críticas continúa basándose en la concentración empresarial en generación que permitió la manipulación de los precios del mercado y es una de las lecciones más grandes que ha aportado esta experiencia.⁷⁹

⁷⁷ TRILLO, ob. cit. págs. 500/502. El sistema ha necesitado de corrección, así ocurrió en telecomunicaciones, donde el regulador se vió obligado a revisar el factor X antes del vencimiento de los cinco años, para mantener el equilibrio y moderar los beneficios del duopolio que controla al sector.

⁷⁸ DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. pág. 191, fuente de datos S. Littlechild. IEA Conference: *The Future of U.K Electric Industry*. Noviembre 1994; OFFER 1997.

⁷⁹ NEWBERY, David. **Competencia, contratos, e ingreso al mercado spot de electricidad**. Periódico Rand de Economía .Vol.29. N° 4. Invierno de 1998, págs 726/749. “ Las presiones del Parlamento y la dificultad en cuanto a determinar los costos de la energía nuclear produjeron una agrietada reestructuración de la industria de provisión de electricidad inglesa. El plan original era poner la central nuclear en manos de una sólo gran compañía con 70% de capacidad balanceada por una única empresa con la restante capacidad convencional. Cuando la central nuclear se retiró tardíamente de la privatización, la capacidad fósil restante quedó desigualmente dividida en dos compañías: National Power y Power Gen con intereses concomitantes respecto de su dominación del mercado” . MILLÁN NAVARRO, Rocío: **Los Mercados de Futuros de Electricidad**. Ed. Civitas. Madrid. 1999, pág. 126. La OFFER en un informe de 1994 recoge que National Power estableció el precio marginal del “pool” cerca de

IV. Autoridades de Regulación y Control.

En este ámbito hay que distinguir en el sistema inglés las competencias que ha asignado la ley al Director General de Suministro Eléctrico y al Secretario de Estado.

El primero es la autoridad de regulación con el respaldo de la Office of Electricity Regulation (OFFER), el segundo es la autoridad de control.

La ley no obstante en su artículo 3º trata en forma conjunta estas funciones y competencias:

1.-Las competencias del Director General son: a) la garantía del suministro, b) la promoción de la competencia, c) la protección del consumidor, d) el fomento de la productividad y el uso eficaz de la electricidad. f) la concesión de licencias y la vigilancia en el cumplimiento de las mismas.⁸⁰

La tarea de promover la competencia tuvo y tiene especial importancia en el funcionamiento del nuevo marco de regulación. El regulador tiene que operar el tránsito de uno a otro modelo.

Además tiene por función fijar los precios topes de los sectores regulados, el uso de la red de alta tensión que gestiona la National Grid Company, como así también los servicios que prestan las doce distribuidoras; estableciendo cada cinco años sus nuevas tarifas, conforme al sistema indicado anteriormente.

un 90% de las veces en la segunda mitad de 1991, en un 75% en 1992 y un 50% en 1993. Power Gen lo hizo un 10%, 15% y un 35 % respectivamente en los mismos años. Luego las cuotas de mercado han ido descendiendo, como se refiere en nota anterior y en 1995 se redujeron para National Power un 32% y para Power Gen el 23%, lo que dió lugar a la reducción del índice Herfindhal de medición de la concentración de mercado, pasando de un valor superior a 3000 en el año 1990, a 1600 en el año 1996, según LITTLECHILD, ob. cit. pág. 123. En coincidencia ARIÑO ORTIZ y LOPEZ DE CASTRO: **El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia**. Ed. Montecorvo S.A Madrid 1998, pág. 481; cuando señalan entre las críticas al sistema anglo-galés la manipulación de precios por el duopolio. Los precios del "pool" en Gran Bretaña son impredecibles, volátiles y con altos picos no justificados, debido en parte a prácticas no competitivas de los generadores dominantes, ofertando precios que no corresponden a sus costes marginales, debido a la manipulación de la declaración de disponibilidad de sus centrales. ALVAREZ PELEGRY, ob. cit. págs. 278/79.

⁸⁰ DE LA CRUZ FERRER ob. cit. pág. 187, TRILLO FIGUEROA ob. cit. pág. 531, MUÑOZ MACHADO ob. cit. pág. 94.

También es competencia del Director General velar por la suficiencia de la capacidad instalada para cubrir la demanda; produciendo, mediante el mecanismo de fijación de precios que aplica al gestor de la red, incentivos económicos que hagan atractivo el negocio a la inversión privada.

Es también tarea del regulador la resolución de litigios entre quienes intervienen en el sector, tal como lo establece el art. 23 de la Electricity Act, con facultades de mediación entre los consumidores, sean grandes o pequeños usuarios, y las compañías que gestionan la distribución.

2.- En tanto son funciones del Secretario de Estado para la Energía, entre otras, el otorgar las autorizaciones para operar en el sector, función ésta que ha sido delegada al Director General.

Sus funciones suponen un control limitado de la actuación del Director General para el suministro de la electricidad y puede llegar a prohibir cambios en las autorizaciones y recurrir a la Comisión de Monopolios y Fusiones en determinados casos.

Por los arts. 34 y 35 de la ley tiene la atribución de impartir ordenes de cumplimiento obligado tanto a los generadores como a la National Grid Company, que puede llevar a sustituir a la empresa titular de la o las plantas de electricidad, de las funciones de gestión y dirección de las mismas. Se trata de poderes de intervención de empresas previstos para asegurar la continuidad del suministro de electricidad en casos de necesidad.

Se ha criticado en el sistema Ingles, el hecho de que las funciones adjudicadas a los órganos de regulación tengan un amplio margen de discrecionalidad; de allí la dificultad de su fiscalización.⁸¹

⁸¹ TRILLO, ob.cit., págs. 515/17 a quien seguimos, quien cita a VELJANOVSKY en su obra: **The Regulation Game: Regulators and de Market: An Assessment of the Growth of Regulation in the UK**, Londres 1991. Las críticas efectuadas por VELJANOVSKY son tres: 1.Dificultades para exigir responsabilidad por su actuación, ya que los mecanismos de supervisión existentes están escasamente concretados. 2.Ausencia de garantías procedimentales, por inexistencia de procedimientos formalizados que pueden provocar faltas de transparencia en las decisiones y procesos de toma de decisión de las agencias de regulación. 3. Dificultad para

La regulación ejercida por el Director General del suministro Eléctrico tiene una amplia serie de cometidos, que se diferencian entre la regulación de negocios que siguen tratados como monopolios- transporte y distribución y suministro a clientes regulados- y la tarea de supervisión de actividades en competencia, destacándose la concesión de licencias sean para generación, transporte, distribución y suministro a clientes regulados como libres, así como la venta de energía al “pool”.⁸²

La intervención más dura del regulador británico ha sido la orden para que los dos mayores generadores transfirieran 6000 MW de su potencia instalada a nuevos productores, como también el establecer precios máximos en los ejercicios 1994/5 y 1995/6, medidas tomadas para reducir el poder de mercado que ejercían los generadores y controlar sus efectos sobre los precios.⁸³

Compete al regulador el adjudicar las licencias a los agentes del sistema. Todas estas actividades requieren intervención del poder público, la que se otorga bajo la forma de licencia.

De acuerdo a los arts. 4 y 6 de la Electricity Act, las actividades de producción, transporte, distribución pública y comercialización de electricidad quedan sometidas a control, siempre que la energía se trasvase a terceros.

En principio de acuerdo al art. 6 citado compete al Secretario de Estado el otorgamiento de las licencias; sin embargo la ley habilita a la posibilidad de que se delegue estas funciones en el Director General para el suministro de electricidad. Esta delegación se ha producido en la realidad y luego de las licencias acordadas por el Secretario de Energía a las tres grandes compañías de

llegar a una revisión judicial de los actos de las autoridades de regulación. Los tribunales pueden revisar las actuaciones de los reguladores que sobrepasen el fin previsto para los poderes que legalmente se les han asignado o que vulneren la “natural justice”.

⁸² ALVAREZ PELEGRY ob.cit. pág. 280. El director general puede modificar las condiciones de las licencias, con el derecho a veto de la Secretaría de Energía, o emitir órdenes de cumplimiento –enforcement order– con objeto de hacer cumplir los compromisos establecidos en las licencias.

⁸³ MILLÁN NAVARRO, ob. cit. pág. 123. ALVAREZ PELEGRY, ob. cit. pág. 259.

generación y a la compañía de transporte: National Grid Company y las doce distribuidoras eléctricas, es el Director General quien otorga las licencias.

La solicitud de licencia debe presentarse ante la Oficina de Regulación de la electricidad (OFFER) a cuyo frente está el Director General , con más el pago de una tasa para los gastos del trámite.

El contenido de las licencias de los agentes que operan en el sistema difiere con los sistemas español y argentino, en los cuales las licencias son regladas y cumplidos los requisitos establecidos, deben adjudicarse las mismas. En Inglaterra el art. 7 de la Electricity Act, otorga al regulador una amplia facultad para que en la licencia establezca las condiciones que considere necesarias y oportunas, sometiendo las condiciones de las licencias de los agentes, a la órdenes e instrucciones que el Director General pueda darles dentro del amplio y poco definido ámbito de todo lo referente al contenido de la licencia.

Las decisiones que resulten de la adjudicación o no de licencias por el regulador serán de difícil fiscalización por los tribunales ordinarios.⁸⁴

V. El Mercado inglés.

La innovación radical del sistema inglés, fue la institucionalización de un mercado al contado de electricidad o “pool”. Este es un mercado de contado, donde los ofertantes y demandantes de electricidad intercambian electricidad.

Los generadores ofrecen electricidad y la National Grid Company selecciona la combinación más barata de centrales que permita satisfacer la demanda de las compañías suministradoras públicas, privadas y de los usuarios calificados, fijando un precio de venta cada fracción horaria de media hora.

La organización del “pool” además de ser compleja como destaca Millán Navarro, es casi anárquica, ya que implica a todas la partes que participan en él, pero no está formalizada en una entidad jurídica, es decir, no se configura legalmente como una entidad. Se puede describir a la constitución del mercado,

⁸⁴ TRILLO, ob. cit. págs. 498/99.

como un acuerdo multilateral (Pooling and Settlement Agreement). Este acuerdo o asociación, integra obligatoriamente a todas las empresas que quieran comprar o vender energía, sean productores, distribuidores, comercializadores y al responsable del mecanismo de compensaciones bajo cuya autoridad se realizan los intercambios de electricidad.⁸⁵

El mercado centralizado de electricidad posibilita objetivos de corto y de largo plazo: un despacho económico, es decir, que los recursos disponibles sean usados para atender la demanda al menor costo posible, asegurando fiabilidad y seguridad del suministro.

El “pool” es un mercado obligatorio, en el que todos los generadores han de vender su electricidad y aceptar la organización del mercado como condición “sine qua non” para operar.

Todas las compañías productoras tienen que presentar diariamente al “pool” una declaración de las centrales que están disponibles cada media hora del día siguiente, en el deber de declarar la producción que pueden alcanzar y el precio al que están dispuestas a vender.

El mercado tiene características peculiares, entre ellas, que los compradores no hacen ofertas de compra al mercado: la National Grid Company es la que estima las demandas en representación de los compradores, por lo que en palabras del propio regulador, el “pool” es sólo la mitad de un mercado. Esto ha generado una de las críticas más frecuentes al sistema anglo-galés, por cuanto centraliza únicamente las ofertas de los generadores; se señala que debe instrumentarse un mercado “spot” más realista que incorpore las demandas de los distribuidores y grandes consumidores. De esta forma, dice Ariño, se tendría en cuenta la reacción de la demanda en el proceso de fijación de precios resultantes del “pool”, lo que permite a la industria eléctrica orientar con claridad la satisfacción

⁸⁵ DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. págs. 188/89, MILLAN NAVARRO, ob. cit. págs. 124/29, TRILLO FIGUEROA, ob. cit. págs. 517/18.

de las necesidades de sus clientes, aplicando técnicas de gestión de demanda y desplazamiento de la curva de carga.⁸⁶

Son miembros del “pool” los compradores al por mayor y los vendedores autorizados inclusive Electricité de France y los consumidores industriales que reúnan los requisitos establecidos para acceder al mercado.

La propietaria de la red National Grid Company, tiene asignadas varias funciones en relación al “pool”: gestiona las funciones de operador de mercado y de la red, determina cada día los precios del mercado para cada media hora en base de los precios libres ofrecidos por los generadores y el programa y despachos teóricos sin restricciones.

Los precios se establecen en dos fases: a) primero un cálculo “ex ante”, que se sustenta en los precios teóricos de la energía y b) un precio real cuya determinación depende del despacho real.

Los precios del cálculo “ex ante” surgen de las notificaciones de los generadores al operador N.G.C. por cada media hora, e inciden en la determinación de este precio: a) el precio marginal de la energía del sistema, b) como la probabilidad de la pérdida de carga y c) el valor de la energía no suministrada.

Los distribuidores por su parte hacen peticiones, no ofertas, detallando cuánta energía necesitan y dónde, para cada media hora del día siguiente, así como el precio que están dispuestos a pagar.

La N.G.C., al recibir estas informaciones, diseña el despacho estimado y establece para cada media hora el precio marginal de la energía, que es el precio de oferta de la energía de la central de coste de explotación más alto (incluyendo los costes de puesta en marcha de las centrales), que está operando bajo despacho no restringido en dicha media hora.

Sobre la base de la información suministrada y la que deberá proveer la N.G.C en caso de falta de información, ésta determina el despacho del día siguiente

⁸⁶ MILLÁN NAVARRO, ob. cit. pág. 128, ARIÑO ORTIZ y LOPEZ DE CASTRO ob. cit. págs. 478/79.

indicando qué unidades serían las programadas, en ausencia de limitaciones, de modo que se reduzcan al mínimo los costes del sistema. Este es el precio de entrada al mercado al que se añaden una serie de costes que debe cubrir la N.G.C, lo que dá como resultado el precio de salida del mercado.

El precio de salida para los suministradores que compren energía al “pool” es la suma de tres elementos: 1) precio marginal del sistema, y servicios auxiliares, 2) capacidad disponible no despachada el funcionamiento de centrales fuera del orden de mérito y 3) pérdidas del transporte, todo dividido por los KW totales vendidos en dicha media hora.

Las operaciones del sistema real se determina por la N.G.C, sobre la base de información en tiempo real, teniendo en cuenta las limitaciones de transporte, donde los pasos son los siguientes; la NGC determina un programa y despacho reales que reflejan las limitaciones de la red de transporte y utilizan los mismos precios de oferta de generación empleados en el despacho teórico no restringido.

VI. La Reforma del sistema inglés.

a) Principios Básicos:

Las propuesta de cambio en la industria eléctrica inglesa han sido explicada en una serie de documentos, incluido el “White Paper” emitido por el Gobierno Inglés entre octubre 1998 y Julio 1999, en un informe conjunto sobre las industrias del gas y la electricidad y la unificación de su regulación en la Office of Gas and Electricity Markets (OfGEM). Dicho documento contenía los puntos focales de los errores percibidos en la reestructuración de la Industria Eléctrica .

La proposición de la reforma propuesta por el Gobierno espera descentralizar del “pool” la negociaciones de energía, y dar a las partes contratantes la oportunidad de concertar contratos bilaterales, sin descuidar la fiabilidad del suministro y el equilibrio del sistema. En otros términos se propicia la creación de nuevos acuerdos de transacciones eléctricas “New Electricity Trading Arrangements” (NETA), reforma que entró en funcionamiento en Otoño del año 2000.

Se ha planteado la reforma analizando el éxito del mercado noruego de electricidad que tiene una estructura mas descentralizada y permite a los contratantes utilizar al spot únicamente como mercado de excedentes o faltantes de una contratación desarrollada en la mayor cantidad por contratos entre partes.⁸⁷

b) La organización y funcionamiento de la NETA estimula a que tanto los compradores o vendedores de energía eléctrica, puedan ingresar en cualquier contrato negociado para tales efectos. Se espera que bajo estos nuevos acuerdos la electricidad en grandes volúmenes será negociada en uno o más intercambios y a través de una variedad de contratos bilaterales y multilaterales, para los que se encuentran autorizados no sólo los generadores y distribuidores, sino también los comercializadores no físicos.

El rol de NETA es proveer los mecanismos que faciliten la determinación y acuerdo de los defasajes y desequilibrios entre los contratos pactados y las posiciones físicas de los productores y compradores de electricidad. En la práctica y dada la calidad de no almacenable de la electricidad y las variaciones de la oferta y demanda, sean por restricciones de generación, transmisión y del lado de la demanda por factores climáticos, quienes negocian en el mercado eléctrico pueden comprar o vender más, o menos energía de la que necesitan. La NETA cuenta con sistemas informáticos para medir los excesos o déficits del sistema en operación en tiempo real, llamado “Inbalance Settlement”, determinación o establecimiento de los desequilibrios entre oferta y demanda. El objetivo de este sistema es el de fijar el precio sólo de la superproducción y/ o déficit de generación, nivelando la diferencia entre las posiciones contractuales y físicas de los participantes del mercado.

Para la operación práctica de este proceso, se compara la cantidad de electricidad que las partes adquirieron por contratos, con las cantidades reales, físicas

⁸⁷ WOLFRAM, Catherine : *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the United Kingdom's Reforms?* La autora es Profesora Asistente de Economía en la Universidad Harvard.

generadas y demandadas; comparaciones estas necesarias para determinar el volumen del desequilibrio, sea en exceso o déficit. El sistema se complementa con la determinación de un conjunto de precios a pagar por dichos desequilibrios, los que se liquidan cada media hora .

Otro de los objetivos de esta medición de operaciones físicas en tiempo real, es la tendencia a proveer mecanismos que permitan ajustar los niveles de operación pretendidos entre generación y demanda.

Las condiciones para lograr este mecanismo son dos. Primero es posible que el nivel de generación que los generadores pretenden producir no alcance los niveles de demanda que los consumidores o distribuidores deseen tomar en un tiempo determinado. Segundo, por una serie de motivos técnicos (por ej. el hecho de que las redes de transmisión, en Gran Bretaña y Gales, tienen una capacidad limitada) a veces es necesario contar con la capacidad de equilibrar el nivel de producción o consumo de generadores y consumidores individuales,⁸⁸ que de otro modo operarían en un nivel diferente. Ajustando sus niveles de la manera señalada, las sobrecargas localizadas en los sistemas de transmisión pueden ser prevenidas.

Como complemento del “Imbalance Settlement”, el NETA propicia la creación de un “Balancing Mechanism” (Mecanismo de Equilibrio). Como se dijo anteriormente, el mecanismo de equilibrio busca un método de ajuste del nivel de producción o demanda de generadores y consumidores. En el ámbito del NETA, luego de la reforma, se integra al “operador de sistema”, gerenciado por la empresa ELEXON, la que determinará las acciones que deben tomarse en el mecanismo de equilibrio para mantener los equilibrios nacionales y locales en generación y consumo.

⁸⁸ PORTER, David: *The Californian Energy Crisis*, Working Paper: Mercado de la Electricidad: El Caso de California. Club Español de la Energía. Madrid 15/02/2001. Este autor analiza que entre Setiembre de 1998 a Mayo de 1999, el 55% del mercado eléctrico inglés, es decir 26,9 millones de consumidores, integran el mercado minorista competitivo en Inglaterra.

c) De otra parte, en el esquema de la reforma se han desarrollado varios documentos o códigos que buscan asegurar las calidades de fiabilidad del sistema, contenidos en el llamado “The Balancing and Settlement Code” (BSC). Este código desarrolla las condiciones básicas de organizar sistemáticamente el mecanismo de balance y la determinación de los desequilibrios; las reglas que gobiernan al mismo y como se logran desarrollar sus funciones y alcanzar sus logros. Las personas que integran éste código, constituyen sus partes a saber: los tenedores de licencias de generación, transmisión y distribución, están compelidos con la calidad de parte obligatoria, en tanto que los negociadores y otros intervinientes pueden optar por integrarlo o no.

Sin pretender ser exhaustivo pues no es el cometido de esta tesis, el sistema británico –luego de su reforma– ha desarrollado en relación a quienes integran la calidad de partes obligadas del código, un sistema de autorización consistente en licencias que introducen condiciones estándar, a fin de asegurar las mismas condiciones para la autorización de éstos integrantes del mercado, lo que implica una reforma importante, dado el carácter discrecional que anteriormente tenía la habilitación de éstas licencias.

La experiencia británica antes de producirse ésta reforma, consideró la necesidad de reducir la exposición a los precios volátiles del “pool”, mediante la gestión de una gran cantidad de negociaciones de compraventa de electricidad, los cuales se produjeron a través de contratos a término, contratos financieros, por diferencias (CfDs). En efecto, en el año 2000, antes de la introducción de la reforma, alrededor del 90% del mercado inglés estaba cubierto por contratos.

La OGFEN (El regulador inglés) ha enfatizado la importancia de los contratos a largo plazo, y esto han permitido introducir, a fines de marzo de 2001, acuerdos bilaterales forwards y la posibilidad de consolidar, en un breve lapso, mercados de futuro.

d) Gate Closure: En el diseño de la reforma se propende a que la energía masiva se negocie por los generadores y distribuidores a través de una variedad de formas, incluyendo intercambios y contratos bilaterales. Las cantidades

adquiridas o vendidas en estas negociaciones deben ser notificadas al mecanismo encargado de la determinación de desequilibrios (Imbalance Settlement) a los efectos de ser considerados en la determinación de la posición de desequilibrio de las partes. Es más debido a que el sistema de determinación de desfasajes o desequilibrios opera cada media hora, las cantidades negociadas deben ser notificadas en referencia a cada media hora .

Estas negociaciones están previstas a poder ser contratada con un año de antelación , respecto de la media hora a la que refiere del día de operación real . Los negociadores, deben ser notificados con alguna anticipación y no pueden notificarse con posterioridad, de la media hora a la que estaban concretadas las operaciones. El tiempo límite respecto del cual se debe notificar la información referente a los negociadores al sistema de determinación de desequilibrios ha sido llamada “Gate Closure” (clausura de la puerta) y está fijado en principio en las y media horas anteriores la inicio del a ½ hora negociada. Por lo tanto las notificaciones de las cantidades de electricidad adquiridas o vendidas para el período que va desde las 16,30 a 17 horas debe ser recibido antes de las 13 horas del mismo día . En otros términos cada período de gate closure de ½ hora, debe ser removido de no poder cumplirse el aprovisionamiento hasta 3 horas y media previas a su inicio.⁸⁹

e) Energy Imbalance: Además de la provisión de un mecanismo de equilibrio, el Código de fijación de Equilibrio, busca cotejar la determinación del desequilibrio entre la posición actual y la asumida en un contrato por las partes , para cada período determinado. Se espera mediante esta reforma que la adquisición y venta de energía en grandes cantidades se gestione mediante contratos bilaterales, con una gestión activa de los generadores, distribuidores, y comercializadores en materia de comercialización Pesa sobre estos agente además la responsabilidad del aprovisionamiento efectivo de las cantidades físicas de generación y consumo de electricidad.

Este procedimiento dada la estructura de la industria eléctrica, es vital para determinar las diferencias entre las posiciones contractuales y las posiciones físicas, reales de las partes. Para el cumplimiento de este cometido, es necesario establecer la real producción y consumo de cada parte y su posición asumida en el contrato en el período comprometido.

El sistema también establece los precios a pagar por los desequilibrios entre las posiciones físicas y contractuales.

La NETA considerará dos tipos de desequilibrio. 1) El precio pagado a las partes que tengan superproducción en el sistema de desequilibrios, es diferente al que tenga déficit 2) Para la determinación de los cálculos de desequilibrios sea por superproducción o déficit, las partes tendrán cuentas separadas, una de producción y otra de consumo.

f) Energy Contract Volume Notification (Notificación de volúmenes contractuales de energía): Para poder tomar en cuenta las cantidades adquiridas o vendidas de energía eléctrica en un determinado período de desbalance de energía, es necesario notificar cada cantidad contractual negociada al sistema central.

Si dos partes negocian energía (sea vía contratos bilaterales o a través de intercambios) es necesario que las partes notifiquen al sistema central el volumen del contrato (en Kwh) y que identifiquen que parte es la que compra, y quien la que vende. Nótese que no es necesario que el sistema central sepa a que precio se vendió o compró bajo el sistema de contrato para determinar los volúmenes de desbalance de energía.

Esa notificación debe hacerse a través de un AGENTE que actúa en nombre de las partes contratantes y notifica información referida a la negociación de la energía que se realizó, al sistema central. La notificación debe hacerse antes del GATE CLOSURE aplicable al caso.

⁸⁹ OFGEM, *Paper 31 May 2000. An Overview of the New Trading Arrangements V1.0*

En la práctica ,la información contenida en la notificación de los volúmenes contractuales debe ser mucho más específica respecto a las partes intervinientes en el contrato. No solo debe individualizarse las partes intervinientes, sino también las cuentas de energía de las partes respecto a las cuales el negocio se relaciona.

Entonces ,el agente notificador deberá identificar ambas partes y además, la cuenta de producción de energía y la cuenta de consumo de energía .Nótese que es posible no solo para la cuenta de producción de una parte vender a la cuenta de consumo de otra y viceversa ,sino que una sola parte podrá notificar las adquisiciones y ventas entre sus dos propias cuentas. Subordinada al control crediticio, no existen restricciones respecto a los volúmenes contractuales notificados para cada cuenta.

Capítulo Cuarto

Argentina.

Introducción.

La consideración de la historia del sistema eléctrico en Argentina, excede los márgenes de este trabajo. Para nuestros propósitos resulta suficiente una descripción de la situación desde el inicio de la explotación eléctrica (año 1887), hasta nuestros días.

En todo este período se han de considerar solamente, las líneas, los vectores de cambio, su ponderación dentro del contexto económico, social y jurídico, y resultará insoslayable desarrollar sus hitos significativos, en una presentación esquemática, según las siguientes cuatro etapas:

I. Etapas.

I.1.- Período 1887/ 1943, gestión privada del servicio.

En la mayoría de los países los servicios de electricidad se crearon y organizaron en los municipios y su gestión inicial estuvo en manos privadas.⁹⁰

⁹⁰ VALLS, Mario: **Derecho de la Energía**. Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1977, pág. 147. Este autor destaca la instalación de una usina eléctrica en Buenos Aires por el Ingeniero Rufino Varela en el año 1877, la que, igual que otras de instalación posterior fueron absorbidas por la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE) en el año 1899.

Esta forma de organización municipal, se corresponde con el desarrollo tecnológico de esos años en los que la industria no había logrado aún el transporte de electricidad a grandes distancias, en cuanto a la gestión de la explotación por particulares, el proceso se produjo mediante concesión de usos del dominio público. Al inicio de la industria, aún no se había desarrollado la teoría del servicio público, de allí el título jurídico dominial con que se organizaron los mismos.⁹¹

Compañías privadas aprovisionaron de electricidad a la ciudad de Buenos Aires desde 1887 hasta el año 1958, en que se declaró al Gran Buenos Aires, jurisdicción sometida al ámbito federal, es decir, nacional en cuanto a la prestación del servicio eléctrico. Allí nació una de las empresas estatales que habría de proveer el servicio: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (S.E.G.B.A), que surge por transferencia de los activos explotados por prestatarias privadas a esta empresa estatal, mediante ley 14.772.⁹²

El sistema de prestación del servicio eléctrico en las Provincias y Municipios, estaba mayormente en manos privadas y sujeto a regulación por las autoridades locales.

I.2.- Período 1943/ 1960: gestión pública del servicio.

En la República Argentina se desarrolló un importante proceso de industrialización impulsado por el Estado en la década del 40. Este proceso produjo como consecuencia el crecimiento de la demanda eléctrica, que hasta entonces no había sido satisfecha en razón de que, por el sistema vigente, la oferta se había atomizado.

⁹¹ MUÑOZ MACHADO, Santiago: **Servicio Público y Mercado: El Sistema Eléctrico**, T. IV, págs. 14/15. En especial lo comentado por LEGUINA VILLA, nota 3 *Instalaciones Eléctricas y Precariedad administrativa*, RAP N° 68.

⁹² BASTOS y ABDALA: **La Transformación del Sector Eléctrico Argentino**, págs. 7/9. En octubre de 1958, se sancionó la ley 14.772, por la que se declaró al Gran Buenos Aires jurisdicción de ámbito federal en cuanto a la prestación del servicio eléctrico. De aquí surgió SEGBA, integrada con capital mayoritario por parte del Estado.

Al calor de las doctrinas económicas y sociales vigentes, el Estado decidió tener un rol protagónico, no sólo como regulador sino como empresario del sector eléctrico.

En octubre de 1943, mediante el decreto ley 12.648, se creó la Dirección Nacional de Energía, normada luego por decreto ley 22.389/45. Esta normativa dio origen a la Dirección General de Centrales Eléctricas, que tenía a su cargo el estudio, proyecto y ejecución de las centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución, que evidenciaban la intención del Estado de intervenir amplia e integralmente en el sector eléctrico.

En 1947 se resuelve fusionar las Direcciones Generales de Irrigación y de Centrales Eléctricas del Estado, dando origen a la Dirección General de Agua y Energía, la que posteriormente por ley 14.007 del año 1957 se constituyó en Agua y Energía Eléctrica, empresa del Estado, cuyas funciones entre otras eran la de comprar y vender energía.

Esta fue una de las empresas estatales que operaron el sistema hasta la privatización del sector producida por ley 24.065 en el año 1992. Agua y Energía Eléctrica, también participó en el proceso nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y fue el principal proveedor de irrigación.

Según datos del Informe de Energía Eléctrica del año 1991, esta empresa constituyó el principal brazo ejecutor de la política eléctrica del gobierno nacional y su creciente importancia fue producto del rápido crecimiento de la demanda de energía fuera de Capital Federal (Buenos Aires), en las décadas del 50 y del 60. En la década del 60, abarcaba casi todo el territorio nacional con 131 centrales generadoras y con prestación de servicios de distribución en 400 localidades.

Pero es importante advertir que Agua y Energía Eléctrica fue la empresa del Estado en el sector que más sufrió las interferencias institucionales contrarias al desarrollo de objetivos empresarios. Así, en materia de política tarifaria fue marcada por la inercia de las prácticas tarifarias regresivas de sus predecesoras, pues no respondió a criterios técnicos y económicos que se necesitaba

implementar. Entre los factores de distorsión tarifarios se puede citar, una alta diversificación geográfica de precios, como que los costos de incremento de capital no estaban contemplados en el componente tarifario.

Otra de las empresas estatales que proveyó el servicio eléctrico a lo que se llamó el “Gran Buenos Aires”, fue la empresa de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), que surge por transferencia de los activos explotados por prestatarias privadas a esta empresa estatal, mediante ley 14.772.

SEGBA tuvo similares problemas que Agua y Energía, en especial, la falta de inversión en su parque de generación térmica.

La gravedad de esta cuestión surgió según informe de los indicadores del sector estas empresas que, hasta el proceso de privatizaciones, concentraban el mayor nivel de producción.⁹³

I.3.- Período 1960/ 1991: Gestión pública, desfinanciamientos de empresas, errores de sobreinversión en producción eléctrica. Apagones, la crisis del sistema.

Se ha tomado el año 1960 como un hito en este sucinto desarrollo histórico, pues en este año, ante la necesidad de lograr equilibrios presupuestarios de largo plazo se sancionó la ley 15.336, que en varios aspectos, aún continúa vigente y que fuera conocida como la “Ley de la Energía Eléctrica”.

La ley 15.336, implicó una reorganización integral del sector eléctrico y su regulación en un cuerpo normativo orgánico, donde se definieron las operaciones de generación y transporte que quedaban a cargo de la jurisdicción nacional, reconociéndose a las provincias las tareas de distribución y comercialización.

Luego y por ley 17.004 se declararon bajo jurisdicción nacional todos los servicios que prestaba el Estado a través de su empresa Agua y Energía, con lo que nuevamente pasó a gerencia la empresa nacional la distribución y comercialización de energía en el interior del país, pero sin dar a ésta, posibilidad

⁹³ BASTOS, ob. cit. pág. 25.

alguna de una gestión empresaria que no fuera interferida por criterios que excedían la gestión económica del sector.

En efecto, continuaron incorporándose a las tarifas objetivos distributivos: precios subsidiados para satisfacer a determinados grupos de consumidores (fruto tanto de la intencionalidad social, como del resultado de presiones sectoriales).

Aún cuando en esta empresa como en SEGBA se adoptaron esquemas tarifarios de mayor uniformidad, no por ello se lograron precios razonables. Así analizadas las tarifas medias de Agua y Energía observan Bastos y Abdala, que su nivel no alcanzaba a cubrir los costos medios durante el período 1982/1988.⁹⁴

Recién a principios del año 1980 se transfirieron nuevamente las operaciones de subtransmisión y distribución de las plantas de generación a las Provincias, con excepción de las Provincia de La Rioja, Santiago del Estero, Tucumán, Río Negro y Formosa, que continuaron gestionadas por Agua y Energía.

En el período histórico que se analiza, para aprovechar la energía hidroeléctrica, en el año 1967 el Gobierno decidió la creación de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (HIDRONOR), la tercera empresa estatal del sector, que constituyó una corporación pública cuyo objetivo principal fue la utilización hidroeléctrica comprensiva de los recursos localizados al norte de la Patagonia (región sud de Argentina).

El Estado Nacional creó esta sociedad, en la creencia de que su constitución bajo una forma societaria la haría menos vulnerable a las injerencias de tipo político. En sus inicios fue una empresa con un buen “staff” técnico y con directorios que tenían bastante autonomía, pero en sus últimos emprendimientos, sus decisiones se politizaron de igual modo, como fueron interferidas las otras dos empresas del sector.

Al elegir un esquema histórico para explicar el sistema argentino, forzosamente se tuvo que incluir en él siguiendo la cronología, las fechas en que se crearon las

empresas públicas, las que en los casos de Agua y Energía y SEGBA, produjeron electricidad de diversas fuentes primarias, en tanto que como se señaló HIDRONOR, se constituyó para aprovechamientos hidroeléctricos.

Atento a lo expresado, no se puede dejar de reseñar que la energía nuclear tuvo también desarrollo en la República Argentina y que a tal fin se creó la Comisión Nacional de Energía Atómica en el año 1950.

Las funciones de ésta Comisión fueron la de contralor y transferencia de energía nuclear para diversos fines: pero la generación eléctrica constituyó su misión principal. La Comisión era una entidad autárquica con capacidad para actuar pública y privadamente en los órdenes científico, técnico, industrial, comercial, administrativo y financiero, con dependencia directa de la Presidencia de la Nación.⁹⁵

La fuente primaria de energía en materia de energía nuclear proviene de la explotación de depósitos de uranio, lo que se realiza en varias provincias, aunque la localización del yacimiento principal está en la localidad de San Rafael, provincia de Mendoza. La energía primaria nuclear en Argentina no presentó el desarrollo intensivo que se observa en otros países, como Francia, ya que cuenta con fuentes de energía primaria de menores costes.⁹⁶

Desde mediados del año 1976, se observó en el sector eléctrico una evolución de las inversiones no justificada por la demanda, que significaban valores medios de inversión por unidad de incremento de potencia demandada, muy por encima de los estándares internacionales

⁹⁴ BASTOS ob. cit. págs. 36/37, cita este autor el estudio de los economistas NAVAJAS y PORTO en el año 1991, sobre las prácticas tarifarias de SEGBA, que demuestra la existencia de diez criterios tarifarios distintos en el período 1958/1988.

⁹⁵ VALLS, ob. cit. págs. 71/73.

⁹⁶ Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista emitido por CAMMESA, año 1998, pág. 56, donde se detalla la composición de cada energía primaria en el total porcentual en Argentina que corrobora lo expresado, así a la fecha indicada la generación térmica, tenía un 46,6%, la hidráulica un 43,1% y la nuclear un 10,3%.

Este fenómeno se debió a la falta de revisión de los planes de inversión efectuados sobre los niveles de crecimiento de los años 60; ya que cuando se produjo la crisis económica del año 1975 los planes se encontraban en ejecución. Según lo estudiado por los analistas Manuel Angel Abdala y Carlos Bastos, entre los cambios más importantes ocurridos a la formulación del plan del año 1979, se incluían variaciones en los precios bases utilizados, diferencias de condiciones de suministro en algunos combustibles; por ejemplo, el precio más barato del gas natural y el aumento del costo del dinero en los mercados internacionales.⁹⁷

En el informe de Energía Eléctrica del año 1991, se detalla que a partir de la década de los setenta, los planes de inversión se habían calculado considerando un crecimiento de la demanda de un 11% anual, cuando el crecimiento para la década fue de un 6%. La discrepancia entre la demanda planeada y la real obligó a demoras en la ejecución de proyectos, que produjeron altos costos y pérdidas financieras por inmovilización del capital ya invertido y las desfavorables condiciones de renegociación de los contratos de construcción de plantas, por parte de las empresas estatales.

La sobrecapacidad en el caso argentino resultó gravosa para el Estado debido a la forma en que se gestaban y financiaban los proyectos; por ejemplo los de generación de energía hidroeléctrica, que contaron con financiamientos blandos de instituciones internacionales de crédito, donde en sus evaluaciones “ex ante” los números cerraban, debido a consideraciones económicas favorables a las fechas en que se tomaron; pero que en la ejecución de los contratos de largo aliento, resultaron muy onerosos por los mayores precios que hubo que pagar a los contratistas, producto de la macroeconomía argentina y su fenómeno de hiperinflación. Tales situaciones resultaron plasmadas en las experiencias concretas de obras como Atucha (atómica), Yaciretá y Piedra del Aguila

⁹⁷ BASTOS, Carlos y ABDALA, Manuel: **La Transformación del Sector Eléctrico Argentino**, Ed. Antártica S.A., Chile, 1ª. Edición 1983 págs. 20 y ss y págs. 48/49. Carlos Bastos fue el Secretario de Energía durante el proceso de privatización del sector eléctrico argentino.

(hidroeléctricas), donde los costos reales en sus fases de construcción distaron largamente de los cálculos originales.

El Estado argentino, contratista de obras como las indicadas, en tiempos de alta inflación y alta variabilidad de precios relativos, contrajo un fuerte endeudamiento, agravado por mayores costos producidos por de la extensión en los plazos de ejecución de las mismas.⁹⁸

La generación de energía en la Argentina estuvo a cargo, hasta el proceso de privatización, de unas treinta empresas, de propiedad de SEGBA y de Agua y Energía en su mayoría.

Entre los años 1980 y 1990 se produjo un proceso de diversificación de las fuentes energéticas, con un importante reemplazo de generación térmica por hidráulica y en la térmica de la derivada de los usos del petróleo o gas natural.

Gran parte de la crisis del sistema se integra en la crisis argentina global. Así, entre 1970 y 1980, el consumo de energía eléctrica creció a una tasa anual

⁹⁸ BADARACO, Ernesto et al: **Propuesta de Complementos al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino**. Bs. As. Octubre 1996. “Desde su creación, el mercado eléctrico argentino evolucionó siguiendo las tendencias regulatorias vigentes en los países europeos y Estados Unidos. Se había desarrollado muy rápidamente sobre la base de concesiones monopólicas, otorgadas a operadores con tarifas basadas en acuerdos de costo-plus, hasta que el sistema fue progresivamente estatizado entre los años 1940 y 1980. La sociedad en su conjunto, pagó la ineficiencia de la administración estatal: entre 1970 y 1990, la inversión total del sistema (G+T+D) por Kw de incremento de demanda, fue mayor a 6000 US\$/Kw, en vez de los 1500-1800 US\$/Kw que mostraban en ese momento los standards internacionales. La sobe inversión en ese período de 20 años alcanzó, sin intereses intercalares, a más de 25.000 millones de US\$ de 1990. Este monto es más de la mitad de la deuda externa acumulada en ese período. Al mismo tiempo el sistema, que estaba sobreequipado pero con muy elevada indisponibilidad por falta de mantenimiento adecuado y con múltiples proyectos iniciados en forma simultánea y extendidos en el tiempo mucho más de lo necesario, no podía atender la demanda, habiéndose llegado a cortes masivos del suministro en los años 1988 y 1989. La mayor parte de las obras de generación encaradas en el períodos de administración estatal, además de su elevado costo de ejecución, estaban ubicadas a gran distancia de la demanda, habiéndose creado una estructura de Generación y Transporte que hoy muestra problemas de estabilidad y la necesidad de contar con reservas que encarecen la energía. A pesar de contar con impuestos específicos, sólo el 4% de las inversiones en el sector eran financiadas con el ahorro corriente de las empresas del sector. Esta situación terminal en cuanto a la degradación del sector explica la profundidad y la velocidad sin precedentes del proceso de transformación posterior a 1992 y también su aceptación por la sociedad, hechos que no han tenido un evolución similar en otros países cuyos sectores de infraestructura en manos del Estado han mantenido hasta ahora standards de calidad

promedio del 8%, en tanto que en la década siguiente lo hizo a un promedio de 2,5%, a la que han de adicionarse las pérdidas por hurto, en especial en los períodos hiperinflacionarios de los años 1989/90.

El criterio de la fijación de precios implicó objetivos distributivos con precios subsidiados y con dispersiones tarifarias muy amplias e injustificadas desde el punto de vista técnico y económico, producto de políticas distribucionistas que causaron distorsiones secundarias en otros mercados y que alteraron decisiones individuales de los consumidores en forma no deseada.

Los detonantes del cambio pueden resumirse en un aspecto global macroeconómico, consistente en la decisión de gestionar un amplio y profundo proceso de privatización de amplios sectores reservados al Estado, en Argentina, hasta el año 1991.

Por la sanción de la ley 23.696 de Reforma del Estado, ese mismo año se inicia la transferencia al sector privado de empresas públicas de telecomunicaciones, aerolíneas, suministro eléctrico, gas, obras sanitarias, puertos, etc.

Una de las razones de peso para asumir este proceso privatizador, coincidió con la adoptada por el gobierno inglés de la Sra. Thatcher: la existencia de un alto endeudamiento público y la necesidad de sanear las finanzas estatales, consiguiendo activos para el pago de la deuda pública. Además de un aspecto puntual en el caso eléctrico: el detonante de la crisis energética del verano del 89, producto de una baja no prevista del caudal hídrico, con el consecuente déficit de generación hidráulica que desnudó el alto deterioro del parque térmico por falta de inversiones para hacer frente a la demanda.

I.4.-Período 1991 al 2000, el proceso privatizador: sus aspectos significativos.

Los responsables de la política energética partieron de la idea de desintegrar verticalmente al sector sin que a la fecha de la privatización, y quizás aún cuando se escriben estas líneas, haya comprobación empírica de la bondad del sistema de

y precio que, aunque inferiores a los que se daría luego de una privatización, han sido aceptables

mercado, sobre el de las economías de escala; pero existen evidencias de sus desventajas (gigantismo, burocracia, hegemonías monopólicas) que en la experiencia argentina dieron resultados adversos.

En el caso argentino, como lo señalan Bastos y Abdala, el nuevo esquema de desintegración vertical y horizontal, implicaba transferir tres empresas nacionales a tres grupos controladores con la transferencia de un poder económico de elevada incidencia política. Es ilustrativa la referencia al patrimonio neto de SEGBA que significaba casi un 3% del PBI.⁹⁹

La razón primordial para la desintegración vertical constituye, como ya se ha desarrollado, la introducción de elementos de competencia que producen la reestructuración de la industria.

Las unidades de negocios se dividieron en: generación, transporte y distribución. La generación se declaró actividad de interés general, pero sin ser servicio público, en tanto que el transporte y la distribución si se calificaron como servicios públicos; por lo que, en la primera de las actividades, existe acceso amplio si se cumplen los requisitos establecidos por la reglamentación.

Los cálculos de valuación de los activos para su venta se determinaron atendiendo : a) un marco de referencia empresarial y de la industria, b) la evolución macroeconómica y c) un esquema sobre las futuras condiciones institucionales y políticas del país.

La privatización del sector eléctrico argentino permitió la compra de una importante cantidad de deuda pública, repárese en los precios de compra de las distribuidoras que tomaron el servicio en la ciudad de Buenos Aires: EDENOR, fue comprada en casi 418 millones de dólares entre dinero en efectivo y títulos y EDESUR se adquirió en 508 millones dólares, integrados del mismo modo.

En materia de transporte de electricidad, Argentina presenta una red de alta tensión central de 500 Kv, Sistema de Transporte Eléctrico de Alta Tensión

para la población”.

⁹⁹ BASTOS y ABDALA, ob. cit. págs. 104 y ss.

(STEEAT) y varios transportadores de distribución troncal que del sistema central interconectan las regiones del país con cargas de tensión de 132 Kv. y menor de 400 Kv, sistema de transporte eléctrico de distribución troncal (STEEDT).

Este circuito de transporte se complementa con el sistema autónomo de transporte del sur patagónico, que completa la red de transporte de energía eléctrica de la República Argentina.

Las jurisdicciones del sistema federal de gobierno de la Argentina, implicaron que la organización de la privatización de la distribución eléctrica de la ciudad de Buenos Aires estuviera a cargo del Estado Nacional, en tanto que en la provincias, la organización de las privatizaciones en la distribución eléctrica, fueron llevadas a cabo por los estados provinciales mediante sus respectivas leyes, las que deben respetar el esquema general del sistema eléctrico establecido por la ley 24.065 y demás normas complementarias y reglamentarias que regulan el mercado eléctrico en Argentina.

El operador del mercado es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), organizada como una sociedad anónima, creada por decreto 1192 en julio de 1992. Esta Sociedad Anónima tiene un paquete accionario distribuido en cinco partes iguales (20% cada uno) y esta integrada por el Estado Nacional y las asociaciones que representan a los generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios del mercado eléctrico.

La organización de CAMMESA, que es operador de mercado y de sistema, se produjo sobre la base del despacho Nacional de Cargas de Agua y Energía. Son sus funciones coordinar las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan en el sistema físico antes Sistema Interconectado Nacional hoy, Sistema Argentino de Interconexión,(SADI)

Su objeto principal constituye el despacho técnico y económico del Sistema Interconectado Nacional.

Esta empresa tiene funciones de propósito público:

- a.- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- b.- Coordinar la operación centralizada del SADI para garantizar al sistema seguridad y calidad.
- c.- Administrar al mercado eléctrico mayorista, asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto de las reglamentaciones respectivas.

II. Desafíos Actuales.

II.1.- Generación.

Desde la Secretaría de Energía y Puertos, encargada del diseño de las políticas del sector, el objetivo de quienes trabajaron en la reestructuración del sistema eléctrico ha sido generar competencia. Argentina hasta Junio de 1998, hubo 56 empresas dedicadas a la generación y autogeneración de energía . En el sistema de distribución trabajaban 31 firmas, los grandes usuarios sumaban 1281 y se encontraban en concesión 8 firmas transportadoras.

En tanto que, de acuerdo a los últimos datos de ejercicio de CAMMESA, cuando se escriben esta líneas, en la memoria 1999 al comienzo del período, había 1410, agentes y 1334 contratos, y al cierre del ejercicio, Abril de 1999 había 2120 agentes y 2012 contratos.¹⁰⁰

La competencia se intensificaría, según criterio de la Secretaría, a partir del vencimiento de contratos que vinculan a distribuidores con los generadores que antes configuraban SEGBA, la cual se encargaba de la generación y distribución de energía en la ciudad de Buenos Aires y distritos de la Provincia de Buenos Aires, a producirse el año 2000. Estos cambios producirían un importante impacto, ya que los usuarios beneficiarios conformarían el 40% del mercado.

¹⁰⁰ Memoria y Balance General CAMMESA 1999, pág 39.

Fernando Ponasso, Presidente de EDENOR, una de las distribuidoras que proveen de energía a la ciudad de Buenos Aires, estima que al vencer los contratos de energía que tienen las distribuidoras de Buenos Aires con los generadores instalados en la ciudad de Buenos Aires, ex SEGBA, la tarifa va a ser reducida para los clientes aproximadamente en un 15%.

Esta reducción del precio de la energía a nivel mayorista, surge como consecuencia de la competencia que produce la pérdida de exclusividad en las ventas del 50% por contratos entre las distribuidoras que provén de electricidad a Buenos Aires –EDENOR y EDESUR– y ex centrales de SEGBA (Puerto y Costanera), obligadas proveedoras como consecuencia de los contratos antes indicados, con un precio fijo de 40 dólares el megavatio. La reducción resulta relativa al precio en el mercado eléctrico mayorista a Junio de 1998, que estaba posicionado en aproximadamente 22 pesos argentinos o dólares.¹⁰¹

En el ejercicio 1998/ 1999, el precio monómico del mercado spot del último período fue \$ 24,7 /MWh.¹⁰²

En precios y tarifas, se ha producido una reducción entre los años 1992 y 1995 en términos reales, de entre un 8 y un 14%, la tarifa residencial en términos promedios está en un 20% menos de cuando empezó el proceso de privatización en Argentina.

En la actualidad los precios son menores a los de Japón, Reino Unido, España, Australia, Estados Unidos y Noruega, en tanto resultan aún más reducidos los precios en Canadá y Sudáfrica. La declinación del precio mayorista, cuyo coste del kW/h, al momento de la privatización, era de 50.000 dólares, a principios de la transformación del sector bajó a 40.000 dólares y en la actualidad se encuentra apenas arriba de 20.000 dólares.

Este fenómeno ha impactado en los números de todos los agentes del mercado, en especial los de los generadores.

¹⁰¹ Conf. Revista Mercado Eléctrico Junio 1998.

¹⁰² Informe CAMMESA ob. cit. pág. 35.

Respecto a la generación se han producido dos tipos de adquisiciones de plantas: a) generadores que compraron activos del Estado Nacional y que han desarrollado proyectos totalmente nuevos.

Quienes compraron activos evaluaron el precio de la electricidad en un valor superior al valor posterior que determinó el funcionamiento del mercado. Por otra parte, en el caso de los activos comprados a la Ex SEGBA, por quienes adquirieron las plantas Central Costanera y Puerto son sus contratos a plazo con vencimiento en el año 2000 con las distribuidoras –EDENOR y EDESUR– les ha permitido una importante rentabilidad. Esto sucedió así por tener contratos a término por un precio superior al del mercado spot, que hicieron posibles importantes inversiones.

Así, Central Puerto ha invertido 240.000.000 de dólares en una planta equipada con un ciclo combinado de cerca de 800 megavatios para su central Nuevo Puerto. A su vez, Central Costanera está construyendo una nueva planta de 850 megavatios de potencia bruta, compuesta de dos turbinas a gas y una de vapor, con miras a configurar un perfil exportador argentino en materia de energía. Este generador ha suscrito con la empresa Cien de Brasil la exportación de potencia y energía para las Centrales brasileras de Gerasul y Furnas; con un compromiso de aprovisionamiento de 500 megavatios a 20 años y otros 500 a cinco años con opción de renovación por los 15 restantes.

Estos datos indican que la demanda crece, que el mercado ampliado es una realidad y que Argentina crece en un perfil exportador, con la meta de generar exportaciones en el sector por un valor de 3.000.000.000 de dólares.

Estos datos se corroboran con otras contrataciones. Se están llevando a cabo importantes inversiones en electroductos que vinculan Argentina con Brasil y se encuentra en ejecución el electroducto que conecta a la Argentina y Chile en la región Norte (Proyecto Atacama).¹⁰³

¹⁰³ VII° Seminario del CACIER, reportaje a Esther FANDIÑO, Directora del Ente Nacional de Regulación de Energía (E.N.R.E.). Revista Mercado Eléctrico, Diciembre 1999. *El Futuro de la*

El problema de los generadores en Argentina es la caída del precio del producto. En este tema causa preocupación la falta de contratos a plazo, con varios años de duración, que permitan la amortización de las inversiones realizadas. De allí que de parte de las generadoras se realicen observaciones al diseño de mercado, con el objetivo de poder gestionar contratos a plazo de 12 ó 14 años. Ernesto Badaracco, presidente de la Asociación que nuclea a los generadores (AGEERA), ilustra sobre estos riesgos con el caso de Brasil y su privatización, donde se han diseñados contratos a término con quince años de duración. Con contratos de estas características, asegura, es factible conseguir fondos al 6% de interés anual, ya que existe previsibilidad y estabilidad en la actividad del generador.¹⁰⁴

Una cuestión que beneficia a la Argentina es la diversidad de fuentes de que dispone para la generación de energía: la distribución de la producción a Enero de 1998 indica la siguiente participación de las fuentes: hidráulica de un 54%, térmica de un 33% y nuclear de un 13%, lo que permite mayor estabilidad en los precios de generación.

Los problemas que se avizoran en un futuro próximo, están vinculados con la posibilidad de una sobreoferta eléctrica, circunstancia que no aparece a la fecha muy definida o determinada, quizás por los contratos de exportación que se están realizando y los que se espera se concretarán.

Otra cuestión es la de prever aumentos de precios en la electricidad, para amortizar la nueva capacidad física, lo que se estima podría producir incremento del precio en el 2005 ó 2006.

Próxima Década, es sin Duda la Integración. págs. 40/41. La autora, haciéndose cargo de las asimetrías regulatorias entre Argentina y Brasil, piensa que las barreras existentes pueden traducirse en oportunidades de negocios, que los grandes grupos que están operando en Latinoamérica, lo hacen con estrategias regionales y adquieren posiciones de fortaleza dentro de los distintos mercados, por lo que ante la dificultad que hay para enfrentar la concentración a nivel mundial de los capitales... la respuesta es que a esta concentración hay que oponerles mercados más grandes. Por eso, una respuesta a la concentración que se está dando en los sectores de energía, es que deban competir en mercados más grandes, y éstos son los mercados regionales, y que ello es plenamente viable en el sector energético mediante una estrategia que parta de una sinergia de funcionamiento de los reguladores y de los mercados.

¹⁰⁴ Conf. Revista Mercado Eléctrico. Junio 1998.

El desafío a las puertas del siglo que recién se inicia es la real interconexión que se producirá en abastecimientos energéticos en la región, novedad que impactará y generará desafíos para el mercado eléctrico argentino; pueden preverse los siguientes:

1.-Continuar con la evolución de las interconexiones eléctricas y lograr, en otros términos, una red de transporte más mallada que asegure la calidad y seguridad técnica del transporte eléctrico, de modo que permita a los transportistas ser iniciadores de obras a riesgo de demanda.¹⁰⁵

2.-Conformar un mercado de contratos con distribuidores y comercializadores, para la compra de energía eléctrica a mediano y largo plazo, con el fin de asegurar el abastecimiento interno, la calidad del servicio que cada cliente requiera y un horizonte de precios no sometidos a los vaivenes del spot, en especial que permitan a los generadores planificar las inversiones.¹⁰⁶

¹⁰⁵ El sector donde es necesario realizar ingentes esfuerzos para fortalecer el diseño del mercado eléctrico argentino es el transporte. En el diseño originario, y que se mantiene las señales para la expansión mallamiento y ampliación de las redes de transporte, han sido puestas en cabeza de los distribuidores, quienes son penalizados por la energía que no suministren a sus consumidores cautivos. En este tema, en la actualidad hay propuestas, o bien, de intensificar y mejorar las calidad de los incentivos a fin de que la optimización de redes surja de mecanismos de mercado, o de recurrir a la utilización de recursos disponibles, en fondos específicos del sector eléctrico, modificando el uso previsto de dichos fondos y el principio básico del modelo cual es que las señales de precio del Mercado Electrico Argentino (MEM) sean las que justifiquen las inversiones. Nos inclinamos por la tesis de mercado, es decir, la adecuación de penalidades por el costo de energía no suministrada, compartiendo las expresiones de Luis Bértoli, Revista Mercado Eléctrico, Octubre-Noviembre 1999, pág. 21, cuando aseguraba que para que recuperar el incentivo en la inversión de transporte, hacen falta señales claras de calidad e intensidad del control que haga que las normas de calidad se cumplan. Es obvio que no toda inversión, atinente a la expansión a las redes de transporte, es recuperable a través de los costos del mercado, lo que fue previsto en la ley del marco regulatorio del Sistema Eléctrico Argentino N° 24065 al crear el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, integrado por una suma de 2,4 dolares/MWh; en donde el 40% es afectado a un fondo especial de desarrollo eléctrico del interior, que las provincias argentinas utilizan para desarrollar obras fundamentalmente en la población rural dispersa, y en un 60% que constituye el Fondo de Compensación Tarifaria, destinado a la transparencia del mercado, vía eliminación de subsidios directos en la construcción de obras que permitan su eliminación.

¹⁰⁶ BADARACO, et al..., ob. cit. págs. En este trabajo, se destacan o pretenden analizarse los problemas que enfrentan tanto generadores, distribuidores como clientes, ante el hecho evidente de que el mercado eléctrico argentino no pudo conformar, hasta el momento, un mercado a término a largo plazo, en el mercado de generación, con los consecuentes efectos de que al momento funciona un mercado spot de corto plazo, con precios spot, y en el cual los niveles de

3.-Desregular el sector y flexibilizar las reglamentaciones vigentes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es decir, permitir que los precios se formen libremente en el MEM y con condiciones de mercado.

4.- Al reducirse la contratación que vinculaba a las centrales Puerto y Costanera hasta el año 2000 con EDENOR Y EDESUR, esta reducción redujo las contrataciones bilaterales del mercado eléctrico argentino, pues culminó las contrataciones hasta un 50% entre dichas centrales y distribuidoras; lo que significa aproximadamente un 20% del consumo total de la demanda. La preocupación, en especial de los generadores en Argentina la produce que la mayoría de las contrataciones se efectúan en el mercado spot, debido a que como se desarrollará mas adelante, la existencia de un mercado estacional que permite a los distribuidores transferir a los usuarios cautivos precios trimestrales de la energía que no surge de las reglas de la libre oferta y demanda.

En un adelanto de la composición del mercado argentino, podemos distinguir en él tres subsistemas o submercados: a) Un mercado de contratación spot, de operaciones instantáneas, b) Un mercado de precios estacionales¹⁰⁷, que vincula a

precios de generación se han visto reducidos de modo más rapido a los previsto por el gobierno y por los inversores privados. El hecho de que el diseño de mercados, en su funcionamiento real, surga de precios determinados en el spot, puede provocar a largo plazo problemas de restricciones de oferta ante la imposibilidad de lograr inversiones razonables en generación, mediante precios spot, dado que los activos requeridos para la producción, tienen un elevado costo, con capitales intensivos, larga vida útil y necesidad, ante la imposibilidad de almacenamiento de la energía, de tener previsionado un exceso permanente de capacidad. En el diseño actual del mercado argentino, los costos financieros, al no existir un sistema que permita compartir o difundir el riesgo de las amortizaciones en inversión con contratos bilatelares que se estiman de una duración de entre seis a ocho años, importan un sobre costo del dinero que el mercado financiero oferta para este tipo de inversión.

¹⁰⁷ El Fondo de Estabilización creado por la Res. de la Secretaría N° 61/92 y administrado por CAMESSA, ha sido instituído para los fines previstos en el art. 36 de la Ley 24065. Mediante dichos fondos los distribuidores de energía eléctrica abonan a los generadores por la energía que adquieren, una tarifa uniforme, estabilizada cada 90 días con el siguiente procedimiento: “las diferencias entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores (es decir productores), producto de transacciones realizadas a precio spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado Fondo de Estabilización . en éste fondo se depositarán los montos que se produzcan en aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los de mercado spot. A su

los generadores con los distribuidores, de modo que los precios de dicho mercado se forman “ex ante”, es decir, con una antelación de tres meses a las ventas reales de electricidad de los distribuidores a sus clientes. La normativa autoriza a que los precios estacionales de este submercado trasladen a la tarifa de los usuarios cautivos –pass through- por los distribuidores. La idea al momento de la formación del mercado era evitar de este modo las oscilaciones de precios del mercado spot y mantener una estabilidad tarifaria, en las tarifas de los consumidores finales.

En un mercado como el argentino, que hasta la fecha no tiene restricciones de producción de electricidad, el mantenimiento de este submercado impide la gestión de contratos a término, ya que éste mecanismo regulatorio que pudo, en los inicios de la formación del mercado, tener su razón de ser; hoy distorsiona las reglas de un mercado donde las empresas, en virtud de la autonomía empresarial, deben ser hábiles o capaces de asumir los riesgos que genera su gestión empresarial. Dicha asunción de riesgos empresarios se logra mediante la formación de contratos que permitan a las partes cumplir una de las reglas esenciales de la empresa en mercados competitivos, tratar de lograr los mayores incentivos económicos y buscar las herramientas que permitan la disminución del riesgo empresarial, sea mediante las técnicas de compartir o dispersar dicho riesgo. Se advierte que, si los precios auditados que surgen de éste pseudo “clearing” entre productores y consumidores del mercado eléctrico, los que compensan cuentas de ganancias y pérdidas en forma trimestral, con el reaseguro de fondos gestionados por la Secretaría de Energía, en el caso que las pérdidas entre los precios previsionados o auditados resultaren inferiores a los del

vez, a aquellos meses en los cuales los resultados den a la inversa, éste fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores. Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pago. De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el fondo no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el organismo encargado de despacho gestionará ante la Secretaría de Energía Eléctrica la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable, y sin interés, utilizando recursos del Fondo Unificado.

mercado spot, ello implica la pervivencia de un mecanismo pernicioso para la formación de contratos a término en el mercado eléctrico argentino.

La situación que señalamos crea preocupación a los inversores en generación, pues el dato de que el mercado tenga su demanda comercializada de manera spot en un 60% para el año 2000, puede impedir la recuperación de costes vía contratos a término.

Los ingenieros Beruto y Mejía Aravena, en un artículo publicado en Junio de 1998, destacan distorsiones para la formación del precio spot que, en su opinión, contienen los procedimientos que regulan el Mercado Eléctrico.

Estos autores analizan la distorsión que produce una baja artificial del precio spot, en la generación forzada, ya que se permite la existencia de plantas generadoras que en el período de generación de energía no fijan el precio spot, y de este modo forman un nicho de mercado artificial amparado por la reglamentación. Como consecuencia, reducen artificialmente los precios, y ésta reducción provocará la atribución de subsidios en las exportaciones, debido a los precios locales artificialmente bajos. Los autores citados proponen la desregulación del mercado, en otras palabras, eliminar la regulación del mercado por contratos a plazo para permitir su optimización.¹⁰⁸

II.2.- Análisis de la situación del mercado eléctrico.

El autor, quien ha sido uno de los ideólogos de la reforma del sistema eléctrico argentino, en este artículo, señala cuestiones pendientes a considerar en el diseño actual del sistema eléctrico argentino, entre ellas, la factibilidad y concreción de la central eléctrica YACIRETÁ, el análisis de las posibilidades de financiamiento de las obras pendientes del sector nuclear, impuestos a combustibles, el precio

¹⁰⁸ BERUTO Miguel y MEJÍA ARAVENA Rigoberto, Exposición Internacional del Mercado Eléctrico: *Producción e Intercambio Regional. Visión del MEM*, Revista Mercado Eléctrico N° 32, Agosto de 1998, págs. 31/35.

del petróleo¹⁰⁹, mercado interno, concentración del mercado del gas¹¹⁰, Brasil¹¹¹, Mercosur y cuestiones regulatorias.¹¹²

¹⁰⁹ BASTOS, Carlos Manuel: Análisis de Situación del Mercado Eléctrico. Revista Mercado Eléctrico, Diciembre 1999, pág. 47. En este tema, hay que señalar que en el año 1999 el precio del petróleo ha ido en alza, lo que puede significar que los precios de los combustibles líquidos y derivados en el mercado interno sean altos en comparación con los de años pasados.

¹¹⁰ BASTOS, ob. cit., pág. 47. En Argentina, el mercado del gas se encuentra fuertemente concentrado y es necesario, y de esperar, que el gobierno tome algunas acciones conducentes a su apertura... Una de las ideas a explorar es la creación de un mercado secundario de capacidad de transporte y de gas a nivel de los principales puntos de la red de gasoductos.

¹¹¹ BADARACO, et al, ob. cit. II-15 **Intercambio de Energía Eléctrica en el Ámbito del Mercosur**. El Mercado Eléctrico Brasileño, pág. 41, Brasil tiene instalado unos 55.000 Mw de los cuales aproximadamente 50.000 son hidro y 5.000 térmicos. La demanda máxima es cercana a 40.000 Mw. Si bien, algunos embalses son plurianuales, existen ciclos de hidrología marcados que requieren un fuerte sobreequipamiento para asegurar un mínimo de desabastecimiento. Incluso en años con hidrología media se vierte agua (30.000 GBWH) en año seco los criterios de planificación aceptan hasta 5% de desabastecimiento de la demanda, situación que evoluciona año a año, en función del crecimiento de la oferta y la demanda. Debido a la paralización de las inversiones de las empresas hidroeléctricas asociadas al déficit presupuestario estatal, Brasil se podría encontrar cerca de situaciones de corte de energía durante los próximos años. Es probable que por ello no se dificulte ninguna tratativa para establecer una interconexión rápidamente... No obstante la situación es compleja en dicho mercado, pues existe resistencia a la privatización dentro de las empresas estatales y no es fácil conseguir información histórica en un mercado tan amplio y con tres sistemas casi independientes. BASTOS, en la cita precedente señala la necesidad de profundizar en el Mercosur, y diría fundamentalmente con Brasil, el acurdo de cuestiones que hacen al equilibrio macroeconómico, entre ellas, compromisos que hacen al esquema cambiario y al equilibrio fiscal. Es muy difícil, dice este autor, lograr una integración plena con Brasil, en la medida que éste se reserva la posibilidad de cambiar unilateralmente aspectos centrales de ésta política... Las condiciones para lograr un mercado competitivo comunitario deben cumplir tres reglas esenciales: a) multiplicidad de productores y demandantes, b) Inexistencia de barreras de entrada y salida del mercado, c) transparencia de la información que como vimos en el comentario precedente del mercado brasileño, es de difícil adquisición. Debe señalarse también, que el mantenimiento por Brasil de Electrobras y Petrobras como empresas estatales encargadas del transporte de gas, como de electricidad, las que pueden comprar y vender energía, no va a permitir el logro del funcionamiento de un mercado competitivo regional, y a través de la imposición de barreras de entrada, se van a quedar con la renta del sistema. De otra parte, es importante significar que el esquema de funcionamiento del mercado eléctrico brasileño, previsional contratos bilaterales a largo plazo entre productores y consumidores que permiten compartir o dispersar los riesgos de la volatilidad de precios del mercado spot, cuestión esta que, como observamos en el mercado argentino, es una de las materias de mayor significación en lo atinente a su reestructuración y reforma.

¹¹² BASTOS, ob. cit., págs. 44/48. Los análisis y consecuencias de la central YACIRETÁ, implican analizar y poder precisar los costos que el Estado argentino, integrante del Ente bilateral, deberá afrontar para que la obra resulte viable, es decir, la solución satisfactoria de los reclamos presentados por la contratista, y el desarrollo de las obras complementarias que permitan alcanzar el nivel del agua hasta la cota 83, que torna viable al proyecto hidroeléctrico. En igual sentido en la conferencia debate del Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y

También es motivo de preocupación el futuro de las centrales nucleares en la Argentina, que implicó unas Jornadas de Reflexión del Instituto Argentino de Energía General Mosconi, en donde concretamente se discutió el rol de las centrales nucleares en la ecuación energética argentina, visto por los sectores privados, coincidiendo que difícilmente los mismos, puedan interesarse en la próxima década en estos tipos de generación, dado sus altos costes medios frente a otras opciones tecnológicas, seguros de responsabilidad civil para casos de accidente nuclear, fondo para gestión de residuos y desmantelamiento de centrales nucleares.¹¹³

II.3.- El transporte.

La privatización del sistema de transporte de energía eléctrica de alta tensión, fue llevada a cabo por el gobierno argentino mediante procedimientos de concurso público internacional.

Los concursos públicos tuvieron por objeto la transferencia y otorgamiento en concesión de los servicios de transporte eléctrico integrados por las líneas y subestaciones de 500 KW del Sistema Integrado Nacional, hoy Sistema Argentino de Interconexión, de las líneas que pertenecieron a las empresas públicas HIDRONOR, Agua y Energía Y SEGBA. El sistema principal de alto voltaje es operado por una empresa privada TRANSENER S.A.

En el diseño de la privatización se proyectó la concesión del transporte de alta tensión con la siguiente distinción:

Electricista e Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, Revista Proyecto Energético, se ha discutido este tema, en especial, analizando los reclamos del contrato por las obras civiles, y la necesidad de lograr un acuerdo satisfactorio en términos económicos a una obra que en la actualidad aporta más del 20% de la energía que consume el país. págs. 12/14.

¹¹³ Revista Proyecto Energético, *Jornadas de Reflexión: El futuro de las Centrales Nucleares en la Argentina*, Noviembre 1999, págs. 8/11. La Lic. HASON, Graciela, en relación a la privatización de centrales nucleares en curso de construcción expresó que, en principio, no hay beneficios de implícitos que puedan surgir de la misma; en tanto que el Ing. ORSI, Vittorio opinó que con relación al programa nuclear argentino, que deben mantenerse en operaciones las centrales Atucha I y Embalse, aumentando sus niveles de seguridad y que la operación de estas centrales deben continuar en manos del Estado.

a) Sistema de Transporte de Alta Tensión, que desarrolla TRANSENER S.A, el que es definido como el conjunto de instalaciones de transmisión de tensión igual o superior a 220 kW, con equipamientos de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto el existente como el necesario por ampliaciones futuras.

b) Sistema de Transporte por Distribución Troncal, definido como el conjunto de instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a 132Kw y menor de 400Kw, destinadas a vincular en una misma región eléctrica a los generadores, distribuidores y usuarios entre sí.

Para ejecutar estas privatizaciones se definieron nueve regiones eléctricas en todo el ámbito territorial argentino. Ellas son: Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires, Centro, Cuyo, Noroeste Argentino, Noreste Argentino, Comahue y Patagonia Sur; la concesión de servicio público de transporte se otorga de acuerdo con éstas regiones transportadoras regionales.

En materia de transporte de energía se previó también la figura del transportista independiente, quien no es concesionario de una red de transporte, pero resulta operador y propietario de instalaciones de transporte de energía eléctrica, bajo las condiciones establecidas. Se trata de una licencia técnica otorgada por un concesionario de transporte quien pone a disposición sus instalaciones sin adquirir por ello el carácter de agente del mercado mayorista.

La razón de ser del transportista independiente se conecta con la prohibición al concesionario de transporte de comprar o vender energía por sí o por algún miembro mayoritario de la sociedad concesionaria en el marco regulatorio eléctrico (Ley 24.065). A “contrario sensu” tampoco por la desintegración vertical los productores y/ o distribuidores pueden participar del negocio del transporte al ser sus usuarios. De allí que los usuarios de transporte que necesiten ampliaciones de la capacidad del sistema deben contratarlas, o con el concesionario de transporte o con un transportista independiente, mediante la

ejecución de un contrato de operación y mantenimiento de red (contrato COM), con la supervisión del concesionario de transporte del área.

Las premisas básicas a tener en cuenta en esta actividad son:

- 1.-Libertad de acceso al transporte, en la medida en que exista capacidad en el sistema de transporte, para todos sus usuarios: generadores, distribuidores, grandes usuarios.
- 2.-Prohibición de comprar o vender energía.
- 3.-Derechos exclusivo para la operación de los activos de transmisión existentes.
- 4.-Competencia periódica por los derechos de concesión.
- 5.-Regulación por incentivos sobre los precios y calidad.¹¹⁴

Las cuestiones vinculadas a la ampliación de la red, sus incentivos económicos ha generado controversias en el sistema argentino.¹¹⁵

¹¹⁴ ABDALA, Manuel Angel y CHAMBOULEYRON, Andrés: *Opciones de regulación para mecanismos centralizados de inversión privada en transmisión eléctrica*.

¹¹⁵ En principio, el diseño del sistema eléctrico ha responsabilizado o puesto los incentivos para la expansión y ampliación de la red de transporte en cabeza de los distribuidores. Los incentivos no han sido suficientes para lograr hacer más mallada la red; al respecto existen varias opiniones desarrolladas en diversas revistas especializadas, así, CEBREIRO, Mario: Revista Proyecto Energético, Noviembre 1999, págs. 23/25: *La expansión del Transporte, un Problema a Resolver...*, señala que la red de transporte argentina, de diseño casi radial; el crecimiento de la demanda que ha hecho que se incremente el uso de la red expandiéndose solo en aquellos casos que de otra manera resultaba posible el abastecimiento normal, ha hecho que la confiabilidad del sistema se encuentre degradada, y que la inversión en la red deban ser dirigidas a su mejora. En su análisis de porqué no se ha expandido la red, señala, entre otras situaciones, la debilidad de algunas señales de diseño, falta de estudios que unifiquen las diferentes señales y necesidades –que reciben y tienen– diferentes actores. La incongruencia entre señales y beneficiarios y el posible free-riding, producto del acceso abierto gratuito... La responsabilidad por la calidad ha quedado centrada en el análisis que efectúan distribuidores, grandes usuarios y transportistas en función de la energía no suministrada... Las expansiones necesarias se realizarán si se asignan claramente los derechos que permitan recolectar los beneficios de las inversiones... La Secretaría de Energía ha propuesto, en cuanto a expansiones, la apertura a la participación de inversores que no puedan no ser agentes de riesgo, el autor piensa que esta solución no se alinea con la necesidad de mejorar la seguridad y calidad, y estima que la regulación ha previsto las señales necesarias... Su evaluación en forma independiente, la incorrecta definición de beneficiarios y el free-riding que exponen a los inversores al acceso gratuito y abierto, parecen ser las cuestiones más urgentes a resolver. En el mismo orden del problema de lograr incentivos a la expansión y fiabilidad a la red de transporte, es digno de consulta el reportaje al presidente del Comité Ejecutivo del Consejo General de Energía Eléctrica, Ing. Cristian Pedro BORK: Revista Mercado Eléctrico: El CGEE impulsa fondos para obras del transporte, Diciembre 1999, págs. 32/34. Quien señala como al mayor problema actual del sistema eléctrico en Argentina, la necesidad de expandir la red, indicando que la filosofía

Los problemas, señalados desde el Gobierno, son las falencias en la calidad del servicio, aun cuando ha mejorado mucho desde la privatización, pero se enfrentan nuevos desafíos, resultante de una interconexión a nivel internacional, que obliga a tomar recaudos y previsiones que optimicen al sistema.

En la Argentina, el transporte está diseñado como un sistema radial: centralizado, muy extendido y en el cual el incremento de la demanda interna ha generado una crisis que puede agudizarse más a partir de exportaciones.

En los últimos meses de 1998, se debatió entre los transportadores, la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), en el que existió la impresión de que la política seguida en el sentido de restringir los precios del transporte, provocaría una falta de incentivos en los transportistas. En mi opinión, la autoridades han restringido la rentabilidad del transporte por entender que los precios estimados, reconocidos al momento de la privatización, produjeron una importante rentabilidad a las empresas.

La disminución en la retribución del transporte provocará desincentivación en el sector. Si se analiza el caso concreto de TRANSENER, que tenía reconocido un ejercicio anual de canon de transporte por valor de 52000.000 de dólares anuales, el que se ha reducido a aproximadamente 36.000.000 de dólares, esto indica la importancia de la reducción sufrida.

Es necesario generar incentivos de mercado en este sector para realizar nuevas inversiones. Beruto y Mejía Aravena proponen como puntos de reflexión la necesidad de simplificar el mecanismo de expansiones, de incorporar los derechos de transporte y de modificar el método de determinación de beneficiarios.

que animó su transformación en su criterio, complica esta cuestión, en tanto las normas regulatorias asignan a los actores del mercado el aceptar y promover las ampliaciones de transporte, lo que a su juicio no está mal que así sea, admite que el esquema resultante funciona, y es conveniente, a fin de que el Estado no incurra en sobreinversiones aunque ahora resulta insuficiente, indicando que todavía existen regiones, como la centrosudpatagónica, que no estaba integrada al momento de la transformación y que funciona como un mercado local.

Lo propuesto apunta a transformar y simplificar el mecanismo de transporte del SADI, de manera de permitir que existan inversiones en las redes de transporte por acuerdo de partes para obtener una mejor calidad de servicio al cliente. Para que esto ocurra conviene eliminar el concepto “free rider”, es decir, que el cliente debe pagar todos los costos (costos de inversión, operación y mantenimiento) a diferencia de la reglamentación actual que obliga a pagar sólo los costos de operación y mantenimiento, por que esto implica establecer un subsidio cruzado, es decir, una inequidad. Por último, se hace necesario permitir al transportista ser iniciador de obras a riesgo, lo que implica transferir la responsabilidad de pronosticar las demandas de transporte regional que involucran la red argentina, con la posibilidad de ser iniciador de nuevas inversiones a riesgo de demanda o venta de los derechos negociables de transporte.¹¹⁶

Las opiniones al momento de escribir estas páginas son encontradas: por una parte el ex Subsecretario de Energía Luis Sbértoli sostenía en un artículo titulado “Tiempo de balances”, sobre el “slogan” de la falta de transporte, interrogándose sobre como se dan cuenta de que falta transporte. Reconoce situaciones puntuales; es evidente que el transporte siempre hace falta, pero hace más falta ahora el transporte de gas. Asegura que para recuperar el incentivo de inversión en transporte, hay que dar señales de calidad y una intensidad de control que haga que las normas de calidad se cumplan.¹¹⁷

En cambio, en la opinión de uno de los directores del Ente Nacional Regulador de Electricidad, el sistema tiene dificultades como resultado de una responsabilidad difusa en la toma de decisiones para la expansión de la capacidad, lo que implica que hay lugares que están de alguna manera bajo riesgo de desabastecimiento. Señala que hay situaciones en las que se trabaja fuera de banda de tensión, con fuerte generación forzada, incluso con cortes de carga, sin

¹¹⁶ BERUTO, ob. cit. pág. 35.

¹¹⁷ SBÉRTOLI, Luis: *Tiempos de Balances*. Revista Mercado Eléctrico pág. 21, Octubre-
Noviembre de 1999.

reservas suficientes ante fallas simples, lo que evidencia que las decisiones de expansión no están funcionando en tiempo y forma.

Las propuestas para la resolución del problema, se orientan en dos líneas: a) la promoción de comités regionales de transporte para resolución de los problemas concretos de las diversas áreas eléctrica y b) la determinación de las responsabilidades de los distribuidores en cuanto a mantener niveles de reserva de la red del área de distribución. En definitiva se busca encontrar soluciones e inversión óptimas, sin relevar a las distribuidoras locales de su responsabilidad por la expansión y mantenimiento de reservas adecuadas en su red, para lo que son remuneradas por los ingresos que perciben por tarifas.¹¹⁸

II.4.- Las distribuidoras.

El problema de la distribución de la energía eléctrica en la Argentina hay que vincularlo con la organización política del país como Estado Federal. Por ello las distribuidoras, con excepción de la ciudad de Buenos Aires y parte de la provincia de Buenos Aires, fueron concesionadas por las provincias argentinas, por cuanto el art. 121 de la Constitución Argentina establece que es materia reservada al derecho público local de acuerdo con la competencia para regular los servicios públicos de distribución.

Varias provincias han privatizado estos servicios siguiendo de manera general lineamientos de la ley 24.065, de inexorable aplicación, ya que regula importantes segmentos del sistema eléctrico, tales como el transporte en alta y media tensión con la lógica incidencia del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), como la generación eléctrica, la regulación del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino (MEM) y a su operador CAMMESA.

En materia de distribución los requerimientos de la transformación resultaron de fuerte exigencia de inversiones: se hizo indispensable equipar nuevamente el sistema eléctrico de media y baja tensión que operan las distribuidoras; las

nuevas normas de regulación en materia de calidad de servicio técnico y comercial, con rigurosas pautas de implementación progresiva, impusieron, asimismo, importantes inversiones.

Cuando funcionaban las empresas públicas estuvo instalada en la Argentina una vasta cultura del fraude y hurto eléctrico, con altos valores porcentuales, como los que enfrentaron EDENOR y EDESUR o EDET, la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán, que oscilaban entre el 23% al 26 %.

En EDESUR desde 1992 hasta el año 1998 bajaron estas pérdidas a un 8,5%, lo que se logró, tanto en esta empresa como en las otras, por medio de importantes inversiones previas en las redes que presentaban importantes deterioros. En el caso de EDESUR de inicio invirtió en esta área 100.000.000 de dólares.¹¹⁹

En el caso de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán (EDET), las pérdidas por fraude fueron al inicio de más del 26%, habiéndose reducido a la fecha al 11%, también por inversiones importantes en el mejoramiento de redes, con una inversión aproximada a diciembre de 1998 de 75.000.000 de dólares, hubo de asumir el trabajo de regularizar eléctricamente a sectores de bajos recursos, con análisis de la realidad socioeconómica del sector, por ejemplo el pago mensual de la energía provista que permite resguardar una mejor previsión de pago en estos sectores.

II.5.- El mercado minorista.

El decreto 186/95 del año 1995, en su artículo primero regula dos categorías en el Mercado Eléctrico Mayorista:

1.-La primera, conformada por los agentes del mercado, que son los indicados en la ley 24.065 (generadores, distribuidores y grandes usuarios).

¹¹⁸ MUGUENZA, Daniel: *La Expansión del Transporte*. Revista Mercado Eléctrico Agosto-Setiembre de 1999, págs 26/31.

¹¹⁹ Revista Mercado Eléctrico, Junio 1998, reportaje al Gerente General de EDESUR, Jaime Manzano.

2.-La segunda, de los participantes que agrega el decreto, no la ley, los que son discriminados en el artículo 5 del decreto en distintos grupos: a) empresas autorizadas para comercializar energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y desarrollo de proyectos energéticos binacionales, b) las empresas que no siendo agentes del mercado eléctrico comercialicen energía en bloque y c) las que sin ser agentes del mercado eléctrico exploten instalaciones en función de vinculación eléctrica.

Este decreto del año 1995, fue motorizado en el año 1998 por la Secretaría de Energía y por el ENRE, buscando un programa de implementación del mercado minorista en forma gradual, hasta el año 2000.

Los distribuidores en la Argentina enfrentan el desafío de la incorporación de un nuevo partícipe en el mercado eléctrico: el comercializador regulado por el decreto mencionado.

La Secretaría de Energía que impulsó el proyecto ante la resistencia de los distribuidores, realizó reuniones a fin de aunar criterios al respecto. Del análisis de las reuniones mantenidas entre funcionarios y asesores de la Secretaría de Energía con la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) realizadas los días 18 y 25 de Junio de 1998, surgió la decisión de la Secretaría de avanzar en el tema, pero también indicó que el proyecto está en estudio, y que resulta necesario, analizar con mayor detalle su implementación.

Llegado el año 2000 no se ha impulsado la actividad de comercialización de electricidad en el mercado interno, donde el desarrollo y la más promisorio actividad se encuentra en las operaciones importación y exportación.

Si bien se pueden distinguir las operaciones de comercialización, de la de propiedad de las redes, lo que no se ha decidido y se estudia es su implementación.

Los modelos de reestructuración en la industria, dieron paso al mercado minorista, producto de la presión de los usuarios por beneficiarse con los precios del mercado y la libertad de opción de proveedor. En el análisis del sistema

argentino, advierto que el mercado mayorista, tiene insito en sí la fisura de concepto, para poder distinguir al usuario libre, del usuario final, de baja tensión, cautivo del mercado minorista.

En el caso argentino, esta transición al modelo minorista demorada por la resistencia de las distribuidoras y la complejidad de los sistemas informáticos de medición de consumo que hay que implementar en el mercado minorista, no ha impedido a la Secretaría de Energía dictar la Resolución N° 322/98, que ha reducido la exigencia de consumo de 5MW a 1MW para acceder a la calidad de gran usuario, que habilita como agente del mercado, quien puede comprar directamente a generadores. Esta tensión al cambio resulta de tal intensidad que el próximo paso consiste en abrir a la competencia el mercado minorista.

III. La Necesidad de una eventual reforma de la Constitución Argentina, en relación al tema.

A partir de la ley 23696 de reforma del Estado en la Argentina se ha producido la privatización de importantes actividades prestadas hasta ese momento por el Estado. La transferencia a los particulares se realizó en dos formas:

- a) en titularidad, lo que se nominó privatización absoluta o
- b) en su gestión con reversión al Estado vencida la vigencia de la habilitación cualquiera sea el título de transferencia, concesión, licencia, autorización, lo que se denominó privatización relativa.

En la doctrina Argentina se ha producido un debate importante, fundamentalmente entre los Dres. Hector Mairal y Juan Carlos Cassagne, respecto de si el nuevo régimen que regula hoy a los otrora servicios públicos gestionados por el Estado, sigue las líneas del sistema de Concesión del Servicio Público Francés: tesis de Cassagne¹²⁰, o si estas transferencias se han regulado por el sistema de

¹²⁰ CASSAGNE, Juan Carlos: *El Servicio Público y las Técnicas Concesionales*. Revista de Derecho Administrativo, N°1 8 año 7. Ed. Depalma 1995, pág.21/43. Este autor en la página s 31/32 del trabajo citado dice: “Lo primero que se observa es que el objeto de la regulación económicas se circunscribe a actividades vinculadas a la satisfacción de necesidades, cuyo regímenes de prestación aparece regulado por el derecho público. En unos casos, las ncesidades

las "public utilities" norteamericanas, tesis de Mairal¹²¹. Sin adentrarme en la discusión doctrinaria, significo sus efectos prácticos.

En el régimen general de las "public utilities" el sistema se organiza del siguiente modo: el objetivo consiste en que la actividad de libre competencia genere mercados, donde hay competencia imperfecta o defectuosa; la corrección se produce, vía regulación pública (Ley Antimonopolios).

De no ser factible la competencia, se asigna la actividad a los particulares en exclusiva, pero con las siguientes características: obligación de la prestación a toda persona que esté en condiciones de acceso a la actividad; regulación de la contraprestación económica, reconociendo los costes de la actividad y una razonable utilidad, lo que indica la imposibilidad de determinación por las reglas de la oferta y la demanda el precio del servicio y contralor por una Agencia del cumplimiento regular de la actividad.

son de primer orden, es decir, primordiales (servicios públicos) mientras que en otras son meramente generales (actividades de interés público). En esta línea se ha abandonado la concepción global y amplia del servicio público para refugiarse en un concepto más restringido aunque de mayor precisión jurídica. Se trata de limitar el servicio público a las necesidades primordiales de los habitantes mediante prestaciones de naturaleza económica, previa declaración legislativa. La explicación de este proceso que circunscribe el servicio público a su cauce original, responde a un serie de razones. Una, que las actividades que satisfacen necesidades de interés público que no revisten carácter primordial y que admiten la posibilidad de segmentar el mercado y practicar la competencia, pueden prestarse de un modo más eficiente e nbase a un régimen predominantemente privado, sin soportar las consecuencias del régimen exorbitante que tipifica el servicio público...".

¹²¹ MAIRAL, Héctor. *La ideología del servicio público*. Revista de Derecho Administrativo. N° 14, año 5. Ed. Depalma 1993, págs 359/437. "La teoría tradicional del servicio público permite asegurar corta vida a las privatizaciones recientes, la doctrina de la titularidad estatal de los servicios públicos, allí donde el régimen jurídico no lo impide expresa o implícitamente, coloca la gestión privada en una suerte de plano inclinado que vierte finalmente hacia el Estado, tarde o temprano la prestación del servicio. Ello es inevitable si se considera la concesión de servicios públicos como ta transferencia de la gestión de una actividad administrativa al particular...insistir en la titularidad estatal de los servicios públicos, o en su carácter de actividad administrativa ,contraría la actual política legislativa de privatización...echa un manto de incertidumbre sobre los derechos de los nuevos prestadores, incertidumbre que inmejorable caldo de cultivo para eventuales irregularidades administrativas...no se puede negar que el Congreso de la nación ha dispuesto un fundamental cambio de roles para el Estado Nacional: del Estado pretador hemos pasado al Estado regulador..si la Argentina debe volver algún día a un sistema de prestación estatal de los servicios públicos que ello sea por que el legislador así lo considere...".

En caso de extinción de la habilitación, esté causada por el prestador o sea responsabilidad del vencimiento del plazo u otra causal no imputable, la actividad no revierte al Estado, sino que es nuevamente asignada a un particular.

En el sistema del servicio público francés, están establecidos fuertes poderes de dirección del Estado –titular de servicio–; tanto en la actividad prestacional, como en el régimen de afectación de bienes necesarios, potestad reglamentaria tarifaria y posibilidad mediante acto administrativo, de rescatar la actividad entregada en gestión, aún sin culpa del concesionario invocando razones de oportunidad, mérito y conveniencia.

Este debate se dirige a tener analizada en profundidad la cuestión en relación con sus consecuencias previsibles, para el caso de un eventual cambio en la política de reasignación de todos o algunos de los servicios privatizados. En caso de considerar aplicable la tesis del servicio público de base francesa, este camino habilitaría al Poder Ejecutivo para que hiciese nuevamente públicas dichas actividades sin necesidad de una ley en sentido formal.

En la parte dogmática de nuestra Constitución se ha diseñado medulosamente el principio de la libertad de empresa y la garantía de la propiedad. Estos derechos son reconocidos sin hesitación en los arts. 14 y 17 de la Constitución Nacional, que habilitan para el ejercicio de toda actividad o industria lícita y a la protección amplia del derecho de propiedad. Mas no existe una norma que exija que por ley formal se declaren públicas actividades que, hasta el momento de dicha declaración –publicatio– se encontraban en cabeza de los particulares. Si bien el requisito de reserva de ley formal, surge del art. 17 CN, que garantiza el derecho de propiedad, al punto que para que la misma se transfiera al Estado mediante el instituto expropiatorio, es necesaria ley formal que declare su utilidad pública previa al despropio, con la correspondiente previa indemnización.

Continuando la línea argumental propuesta, se ha de señalar que la locución propiedad ha sido considerada con amplitud por la Corte Suprema de Justicia de la Argentina, cuando la considera como todo valor económico que tenga la

persona fuera de su vida y honor, y esto comprende también las actividades que contienen prestaciones económicas.

No obstante la claridad del precepto constitucional del art. 17 y su interpretación por el más alto tribunal de la República, pesa de otra parte, la fuerte raigambre cultural del concepto del servicio público en su vertiente francesa, lo que sugiere la conveniencia de incorporar en una reforma futura al art. 17 de la Constitución Argentina, una cláusula similar a la prevista en el art. 128 de la Constitución Española, que exige la “publicatio” por ley formal, para el caso, de una actividad prestada por los particulares hasta el momento en que se decide su transferencia al Estado, como servicio público.

Una norma constitucional que en forma expresa estableciese la necesidad de sanción de una ley formal para declarar públicas las actividades que hasta el momento de dicha declaración eran prestadas por los particulares, enerva la doctrina de la competencia del Poder Ejecutivo, para producir la nueva declaración pública mediante decreto administrativo, eludiendo la sanción de una ley formal. Tal predicamento se corresponde por otra parte, con la garantía del art.19 de la Constitución Argentina, que permite a todo habitante hacer todo aquello que no es prohibido por las leyes.

Capítulo Quinto

Sistema eléctrico de California.

I. Antecedentes.

La Public Utilities Commission del Estado de California, en el año 1992 comenzó un análisis acerca de las posibilidades de introducir competitividad en la Industria Eléctrica, en el cual consideraba endeudamiento de las principales empresas del sector y que el precio de las tarifas de electricidad que pagaban sus consumidores era uno de los más caros de Estados Unidos. El objetivo del estudio era indagar respecto de las alternativas posibles para la implementación de un modelo de transición a la competencia y lo que presumiblemente serían los escenarios alternativos en las próximas décadas.

Es necesario indicar que la problemática de inicio no era de fácil solución dado los volúmenes de aprovisionamiento eléctrico que requiere un Estado con el potencial económico de California, que tiene un Producto Bruto Interno que asciende aproximadamente a unos 700.000 millones de dólares, con radicación de industrias de alto consumo eléctrico, por ejemplo la industria militar, y gran radicación industrial en áreas como las de Silicon Valley, y donde las empresas eléctricas sostenían que sus costes hundidos por el cambio regulatorio incidiría en una monto de 28 billones de dólares. El marco y contexto donde había que diseñar un modelo o modelos alternativos a una industria verticalmente integrada y controlada por tres grandes empresas, a las que se sumaban importantes

empresas municipales que aportan un 20 % de la curva eléctrica total¹²², produjo en quienes participaban desde los distintos sectores de la Industria, preocupación y responsabilidad en la toma de decisiones para un diseño del modelo de mercado que desde sus inicios tenía que prever cuestiones harto complejas, entre otras el crecimiento económico natural e industrial de éste Estado.

Las causas invocadas para el cambio fueron indicadas en el White Paper de la PUC (Public Utilities Commission), Agencia Reguladora de la Industria Eléctrica Californiana la que, entre sus objetivos, propiciaba la introducción de competencia en la industria, dominada por tres grandes empresas eléctricas: Pacific Gas and Electric Company (PG&E), Southern California Edison Company (SCE) y San Diego Gas & Electric Company (SDG& E).

La falta de competitividad en el sistema eléctrico californiano generaba altos precios a pagar por los consumidores, a quienes las tarifas eléctricas resultaban un 50% más cara que las vigentes en el resto del país¹²³, esto afectaba el desarrollo de la economía californiana producto de contratos con intercambios inflexibles, falta de innovación tecnológica y desplazamiento de incentivos¹²⁴

Entre las cuestiones ha considerar, debo destacar el modo y los tiempos que insumiría la transición, tanto en lo relacionado a la forma como en los plazos de transición necesarios para la desintegración de la industria, sus segmentos o unidades de negocios que generen competencia.

Las tareas de desintegrar la industria en el caso californiano, donde la propiedad de las empresas eléctricas es privada, exigía un pormenorizado análisis, tanto de

¹²² MICHAELS, Robert . *Regulation : Stranded in Sacramento* . Cato Institute Editorial, Massachusetts Avenue .N.W , Washington D.C 2001 “ Los sistema municipales sirven alrededor del 20% de la carga eléctrica , e incluyen dichos sistemas las ciudades de Los Angeles, Sacramento, riverside, Anaheim, Palo alto y numerosas pequeñas ciudades.

¹²³ TAYLOR, Jerry: *Prediction: California power deregulation will be a fisco*. NATIONAL POST ONLINE, January 19, 2001. En éste artículo, el autor indica que los costos de las tarifas en California a consumidores residenciales, eran de un promedio de 265 dólares anuales, a usuarios comerciales 1408 dolares anuales, y a usuarios industriales 23.486 dólares al año.

¹²⁴ KEENAN, Gerald, Working Paper: *California 2001 An Energy Nigthmare* Club Español de la Energía. Madrid. Febrero 2001, pag 2.

los métodos o modos de a utilizar para cuantificar los costos hundidos que sufrirían dichas empresas por el cambio regulatorio; plazo de recuperación de dichos costes, formas de financiamiento de los mismos, sectores o colectivos de usuarios existentes al momento del cambio y/o posteriores al mismo, que asumirían dichos costes, etc.

El modo de recuperar, al menos parcialmente, significativos activos no amortizados, y que no se amortizarán de acuerdo a los costes marginales de mercado, fueron calculados por las empresas como se dijo antes en aproximadamente 28 billones de dólares.

El proyecto demandó a la agencia californiana años de estudios y en 1994 fue puesto a la consideración de una audiencia pública. Su análisis motivó varios encuentros y reuniones en la que participación de todos los sectores, con el aporte de varias entidades y personas. En el año 1995 se aprobó la Orden de Reforma de la Industria Eléctrica en California , el que recibió el apoyo de la Legislatura de California, mediante la Ley de desregulación de la actividad, que fuera aprobada el 1º de Setiembre de 1996.

b). Objetivos y fundamentos de la Reforma : El principal objetivo de la reforma fue la reducción de tarifas a las que estaban sujetos los consumidores californianos, estableciéndose un sistema escalonado de reducción de un 10% de las existentes a la fecha de la Reforma para el 1º de Enero de 1998 y un 20% para Abril del 2002. Para e logro de este objetivo se creó un mercado mayorista, al que hay que adicionar los mecanismos necesarios de mercado, para que se aseguren los niveles de calidad y cobertura del suministro, como mecanismos económicos adecuados para no poner en riesgo la estructura financiera de las compañías, como se dijo.

El mercado se organizó sobre el diseño inglés mediante la creación de un “pool” y la centralización de la red bajo un operador independiente.¹²⁵

¹²⁵ DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. pág. 228 y ss. MICHAELS, Robert . *Regulation : Stranded in Sacramento* . Cato Institute Editorial, Masachusetts Avenue .N.W , Washington D.C 2001

En materia de desintegración de las industrias, las empresas eléctricas no transfirieron al operador del Sistema de Transporte (ISO) la propiedad de las redes de transmisión sino sólo su control, quien dada su actividad de coordinación y transporte en otros Estados no es controlado por la Agencia Californiana (Public Utilities Commission) sino por la agencia Federal que controla la transmisión Interestatal: Federal Energy Regulatory Commission (FERC), a quien le compete determinar las tarifas y las condiciones del servicio.¹²⁶

II.- El modelo de Reforma.

Se propusieron previamente a la estructuración del mercado dos modelos, ya corrientes a esa fecha; el modelo del “pool” centralizado al modo inglés de entonces, y otro descentralizado donde las negociaciones se desarrollaran mediante contratos bilaterales físicos. En la decisión final se adoptaron los dos modelos.

II.1.- Los agentes del mercado.

Agentes Institucionales: El mercado de California se construye con dos entidades separadas, similar al modelo español; El Power Exchange , para gestionar el mercado spot de la energía y el Independent System Operator (ISO), operador de la red de transmisión. La regulación crea también un organismo supervisor, cuya función es auditar el funcionamiento los operadores de sistema y mercado.

“En el diseño de orzanización del mercado hubo una discusión importante en froa mpreva a la aprobación de la AB 1890 en Setiembre de 19996, entre el criterio de la creación de un ermcado spot , donde el Operador genrencie la generacion y asegure las transacciones de electricidad entre los agentes, en tanto que la minoría de la Legislatura de Acalifornia se pronucunió por un mercado de contratos bilaterales.* El autor es Profesor de Economía de la Universidad el Estado de California .

¹²⁶ MICHAELS, Robert, ob. cit. La FERC con jurisdicción sobre la transmisión interestatal a su propuesta el 1 de Eenro de 1998 se decidió que todas las transacciones se proveerán en un mercado spot competitivo de hora a a hora y día a día.

II.2.- Fases del proceso de cambio.

La puesta en marcha del modelo en su primera fase creó al “pool” que habilitase al acceso directo de los operadores que lo desearan, en el podría participara todos los suministradores de energía , tanto públicos (compañías municipales), como privados, productores independientes y de otros estados, aún de Estados fronterizos como Méjico y Canadá.

Desde el comienzo del mercado considerado voluntario, la Comisión trastocó las reglas e impuso que durante el período transitorio de cinco años (Enero de 1998 a Enero 2003), por razones de interés general las tres principales industrias: Pacific Gas and Electric Company (PG&E), Southern California Edison Company (SCE) y San Diego Gas & Electric Company (SDG&E), debían integrarse al “pool” vendiendo toda la energía que produzcan.en este mercado que fue donde se liquidaron y negociaron los volúmenes, con el gran riesgo de la volatilidad de los precios por restricciones de producción , como de hecho ocurrió.

III.- La crisis del Modelo.

Sus causas:

Numerosos son los factores de la crisis de California. Señalo los que estimo más significativos

a)Un mal diseño de regulación del mercado. El sistema de California fue operado mediante un mercado spot, con alto riesgo de volatilidad de precios, que se vio incrementado en su caso por la composición de las fuentes de energía primaria (14% hidráulica) y la gran dependencia de energía importada del sistema, consistente en un 19%..

b)Falta de incentivos para la construcción de nuevas plantas de producción eléctrica, lo que resulta un riesgo grave en un Estado de una capacidad agresiva de crecimiento económico y densamente poblado. Es por ello que ha resultado desafortunada la regulación en cuanto ha congelado los precios de las tarifas a los consumidores finales, generando lo comentado un doble riesgo: a) los

usuarios han carecido de información sobre la realidad y capacidad de sus sistema eléctrico, pues al carecer de señales sobre el costo real de la electricidad, no realizaron un uso racional de la energía, b) El crecimiento de la demanda de un 8% anual debido a la revolución digital, el uso de Internet y las compañías de tecnología de Silicon Valley en los años 1998/1999.

c) No se ha previsto incentivos para generar la construcción de nuevas plantas de producción eléctrica que permitan un parque que conforme la suficiente reserva de capacidad que era previsible producir ante datos conocidos de la macroeconomía del Estado. La creación de nuevas plantas ha tenido un factor adicional negativo, producto de la política restrictiva en materia medioambiental del Estado de California, con el agravante de largos procesos que permitan la habilitación de nuevas plantas que demoran entre 2 a 4 años.

d) Al no existir mercado de contratos a largo plazo, no resultaron financieramente viables inversiones en nuevas plantas de producción, producto de ello es que en los últimos 10 años no se han construido nuevas. El diseño del mercado, con un funcionamiento spot y sin contratos a largo plazo, más las dificultades para la habilitación que permita la construcción de nuevas plantas ha impedido la formación de capacidad de generación eléctrica desde 1990.

e) En cuanto a problemas coyunturales que incrementaron la crisis, dos años de baja capacidad hidráulica, de una energía primaria importante en la composición de su mix energético y la debilidad de abastecerse de casi un 20% de energía importada.

f) Las malas condiciones de su parque, tanto de generación donde tiene una reserva marginal del 1,5% a la fecha y de sus redes de transmisión

g) Por último, un complicado diseño de regulación de la industria, donde intervienen varias agencias que litigan entre sí, caso de la FERC, PUC y otros organismos estatales de intervención en habilitación de plantas eléctricas. Un diseño eficaz requiere de una unidad de regulación y del escenario de un período de transición de un modelo a otro mejor organizado, con costes de transición de

las empresas mas determinados, claros y con procedimientos equitativos de para su carga, pago y financiamiento.

IV. Conclusión.

La crisis de California se mantiene en su punto crítico y deberán tomarse medidas de coyuntura y de reformulación de diseño que aprovechen la experiencia de la falencia del modelo diseñado para poder asignar de modo eficaz, escenarios que permitan el desarrollo de un mercado competitivo donde los pasos de transición sean seriamente considerados y valorados, y con una autoridad regulatoria única que centralice el contralor del modelo que se adopte. A la fecha subsisten cortes e luz programados por falta de energía que afectaron a Doscientos veinticinco mil hogares.¹²⁷

¹²⁷ Diario Clarín, Buenos Aires, *Sección Información General*, pág. 44. En californiia los cortes afectaron a 225.000 hogares, el día 8 de Mayo del 2001, que fue el quinto corte pues se produjeron cortes en los días 17 y18 de Enero y 19 y 20 de Marzo, la falta de electricidad son productos de la imprevisión en la construcción de nuevas plantas y falta de mantenimiento en las existentes. Entre las plantas cerradas por reparaciones figuran cuator centrales de energía nuclear que se espera podrán habilitarse para el verano. De momento las soluciones de coyuntura se producen por la importación de electricidad , lo que informa Stephanie McCorkle, vocero del sistema independiente de energía del Estado, en cuanto se han impórtado 1200 megavatios el día 9 de Mayo para evitar u nuevo apagón...Las autoridades han exhortado a la población al máximo ahorro de electricidad usando los estrictamente necesario ..en la Asamblea de California en Sacramento se autorizó el record de 13.400 millones de dolares en bonos para comprar electricidad.

Capítulo Sexto

España.

Introducción.

Como dijera en la introducción al capítulo quinto, con el propósito de poder dejar presentado el estado de la cuestión, en referencia al tema de tesis: cual es el estudio de las contrataciones en los mercados de producción eléctrica en Argentina y España, es necesario reseñar la evolución de la industria y del sistema eléctrico en ambos países. Corresponde analizar en éste punto de nuestra exposición el desarrollo del sistema eléctrico en España.

Adelanto que la referencia al sistema español no tiene la exhaustividad de tratamiento que han dado a esta importante materia distinguidos autores españoles, ya que tal cometido excedería el marco de este trabajo, enfocaremos únicamente la conexión y evolución del sistema, para la comprensión de las transformaciones y cambios, que regulan actualmente a la industria y al sistema eléctrico en España.¹²⁸

La sintética referencia histórica, paralela a la que se hizo en relación al sistema argentino, permitirá ponderar sus clivajes, sus indicadores de cambio, como

¹²⁸ Confrontar entre otros: SALAS, J.: **El Régimen Jurídico Administrativo de La Energía Eléctrica**, GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo: **El Régimen Jurídico de la Electricidad Durante el Siglo de la Compañía Sevillana de Electricidad**, TRILLO y LOPEZ JURADO: **La Regulación del Sector Eléctrico**, ARIÑO ORTIZ y LÓPEZ DE CASTRO: **El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia**.

asimismo la crisis del sistema de regulación planificada y coactiva que tuvo España. Con la sanción de la ley 54/97, del 27 de Noviembre de 1997, por la que se restituye al sector empresario español la autonomía de gestión en la producción de energía eléctrica, el sistema alcanza nuevamente el equilibrio.

I. Etapas del sector eléctrico en España.

Se pueden señalar en la historia del sector eléctrico en España las siguientes cinco etapas:

I.1.- Período 1871 a 1924.

Escapa a los límites de este trabajo, el análisis exhaustivo de los modos de regulación por el Estado de las dos formas originarias de prestación del servicio eléctrico en sus inicios (el alumbrado público y el aprovisionamiento a los particulares, cuestión ésta en extremo compleja, producto de las múltiples regulaciones municipales, las que no fueron coincidentes). Nuestras referencias por tanto, serán puntuales, dejando de lado la maraña legislativa de la regulación municipal, parece apropiado considerar que las habilitaciones otorgadas por los municipios para aprovisionamiento de particulares, fueron producto de regulación policial de una actividad privada. Justifica esta aseveración el dato de la autonomía empresarial de los industriales en esta primera etapa, así como en materia de alumbrado público, el título de intervención pública, fue la concesión de uso del dominio público.¹²⁹

Las actividades de producción y suministro en sus orígenes, se configuraron como actividades libres, lo que se evidenciaba por la libertad de entrada de agentes, libertad de contrataciones y concertación contractual de precios. Estas actividades eran sometidas a reglamentaciones de tipo policial, las que no toman la actividad prestacional de los particulares, sólo intervienen en la misma a los efectos de regular sus derechos.

Si bien Trillo Figueroa y López Jurado parten en esta reseña histórica y pone de entrada el acento en los títulos de intervención administrativa y su carácter causal, que los distingue de la potestad tributaria, indican que esta búsqueda de títulos de intervención, constituyó la excepción a la regla del principio de libertad de industria, contenido en el decreto de las Cortes de Cádiz de 1813.

Este decreto estableció que todos los españoles, extranjeros y vecindados podrán libremente establecer las fábricas o artefactos de cualquier clase que les acomode sin permiso ni licencia alguna, con tal que se sujeten a las reglas de policía adoptadas o que se adopten para la salubridad de los mismos pueblos.¹³⁰

En el origen de la industria eléctrica, dado su componente tecnológico, por la producción de energía eléctrica en forma de corriente continua, fue imposible su transporte a larga distancia. Esta limitación produjo dos consecuencias: la industria incipiente se encontró circunscrita a la esfera municipal y los primeros consumos, se destinaron al aprovisionamiento de alumbrado público y de los particulares.

El inicio de la actividad eléctrica fue una actividad de prestación libre y su funcionamiento dio lugar al crecimiento del sector, con una estructura empresarial dominada por el capital privado.

Resulta lógico inferir que el primer título de intervención estatal –si la actividad era libre y gestionada por los particulares– fuera regulada por las reglas de policía administrativa, bajo normas de derecho privado, con la intervención administrativa necesaria, para mantener la seguridad de las instalaciones, establecer servidumbres de paso forzosas de corriente eléctrica, etc.¹³¹

La distinción entre el aprovisionamiento a particulares (que constituyó la contratación privada) y el régimen jurídico del alumbrado público se hace indispensable, pues, permite distinguir una actividad de libre empresa, de un servicio público municipal, como es el alumbrado público. Si bien en los

¹²⁹ ARIÑO, ob. cit. págs. 64/67.

¹³⁰ TRILLO, ob. cit. págs. 39/40.

orígenes de la industria en España –1871 ó 1878–, el concepto de servicio público no estaba configurado, ni siquiera en el país que lo prohijó- Francia-, por lo que se recurrió a la técnica de intervención disponible: la concesión de uso del dominio público.¹³²

La concesión de uso del dominio público no careció de fundamento lógico jurídico, debido a la necesidad de la utilización de las vías públicas para el tendido de los cables que suministran la electricidad.

Esta historicidad del proceso, como ocurre siempre, no genera conceptos absolutos o puros sino, al contrario, los conceptos que se constituyen presentan una rica variedad, conforme lo expresó Leguina Villa, cuando señaló que concurrían varias técnicas en la fórmula concesional primitiva, tales como: la autorización industrial, el beneficio de la expropiación forzosa de terrenos privados y una licencia de uso del dominio público necesario para la instalación, todas encapsuladas en la primitiva fórmula de la “concesión” para la instalación de líneas de transporte eléctrico.

Como no existió en los inicios un concepto de servicio público desarrollado, la concesión dominial fue el núcleo central del poder de intervención pública, por razón de la titularidad de la propiedad de estos bienes.¹³³

Los municipios mantuvieron en España, como en la mayoría de los países, posiciones muy relevantes en el desarrollo inicial del suministro eléctrico. En España, las competencias administrativas en este ámbito se perfeccionaron por la técnica de la autorización. En materia de títulos de intervención sobre el sector eléctrico hubo siempre una lucha de competencias entre los Ministerios de Industria y de Obras Públicas.¹³⁴

¹³¹ ARIÑO, ob. cit. pág 64.

¹³² ARIÑO, ob. cit. pág 61, donde en nota 37, cita que en el año 1871, se instala una fábrica de electricidad en Barcelona de propiedad Tomás Dalman y Narciso Xifra, en la misma cita indica que en Madrid, hubo alumbrado eléctrico de la Puerta del Sol en 1878.

¹³³ MUÑOZ MACHADO, Santiago: **Servicio Público y Mercado: El Sistema Eléctrico**. Ed. Civitas, Madrid 1998, quien cita a LEGUINA VILLA en pág.15

¹³⁴ MUÑOZ MACHADO, ob. cit. pág. 20 y ss.

El sistema así esquematizado luego hizo crisis, y sus factores de cambio fueron tanto tecnológicos, económicos como político– ideológicos.

En lo tecnológico, fue el aprovechamiento de la corriente alterna el factor que permitió el transporte de energía eléctrica a grandes distancias y a tensiones elevadas. Esta referencia tecnológica produce una expansión del ámbito competencial de regulación del sector: los municipios conectaron sus redes, y esto produjo una vasta interconexión, que atenuó los títulos de intervención municipales a su ámbito propio, el alumbrado público.¹³⁵

En la estructura de la industria el transporte en alta tensión permitió mejoras en la productividad, y aparecieron en escena las economías de escala, por la utilización de planta de producción con altos costos, esta situación concentró la estructura empresaria del sector.

El factor económico que incidió en el aspecto sustancial de la negociación de los contratos entre proveedores y consumidores, tuvo su eje vectorial en una crisis, anticipo de los tiempos actuales: una fuerte interconexión de los mercados de capitales. Así, ante la estabilidad de la economía de fines del siglo XIX, las primeras décadas del siglo XX se caracterizaron por la inestabilidad económica y la recesión: basten las referencias a la primera guerra mundial y a la crisis del año 1929.

Este dato de la economía impactó en la transformación del régimen económico interno de los contratos eléctricos, en cuanto a los precios pactados –llamados también tarifas pactadas– se giró a la tarifa unilateral, reglamentaria, establecida por el concedente: Estado, con fuertes poderes de intervención en la gestión empresaria privada y donde el aporte ideológico de la teoría del servicio público, en especial la línea doctrinal, iniciada por Duguit y continuada por Jèze, tuvo amplio predicamento.¹³⁶

¹³⁵ TRILLO, ob. cit. pág. 92.

¹³⁶ ARIÑO, ob. cit. pág. 72 y TRILLO, ob. cit. págs. 131/32.

Una comprobación empírica de lo señalado lo constituye, en España, la sanción de las leyes de subsistencia de los años 1915 y 1916.¹³⁷

I.2.- Período 1924 a 1951.

La etapa de que corresponde a la electricidad como servicio público fue un proceso progresivo, que partió de la Real Orden del 14 de Agosto de 1920 y tuvo por objeto establecer los principios de obligación de suministro por parte de las empresas y fijación de tarifas.

El 12 de Abril de 1924 se dictó el Real Decreto que produjo la declaración formal de servicio público en el sector eléctrico; se destacó en la exposición de motivos el carácter indispensable para la vida social de los suministros de energía eléctrica, agua y gas, puesto que ellos resultan indispensables para la existencia de los individuos y de las industrias; asimismo corresponde tener en cuenta que las deficiencias en el servicio pueden originar conflictos de orden público.

El modelo español del sector eléctrico de este período se caracterizó por su atipicidad, tanto en lo relativo a la noción, como en el ámbito de aplicación del servicio público, que tuvo su acta de nacimiento en el sistema eléctrico por el decreto de 1924. En la doctrina española se plantearon al respecto los siguientes interrogantes:

- a) si la declaración de servicio público, implicaba asunción de titularidad por parte del Estado.
- b) o si únicamente la declaración afectaba sólo al suministro o también a las otras fases del proceso: producción y transporte.

¹³⁷ ARIÑO, ob. cit. págs. 72/4, la primera de ellas inicia el proceso a la potestad tarifaria unilateral, en cuanto habilita al Gobierno a revisar las tarifas ferroviarias, para adaptarlas a las necesidades de la agricultura e industria nacional; la ley de 1916 es el reconocimiento de la potestad tarifaria unilateral, fundada en la naturaleza jurídica la concesión e implicó el inicio del proceso de descontractualización de la tarifa y el surgimiento del subsistema garantístico del derecho público, en cuanto aseguraba al particular el derecho al equilibrio económico financiero de la prestación.

Excede los límites del trabajo la profundización de esta apasionante discusión; por lo tanto solo baste reseñar que parece más indicado circunscribir el ámbito de la condición pública a la distribución eléctrica.¹³⁸

La declaración de servicio público del servicio eléctrico significó un cambio sustancial en la legitimación de la intervención, aún cuando dicha declaración no implicó expresa de reserva de titularidad; produjo una mayor intensidad en el control de la actividad por la administración en sus aspectos de policía de seguridad, salubridad, condiciones técnicas y económicas tales como: obligación de las prestatarias de brindar el suministro al que se lo solicite; establecimiento de tarifas, como el control de su aplicación y el control en las condiciones y calidad de la prestación.

En lo referente a la distribución, al menos, el título de intervención pública no se sustentó a partir de esta declaración, más en una mixtura de: concesión dominial, autorización industrial de policía, sino que se basó en la técnica del servicio público, con la consiguiente mayor intensidad del control.

Entre los años 1924 a 1940 la explotación de la electricidad en España, se caracterizó por una cooperación empresarial regional, similar a la ocurrida en varios países en este período, baste citar Estados Unidos o Argentina. En estos años se desarrollaron sistemas regionales –con integración vertical de producción, transporte y distribución– que constituyeron el agrupamiento de productores y distribuidores, con el objetivo del desarrollo y explotación de las redes de transporte.

Durante este período se expande concomitantemente la competencia estatal y va menguando la municipal. Los nuevos títulos de intervención implican una lucha de competencias entre Ministerios, en especial los de Obras Públicas e Industria; esto ocurre así porque por una parte, era necesaria la autorización industrial por el Ministerio de Industria, para “todas las instalaciones eléctricas, fábricas, líneas, centros de transformación de redes (Decreto de 19 de Febrero de 1934), y por

¹³⁸ TRILLO, ob. cit. pág. 125.

otra era competencia del Ministerio de Obras Públicas: la habilitación de tendidos eléctricos, la tutela del dominio público hidráulico, carreteras, caminos y otras dependencias indispensables para las instalaciones eléctricas.

El inicio de la sustitución de reglamentaciones particulares, para cada concesión –que constituyó la característica dominante de la prestación del servicio en este período– derivó hacia el establecimiento de pautas contenidas en una reglamentación general, lo que mostró avances con el dictado del decreto del 8 de setiembre de 1939. Por este decreto se impuso la exigencia de autorización previa para la instalación de todas las industrias de servicios y suministros públicos, en cualquiera de los grados de producción, transformación, transporte, depósito y distribución; estos avances culminaron en la reglamentación de la habilitación para el establecimiento de industrias dedicadas a la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica, por el decreto del 12 de Marzo de 1954.¹³⁹

Coinciden los autores –a los que he consultado en la reseña de esta temática– en señalar que en la década del 40, más concretamente en el año 1944, la capacidad de producción eléctrica fue inferior a la demanda, lo que dio lugar a restricciones y cortes de suministro.

Esta restricción eléctrica fue producto de la crisis económica que hizo eclosión en la posguerra civil, pero que fue consecuencia de la guerra, período este, en el que no se construyeron nuevas de plantas de generación, que unido al bloqueo internacional que sufrió España en esa época y a las sequías, explica este fenómeno.¹⁴⁰

La crisis impuso la necesidad de optimizar los recursos disponibles y establecer una dirección unitaria al sector, razón por la que se dictaron una serie de normas que otorgaron importantes facultades a la Administración, en el control del sistema de intercambios y cesiones de energía.

¹³⁹ MUÑOZ MACHADO, ob. cit. págs. 20/27.

Creación de UNESA

Ante la crisis de las principales empresas productoras de electricidad, éstas decidieron coordinar el conjunto del sistema eléctrico; de modo que las instalaciones de cada empresa fueron puestas al servicio del abastecimiento integral de la demanda del país, coordinando los medios de producción existentes.

Esta transformación se hizo por la propia gestión de las empresas privadas del sector.¹⁴¹

Para el funcionamiento del sistema ideado se integraron los sistemas regionales, lo que permitió optimizar el conjunto de la energía disponible. Se establecieron reglas de dirección global para asegurar la alternancia de fuentes de energía, con una planificación y gestión nacional de los recursos energéticos.

Pero a diferencia de Francia e Inglaterra, España no recurrió para este reto a la nacionalización; mantuvo el régimen privado en la producción de electricidad.

Las 17 compañías eléctricas españolas existentes crearon la Empresa de Unidad Eléctrica S.A (UNESA) en el mes de Agosto de 1944.

La gestión encomendada configuró una autorregulación del sector, lo que implicó:

1. la construcción de las interconexiones de los sistemas eléctricos regionales y de éstos con las centrales eléctricas, completando de este modo la red de transporte e interconexión, con los sistemas de distribución propios de cada empresa,
2. la organización de un despacho central que coordinase la transmisión de este sistema interconectado, que dirija la explotación conjunta del sistema eléctrico nacional, decidiendo que centrales tienen que funcionar en cada momento y los intercambios de electricidad necesarios entre zonas. Este

¹⁴⁰ ARIÑO, ob. cit. pág. 85, TRILLO, ob. cit. pág. 179 y MUÑOZ MACHADO, ob. cit. págs. 30/31.

despacho producto de una reorganización total, pasó en el año 1953 a llamarse Repartidor Central de Cargas (RECA).

El sistema eléctrico nacional no se consolidó sino hasta 1951, cuando por Decreto 12/51 del 12 de Enero se declaró expresamente que el Estado español propugna y mantiene los principios generales de defensa de la iniciativa privada y dio existencia legal a la Red General Peninsular, integrada por los sistemas eléctricos de las entidades que participaban en el sector, estableciendo tarifas tope unificadas.

A modo de síntesis de éste período –que va del año 1944 a 1955–, se puede decir que la crisis energética española obligó a desarrollar un sistema nacional de electricidad, producto de medidas de coordinación empresarial del propio sector (UNESA–RECA), y que tuvo su estructura normativa en citado decreto 12/51. Este decreto produjo la nacionalización del sistema eléctrico, a diferencia de otros países de Europa, como Francia, Inglaterra e Italia que no nacionalizaron los medios de producción.

Este ordenamiento se mantuvo varias décadas hasta que en 1972 se modificó la fórmula polinómica tarifaria.

I.3.- Período 1951 a 1984.

UNESA y su Repartidor Central de Cargas (RECA) en los años 1944 a 1980 constituyeron el centro neurálgico de todo el sistema eléctrico español. Todo el conjunto funcionó en el marco de UNESA y las decisiones de RECA, las que desarrollaron funciones públicas por encomienda de los organismos administrativos responsables y que eran vinculantes para el sector; se identificaron según los siguientes rasgos:

- 1.- Explotación unitaria del sistema.
- 2.-Gestión conjunta empresarial.

¹⁴¹ MUÑOZ, ob. cit. pág. 31, quien destaca el rol de José María ORIOL URQUIJO en la propuesta de las medidas.

El modelo de sistema de esta época, creo que resultó descrito con acierto por García de Entrerría, quien al referirse a las atribuciones de funciones de UNESA, dijo que: “las mismas significaron un verdadero régimen de autorregulación por las empresas eléctricas afectadas. Estas se plegaron a una disciplina que la administración les impuso y que, ofrecieron cumplir por sí mismas, para evitar, que en otro caso, se impusieran medidas de poder público más enérgicas, eventualmente la nacionalización del sector entero”.¹⁴²

No se puede dejar de recordar que por Real Decreto del 18 de Abril de 1980 al Repartidor Central de Cargas, Sociedad Mercantil por acciones RECA, se sustituyó por la Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico (ASELECTRICA). Por este decreto se creó la figura de un delegado del gobierno en ASELECTRICA, el que puede asistir a las reuniones y vetar los acuerdos de gestión del sistema por las empresas, e impartir instrucciones vinculantes. Comenzó de este modo la incidencia mayor de la intervención pública en la gestión de la red de transporte, lo que se intensificó luego, con la titularidad de la misma por la ley 49/84.

De ASELECTRICA dependió el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), que asume las funciones de RECA.

En cuanto a los modos de intervención del Estado en el sector eléctrico en esta etapa, ésta ha sido una discusión doctrinaria importante, que incide en la precisión de la naturaleza jurídica del sector eléctrico, en esta época –1940 a 1980–, y en la que resultan de insoslayable lectura los trabajos de Salas, Santiago Muñoz Machado y Baño y León, Trillo Figueroa y López Jurado, Villar Ezcurra, Ariño Ortiz y López de Castro entre otros, pero la estructura esquemática de esta reseña, destinada a para presentar el estado de la cuestión en relación al tema de las negociaciones del mercado eléctrico, impide su desarrollo exhaustivo.¹⁴³

¹⁴² GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo: **El Régimen Jurídico de la Electricidad** 1994, pág. 115.

¹⁴³ SALAS J: **Régimen Jurídico Administrativo de la Energía Eléctrica**, Bolonia 1977; MUÑOZ MACHADO, Santiago y BAÑO LEON, J.M: *La Intervención Administrativa en el*

De un modo muy esquemático se pueden simplificar dos posiciones sobre el tema:

a) Tesis de quienes sostienen la existencia de un ordenamiento sectorial, como modo de explicar la posición de las empresas eléctricas frente a los poderes públicos que regulan y controlan sus actividades, donde los títulos de intervención pública en el sector son distintos, entre ellos los propios de la regulación administrativa de policía- habilitaciones industriales- concesiones dominiales otorgadas por el Estado a los prestatarios sobre bienes del dominio público y el régimen de servicio público al menos en la distribución eléctrica.

Esta tesis sostiene que las compañías eléctricas deben observar normas y reglas más intensas que las del ordenamiento general, las que son de aplicación preferente.

Quienes participan de este criterio parten del decreto del año 1924 que sólo declara servicio público al suministro y siguiendo a la opinión de Salas, que dicha declaración tiene carácter instrumental encaminada a ejercer un mayor control sobre el sector.

En este sector, que enrola a Trillo, Muñoz Machado y Villar Ezcurra, entre otros, se destaca que únicamente el suministro ha sido formalmente declarado servicio público, que las demás actividades, al menos, antes de la sanción de la ley 49 de 1984, son actividades fuertemente intervenidas por el Estado.

Para Muñoz Machado, lo que hay que valorar es la existencia de un resultado que toma como punto de partida, dos formas de actuación diferentes, el servicio público y la intervención administrativa en la libertad de empresa, que, en cuanto afecta a las empresas que actúan en el sector, es prácticamente el mismo,

Sector Eléctrico: Exigencias Constitucionales y Comunitarias Frente a una Futura Reforma Legislativa. en *“Presente y Futuro del Sector Eléctrico”* Revista del Instituto de Estudios Económicos, núm 4/91; TRILLO FIGUEROA y LOPEZ JURADO ob. cit., en especial, págs. 184/86; VILLAR EZCRRURA, J.L: **Servicio Público y Técnicas de Conexión**, Madrid 1980, en especial págs. 97 y ss; ARIÑO y LÓPEZ DE CASTRO, ob. cit. págs. 96 a 122.

cualquiera sea el título- servicio público o intervención en la libertad de empresa.¹⁴⁴

b) Tesis del servicio público, sostenida en forma principal por Ariño Ortiz, quien parte de la doble legislación que reguló al sector eléctrico: 1.- la legislación específica del servicio en sí mismo, que regulara la prestación misma de la actividad, como el régimen de las empresas gestoras y 2.- La legislación industrial, que tiene unos objetivos de ordenación técnica y económica de las instalaciones industriales para llevar a cabo una actividad.

Ariño en su concepción monista del sector como servicio público, parte de la necesaria unidad de régimen jurídico de la actividad eléctrica que deriva según sus expresiones, de la unidad empresarial y técnica del proceso eléctrico. Este proceso se apoyó en una organización empresarial, que tenía una unión indisoluble y afectaba con su calificación a todo el conjunto del sistema, pues la producción y suministro estuvieron técnica y comercialmente unidos. Esta unidad empresarial, económica y técnica exigió una unidad de régimen jurídico.

Comparto la tesis de Ariño, pero no por las consideraciones que sucintamente he reseñado de su pensamiento; pues en definitiva el mismo es reducible a un concepto de organización vertical del sector eléctrico que hoy ha desaparecido por la segmentación de negocios del sector, lo que permite la coexistencia de reglas de mercado con las del servicio público, según el sector que se considere, sino por el hecho de que así demos la razón a la tesis de la organización sectorial y/ o multiplicidad de títulos de intervención en el sector, el hecho real es que el Estado español en este período reguló en forma intensa todos los segmentos de la industria eléctrica, mediante una regulación económica que excedió con creces la regulación de policía administrativa ya que si bien las empresas conservaron cierta autonomía en cuanto a la formulación tarifaria, hay que señalar que los planes Eléctricos Nacionales tuvieron contenidos planificadores intensos los que no fueron indicativos, como hubieran de haber sido de existir a esa fecha una

¹⁴⁴ MUÑOZ MACHADO, Santiago: **Servicio Público y Mercado**. págs. 73/74.

autonomía empresarial de las eléctricas, en cambio la evidencia empírica de esta “publicatio” enmascarada es claramente demostrable por los planes obligatorios que regulaban al sector.

I.4.- Período de 1984 a 1994.

El 28 de Octubre de 1982 gana las elecciones en España el Partido Socialista Obrero Español y comenzó un proceso de intensificación del rol del Estado en el sector eléctrico.

A comienzo del año 1983, se producen los contactos del Gobierno español con las empresas eléctricas que se cristalizaron en el Protocolo de acuerdo entre el Gobierno y las Compañías Eléctricas del 6 de Mayo de 1983. Advierte Ariño Ortiz, que la figura del Protocolo se utilizó como una declaración previa de intenciones entre el sector y el gobierno en aras de una reforma legislativa.

Los puntos principales del protocolo fueron:

- 1.- El Ministerio de Industria y Energía fue designado planificador de la política tarifaria, que permita rentabilidad suficiente a las empresas, garantice la remuneración de los capitales y asegure la adecuada dotación de amortizaciones.
- 2.- Se decidió la nacionalización de la Red de Alta de Tensión, con la participación mayoritaria del sector público, mediante una sociedad mixta, cuyo objetivo se estableció en asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte.
- 3.- La única nacionalización programada por el gobierno fue la de la red de alta tensión y se garantizó, digamos en contraprestación, a las empresas eléctricas su propiedad y el resto de operación del sistema.

La ley 49 de 1984, de explotación unificada del sistema eléctrico nacional, tuvo por objetivo central, superar los criterios individuales de las empresas en la explotación del sistema eléctrico, por criterios de optimización global.

Se estableció la nacionalización de la red de alta tensión, creándose una Sociedad Estatal. Se definió a la explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de las redes de alta tensión como servicio público de titularidad estatal.

La ley encomendó a REDESA la gestión de la red de alta tensión, produjo el cambio de propiedad de la red y a través de su dominio la total influencia sobre todo el sistema.

La cuestión que motivó a la doctrina española, fue determinar cuanto de intervención pública sobre el sistema del período anterior se produjo.

Es significativo destacar que Trillo y López Jurado (partícipes de la tesis del ordenamiento sectorial) al igual que Salas, se pronuncian sobre la condición de pública de todo el sector. Los dos autores citados en primer término, cuando analizan la ley 94/84, destacan sus objetivos formales y reales.

El diseño formal de la ley es la titularidad pública de la red de Alta Tensión que gestionó una sociedad de mayoría estatal -más del 50% de sus acciones, que se denominó Red Eléctrica de España, con la previsión de una delegación del gobierno en su seno (artículo 5 de la ley 49/84), cuyas funciones fueron: velar por el exacto cumplimiento de la ley con derecho a veto de las decisiones que pudiera tomar la sociedad.

El objetivo real de la ley 49/84 fue el control exhaustivo e intensivo del sector, en cualquiera de sus fases, con independencia de su calificación jurídica, al punto que debemos coincidir con Trillo Figueroa y López Jurado, que las empresas eléctricas, más que propietarias, “constituyen un singular arrendamiento de instalaciones” al sector público, con una significativa reducción de su margen de gestión empresarial.

La ley 49/84 consta de tres partes diferenciadas:

- a) Declaración de servicio público de la explotación unificada y descripción de las funciones y actividades que integran dicho servicio público.
- b) Régimen de la sociedad estatal a la que se le ha de encomendar la gestión del servicio y la delegación del gobierno dentro de dicha sociedad, lo que surge de los arts. 3 a 5, 8 y 9, disposición adicional primera.
- c) Régimen fiscal de las operaciones que conlleva la condición pública de la explotación unificada (arts. 6 y 7 y disposición adicional segunda).

El sistema diseñado por la ley 49/84 adicionado al régimen del marco legal estable que más adelante se considera, no deja lugar a dudas sobre la regulación económica que tuvo el sector bajo estas normativas. Así debe destacarse los elementos que la configuraron: planificación vinculante, explotación unificada y el marco legal estable.

En los hechos REDESA funcionó como expresa Ariño Ortiz, como el zar del sistema disponiendo sobre todos los aspectos de la operación, incluso la planificación.¹⁴⁵

En efecto, el “modus operandi” consistió en que las empresas establecían sus planes de generación, los comunicaban a REDESA, y ésta asumía funciones que excedían al despacho de la red; tales como: minimizar costes, asegurar la continuidad y calidad del servicio. No puede ponerse en tela de juicio que la optimización de costes tiene íntima conexión con la producción eléctrica. La ley en su articulado contuvo normas que regularon tanto al transporte como a la producción. Se citan algunos ejemplos :

- a) Definición de pautas generales de explotación de las reservas hidroeléctricas y su explotación conjunta (art. 2.1.b).
- b) El establecimiento de directrices para la explotación del sistema de generación y transporte, su comunicación a los despachos regionales y técnicos de las empresas eléctricas, como la comprobación de su cumplimiento (art.2.1.c).
- c) La aprobación y modificación de programas de generación y de los convenios de intercambio de energía llevados a cabo por empresas eléctricas (art. 2.1.d).
- d) La coordinación de los planes de mantenimiento de los elementos de producción y transporte de las empresas eléctricas (art. 2.1.f).¹⁴⁶

¹⁴⁵ ARIÑO, ob. cit. pág. 190.

¹⁴⁶ TRILLO y LOPEZ JURADO, ob. cit. págs. 200/04.

A esta amplia regulación hay que añadir lo establecido en el apartado j del artículo 2º de la ley que contenía una cláusula residual referida “ a las actividades relacionadas con las anteriores –en referencia a las del sistema de transporte de alta tensión- que fueran necesarias para la prestación del servicio, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes en cada momento”

La latitud conceptual de la cláusula residual indica la vocación expansiva de intervención pública que tuvo esta ley.

Del diseño de la forma jurídica adoptada por REDESA, surgieron críticas importantes respecto del verdadero margen de competencias formales o implícitas del sector público. Han señalado tanto Ariño, Trillo y López Jurado, Martínez López Muñiz entre otros, que la mayoría pública de REDESA, condujo a la peligrosa confusión, entre el poder regulador (el Ministerio), el operador empresarial público ENDESA, y el gestor del despacho y de la red REDESA.¹⁴⁷

Trillo y López Jurado señalaron la existencia lisa y llana de una confusión de regulador y parte, así dicen que el juez es aquí parte, siendo además un juez privado...un árbitro al que las partes no han acudido sino impuesto, ya que el velo con que la personalidad del gestor de la red REDESA ocultaba a la empresa pública ENDESA era ciertamente transparente.¹⁴⁸

En la práctica REDESA disponía, sin título jurídico, de toda la energía del sistema, tanto de la producida por explotación presente o futura, como de la producida por contratos internacionales de largo plazo.

La sociedad gestora asumió como capital artículo 4.2 de la ley, los activos integrados por las instalaciones del Centro de Control Eléctrico (CECOEL), sus anexos, subestaciones, líneas y demás instalaciones.

¹⁴⁷ MARTÍNEZ LÓPEZ MUÑIZ, José Luis: **El Sector Eléctrico...**pág. 362 y ss., TRILLO, LOPEZ JURADO, ob. cit. pág. 216 y ss. ENDESA fue la empresa nacional de electricidad conformada con un capital social en el que el Instituto Nacional de la Industria, INI tenía una participación superior al 90%, ARIÑO, ob. cit. pág. 181.

¹⁴⁸ TRILLO, ob. cit. pág. 216.

II. El marco legal estable.

El marco legal estable fue constituido por un conjunto de normas que tuvieron como cabecera el real decreto 1.538/87, de fecha 11 de Diciembre de 1985. Este decreto determinó cómo se conformarían las tarifas eléctricas de las empresas gestoras del servicios y a él le siguieron una serie de órdenes ministeriales, tanto sobre la tarifa como retribuciones de las compañías eléctricas.

Se hace referencia al calificativo de estable, puesto que se establecen criterios objetivos y regulados de determinación tarifaria que buscaban prever los costes de amortización y retribución de capitales invertidos, aspecto que lo diferenciaba del modelo anterior, que carecía de criterios razonables en la asignación y determinación de costes, por lo que su aplicación contenía importantes dosis de discrecionalidad, tornando inciertos los costes reales incurridos que luego se trasladaban a tarifas.

Se buscó reducir de este modo la incertidumbre, tratando de determinar costes reconocidos que facilitasen las decisiones de inversión y de gestión, con garantías de recuperación de inversiones a costes estándares, produciendo esto un mayor automatismo en la determinación de la tarifa.

El marco buscó asegurar la recuperación y rentabilidad del valor estándar de los activos fijos durante su período de vida útil, y el fomento a las empresas a la gestión eficiente, buscando inducir a éstas a acercarse a costes mínimos.¹⁴⁹

II.1.- La ley 40/1994. Regulación integral del sistema.

El sector eléctrico tuvo una regulación integral en España con la ley 40/94, que calificó como servicio público las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, como la explotación unificada del sistema eléctrico.

Esta ley mantuvo una cuidadosa ambigüedad, en cuanto a la normatización de la producción y del suministro, los cuales, pese a ser definidos como servicio

¹⁴⁹ ARIÑO, ob. cit. págs. 192 y ss; TRILLO y LOPEZ JURADO, págs. 229 y ss; MUÑOZ MACHADO, ob. cit. págs. 43 y ss.

público, no fueron tenidos en cuenta en lo que atañe a su gestión como responsabilidad de la administración pública; el art. 2.2 de la ley asimismo reconoce la libre iniciativa de las empresas para el ejercicio de las actividades sometidas al régimen de la ley.

Muñoz Machado, luego de una exposición sobre las posiciones de la doctrina respecto de qué segmentos del sector eran contenidos o no en la definición de servicio público, concluye que es más coherente afirmar que no todo el sistema eléctrico fue declarado servicio público, sino sólo el suministro y la explotación unificada. Las demás –concluye el autor citado– son actividades regidas por el principio de libertad de empresa, si bien fuertemente reglamentadas ¹⁵⁰.

El punto de vista del jurista español se sustenta en la peculiaridad que regula al sistema eléctrico español, el que mantuvo titularidades privadas en la generación y transmisión, cuando otros países europeos nacionalizaron estas actividades, caso de Francia y Reino Unido.

Sin embargo hay autores españoles que disienten con este criterio. Aún cuando sostuvieron, respecto a anteriores períodos históricos de la prestación eléctrica en España, limitada al suministro la declaración pública. Con la sanción de la ley 40/94, se pronunciaron por la condición pública de la totalidad del sistema.

Entre ellos, Trillo y López Jurado coincidieron en que la ley ha producido la afectación al servicio público a todas las actividades comprendidas dentro de su ámbito objetivo (con lo cual se aparta de la tesis subjetiva de caracterización del servicio público), para analizar la actividad prestacional y la intensa regulación económica de la misma en todos sus ámbitos, lo que excede a la regulación administrativa de policía.¹⁵¹

La ley admitió formalmente principios que luego en la realidad de su implementación, no fueron receptados, tales como el principio de la libre

¹⁵⁰ MUÑOZ MACHADO, ob. cit. pág. 72 y ss.

¹⁵¹ TRILLO, ob. cit. págs. 364/67.

competencia, básicamente en lo concerniente a los proyectos de instalaciones, el sistema independiente y la comercialización.

Así por ejemplo el art. 21 establecía que la actividad de generación estaba sometida al régimen de autorización administrativa, pero la expresión era engañosa. En derecho público, el régimen de autorización administrativa previa supone de ordinario que la misma es reglada. Una autorización de este tipo, si asegura la libre entrada de agentes, ya que cumplidos los requisitos objetivos que se establezcan el órgano competente no tiene otra opción que hacer lugar a la solicitud.

Sin embargo la autorización no fue reglada, sino discrecional, ya que estaba subordinada a la planificación central. Es decir, dependía de los criterios de planificación de la autoridad estatal.

Las instalaciones de generación debían ser adjudicadas mediante concursos (art. 21,4) y facultaba a que las instalaciones de transporte y distribución se hagan de la misma manera (arts. 35.3 y 39.3).

La segunda apertura a la competencia que enunciaba la ley era el sistema independiente, que se distinguió del sistema integrado, al cual reguló como servicio público organizado, planificado y tutelado por la propia administración. Pero en lo referente al Sistema Independiente, tampoco existió libertad de acceso al mismo; la autorización para su funcionamiento dependió de la Administración General del Estado, previo informe de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, la que podía decidir qué energía producida por las instalaciones eléctricas quedaba excluida del sistema integrado (art.12.1).

Esta apariencia de competencia se desdibujaba rápidamente al analizar el art.12 de la ley, en cuanto establecía que las autorizaciones para operar el sistema independiente se otorgaban teniendo en cuenta criterios de planificación.¹⁵²

Del sistema jurídico que estableció la ley, se pueden destacar los siguientes caracteres:

1.- Una planificación conjunta y centralizada de las actividades del sector eléctrico, como característica fundamental.

Corolario de este principio es que la ley justificó en los artículos 1.2, 4.1 y 9.2 la planificación central del sistema eléctrico. El criterio en el cual se sustentó para la centralización del sector fue la garantía del suministro; la necesidad de mantener la diversidad de fuentes primarias y energéticas, como así también los procesos tecnológicos para su transformación, pues a partir de ellos se produciría la optimización de las condiciones de seguridad, precio y calidad.¹⁵³

2.- Un sistema jurídico de servicio público y dirección central del servicio, el que surge sin lugar a dudas del artículo 11, que estableció los pivotes del sistema.

Su características fueron: planificación conjunta de la generación e intercambios internacionales, la explotación unificada ya comentada, integración económica de la economía y aplicación de una tarifa única para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

Si se analizan cada uno de estos pilares se advierte la calidad pública de la regulación integral del sistema. Así, la planificación resultó estatal, ya que fue realizada por el Estado y no por las empresas privadas.

Su ámbito de aplicación fue todo el Sistema Eléctrico Nacional, e incluyó, no sólo el sistema integrado sino también el independiente.

Los procedimientos de aprobación de la planificación fueron gestionados a propuesta de un nuevo ente que creó la ley: la Comisión del Servicio Eléctrico Nacional (art. 8,1).

La ley no dejó en claro en la dualidad de regímenes que presentó entre un sistema integrado, con regulación intensa de servicio público: planificación central, explotación central y regulación en base a costes reconocidos y tarifa única. Puso a su lado un sistema independiente, el cual no tuvo suficiente regulación legal, supeditado a remisiones reglamentarias, como al arbitrio discrecional de la

¹⁵² ARIÑO, ob. cit. pág. 359.

¹⁵³ TRILLO, ob. cit. pág. 369.

autoridad pública, las autorizaciones para operar en él, dependieron al igual que las habilitaciones para la generación del sistema integrado, de criterios de planificación.

El esquema de intervención pública resultó intenso en esta ley, en este aspecto merece destacar la opinión de Marina Serrano, comentada por Ariño y López de Castro. Dice Serrano, que la ley 40/94 corrigió el déficit de la ley 49/84, en cuanto esta permitió el ejercicio de funciones públicas por una sociedad mercantil gestora del anterior sistema; en tanto la LOSEN convierte a la sociedad en una mera gestora del servicio público de explotación unificada puesto que atribuye la aprobación de dichas normas, como también las de transporte, a un órgano público: la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que fue el encargado de dictar las instrucciones para su ejecución, y correspondió al Ministerio de Industria y Energía, el dictado de las directrices de política energética.

Los aspectos que venimos reseñando ponen de relieve la intensidad de la regulación pública del sistema, mucho más en lo relacionado al aspecto económico. Así, los derechos de propiedad sobre la energía y su producido no eran de las empresas, así, las mismas recaudaban las tarifas de los usuarios por cuenta y orden del sistema.¹⁵⁴

II.2.- La directiva 96/92 C.E.E.

La ley del 40/94 sufre la influencia de las directivas comunitarias en torno al desarrollo del mercado interior de la energía eléctrica como sistema integrado de la Comunidad Económica Europea, lo que surge de su preámbulo, cuando anticipa y refiere a los procesos de revisión de “las principales economías eléctricas de nuestros vecinos comunitarios”.¹⁵⁵

¹⁵⁴ ARIÑO y LOPEZ DE CASTRO, ob. cit. págs. 354/74.

¹⁵⁵ MUÑOZ MACHADO, ob. cit., para su consulta in extenso, ver Capítulo V págs. 87/122, GIMENO FELIU: **Mercado Interior de la Energía**, DE LA CRUZ FERRER, ARIÑO ORTIZ y MILLAN NAVARRO, ob. cit.

Pero el proceso de liberalización del sistema eléctrico español viene de la mano de la directiva comunitaria 96/92 CEE, que establece normas comunes para el mercado interior de la electricidad y su entrada en vigencia el 19 de Febrero de 1997, constituye un hito importante en el proceso de la liberalización pues, significó el paso del sistema de un modelo de regulación planificada a un modelo de competencia regulada, que comenzó a desarrollarse en España desde el protocolo de 1996, y luego con la sanción de la Ley 54/97.¹⁵⁶

La directiva en su artículo 3 recoge la posibilidad de que los Estados miembros, de acuerdo al artículo 90 del Tratado, puedan reservarse las obligaciones de servicio público, de interés económico general que podrán referirse a la seguridad de abastecimiento, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente; lo que obviamente refiere a la empresas eléctricas. Indica que estas obligaciones así como su revisión, deberán ser transparentes, no discriminatorias, controlables y objeto de notificación a la Comisión Europea.

Esta directiva ha regulado importantes cuestiones que se analizarán sumariamente; tales como los medios o títulos para la construcción de nuevas plantas (art.4), explotación de la red de transporte (que obliga a que se designe por los Estados un gestor de la red y encargado de su explotación y mantenimiento, y en su caso, de su desarrollo) explotación de la red de distribución, que establece reglas similares al transporte (arts.10/12). Asimismo ésta normativa se ha ocupado de la separación de las actividades que pueden establecerse como unidades de negocios distintas: generación, transporte, distribución y comercialización. La directiva en el art.13 establece el principio de separación de cuentas, es decir, que las empresas si participan en más de una unidad de negocios, deben llevar contabilidad separada de cada una de ellas a los

¹⁵⁶ NEBOT LOZANO, José María: *Competencia y Servicio Público en la Actividad Eléctrica*, en obra general, **Competencia y Sector Eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico**, pág. 32, Ed.Civitas, Madrid 1998 y MUÑOZ MACHADO, ob. cit. pág. 110.

efectos de evitar falseamientos de la competencia, discriminaciones y subvenciones cruzadas.

En cuanto al acceso a la red, la directiva regula sistemas de acceso negociado o regulado y el sistema del comprador único. La importante disposición del artículo 22 que implica la sumisión del mercado interior de la electricidad a las reglas de la competencia, impone a los Estados la creación de mecanismos adecuados y eficaces, para la regulación control y transparencia, a fin de evitar el abuso de posición dominante, en detrimento de los consumidores.¹⁵⁷

II.3.- El Protocolo del 11/12/96.

La apertura a la competencia establecida en el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema Eléctrico Nacional del 11/12/96, surge de la confluencia de varios factores: de los compromisos electorales contraídos por el Gobierno del Partido Popular y de la presión a favor de la competencia de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (ente regulador del sistema eléctrico, creado por la ley 40/94).

La llegada al gobierno del Partido Popular en 1996 implicó un cambio de rumbo significativo para la liberalización de los servicios públicos económicos de España.

En Junio de 1996 el Gobierno aprobó un acuerdo por el que se establecieron las bases del programa de modernización del sector público empresarial del Estado.

El protocolo es un documento negociado y suscrito por las empresas del sector, que implica la participación de los propios sujetos económicos que intervienen en los sectores regulados, respecto de las normas por las que han de regirse.¹⁵⁸

El contenido del Protocolo se resume en los siguientes postulados fundamentales:

1. Introducción de competencia en la generación a partir del 1 de Enero de 1998.

El orden de funcionamiento de los diferentes grupos de generación se

¹⁵⁷ ARIÑO ORTIZ, ob. cit. págs. 307/14, DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. págs. 263/80.

¹⁵⁸ MUÑOZ MACHADO, ob.cit, págs.123/24, ARIÑO, ob. cit. págs. 423/428, DE LA CRUZ FERRER, ob. cit. págs. 335/342.

establecerá en función de la oferta que dichos grupos efectúen. Las ofertas se han de hacer con una antelación mínima y se referirán a un tramo concreto de la programación horaria. Esta introducción de competencia tuvo por objeto reducir el coste y bajar los precios, ya que la tarifa eléctrica española a esa fecha, estaba por encima de la media europea.

2. No se reconocerá en el futuro costes, ni se garantizará la recuperación de inversiones, este postulado implica el establecimiento de un sistema de retribución por precios y no por costes.
3. Se estableció la creación de un mercado mayorista eléctrico, donde se negociará la energía generada en un régimen de contratación libre de acuerdo a dos modalidades: a) contratos vinculados al precio derivado del sistema de ofertas, y b) contratos a precios pactados o por diferencias que constituirán un compromiso de venta firme y que se liquidará por diferencias con respecto al precio resultante del sistema de ofertas.
4. Se eliminan las barreras de entrada en generación: La instalación de nuevos grupos de generación, se entenderá liberalizada de modo que puedan solicitar libremente autorizaciones. A todos los grupos de generación existentes se les reconoce el derecho a ser retribuidos por la garantía de potencia que presten efectivamente al sistema.
5. Se establece el principio de libre acceso a la red de transporte, y en cuanto al Transporte y operador de mercado, el protocolo expresa la intención, de encomendar la función de operador a una entidad jurídicamente separada de la Red Eléctrica de España, la que tendrá a su cargo la recepción de ofertas, casación y comunicación necesarios para establecer el mercado de generación y demanda.
6. El protocolo resuelve asignar unos costes concretos y tasados a la actividad de distribución y resuelve la liberalización del suministro eléctrico a partir del 1 de Enero de 1998, a partir de cuando las distribuidoras, comercializadores y clientes con capacidad de elección podrán contratar el suministro de energía

eléctrica, sea al valor integrado de la energía o mediante contratos que se liquidarán por diferencias con respecto a dicho valor integrado.

7. La formación de precios y estructura de tarifas se realizará teniendo en cuenta los siguientes componentes:
- a) Costes de generación que retribuirán la energía producida por cada generador, según el coste marginal del sistema y con los ajustes que se establezcan por pérdidas incurridas,
 - b) costes permanentes por funcionamiento del sistema eléctrico
 - c) costes de transportes,
 - d) costes de distribución, costes de comercialización,
 - e) costes de transición a la competencia:
 - 1.- retribución fija que se establecerá por un período transitorio y
 - 2.- los costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear y posterior tratamiento de los residuos y
 - g) los costes de seguridad del abastecimiento, asociados a la minería del carbón y el plan futuro de esta minería.

Se establece para la implantación del nuevo modelo un período transitorio hasta el año 2.007, donde se producirá la transición del mercado mayorista al minorista.

II.4.- La Ley 54/97.

II.4.1.- Sus antecedentes: El proyecto de ley LOSEN 1997.

Se ha señalado que la declaración más categórica del proyecto de ley, producto del protocolo de 1996, ha buscado la liberalización del sector eléctrico en España, así su art.2 reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica que regularía la ley.

Es conteste la opinión de los juristas españoles que el proyecto de Ley, reduce la incidencia del sector público en el sector eléctrico, el que venía considerándose servicio público desde la declaración del 12 de Abril de 1924, y que continuara con la confusa declaración de servicio público de toda la actividad, como surgió y señalamos con la sanción de la Ley 40/94.¹⁵⁹

El art.14 del proyecto establece que se liberalizan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Este artículo contempla una exigencia de objeto social exclusivo de las sociedades que se dediquen a las distintas actividades que regula la ley, y exige mayor rigor que la directiva comunitaria al no permitir la concurrencia de los agentes del mercado en otras unidades de negocio del mismo. Se propicia la creación de un mercado al por mayor de la energía eléctrica, MODELO 3, que asegure la libertad de entrada al mercado, libre acceso a la red y a las infraestructuras, libertad de contratación y formación competitiva de precios y libertad de inversión.

En lo atinente a la libertad de entrada el art. 4 del proyecto prescribe que las instalaciones de nuevos grupos de generación se considerarán liberalizadas a todos los efectos, sin perjuicio de las autorizaciones previstas en la normativa vigente para la ejecución de instalaciones, sujetas a regulación medioambiental y a ordenación del territorio.

El art. 11.1, establece que la producción de energía eléctrica se desarrollará en un régimen de libre competencia, basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y en un sistema de demandas formulado para quienes ostenten la condición de consumidores cualificados, distribuidores y comercializadores.¹⁶⁰

¹⁵⁹ TRILLO FIGUEROA, Jesús y DE BORJA, Francisco: La Liberalización Eléctrica en España, en obra **Competencia y Sector Jurídico** págs 38 y ss., señalan que la declaración más categórica del proyecto de ley busca liberalizar el sector eléctrico, ARIÑO ORTIZ, ob. cit. pags. 431/51.

¹⁶⁰ ALVAREZ VALDÉS y VALDÉS, Manuel: *La Reforma de la LOSEN*, en *Competencia y Sector eléctrico*: .. pág. 99 y ss.

Se define el principio de libre acceso al mercado, a la red y a las infraestructuras. El proyecto establece la concurrencia obligatoria en el mercado de ofertas para todas las instalaciones. Aparentemente se adoptaría el sistema del “pool” mandatario inglés, donde las ofertas de energía son obligatorias para todas las instalaciones de producción que concurren al sistema.

El art. 13 liberaliza plenamente los intercambios internacionales de electricidad en el ámbito intracomunitario.

El art. 24.1 prevé que la contratación de energía puede realizarse libremente en los términos de la ley y según reglamentos de desarrollo.

Este mercado de ofertas funciona mediante un “pool” en el que se integran todas las energías en cada momento hasta casar la demanda global del sistema, fijándose un precio único de todas las energías en el precio marginal de la última unidad que entre para la cobertura de la demanda.

Asimismo el proyecto en el art. 24 prevé la existencia de contratos, por diferencias a plazos o financieros.

El proyecto conserva la figura de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y crea nuevos sujetos del sistema: ellos son a) el Operador del Mercado, b) el Operador del Sistema:

a) El Operador del Mercado se constituye bajo la forma de una sociedad mercantil de la que podrá formar parte cualquier sujeto que realice actividades en el sector eléctrico y es el encargado de casar las ofertas y demandas del sistema.

b) El Operador del Sistema tiene por objeto la optimización del conjunto de actividades de producción y transporte, destinado a garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico, y debe elaborar planes de desarrollo de la red de transporte, gestión que será desempeñada por la Red Eléctrica de España S.A.

Por último hago una breve referencia a la problemática de los costes de transición a la competencia, los mismos incluyen diversas clases de costes, como por ejemplo: los hundidos en instalaciones eléctricas no recuperables bajo una remuneración de mercado, dado que el precio regulado se basa en el precio

medio y el de mercado en el coste marginal, por lo que al ingresar nuevos operadores en un mercado abierto, esto provoca que las instalaciones generadoras del sistema anterior no sean competitivas; y aun más, no estando amortizada su capacidad física, que no puedan operar ya que no cubrirían sus costes fijos.

Entre otros costes se cuentan: los provenientes de subsidios cruzados de la estructura tarifaria a favor de ciertas industrias o regiones, los subsidios al carbón y al gas, los costes de amortización de la moratoria nuclear, etc.¹⁶¹

El problema de los costes varados surge cuando se introduce competencia en un sistema regulado de base empresarial privada, como en Estados Unidos o de España. En cambio, cuando la liberalización se une a un proceso privatizador de las empresas del sector, como fueron los casos de Gran Bretaña, Argentina o Chile, el problema se resuelve en forma previa a la transferencia, en la medida en que al precio de las acciones, se descuenta el precio de venta de las compañías por el cambio de régimen retributivo, cuyos costos son soportados por menores ingresos de fondos al Tesoro, ya que las empresas privatizadas eran públicas- siendo en definitiva amortizados estos costes por todos los ciudadanos.

Los costes varados deberán ser identificados y cuantificados y estimo que en el régimen de transición no podrán ser amortizados todos, por lo que existe al respecto, en el caso español, un arduo camino a recorrer.

II.4.2.- Principios y objetivos.

En los anteriores análisis, tanto de la directiva comunitaria europea, como del protocolo de 1996, se desarrollan los principios de la regulación normativa actual del sector eléctrico español. Esta ley establece un nuevo régimen jurídico de regulación eléctrica, con los siguientes principios y objetivos:

¹⁶¹ ARIÑO ORTIZ y VELAZCO Francisco: **Los Costes de Transición a la Competencia**, en obra *Competencia y Sector eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico*, Ed. Civitas, Madrid 1998 págs. 149/192.

Que se garanticen tanto del suministro eléctrico como de la calidad del mismo y la prestación se realice con un criterio de eficiencia económica, al menor costo posible.

Así el artículo 1º define que la ley regula tanto las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, (generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales) como la gestión económica y técnica del sistema.

Del mismo artículo en su párrafo segundo surgen las finalidades perseguidas por la ley: adecuar el suministro eléctrico a las necesidades de los consumidores y lograr un uso adecuado racional y eficiente del mismo.

El tercer párrafo de este primer artículo se hace cargo de las características técnicas del aprovisionamiento eléctrico y así hace la insoslayable referencia a su prestación en forma coordinada, por un despachador central y con la necesidad de que todo el sistema opere bajo principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Digo que el sistema opera bajo estos principios pues, si bien, como se sabe, no todos los segmentos de la industria eléctrica pueden ser competitivos, sin embargo se impone que, para el adecuado funcionamiento de un sistema que contiene segmentos competitivos y regulados, haya transparencia, la que se asegura mucho desde el punto de partida el cual es la producción de electricidad, donde la formación de precios responde a las reglas del mercado y ello permitirá una menor asimetría de información de la autoridad pública respecto de sectores regulados, pues los precios de producción son conocidos y no estimados; de otra parte la objetividad y transparencia son vitales para el funcionamiento del nuevo modelo y de aplicación a todos los segmentos de la industria.

Así es necesario que exista en el segmento de la generación la suficiente desconcentración horizontal que permita la formación de precios de mercado, punto respecto al cual estimo existe en España un fuerte debate, del que me ocuparé más adelante. En los sectores regulados que son los que implican derechos de propiedad o gestión de redes, conviene asegurar en condiciones

objetivas el acceso de los terceros que operan sobre dichas redes. Como bien lo ha señalado Ariño Ortiz, el mercado es la red; en ella se producen los intercambios de ventas y compras, y observo que en su estructuración instrumental la ley española, que ha diseñado un acceso con precios regulados, ha elegido un camino práctico y sencillo.¹⁶²

El objetivo de la ley es claro: regular el sector eléctrico; no ha buscado su liberalización total (la que a la altura de los acontecimientos por la existencia de sectores, como son las gestiones de redes que siguen constituyendo un monopolio natural con economías de escala resulta imposible); se ha ido a un modelo de competencia regulada.

Esto implica un cambio fundamental en la gestión del sistema, por varias razones:

a) Despublicización del Sector Eléctrico Español: Se ha convertido un sector que tanto en España como en otros países era total o intensamente planificado por el Estado, a un sector donde los agentes económicos privados adquieren una gran responsabilidad porque el eje de las decisiones, pasa por estos; se ha eliminado el concepto de explotación unificada contenido en la anterior legislación. Esto ha ocurrido así al punto que se ha derogado en forma expresa en las disposiciones transitorias de la ley la ley 40/1994, con la única salvedad de la disposición adicional octava (referente a primas a la producción por cogeneración)¹⁶³. De lo que venimos reseñando hay que concluir en la supresión de las técnicas intervencionistas económicas contenidas en el viejo sistema por la planificación vinculante y la explotación unificada

¹⁶² La experiencia Argentina, producto también en especial en redes de medio y bajo voltaje gestionadas por las distribuidoras eléctricas cuya regulación en el diseño federal ha quedado en manos de las Provincias, permite un acceso negociado, que en los hechos no ha funcionado y ha obligado a que la Secretaría de Energía, en defecto de convenio establezca una Resolución que fija los precios de estos peajes.

¹⁶³ ARIÑO y LÓPEZ DE CASTRO, ob. cit. pág. 567 y DE LA CRUZ, ob. cit. págs. 344/46.

b) Recuperación de la autonomía empresarial de las empresas eléctricas españolas: El proceso que hemos reseñado ha obligado a que las empresas eléctricas, no sólo las que operan en generación sino también las que operen en sectores regulados como las distribuidoras, hayan adquirido nuevamente una autonomía empresarial, siendo las mismas responsables de su gestión económica y, en consecuencia, quienes deberán evaluar sus estrategias con respecto a los costos de cualquier índole y considerar la gestión del riesgo empresarial.

c) Libertades conferidas a los distintos sectores de la industria: En una primera aproximación a este tópico corresponde destacar que la ley ha cumplido en su instrumentación los principios de concurrencia, objetividad y transparencia, pues a todos los operadores incluidos los gestores de redes, sean transportistas o distribuidores no les ha concedido derechos en exclusiva (art. 40 inc.3); en igual sentido se ha regulado en relación a los consumidores (art. 44 párrafo 2º). En generación se ha establecido la libertad de inversión, así el artículo 21.1 establece que la construcción, explotación, modificación sustancial y cierre estará sometida al régimen de autorización administrativa. Es de notar que todas las actividades de la industria para su habilitación necesitan del título jurídico de la autorización, es decir de una habilitación de policía, no de una concesión de servicio público, habilitación esta por otra parte siempre reglada, no discrecional.¹⁶⁴ Es decir que el agente u operador que cumpla los requisitos exigidos por la ley debe ser debidamente autorizado. En generación y clientes consumidores cualificados – distribuidores, comercializadores y usuarios cualificados– se ha establecido la libre contratación de la electricidad, lo que reiteran los artículos 11 y 24 de la ley.

¹⁶⁴ Es importante destacar una diferencia con el sistema argentino, donde la autorización es el título jurídico que rige a generadores, transportistas, grandes usuarios, no así a los distribuidores, quienes son los que prestan el servicio de la distribución por provincias con excepción de la ciudad de Buenos Aires. Estos se encuentran vinculados por contratos de concesión del servicio, más en los mismos se ha previsto una suerte de imposibilidad de reversión de servicio al Estado provincial en el caso, pues los patrimonios entregados lo son en calidad de afectos y las acciones prendadas, con obligación del concedente de otorgar nueva concesión.

Esta libertad de contratación es la que permite la integración de sectores desvinculados, que ahora se integran mediante contratos., y a su vez implica para los operadores la responsabilidad empresaria puesto que mediante los contratos es como los mismos podrán compartir o dispersar los riesgos económicos de la volatilidad de precios de un mercado como el spot.

d) La creación de un mercado organizado: El sistema de integración diseñado por la ley, importa la desaparición del criterio de integración económica del sistema de la anterior ley, el que es sustituido por la formación competitiva de precios en generación. La ley vigente ha incorporado la experiencia de otros países (Inglaterra, Argentina, Chile, etc.) y ha establecido que para la gestión técnica de un sistema como el eléctrico, en lo relativo a la seguridad y fiabilidad, son preferibles los modelos de mercado organizado. En ellos el funcionamiento va proporcionando las informaciones económicas y técnicas que permiten en su desarrollo la previsión de escenarios y en definitiva aseguran la coordinación económica y técnica del sistema y generan seguridad jurídica a los agentes que operan en el mismo. Este mercado organizado de casaciones múltiples de ofertas y demandas de energía por las fracciones horarias que se disponga, tiene la dificultad seria de la volatilidad de sus precios, los que dependen tanto de las energías primarias disponibles, de sus costos, de las características de la red de transporte y distribución, de sus restricciones y eventuales mejoras, de la capacidad de potencia instalada, de sus verificaciones. Todo esquema de mercado al contado organizado ha previsto para que los agente puedan gestionar los riesgos que produce su volatilidad, un subsistema de mercado de contratos a término, los que pueden en grandes líneas ser financieros o físicos. Los contratos financieros permiten gestionar compartiendo o dispersando los riesgos de la volatilidad entre vendedores y compradores, por diversas modalidades que luego se desarrollarán. La ley española, a diferencia de la argentina, prevé en su artículo 24,4 contratos bilaterales físicos, que conectan directamente a un

vendedor y comprador y que aseguran la integridad de las prestaciones comprometidas.

e) Vigencia efectiva de los derechos de libre competencia e información de los consumidores: Por último y no por ello lo menos importante ya que constituye uno de los predicados principales de la ley, en un régimen que asegure precios competitivos en los segmentos de mercado, y que audite con mayor información previa los reales costes del sistema en los regulados, ello traduce mayor calidad de información del usuario final, máxime ante un mercado que desde sus inicios como mayorista ha definido tal hecho como una transición a mercado minorista hasta el año 2007 –disposición transitoria cláusula décimo tercera.– La defensa de los derechos del consumidor que la ley deja en manos del Servicio de Defensa de la Competencia y a regirse por las disposiciones de la ley 16/1989, importa una gestión previa de la hoy Comisión Nacional de Energía, la cual deberá aportar al Servicio, constancia de todos los hechos a su alcance y aún dictamen no vinculante sobre su calificación como violatorios de la competencia, como el informe preceptivo sobre operaciones de concentración de empresas previsto en el artículo 8,13.

II.4.3.- Competencias nacionales y autonómicas.

La línea que separa las competencias del Estado nacional de las comunidades autonómicas en materia eléctrica tiene su definición en la Constitución y surge de la confrontación principal de los artículos 148 y 149.

El criterio rector, fuera de los desarrollos particulares de las competencias contenidas y definidas en dichos artículos, se encuentra en el artículo 149 apartado 1º que adjudica competencia exclusiva a la regulación de las condiciones básicas que garanticen la igualdad de todos los españoles en el ejercicio de los derechos y en el cumplimiento de los deberes constitucionales. El derecho al aprovisionamiento eléctrico en el mundo actual resulta vital tanto para las industrias como cualquier particular habitante.

Este hecho hace que existan competencias exclusivas a desarrollar y regular por el Estado Nacional, porque es necesario que se mantengan unificados los principios de desarrollo de algunas normas. Entre ellas, la organización institucional del mercado, la característica de la planificación indicativa en el modelo actual y no vinculante como en el anterior, la regulación organizada de los aprovechamientos de fuentes primarias de energía para la producción eléctrica, la competencia sobre redes sean de transporte o de distribución que excedan de un territorio autonómico.

Otro argumento específico de la competencia del Estado Nacional está contenido en el artículo 149, 1.25 que atribuye al mismo la regulación de las bases del régimen minero y energético.

En la distribución de competencias entre el Estado Nacional y las autonomías, los principios que permiten desarrollar los límites surgen por el lado de las autonomías del artículo 148, en especial su inciso 1º, que establece la organización de sus instituciones de autogobierno. Otro inciso pertinente es el 3º, de clara atribución de competencias territoriales, tanto en su ordenación –urbanismo–, el inciso 9º de gestión en materia medio ambiental, y el 10º que refiere a proyectos de construcción y explotación de aprovechamientos hidráulicos, entre dichos aprovechamientos no se exceptúa el de la energía eléctrica, cuando una de sus fuentes primarias es la hidráulica. También hay un atisbo de competencia en el inciso 22, que acuerda a los estados autonómicos potestad en la vigilancia y protección de edificios e instalaciones, que comprende a todo tipo de instalación eléctrica que se desarrolle en su territorio.

De la lectura de la Constitución y de su aplicación instrumental en la ley 54/97, podemos distinguir las competencias nacionales de las autonómicas.

Competencias nacionales.

1.- El dictado de las base del régimen minero y energético, la ley 54/97 y sus reglamentaciones han desarrollado dichas bases en relación al sistema eléctrico y la posterior regulación ha unido la competencias en regulación para todo el sector

energético como se verá en el apartado IV cuando nos ocupemos las autoridades del sector, en especial las de regulación.

2.- Corresponde a la Nación la regulación legal para otorgar concesión en relación a los recursos hidráulicos, cuando las aguas del aprovechamiento traspasen más de un territorio autonómico.

3.- La autorización de instalaciones eléctricas que se proyecten o aprovechen a más de una comunidad autónoma, o cuando el transporte de energía traspase de una a otra.

4.- Ejercer las facultades de planificación eléctrica indicativa en lo relativo a planificación de demanda, su previsión a lo largo de períodos, estimaciones y potencia mínima, previsiones relativas a actividades de transporte y distribución, de acuerdo con las previsiones de demanda, establecimiento de las directrices de actuación en materia de calidad de servicio, en el contexto del consumo final, como de acuerdo a áreas con sus previsiones demográficas y tipológicas de consumo, las actuaciones sobre ahorro energético, evolución de las condiciones de mercado para el logro de garantía de suministro.(artículos 3.1 a y 4)

5.- Regular la estructura de precios y determinar mediante tarifa el precio del suministro de energía eléctrica y el precio del peaje por el uso de redes, sean de transporte o distribución.

6.- Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de electricidad como la creación de otros mercados organizados de electricidad que deriven de aquel, como regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del sistema.

7.- Establecer la regulación básica de la generación, del transporte, de la distribución y comercialización de energía eléctrica y autorizar las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma, o el transporte y distribución salga del ámbito territorial de una de ellas. También le compete en el ámbito de su competencia –siempre que se afecte a más de una autonomía– instruir acerca de la mejora , ampliación y adaptación de redes e

instalaciones de transporte y distribución, para garantizar un suministro seguro y de calidad con mínimo impacto ambiental.

8.- Ejercer el poder sancionador por infracciones en el ámbito de su competencia.

Son competencias de las Comunidades Autónomas:

1.- El desarrollo legislativo y reglamentario en el ámbito de sus estatutos de la normativa básica en materia eléctrica.

2.- Regular el régimen de acometidas – vinculación de la red general con el usuario- y de los requerimientos necesarios para el suministro eléctrico a los mismos.

3.-Autorizar instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento no afecte a otras comunidades autónomas o cuando el transporte y distribución no salgan de su ámbito territorial, como impartir las instrucciones pertinentes a la ampliación y mejora de las redes de transporte y distribución en el ámbito de la comunidad (artículo 3.3 ley 54/97 que reglamenta el 148 Constitución Española, apartados 3, 4, 10, 13 y 22).

4.- Inspeccionar en su ámbito las condiciones técnicas y, en su caso, económicas de las empresas titulares de las instalaciones, como el cumplimiento de las condiciones establecidas para su funcionamiento.

5.- Sancionar la comisión de infracciones en el ámbito de su competencia.

II.5.- Conclusiones.

En líneas generales todas las normativas básicas de desarrollo de la ley son de competencia nacional, debido al principio de unidad económica del sistema integrado eléctrico (artículo 149.1.25 C.E). Asimismo, mientras que en principio las competencias sobre autorización de instalaciones sean de transporte o distribución que rija a una sola comunidad son de su competencia, como lo atinente a normas de calidad de servicio y garantías de suministro –verbigracia régimen de acometidas, calidad de las instalaciones eléctricas en su territorio, como normas de ordenación del mismo y del medio ambiente entre otras. Hay casos respecto a los cuales las competencias serán concurrentes; de allí que la

ley 54/97 ha previsto en el artículo 3.4 la facultad del Estado Nacional y de la comunidades autónomas para celebrar convenios de cooperación con la finalidad de conseguir una gestión más eficaz de las actuaciones administrativas relacionadas con las instalaciones eléctricas . Esto ha sido previsto expresamente en la ley, verbigracia en el art. 3.2. f, que habilita una competencia concurrente en la facultad de inspección de instalaciones , tanto en lo atinente a las cuestiones técnicas, como económicas y en cuanto al cumplimiento de las condiciones establecidas en las autorizaciones, que se desarrollarán por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y con la colaboración de los servicios técnicos de la Comunidad Autónoma donde se ubiquen las instalaciones.¹⁶⁵

III. Autoridades político–administrativas.

III.1.-Entidad de regulacion.

Las competencias administrativas en el régimen de la ley se distribuyen entre la Administración del Estado, las Comunidades Autónomas, como vimos en el anterior apartado, y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. En esta oportunidad trataremos de las relaciones entre la Administración del Estado y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Al respecto de la autoridad reguladora, ésta ha sido modificada por ley 43/1998, del Sector de Hidrocarburos que sustituye a la Comisión del Sistema Eléctrico (CNSE) por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con competencias tanto

¹⁶⁵ DE LA CRUZ, ob. cit. pags. 394/396. El criterio de unidad económica de la Constitución española es similar a la cláusula del comercio interjurisdiccional del artículo 12 de la Constitución Argentina, que habilita a la competencia de la Nación, y también el desarrollo de un sistema interconectado para la transmisión de la energía eléctrica, habilita competencias concurrentes en lo atinente a redes en especial su calidades y homogeneidades técnicas, que integran el criterio de la unidad económica, de un sistema que debe ser interpretado como cerrado de acuerdo a las condicionantes físicas del transporte de energía según las leyes de Kirchoff. En Argentina al sistema interconectado de transporte se lo consideró como un establecimiento de utilidad nacional en los términos del artículo 75 inciso 30 de la Constitución y consecuentemente sujeto a competencia nacional.

sobre el mercado eléctrico como sobre el mercado de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos. Hecha esta advertencia, se ha de analizar las competencias de este ente y de la Administración Central en la regulación del sector.

III.2.- La Administración central. Competencias.

Entre las competencias de la Administración Central se encuentra la de ejercer la planificación eléctrica, la que tiene, como ya se dijo, carácter indicativo, es decir se produce un cambio significativo y profundo con el anterior modelo: la planificación del Estado ya no es vinculante para las empresas; en este punto se destaca uno de los ejes capitales del nuevo modelo, el traspaso a la gestión empresarial privada de la toma de decisiones en inversiones.

Como hemos visto en reiteradas ocasiones, cuando existe mercado, como en el caso del mercado eléctrico, dados sus condicionantes técnicos y económicos: no almacenabilidad de la electricidad, necesidad de su gestión por redes, imposibilidad de determinar el curso de la electricidad inyectada en un sistema, alto e importante volumen de inversiones en plantas de generación y redes- es necesario y así lo exige la propia naturaleza del mercado de competencia regulada, contar con información central, que resulta vital para la toma de decisiones por las empresas.

La información estratégica del sector ha de ser transparente y pública, difundida a todos sus agentes, esto sólo puede realizarlo el Estado, el cual, por sus competencias, tiene los registros de los rendimientos económicos y técnicos del sistema, tomados de los operadores de despacho y de sistema y la posibilidad de análisis de escenarios futuros, donde debe destacarse la función atribuida a la hoy CNE de participar mediante propuesta o informe en el proceso de planificación eléctrica, según artículo 8 1. tercera de la ley.

En el desarrollo de la ley se advierte que las funciones de regulación principales han quedado en manos de la Administración Central, así el artículo 3 que define las competencias del Estado, le adjudica funciones de planificación eléctrica,

como se dijo, regulación de estructuras de precios; la organización y funcionamiento de mercados; los términos de la gestión económica y técnica del sistema; regulaciones básicas de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica; potestad sancionatoria de las infracciones realizadas por los agentes; establecimiento de los requisitos mínimos de calidad y seguridad del suministro, y en su ámbito, la autorización de instalaciones, la facultad de inspección etc.

En tanto que el artículo 8, que desarrolla las competencias de la hoy CNE., le atribuye facultades más bien consultivas, de información técnica, de inspección a requerimiento de la autoridad nacional o de las Comunidades autónomas, de arbitraje en conflictos entre sujetos del sector, de instrucción o inicio de expedientes sancionatorios, normativas y de recabar informes

Es decir que en esto comparto con Ariño que el Regulador es el Estado Nacional o las Comunidades Autónomas, máxime cuando el artículo 8.4 prevé contra las resoluciones adoptadas por la CNE , recurso ordinario por ante el Ministerio de Industria y Energía. Esto con dos salvedades: a) el ejercicio de competencias cuasi jurisdiccionales de la cláusula décimo cuarta, que habilita a la misma a la resolución de conflictos que planteen la gestión técnica y económica del sistema, el transporte y los contratos de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y b) la emisión de circulares de información que ponen fin a la vía administrativa, donde resulta de aplicación lo dispuesto en, a mi criterio, la disposición final 1.2, que excluye del carácter básico acordado a la ley 54/97 a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la autoridad competente, ajustándose a lo establecido en la ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.¹⁶⁶

¹⁶⁶ ARIÑO, LÓPEZ DE CASTRO: **El Sector...** págs. 574/75, donde dice, “Al comparar el art.3 (funciones estatales) y el 8 (funciones de la Comisión) se observa que el órgano regulador sigue siendo el Ministerio, por otra parte, el contenido de sus competencias se modifica para adaptarse a las nuevas necesidades de la regulación (más complejas y numerosas si cabe que antes) de l nuevo modelo de competencia regulada (peajes, precio de la garantía de potencia, organización del mercado, etc.).

III.3.- Comisión Nacional de Energía.

III.3.1.- Competencias consultivas o de informes: Es órgano consultivo de la Administración en materia eléctrica (8,1, primera). Así la disposición 8.1 tercera resulta una aplicación de la primera en cuanto a la participación de la Comisión por propuesta o informe en el proceso de planificación eléctrica.

Son competencias informativas también las que desarrolla en los procesos para la determinación de tarifas y retribución de actividades del sector (8.1. cuarta) y/ o informar sobre la autorización de nuevas instalaciones de producción y transporte cuando sean competencias de la administración general del Estado o de las comunidades autónomas, cuando lo consideren oportuno, en el ejercicio de las competencias que las mismas tienen en materia eléctrica (81. Quinta y sexta). También el deber de información al Ministerio de Industria en forma semestral sobre las liquidaciones de energía que lleven a cabo los operadores del mercado y del sistema (8.1. octava)

Otras de sus facultades informativas se refieren preceptivamente sobre las operaciones de control de empresas (8.1 décimo sexta), y la obligación de elevar una memoria anual de actividades que remitirá a las comisiones competentes de la Cámara de Diputados y del Senado.

III.3.2.- Competencias instructorias y de auditamiento: Entre estas tiene la de inspeccionar a petición tanto de la Administración General del Estado como de las Comunidades autónomas, las condiciones técnicas de las instalaciones, el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones, las condiciones económicas y las actuaciones de los sujetos del sistema eléctrico, en cuanto tarifas, criterios de remuneración de las actividades eléctricas con la efectiva separación de actividades (8.1 novena) o determinar los concretos sujetos del sistema a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios (8.1 décima) y/ o acordar la iniciación de expedientes sancionatorios y realizar la instrucción de los mismos cuando sean de la competencia de la

Administración General del Estado (8.1. duodécima) y velar que las actividades de la ley se lleven a cabo en régimen de libre competencia aportando las actuaciones desarrolladas al Servicio de Defensa de la Competencia.(8.1.décimo tercera) Es de su competencia autorizar las participaciones por sociedades con actividades que tiene la consideración de reguladas (81, décimo quinta) o recabar de los sujetos que operan en el sistema según el artículo 9 de la ley, cuanta información resulte precisa en el ejercicio de sus funciones.

III.3.3.- Competencias normativas: El artículo 8.1, cláusula séptima, ha venido a otorgar rango normativo por delegación legislativa de competencias normativas a la CNE , que en anteriores regímenes –como han opinado diversos autores españoles– este rango de normas no contaba con la habilitación por ley de forma necesaria, la norma en cuestión habilita a la CNE a dictar las circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y las Ordenes del Ministerio de Industria y energía que se dicten en el desarrollo de la presente ley, siempre que existiera habilitación expresa para ello. Es tan importante la delegación normativa contenida, que cumple con los recaudos de publicidad de toda norma de contenido general y su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

III.3.4.- Competencias arbitrales cuasi jurisdiccionales: Las cláusulas décima y décimo cuarta del artículo 8.1 prevén competencias arbitrales de la Comisión. La primera se ejerce en conflictos generados entre productores, autoproductores, operadores de mercado y de sistema, transportistas , distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

El carácter de este arbitraje es voluntario y gratuito y no tendrá carácter público.¹⁶⁷

¹⁶⁷ En la ley argentina en el artículo 72 de la ley 24.065 toda controversia que se suscite entre los sujetos a que refiere el artículo 9 de la ley 54/97, están sometidos a la jurisdicción previa y obligatoria del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, siendo facultativa sólo para usuarios finales.

Otra función resolutoria de controversias y que no contiene los caracteres de procedimiento voluntario, pues nada se ha prescrito al respecto, es la facultad de la Comisión de resolver los conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte y, en especial, respecto de los contratos relativos al acceso de terceros a redes de transporte y distribución en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Esta función en mi criterio es de carácter preceptivo y no voluntario como la anterior por los intereses en juego, en estos aspectos se trata de asegurar el funcionamiento tanto económico- técnico del mercado que se organiza, como el de asegurar que dicho mercado sea efectivo, por el acceso neutral de los agentes del mismo a la red, que es donde se producen las reales operaciones comerciales.

III.4.- La Comisión Nacional de Energía.

III.4.1.- Su constitución.

Del análisis de las competencias atribuidas por la ley, se hace evidente que el Ministerio regula al sector eléctrico; ello se advierte en sus competencias sobre regulación de precios, autorización de instalaciones, decisiones de procesos sancionatorios, supervisión de estándares y condiciones de servicios. Correlativamente las facultades de la Comisión han sido reducidas en materia de asesoramiento o de informes, de instructora de procedimientos de sanción, o de información sobre concentración empresarial y defensa de la competencia, es decir, pocas facultades de resolución han quedado en sus manos. Así, en materia de arbitrajes ha de destacarse como resolutoria su facultad de contralor de la gestión económica y técnica de los operadores que aseguran la existencia del mercado, como la plena vigencia del acceso imparcial y transparente de los terceros a redes.

Aún en cuanto a competencias normativas su capacidad resulta limitada, pues depende de una habilitación legal y expresa o razonablemente implícita que

surjan estas de decretos reglamentarios reales, de la ley o de órdenes ministeriales.

La CNE. en el diseño de la ley es más un consultor e instructor que un regulador, carece en los hechos de plena independencia política , como se verá seguidamente al tratar su composición.

III.4.2.- Naturaleza de la Comisión.

La Ley en su artículo 6º define a la Comisión como un órgano público con personalidad jurídica y patrimonio propio y con plena capacidad de obrar. Y dispone que se regirá por el Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común cuando ejerza potestades administrativas y a la legislación de contratos de las administraciones públicas en su contratación de bienes y servicios; en cuanto al personal que cumpla servicios en la misma quedará sometido a las normas del derecho laboral .

Atento a que es persona jurídica derivada estatal y tiene patrimonio propio, la ley en el mismo artículo le habilita a elaborar un anteproyecto anual de presupuesto, que se remitirá por conducto del Ministerio de Hacienda a las Cortes Generales.

En su vinculación con la Administración la misma se conecta (es adscrita) al Ministerio de Industria y Energía, el cual ejercerá un control de eficacia sobre su actividad.

III.4.3.- Composición y recursos.

La Comisión está regida por un Consejo de Administración, es decir es un órgano directivo colegiado, que se integra por un Presidente, quien ostenta la representación legal de la misma y por ocho vocales

El Presidente y los Vocales será nombrados entre personas de reconocida competencia técnica y profesional , por real decreto , a propuesta del Ministerio de Industria y Energía. Los propuestos deberá comparecer ante el Congreso de los Diputados, para que se constaten la calidades especificadas por la ley; esta

exigencia ha sido interpretada como una garantía de independencia tanto técnica como orgánica¹⁶⁸.

El sistema de renovación de sus miembros será parcial y se producirá cada tres años, renovación esta alternativa de cuatro o cinco de sus miembros.

En cuanto a los recursos con los que la Comisión cuenta para el cumplimiento de sus cometidos estos se integran: a) por los bienes y valores que constituyan su patrimonio y los productos y rentas del mismo; b) los ingresos previstos por los costes de funcionamiento de la Comisión, previstos como coste permanente del sistema por el artículo 16. 5 de la ley y c) las transferencias que se efectúen con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

III.4.4.- Su Consejo Consultivo.

Con las reformas introducidas por la ley del sector de hidrocarburos, se han creado dos consejos consultivos que son presididos ambos por el Presidente de la Comisión Nacional de Energía y que cuenta con un máximo de 30 miembros:

1.- El Comité consultivo de la electricidad, que se compone por representantes de la Administración General del Estado, de las Comunidades Autónomas, del Consejo de Seguridad Nuclear, de las compañías del sector, de los consumidores y usuarios y de agentes sociales y de protección del medio ambiente.

2.- El Comité consultivo de hidrocarburos de composición semejante al anterior en lo que refiere a las administraciones públicas, e integrantes específicos del

¹⁶⁸ DE LA CRUZ, ob. cit. pág. 401, señala que la función de supervisión del Congreso de los Diputados del cumplimiento de los requisitos de idoneidad que exige la ley, como el carácter de la duración del cargo que asegura la permanencia en el puesto, garantiza la estabilidad de los nombramientos por encima de posibles dependencias política. No obstante el mismo autor critica. siguiendo a ALVAREZ VALDEZ nota 10, que la presencia con voz pero sin voto del Ministro de Energía o de un delegado de éste, puede reducir la independencia de la Comisión. En sentido similar se pronuncia ARIÑO, ob. cit. págs. 578 y ss, señalando su dependencia jerárquica del Ministerio de Industria y Energía, nota 275, pag 579, cuando comparando la definición de organismo público de la actual ley con la de ente público de la LOSEN, y destacando que en ambas se afirma la personalidad jurídica y patrimonio propios, dice que en el fondo son ambas manifestaciones del mismo fenómeno de “escentralización funcional” con dependencia jerárquica del Ministro.

sector de hidrocarburos como distribuidores y titulares de instalaciones de venta al público.

En la opinión de Diez Moreno, citado por De la Cruz, la existencia de estos consejos ha sido positiva, ya que han constituido foros públicos de debate y diálogo entre los agentes sociales y económicos de los sectores¹⁶⁹

IV. Agentes del sector no sujetos a regulación.

IV.1.- Cuestión metodológica.

En el desarrollo metodológico del tratamiento de los nuevos operadores del sistema eléctrico he preferido su tratamiento separado entre aquellos sujetos, sean institucionales o privados, que desarrollan o coadyuvan al desarrollo de actividades en competencia en consuno con el tratamiento del mercado mayorista por dos razones: a) entender que tal enfoque permite una visión unitaria tanto de la organización del mercado como de sus principales agentes en situación de competencia, con las pertinentes aclaraciones que exija el tratamiento en este acápite de los agentes institucionales: Operador de Mercado y Sistema, es una aportación de carácter instrumental para la mejor comprensión de la temática, no porque los mismos por sí solos sean sujetos que desarrollen actividades en competencia. También cabe al respecto el recaudo de que aún cuando los distribuidores participan del mercado mayorista (pues en él puede realizar operaciones por ser consumidores cualificados), su tratamiento se desarrollará en el acápite siguiente al igual que la actividad del transporte de electricidad, pues las mismas son actividades reguladas donde inciden con mayor gravitación regulaciones de servicio público o esencial según se quiera asumir la terminología comunitaria. b) una razón de expreso derecho positivo contenida en el artículo 14.1 de la ley que dice: “La sociedades mercantiles que desarrollen

¹⁶⁹ DE LA CRUZ, ob. cit. pág. 404.

alguna o algunas de las actividades reguladas a que se refiere el apartado 2 del artículo 11 debe tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, o de comercialización, ni cualquier actividad eléctrica en el exterior sin perjuicio de la posibilidad de venta a consumidores sometidos a tarifa reconocida de los distribuidores”

En tanto que los productores, comercializadores y usuarios cualificados son tratados en este apartado pues los mismos desarrollan actividades en competencia y consecuentemente están sometidos a las reglas de la competencia regulada del nuevo modelo.

IV.2.- Agentes institucionales. Su carácter instrumental.

El carácter instrumental que he adjudicado a los operadores del mercado¹⁷⁰ y del sistema surge del artículo 32 de la ley cuando refiere a que los mismos son atribuidos de las funciones necesarias destinadas a asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, correspondiendo al primero como función primordial la gestión económica que permita el eficaz desarrollo de mercado de producción eléctrica y al segundo, la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico.

Concluyendo: el funcionamiento del mercado se apoya en dos organizaciones fundamentales: el operador del mercado y el operador del sistema.

IV.2.1.- El operador del mercado tiene como función la gestión económica del sistema, ente las que se incluyen la aceptación y casación de las ofertas – es éste quien en representación de los agentes concierne las operaciones de compra y venta de energía- y también la realización de las liquidaciones de las transacciones económicas de los agentes intervinientes.

¹⁷⁰ ARIÑO y LOPEZ DE CASTRO: **El Sector Eléctrico...**, pág. 601. En nuestra opinión, habrá que vigilar la independencia en su actuación, y sobre todo configurarlo como un “servicio” al público y no un como negocio.

Su gestión se ha de desarrollar conforme a los principios neoregulatorios del modelo: transparencia, objetividad e independencia.

Constitución: En su constitución se regula bajo la forma de sociedad mercantil en donde el accionariado de la misma puede ser integrado por cualquier persona física o jurídica siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de la sociedad no supere el 10%. La ley establece otro coto a la integración de las acciones, en relación a los agentes del sistema, al establecer que las participaciones de los mismos sean directas o indirectas, de modo de no superar el 40%, e impedir que este sector puede sindicarse sus acciones; a los efectos de evitar posibilidades de control accionario sobre un organismo que debe justamente mantener una calidad neutral ¹⁷¹

De acuerdo a la disposición transitoria 9ª la sociedad será constituida por la Red Eléctrica de España, la que suscribirá la parte del capital que no se integre, con cargo de enajenar dicha reserva en el plazo de seis meses, es decir su calidad de accionista es meramente transitoria y hasta que suscriba e integre el remanente no comprometido.

Funciones: Las funciones concretas del operador ya han sido antes referenciadas, y consisten en la recepción de las ofertas de venta y de compra de electricidad, para luego proceder a su casación, estableciendo los precios horarios por corte marginal de la última unidad de producción necesaria para la cobertura

¹⁷¹ En el modelo argentino CAMMESA, que reúne las condiciones conjuntas de operador de mercado y de sistema, en su constitución que se regula bajo la forma societaria de la sociedad anónima con la peculiaridad de carecer de fines de lucro de acuerdo a la regulación del Decreto 1192 del P.E de fecha 10 de Julio de 1992, publicada en el Boletín oficial 21/07/92, establece una participación societaria de tipo corporativo, pues a diferencia de la ley española en comentario existe incapacidad legal de que cualquier persona física o jurídica que no sea agente del sistema participe en su constitución. Además las cuotas accionarias que son nominativas y no endosables, se encuentran partidas en forma quitativa entre el Estado Nacional y las cuatro asociaciones que representan productores (AGEERA), distribuidores (ADEERA), transportistas (ATEERA) y grandes usuarios (AGUEERA) con una participación accionaria inmutable del 20% para cada una (art 3 decreto 1192/92) El Estado Nacional se reserva la presidencia del Directorio en la persona del Secretario de energía Eléctrica.

de la demanda, las que desarrolla en dos submercados : el diario e intradiario.(33.2.a.b.c)

Otra de sus funciones una vez establecidos los programa diarios viables con las restricciones indicadas por el operador del sistema,(33.2.e); es el proceso de liquidación y comunicación de pagos y cobros que se realizan en virtud del precio final de la energía, considerando el funcionamiento efectivo de las unidades de producción que funcionaron en la operación real, de las reservas de disponibilidad de unidades de producción en cada período y la liquidación de los costes del sistema que se determinen reglamentariamente.(33.2.g)

En cuanto a la transparencia del mercado tiene una función relevante, que permite justamente la existencia del mercado la obligación de informar públicamente sobre la evolución del mercado, con la supervisión del Comité de Agentes del Mercado, sobre la gestión económica del mercado y propuestas que puedan redundar en su mejor funcionamiento(33.4).

El artículo 27 del real decreto 1019/97, atribuye además como funciones del operador del mercado , la definición y desarrollo de los sistemas informáticos necesarios para la garantía de la transparencia de las transacciones, siendo un mercado dinámico en proceso de transformación le adjudica la presentación de propuestas para la aprobación de modificaciones la contrato de adhesión, que los agentes que operan en el mercado cumplan con todos los requisitos de habilitación que establece el art. 4 del decreto. Debe poner además a disposición de los agentes del mercado en un período de 30 días la información relativa a operaciones casadas y ofertas venta y compra no casadas en cada una de las sesiones; esta es una importante regla de mercado que permite a los comerciantes que en el gestionan el dato relevante de la información, que permite la reorganización de estrategias de las empresas que intervienen a los efectos de la optimización de sus sinergias sean organizativas, de innovación tecnológica, de estructura de costes. Por ejemplo aprovechamientos de energías primarias compatibles a sus equipos de menor coste en el período, proyección de contratos

de abastecimiento de dichas energías que optimicen sus coste, reducción de costes internos de la organización, optimización de recurso humanos y tecnológicos etc. Igual función es la de publicar la información que permita el mejor desenvolvimiento del mercado con pautas de orientación producto de la experiencia de operaciones en tiempo real, que permitan indicaciones transparentes y objetivas sobre las posibilidades y desventajas a aprovechar o superar por los agentes.

En otro ámbito debe mantener reserva de información confidencial , puesta su disposición por los agentes del mercado

En ejercicio de su función e actuar con transparencia, objetividad e independencia una de sus funciones es adoptar las medidas que hagan efectivas las limitaciones de participación directa del capital social de la Compañía encargada de la operación del Mercado. Debe también comunicar a la autoridad competente comportamientos de agentes del mercado que implican una alteración de su correcto funcionamiento, además es a su cargo elaborar el Código de Conducta del Operador del mercado¹⁷²

Dada las características dinámicas diría de laboratorio de ensayo del mercado se habilita al operador del mercado a proponer al Ministerio de Industria y energía para su aprobación las reglas del funcionamiento del mercado que considere adecuadas para su mejor regulación y funcionamiento.¹⁷³

¹⁷² En este aspecto el sistema reglamentario español ha seguido en mi criterio el modelo inglés de regulación de esta institución por códigos de propio diseño, en el caso argentino, el diseño es de facción exógena es decir propio de la autoridad competente en el caso las reglamentaciones de la Secretaría de Energía y Puertos.

¹⁷³ C.N.S.E. Informe del 26 de Enero de 1999 En este sentido cito cuando trata sobre las reglas propuestas por el operador del Mercado para el funcionamiento del mismo, lo que será motivo de sarroollo en el capítulo V de la IIa parte de este trabajo.

IV.2.2.- El operador del sistema: Las funciones relativas a al gestión técnica del sistema fueron asumidas por Red Eléctrica de España (REE), quien desde la ley de explotación unificada de 1985 venía desarrollando esta función.¹⁷⁴

El operador del sistema tiene a su cargo la gestión técnica, es decir las actividades consistentes en la administración de los flujos de energía, es decir es de su competencia mantener en equilibrio, en balance al sistema, propiciando ante la no almacenabilidad de la electricidad, la conciliación de los flujos eléctricos ofertados y demandados a fin de evitar riesgos de falla. También ha de determinar y asignar las pérdidas de transporte y la gestión de servicios complementarios.

Constitución: La disposición transitoria novena de la ley atribuye transitoriamente la gestión de la operación del sistema y gestor de la red de transporte a la Red Eléctrica de España. Pero a continuación destaca el carácter transitorio como se dijo pues establece que la adecuación de las participaciones sociales establecidas en el art. 34.1 de la ley , en cuanto estable la conformación de una sociedad mercantil de cuyo accionariado al igual que la del operador del mercado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica en le mismo porcentaje asignado en la constitución del operador del mercado y con las mismas condiciones y limitaciones respecto de los agentes del sistema . adiciona como punto novedoso la ley que las operaciones de gestión técnica y del transporte que desarrolle la sociedad deberá efectuarse con adecuada separación contable a los efectos justamente de observar los principios de: transparencia objetividad e independencia.

¹⁷⁴ ARIÑO et al: **Organización de un Mercado Eléctrico en España**. Working paper 27 PERE, págs. 60/61. En esto es destacable que el despacho unificado de la red eléctrica española permitió gestionar en breve tiempo un nuevo modelo del sector, en tal sentido es interesante comlulsar, donde trata de las formas de organización de explotación de la red..modelo de coordinación o explotación conjunta perno única , caso de la explotación del sector eléctrico en la época UNESA–RECA y ASELÉCTRICA–CECOEL, anterior a la ley 49/84.. Modelo de unificación o explotación unica; suponen un despacho central optimizado según el principio del “merit order”. En el “pool” se integra toda la energía y se despacha según el criterio de costes variables crecientes...sistema implando en España con la ley 49/84 de explotación unificada.

Rescato el carácter instrumental e institucional de esta sociedad, la que no gestiona negocios propios y consecuentemente no se rige en su faz interna accionarial por criterios de lucro, sus funciones son legales y reglamentarias, sometidas a reglas de servicio público y donde sus decisiones de forma similar a las que pueden tomar otros organismos que arbitran este tipo de mercados cerrados, tales como una bolsa de valores por ejemplo, donde la Comisión Nacional de Valores toma decisiones que dada la celeridad de su cumplimiento al igual de las que toma el operador del sistema, es imposible sean factibles de revisión o apelación, el sistema esta allí vivo, necesitado de toma de decisiones que le permitan su funcionamiento en tiempo real, entonces no es posible que la órdenes emitidas sean o puedan ser discutidas por los agentes, son de ejecutoriedad inmediata y de obligado cumplimiento, donde la doctrina ha destacado la dificultad del contralor jurisdiccional.¹⁷⁵

La misiones asignadas a cada uno de los operadores requiere de una estrecha conexión entre los mismos, al punto que hay países en que tales funciones han sido encomendadas a un solo operador como el caso de Argentina y la realidad del sistema inglés. Hay autores españoles que comparten este criterio, por entender que no existen mayores problemas en la asignación de las misiones económicas y técnicas a un solo operador.¹⁷⁶

¹⁷⁵ VELJANOVSKY, C : **The Regulation Game: Regulators and de Market: an assessment of the growth of Regulation in the UK**, Londres 1991. Refiriéndose al sistme inglés, crítica las dificultades para exigir responsabilidad por su actuación, ya que los mecanismos de supervisión existentes están escasamente concretados. Ausencia de garantías procedimentales, por inexistencia de procedimientos formalizados que pueden provocar faltas de transparencia en las decisiones y procesos de toma de decisión de las agencias de regulación., lo que dificulta una revisión judicial de los actos de las autoridades de regulación. Los tribunales pueden revisar las actuaciones de los reguladores que sobrepasen el fin previsto para los poderes que legalmente se les han asignado o que vulneren la natural justice Ariño el Sector,pág 603.Idem.

¹⁷⁶ ALVAREZ VALDEZ (*La Reforma de la LOSEN, Los nuevos sujetos del S.E.N* por J.alvarez Valdez en Va Jornadas Jurídica UNESA) , si la figura el Ods debería mantenerse necesariamente independiente de la ODM. Asi dice el autor de la cita “ De nuevo hemos de decir que la coincidencia de ciertas funciones en determinados momentos temporales puede producir graves infieciencias y no está probada la eficacia de su separación. La coordinación será compleja y costosa...De hecho la lmejor pureba de esta artificail deparación entre Ods y ODM en el caso español es que cuando se lleen los arts 33 y 34 de la ley se comprueba que todas

Funciones: Las funciones del operador del sistema surgen de las contenidas en el artículo 34 de la ley 54/97, como de las que prevén los artículos 30 a 33 y también la asignación de funciones que le competen en los intercambios de energía intracomunitarios e internacionales desarrollados en los artículos 34 a 37 y la disposición adicional tercera que prevé las condiciones para eximir a generadores de la obligación de presentar ofertas. En esta parte de la tesis se expondrán los lineamientos generales en cuanto a funciones siguiendo el plan de trabajo de exponer de una primera parte los sistemas legales de un modo global para desarrollar en la segunda parte las cuestiones pertinentes al meollo de la tesis, como estos mercados, sujetos, instituciones, regulación inciden en las contrataciones del mercado.

De inicio debo decir que el operador del sistema es el responsable de la gestión técnica del sistema eléctrico, es decir está a su cargo la garantía de la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación del sistema de producción y de transporte (artículo 34.1 de la ley).

1.- Sus principales funciones de previsión, de una parte el control del nivel de garantía y abastecimiento en el corto y medio plazo, luego junto al operador del mercado lo relativo a la utilización del equipamiento de producción, donde dicho parque se integra por razones estratégicas por centrales que producen energía eléctrica la cual es derivada de una energía primaria- hidroeléctrica, térmica, nuclear, de las renovables: eólica, solar, de combustión de recursos tales como biomasa, residuos agrícolas etc- Por lo general en los sistemas eléctricos se prevé en principio el uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo a las

y cada una de las funciones esenciales del OdM- casación de ofertas y demandas, determinación de precios de mercado, despacho económico de las centrales y liquidación de cobros y pagos – no puede llevarlas a cabo sin el concurso del OdS y quedan condicionadas la posterior ratificación de este.”..Estimo que las empresas eléctricas españolas al incidir en la división de estas operaciones han considerado su experiencia previa con la actividad monopólica de la Red Electrica de España. En el caso argentino las funciones han sido atribuidías por decreto 1192 del 10 de Julio 1992 a un solo ente la Sociedad Compañía Administraodra del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), confore al artículo 1º y al artículo 3 de su Estatuto.

previsiones de la demanda y distintas condiciones de carácter hidráulico que se estiman para el período que se prevé.¹⁷⁷

Debe programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo al resultado de la casación, con las previsiones de las excepciones al mercado contenidas en el 25 -centrales con fuente de combustión autóctona hasta un 15%, los productores en régimen especial por su energía excedentaria, autoproductores, producción de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares, intercambios intracomunitarios e internacionales, modalidades contractuales que de acuerdo a lo previsto en el 24.4 por sus características estén excluidas del sistema de ofertas, las instalaciones que por lo normado en este artículo no estén obligadas a realizar ofertas económicas.

En cuanto a instrucciones a los agentes debe efectuar las necesarias para que el sistema de producción de transporte se gestione con criterios de seguridad y fiabilidad, para lo que se implementarán y gestionarán los mercados de servicios complementarios necesario, lo que es reglamentado en el artículo 30 g del real decreto cuando debe coordinar con transportistas, productores y distribuidores,

¹⁷⁷ TORRE DE SILVA, Víctor y LÓPEZ DE LETONA Revista Española de Derecho Administrativo: *Entorno a la Concesión de aprovechamiento hidroeléctrico y su situación inicial*. Los autores destacan a la producción hidroeléctrica entre las vías principales de producción de energía primaria, con el favor inegable de ésta en España por los accidentes orográficos del territorio y la carencia de minerales energéticos. Que ante la escasez e importancia de dichos recursos el ordenamiento jurídico español ha regulado en forma especial los aprovechamientos de este tipo, en el seno de una declaración general de demanialidad de las aguas.” En el esquema de organización de las centrales de acuerdo a sus fuentes primarias, tiene una doble variante o composición. La primera es que un país o sistema necesita de un mix de energías primarias pues hay centrales de energía hidráulica que en Argentina implican un 43% de la producción total, pero que ante una restricción técnica y la necesidad de llamar a funcionar una parque de reserva son de mayor utilidad centrales de producción térmica pues su nivel de funcionamiento de cero a la potencia necesitada se logra en un factor temporal mucho menor. En el sentido indicado consúltese a LASHERAS ob.cit.pág252. “ Cada una de estas tecnologías tiene una capacidad de reacción distinta para responder a aumentos de la demanda. Tecnologías como la nuclear o térmica de carbón tienen unos costes de arranque elevados, lo que obliga a programar su funcionamiento durante varias horas seguidas y hacer mínimo el número de paradas y puestas en marcha. Por otro lado cada tecnología tiene limitaciones para aumentar la energía que genera y conseguir en tiempo real, que la producción se adapte a la demanda o bien, cumplir las restricciones que ofrece el funcionamiento de la red. Esta

planes e maniobra para la reposición del servicio en caso de fallo generales del suministro, conectado a los procedimientos que refieran a las condiciones de conexión a la red de transporte (art.31.2 a real decreto.) .

Determinar la capacidad de uso de las conexiones internacionales y establecer los programas de intercambio de electricidad a corto plazo, que tenga por objeto el mantenimiento de la condiciones de calidad y seguridad del suministro(art.13.4 y artículo 31.2 d del real decreto)

El operador del sistema es el responsable de coordinar con los operadores de otros países, la información relativa a intercambios internacionales, flujos de energía que se realice a través de las mismas, lo que hará en coordinación con el operador del mercado (art. 34.7 Real Decreto). En este tipo de operaciones es el ejecutor de las prohibiciones de operaciones de exportación que implique un cierto riesgo para la prestación del suministro de energía eléctrica (34.8 Real Decreto)

Los agentes del sistema están obligados a suministrarle información sobre sus planes de mantenimiento sean en unidades producción o transporte y el operador es quien deberá coordinar y modificar dichos planes en su caso, para asegurar la compatibilidad de los mismos y el estado de disponibilidad suficiente del sistema, para los cuales el real decreto ha previsto procedimientos en el artículo 31.2 g, h, i, j y k.

El operador del sistema es quien ante las restricciones técnicas del sistema es el ente que habilita a la alteración del orden de entrada en funcionamiento de unidades producción que no formaba parte del programa diario y consecuentemente produce la renegociación de las pluricontrataciones afectadas por dichas restricciones, que como se desarrolla en el Capítulo III 2da Parte de la tesis, tiene la calidad de que las prestaciones cumplidas en operación en tiempo real con el programa casado y variadas por restricciones producidas durante la

capacidad de respuesta es mayor en las tecnologías hidráulicas o térmicas que las nucleares o renovables”.

gestión real se liquidarán conforme a las fracciones horarias cumplidas del despacho ordinario y las del afectado por las restricciones, al menos en el sistema argentino

El objeto del mercado de producción que se ha creado en España con perfil de tipo “mayorista” al menos hasta el año 2007, tiene por finalidad la regulación de las transacciones de compraventas de energía eléctrica, las que pueden ser básicamente desarrolladas en dos subsistemas o modelos. El primero el de un “pool” de concurrencia obligatoria o voluntaria de los contratantes, en el caso español de concurrencia obligatoria, al menos los indicados en el artículo 23 1, tales como los productores que no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral, que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas y las unidades producción de energía eléctrica cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, o que la entrar en vigor la ley , se encuentren sometidas a las normas del real decreto 1538/87, de determinación de tarifas de empresas gestoras del servicio público, con la excepción del artículo 25, las exceptuadas por el artículo 25 del deber de ofertar son :

- 1.- Las unidades producción de energía que utilicen fuentes de producción de energía primaria autóctonas hasta un 15% (limite impuesto comunitariamente), de la cantidad total de energía primaria necesaria para la cobertura de la producción del mercado nacional, debiendo adoptarse las medidas necesarias a fin de que no se altere el precio del mercado.
- 2.- Los productores de energía eléctrica en régimen especial, quienes podrá incorporar la excedentaria sin someterse al sistema de ofertas del “pool”.
- 3.- Los autoprodutores quienes podrán incorporar al sistema su energía excedente, cuando la misma tenga por objeto abastecer sus propias instalaciones o filiales.

4.- Pueden quedar excluidas, y de hecho han quedado excluidas, del sistema la producción de energía eléctrica de los territorios insulares, (conf. arts.12.1,2,3)¹⁷⁸

5.- Los intercambios Se excluyen de las ofertas del “pool” intracomunitarios o internacionales , cuando los mismos sean a corto plazo y tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro, lo que serán realizados en forma directa por el Operador del Sistema, en los términos que la reglamentación establezca, como las operaciones de venta de energía a otros sistemas que se establezcan reglamentariamente, por ejemplo los supuestos de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía, que se regularán reglamentariamente respetando los principios de competencia y transparencia que han de regir el mercado de producción, de acuerdo a lo establecido por el juego de los apartados 5 y 6 del artículo 13.

6.- Se regularán reglamentariamente las modalidades de contratación, entre otros de los contratos de tipo financiero, que respetará en todo caso el sistema de ofertas, como contratos formales de suministro realizados directamente entre consumidores cualificados y los productores exceptuados del sistema de ofertas.¹⁷⁹

El artículo 25 en el apartado 7 no prevé un supuesto de excepción sino una regla general de retribución, lo que constituye un déficit de técnica legislativa, pero aún así importante pues asigna una regla general cuyas excepciones serán las disposiciones específicas en contrario de la misma. La regla es que las unidades de producción no obligadas a realizar ofertas económicas, podrán percibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal de cada período de programación , es decir el precio marginal correspondiente a la oferta

¹⁷⁸ La situación de los territorios insulares españoles es similar en cuanto su desconexión en producción y transmisión al mercado local que configura el territorio del extremo sud de Argentina, ecludido del mercado Eléctrico Mayorista y regulado por precios locales.

¹⁷⁹ Los casos de excepción previstos en la regulación de la casación de “pool” coinciden con los del mercado argentino, donde los contratos entre productores y consumidores cualificados están excentos del precio del “pool” y de su sistema de ofertas, El precio spot se aplicará en el

realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender a la demanda (artículo 16 1.a.).

7.- Este supuesto implica una fuerte intervención pública del Gobierno, de limitación temporaria y con el objeto de garantizar el suministro de energía, en los supuestos de riesgo en su prestación; desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria; situaciones de las que se pueda derivar daño a la integridad física, seguridad de las personas, aparatos o instalaciones; o integridad de la red de transporte o distribución. En tal caso el Gobierno determinará administrativamente el régimen retributivo aplicable . Considero que la situación ha de ser de tal magnitud y afectar al sistema en su conjunto para que el gobierno pueda tomar medidas generales en relación a todo el sistema. De no ocurrir esto y ser posible la acotación de las crisis a sectores, estimo que el sistema de mercado pervivirá, complementado con reglas administrativas aplicadas a segmentos o “mercados locales “.

V. La comercialización de electricidad.

La comercialización de electricidad constituye una de las actividades del mercado de competencia, una actividad transaccional destinada al suministro eléctrico de los consumidores del sistema que tienen capacidad de elección. El comercializador gestiona la oferta de un producto en condiciones y organización comerciales para su venta. Esta actividad al igual que la generación es una actividad de riesgo para la empresa que la gestiona, por un lado la opción de compra de energía en el mercado mayorista sea a los costes de spot o a través de contratos, gestionados con generadores. El segundo plano de riesgo es la libertad empresarial en la venta de la energía a los consumidores finales, su modos de gestionar los riesgos de cobro como de las diversas modalidades a pactar con los mismos.

supuesto de excedentes de la demanda contratada por los consumidores y respecto de dichos excedentes.

En la doctrina española diría que ha tenido una repercusión negativa la separación de las actividades de distribución y comercialización. La ley 54/97 ha sido cuestionada en este sentido en especial por la posibilidad de acceso al negocio, antes de su desarrollo reglamentario de nuevas comercializadoras en especial foráneas, carentes de relación alguna con el sector eléctrico español.¹⁸⁰

La ley 54/97 a diferencia de la ley argentina 24.065, al desarrollar el título VIII Suministro de Energía Eléctrica ha dado status legal a la figura del comercializador.¹⁸¹ Así en el artículo 44 que refiere al suministro el apartado 2 habilita para proporcionar suministro a aquellas personas jurídicas que quieran actuar como comercializadoras, las que habrán de contar con autorización administrativa previa, de carácter reglado y será otorgada por la administración competente, de acuerdo los requisitos que aseguren suficiente capacidad legal, técnica y económica del solicitante. La autorización administrativa, especificará el ámbito territorial donde el comercializador pretenda desarrollar su actividad. Al igual que la actividad de distribución y en un criterio que estimo loable de la ley no se ha otorgado estas actividades adjudicándoles derechos exclusivos.

Las condiciones que habilitan al funcionamiento del comercializador implican su inscripción en el registro, que se crea en la esfera del Ministerio de Industria y Energía, tanto para Distribuidores, Comercializadores y Consumidores

¹⁸⁰ NEBREDA, Joaquín María . “La comercialización de energía eléctrica. Aspectos Jurídicos VIa Jornadas del Sector Eléctrico UNESA. Regulación Sectorial y competencia, pag. 3, donde en nota de pie cita las opiniones coincidente de Eduardo García de Entrerria Dictamen UNESA 1997 y a Gaspar Ariño “**El Sector Eléctrico...**”pág 623.Pa el autor citado en la nota la distribución y la comercialización son actividades independientes e suministro eléctrico únicamente cuando se desarrollan utilizando redes realmente ajenas pertenecientes a distintos grupos empresariales.

¹⁸¹ En tanto que el artículo 4 de la ley 24.065, no prevé la figura del comercializador y establece que serán actores reconocidos en el Mercado Eléctrico: a.- Generadores o productores .b.- Transportistas. c.- Distribuidores .d.- Grandes Usuarios .A estos agentes establecidos por la ley hay que agregar a los participantes en el mercado eléctrico, que han sido por decreto del Poder Ejecutivo Nacional, facultados para realizar transacciones en el mercado, los indicados en el art. 4, ya comentado, 8 y 34 de la ley 24065, con los alcances que en cada caso establece el marco regulatorio eléctrico reglamentado por el decreto 1398 del 6 de Agosto de 1992, art.1º b) , los que a su vez son definidos en el art.5 del citado decreto

cualificados, lo que es condición necesaria para la presentación de ofertas de energía al operador del mercado. Esta nota indica la calidad de un mercado organizado, institucionalizado, cerrado a los agentes habilitados por la autorización administrativa.¹⁸²

El mercado en su función sistémica requiere de soluciones expeditas, no puede permitirse costes excesivos de litigación en sus transacciones, tanto económicas como técnicas de allí la norma contenida en el artículo 44. 2 in fine que remite a la 45.4, en cuanto no solo comercializadores, sino distribuidores y grandes usuarios deben presentar al operador del mercado garantía suficiente para cubrir su demanda de energía. Esto implica la constitución de una garantía autoliquidable, que asegure el pago de la energía excedentaria que necesiten comprar al spot estos agentes y que no puede estar sujeta al proceso judiciales o extrajudiciales de cobro que afectarían su viabilidad económica. Entre las obligaciones a cargo de las comercializadoras relacionadas con el suministro, está la compatibilización de la medición de los suministros , su exactitud y el equipamiento de aparatos de medición que permitan dicho cometido, también le compete poner en práctica programas de gestión de la demanda como por ejemplo las posibilidades de aprovechamiento de técnicas de interrumpibilidad de la misma con incentivos respecto de grandes consumidores, procurar el uso racional de la energía, donde la medición adecuada de consumo juega un factor importante, el compromiso de adquirir los volúmenes suficientes de energía

¹⁸² Nebreda Joaquín ob cit, pág7 en cuanto a las competencias administrativas para calificar la capacidad de quienes soliciten su inscripción en el Registro administrativo, es cierto que el referente espacial para la venta de energía por el comercializador es donde su cliente se la demande. En todo caso dice el autor lo que comparto , la función de compra de energía en el mercado mayorista si tiene alguna referencia espacial, tal referencia es la del Estado. Es útil la distinción de Nebreda en cuanto al "ámbito competencia de regulación en la distribución en materia de compras de energía , pues el ámbito donde ella se produce es en el mercado mayorista y consecuentemente este es Estatal y no autonómico. Diferente es el caso cuestiones incumbentes a las autonomías como establecimientos de instalaciones, redes de única gestión en la comunidad, régimen de acometidas etc. en el mercado argentino ocurre lo mismo la jurisdicción estatal nacional regula los ámbitos de mercado y las provincias sus precios tarifarios a cautivos con una referencia a un valor de precio estacional pass-through (mercado estacional) que se desarrolla en el capítulo III de la segunda parte de la tesis .

comprometidos con los clientes y los pagos de los mismos sean a los generadores o al mercado según se aprovisione vía contratos o spot, de acuerdo al procedimiento de liquidación que se establezca. La ley en el 45.3 en consonancia con lo establecido por el artículo 48.1 3er párrafo, establece normas que regulan tanto a distribuidores como comercializadores, los que tienen que exigir que las instalaciones y aparatos de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción, para la garantía de un buen uso y con un criterio sistemático, que no afecten por su deterioro o degradación la calidad del suministro respecto de otros usuarios. Otras de sus facultades es la de facturar y cobrar el suministro realizado.¹⁸³

La importancia de estas gestiones está expresamente legislada así el art. 46 cuando regula programas de gestión a la demanda, en primer lugar deja en manos de las distribuidoras y comercializadoras, el desarrollo de programas de adecuada gestión de la demanda eléctrica, buscando la mejora de la calidad técnica del servicio prestado, su eficiencia y el ahorro energético; programas estos donde se deja libertad de acción en su diseño pero con la posterior aprobación del Ministerio de Industria y Energía y previo informe de las Comunidades autónomas en sus ámbitos territoriales.

Sin embargo esta es la primera línea de actuación en este sentido pues la Administración se reserva (art.46.2) el derecho de adoptar medidas que incentiven la calidad del servicio, su eficiencia y ahorro energéticos, sea directamente o a través de operadores. Esto tiene su desarrollo instrumental al

¹⁸³ Perez Arriaga J. “ Fundamentos Teóricos de la nueva regulación eléctrica, Revista No 316 Economía Industrial pág5 y ss, donde el autor detalla una tabla de clasificación de las actividades eléctricas distinguiéndolas en A) Generación, b) Red, C Transacción y dentro de estas que toman tanto a los diseños de mercados mayoristas como minoristas las actividades complementarias esenciales dada su necesidad ante la multiplicidad de contrataciones que se gestionan ellas son las liquidaciones, facturación y medición. Esta última de vital importancia en el sistema eléctrico, pues permite establecer las pérdidas técnicas de la red, de acuerdo a la distancia de transporte y tensiones, estableciendo diferencias por nodo (schweppe) y permite a las distribuidoras y comercializadoras, de acuerdo a los volúmenes netos deslindadas las pérdidas técnicas, puede con la medición del consumo de sus usuarios determinar sus pérdidas por hurto, que es una de las economías organizativas que permiten estas actividades complementarias.

menos primigenio en el artículo 47, que acuerda a favor de la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus competencias, el desarrollo de planes de ahorro que permitan a) optimizar rendimientos en procesos de transformación de energía, sean de sistemas productivos o de consumo , b) analizar proyectos de creación plantas de gran consumo de energía, tomando los parámetros de rentabilidad energética a nivel nacional, c) mejorar el rendimiento o sustituir el tipo de combustibles en empresas o sectores de alto consumo energético, en relación a los intereses nacionales. Esta disposición es de aquellas que evidencian con claridad que el modelo a desarrollar es de una competencia regulada.

VI. Agentes del sector regulado.

En lo relacionado con los agentes sujetos a regulación, debo hacer de inicio precisiones conceptuales, tales como por razones metodológicas para una mejor comprensión de funcionamiento del mercado bajo el título de agentes institucionales he tratado a dos instituciones que están sujetas a regulación como son los operadores del mercado y del sistema, ello ha respondido a la necesidad didáctica de poder armonizar un desarrollo coherente de dicha organización, sin perjuicio de aceptar su calidad sujetos regulados.¹⁸⁴

La clasificación de actividades reguladas y de mercado en un sistema como el eléctrico necesita de precisiones conceptuales que permitan comprender que aún en los segmentos o actividades en competencia la misma no es ni puede ser perfecta, por lo que necesariamente la competencia habrá de ser regulada por

¹⁸⁴ Nebreda Perez. Joaquín María. Distribución eléctrica. Concurrencia de Disciplinas Jurídicas. Ed Civitas Madrid 1999, pág 106. “ Se mantienen como actividades de regulación administrativa intensa las de transporte, distribución, así como las de operación del sistema y del mercado , quedando liberalizadas la producción y comercialización. Idem Ariño “ El sistema...página 601 cuando refiere al operador del mercado que dice “ como actividad regulada su objeto social deber ser la gestión económica del sistema y no puede tener intereses en el mercado.” La independencia del operador del sistema no viene determinada por su composición accionarial, sino por su regulación: se debe someter a la ley, reglamento y supervisión del órgano regulador, pág 603

normas que permitan justamente el desarrollo del mercado, sin las gestiones de los operadores del mercado y sistema, como las normas que aseguren aprovisionamiento o stock de energías primarias y aún las restricciones que impone la red¹⁸⁵ y los propios fallos de centrales de producción casadas en tiempo real, dan una idea bastante clara sobre a que tipo de mercado y competencia referimos.

Puesta la atención en la temática de los sectores de transporte y de distribución eléctrica que son actividades reguladas y sujetas en criterio a reglas de servicio público, como luego desarrollaré, es necesario indicar siquiera someramente el planteamiento de estas actividades, las cuales se desarrollan en territorios geográficos, donde hay que estudiar la implantación de al red, su explotación las condiciones de su operación y mantenimiento, produciendo las adecuadas distinciones de competencias territoriales no sólo entre el Estado Nacional y las Comunidades Autónomas, regulada en la divisoria de aguas de los artículos 148 y 149, en especial 1.22 de la Constitución Española, sea que se trate de instalaciones desarrolladas íntegramente en una comunidad o que traspasen a la misma, aún en este caso disposiciones de tipo común de homologación, sistemas de construcción, de instalación con materiales homogéneos, en cuando a normas de seguridad y eficiencia, sistemas informáticos de control y medición compatibles. De otra parte ha de precisarse la competencia exclusiva del Estado Nacional en materias de ordenación económica, que parten de la exigencia de asegurar la igualdad a todos los habitantes en la regulación de las bases de la economía y definición de objetivos de política económica, es decir asegurar el principio de unidad de mercado, para asegurar la viabilidad del sistema sea que se trate de un Estado federal o cuasifederal. Y por último para adicionarle mayor complejidad al tema pero a su vez precisar las gradientes de autorizaciones a

¹⁸⁵ LASHERAS ob.cit pág 258..efectos económicos de las restricciones técnicas..” Los intercambios de energía eléctrica sin son acordados antes del despacho real, tiene un riesgo en cuanto a su ejecución, que depende del funcionamiento de la red y eleva los costes de transacción.

conseguir, el tema del uso del suelo y la gestión medioambiental, en el primer caso con una regulación que es en algunos supuestos municipal.¹⁸⁶

En el ámbito de la ley 54/97, la misma con buena técnica legislativa desarrolla en sus títulos VI (Transporte de Energía Eléctrica) y en el VII (Distribución de Energía Eléctrica), que constituyen las actividades de redes sujetas a normas de servicio público pese a la presunto abandono de la noción contenido en su exposición de motivos, y desarrollando en el Título VIII (El suministro de Energía Eléctrica, que puede tanto gestionarse por distribuidores y comercializadores).

El suministro eléctrico requiere necesariamente del uso de redes, podemos decir que la línea de distribución y comercialización de este producto servicio es la red,

¹⁸⁶ Nebreda Perez ob cit. Págs120/125 y 216//225,295/333 Esta nota busca solamente plantear la cuestión, pues no es el objeto del tema de tesis el estudio de las actividades reguladas de transporte y distribución, sino mas bien el mercado y sus contrataciones, no obstante lo que machaconamente vengo reiterando a lo largo de estas páginas, al tratarse el eléctrico de una sistema, sus mutuas interrelaciones inciden como todo sistema en el conjunto, de allí sus características de autorerencia y autoorganización, que explican excepciones a reglas jurídicas vigentes en contrataciones no coimplicadas con procesos sistémicos. En una breve referencia a la abundante nota de paginas citadas del autos. Este destaca que en la planificación de las instalaciones eléctricas han de tenerse en cuenta los instrumentos de ordenación y planeamiento urbanístico, previsto en el artículo 5 de la ley 54/97 y sus interpretaciones con normas de sanción posterior como la ley del suelo, advirtiéndolo el autor sobre la necesidad de coordinación de dichas normas. En materia de competencias municipales el autor postula la necesidad de integrar la infraestructura eléctrica de distribución en el planeamiento urbanístico, de la mano del art.5 de la ley eléctrica y la ley 6 del suelo posterior a aquella 6/1998, incorporando la normativa sobre la extensión de la red a los criterios legales de urbanismo, para simplificar y clarificar el cálculo y gestión de derechos de acometida y reparar los costes de la infraestructura eléctrica de distribución, entre la actividad urbanizadora y eléctrica. En materia de medio ambiente la Constitución Española en el artículo 45 específicamente reconoce el derecho a disfrutar del medio ambiente adecuado e impone el deber de conservarlo. y que los poderes públicos velarán por la utilización racional de todos los recursos naturales...en este campo de acuerdo a lo normado por los artículos 148 1 9 y 6 tiene competencia la Comunidad Autónoma y en concurrencia de competencias en el artículo 149 1.23 se le acuerda también el Estado Nacional, destacando que el Tribunal Supremo en sentencia de fecha 25/IV/1989 ha dicho que la ley básica estatal de régimen local, norma directa e inmediata de aplicación atribuye competencia a los municipios en la protección del medio ambiente y salubridad pública, siendo sus competencias administrativas, en tanto que las de desarrollo legislativo son de las Comunidades Autónomas, adviértase la complejidad de la temática para el desarrollo al menos en distribución de las actividades de implantación y extensión de la red.

las que como hemos vistos dadas sus calidades técnicas y económicas se regulan como un monopolio natural.

VII. Transporte.

La ley 54/ 971, siguiendo en esto a la LOSEN desmonopoliza el transporte, habilitando a que todas las acciones que se vinculan con su gestión sea la construcción, modificación, transmisión y cierre aún de instalaciones, se gestionarán mediante el título jurídico de la autorización, debiendo quienes quieran participar de tales actividades de las calidades legales técnicas, económicas y financieras que exijan las reglamentaciones, con surge del artículo 43.2..

Las funciones del transportista tienen clara definición legal en el artículo 9.1.f quien las define como :” sociedades mercantiles que tienen la función de transportar energía eléctrica, así como de construir , mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.

Las autorizaciones se acordarán según criterios que consideren por una parte como se dijo los requisitos del solicitante (calificación técnica) y por otra las necesidades y condiciones del sistema eléctrico, la incidencia de la instalación en el conjunto del sistema. Es lógico que así sea pues pese a las libertades conferidas por la ley deben prevalecer criterios que permitan una planificación y desarrollo global del transporte, por lo que la calidad de la autorización parece responder a un criterio discrecional o al menos en algunos aspectos discrecional diría, dado que no sólo se habilita por las calidades técnicas sino por la reales necesidades de planificación y desarrollo global de la red¹⁸⁷ También la ley en el

¹⁸⁷ Ariño el Sector.. pág 608, quien observa que cuando la ley refiere a actividades de producción les acuerda expresamente carácter reglado, más cuando trata esta omite calificar a la habilitación. En mi opinión los estándares de discrecionalidad técnica en el caso pueden resultar acotados en los supuestos de que se estime la conveniencia de utilidad pública de la realización de la instalación, que es el sistema seguido en esta materia en el modelo argentino, donde en estos tipos de contratos hay audiencia pública para discutir la conveniencia de utilidad pública, en

mismo sector artículo 36.3 habilita a la concurrencia de oferentes mediante concursos o procesos de selección, que pueden contener condiciones relativas al destino de las instalaciones para el caso del cese de la explotación por su titular y que podrá suponer su transmisión forzosa o desmantelamiento.¹⁸⁸

El artículo 36.4 en su desarrollo salva las objeciones que podrían hacerse al mismo a tenor de las directivas de la C:EE, en especial las directivas 90/531/CEE, que refería a los contratos de obras y suministros, seguida luego de la 92/13/CEEE, que regula las vías de control de la regularidad del cumplimiento de las normas contenidas en la primera y la vigente 93/38/CEE, que incluye en su ámbito de aplicación a los contratos de servicios, en cuanto habilita como titular de instalaciones a sociedades españolas o de otro estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, lo que constituye una reglamentación razonable a los efectos del debido control de policía del Estado Español sea Nacional o de las Comunidades Autónomas.¹⁸⁹

un porceso que permite a los sujetos vinculados a la red en cuestión apoyar el proyecto o oponerse o proponer modificaciones.

¹⁸⁸ En cuanto al carácter personal o real de la autorización, del análisis del artículo 36.3 no surge en mi criterio una conclusión rigurosa, estimando que más bien la ley española ha atendido a las condiciones subjetivas de los sujetos habilitados, a diferencia que la argentina en sus desarrollos reglamentarios Decretos 69/92 y 137/92 ha seguido el criterio de la habilitación real.

¹⁸⁹ MEILÁN GIL, José Luis. En obra colectiva “Competencia y Sector Eléctrico : Un nuevo régimen jurídico. “ La contratación pública en los denominados sectores excluidos .Consecuencias de la falta de incorporación de las directivas 93/38/CEE y 92/13/CEE al derecho español., pág126, donde el autor remarca el principal objetivo de las directivas comentadas cual es asegurar un trato común en materia de contratación, a todos los operadores del mercado del agua, los transportes, la energía y las telecomunicaciones, sean dependientes del derecho público o privado, para abrir una competencia efectiva en de ámbito comunitario como medio de promover la creación de empresas europeas con la dimensión suficiente para competir en un mercado cada vez más globalEl artículo rico en propuestas e interrogantes no puede ser materia de análisis en esta breve nota pero es importante destacar que comparto con el autor su convicción de la necesidad de la transposición de las directivas, en especial por su incidencia respecto de de contratos sujetos al derecho privado, regulados hasta ahora por normas de rango legal o su afectación al ejercicio del derecho de libertad de empresa, idem sus apuntes para una eventual transposición de la directiva 92/13/CEE y los posibles órganos u órgano habilitado para la solución de controversias. Consultar también Samaniego Bordiú Revista Española de Derecho Administrativo “ La normativa Comunitaria de los contratos que actúan en los sectores del agua , la energía, los transportes y las comunicaciones”, trabajo donde el autor comenta la línea directriz de la Comunidad ya en en el año 1990,cuando la Comisión Europea propuso la regulación de estos sectores revistiesen la claridad de privado o públicos, con citas de caso

Creo que es preciso distinguir en esta materia que la salvedad de la explotación por empresas de otros países con asiento de negocios en España, es aplicable y lógica como limitación en cuanto a la obligación últimamente indicada, cuando se trata de la explotación del transporte sea en las operaciones de transporte propiamente dichas como las de mantenimiento donde es necesario un control que habilita la aplicación del art.90 inciso 2 del Tratado, no así en la construcción de obras civiles y de ingeniería en redes o de servicios complementarios, donde la condición de establecimiento permanente del negocio sea España aparecería en franca contradicción con las directivas citadas.

En estas actividades la ley y sus desarrollos reglamentarios han previsto la regulación de la red que es una de las funciones del operador del sistema. Este es responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte en alta tensión, con el fin de garantizar su mantenimiento y mejora con criterios homogéneos; tiene a su cargo también la gestión el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que utilicen las redes del sistema eléctrico español .(art.35.2)

El desarrollo de una red mallada es lo que permite garantizar la fiabilidad de del suministro de energía eléctrica, puesto esto redundaría en la optimización de los costes del mismo, pues al solucionar o mitigar un sistema eléctrico sus restricciones producto de congestiones de red o de establecimientos de mercados locales debido a la insuficiencia de interconexión- supuestos en España de las transmisiones insulares y extrapensinsulares, como el mismo efecto isla del sistema español en relación a su interconexión en vista del mercado comunitario eléctrico(art.35.3).

El hecho que las actividades de redes al ser monopólicas se excluyen de las reglas de mercado (art.11.2) por ser reguladas, se aplica aquí la separación

jurisprudenciales, como la sentencia dictada por el Tribunal de Justicia de la Comunidad en una causa donde el Tribunal aplicó el principio de no discriminación en contra de una contratación de una entidad pública irlandesa que quería realizar obras e aprovisionamiento de agua y exigía que los insumos fuera de especificaciones sólo fabricadas en Irlanda, sin que se admitiesen similares o equivalentes de empresas de otros países.

jurídica de actividades previstas por el artículo 14.1, respecto de actividades en competencia que como surge de la disposición transitoria quinta respecto de las empresas vigentes al momento de la sanción de la ley entrarán en vigencia a partir del 31 de Diciembre del 2000, en el lapso transitorio, deberán tener separadas en forma contable sus actividades eléctrica reguladas a los efectos de evitar subsidios cruzados, de acuerdo al apartado 3 de dicha cláusula.

La retribución de esta actividad siendo regulada no se rige por reglas de mercado y se calculará “ atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como los costes necesarios para desarrollar la actividad . Para su retribución se considerará de acuerdo a las exposiciones del Real Decreto 2819/98, una media que considere los costes reales e inversiones imputables a la actividad.. Tanto en materia de transporte como de distribución el peaje se corresponde con el coste de la red, que es justamente el porque de la divisoria de retribuciones entre mercado y regulación. Las redes por tener efectos externos requieren, además de su condición de monopolio natural , una regulación especial de tarifas y condiciones de acceso. Los problemas de uso común de las redes, implican la existencia de efectos positivos , por ejemplo cuando más usuarios la utilicen, mayor valor tiene la red para los mismos. A su vez hay condiciones negativas, que se dan justamente en el sistema eléctrico, que dificultan por condiciones técnicas o físicas, la definición de los derechos de propiedad por utilización de las redes y por lo tanto la identificación de los derechos y obligaciones asociados a cada transacción. Por ejemplo en el caso concreto del flujo de energía eléctrica en una red entre dos puntos obedece a condiciones físicas ajenas a las relaciones bilaterales de posibles contratos, entre generadores y consumidores situados en distintos puntos, por lo que los acuerdos no pueden fijarse sin considerar dichas restricciones. Una regla de sentido práctico indica que el inicio de las inversiones en red dada la calidad por lo general baja de usuarios, implicará un efecto en el corto plazo de rentabilidad

negativa de la inversión y la recuperación se irá produciendo y amortizando en el tiempo con el acceso de nuevos usuarios.¹⁹⁰

La ley aporta criterios objetivos para aprehender como se configura la red de transporte de energía eléctrica y así en el artículo 36.1. expresa que la integran las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos, con tensiones iguales o superiores a 220 KW y aquellas otras instalaciones, cualquier sea su tensión que cumplan funciones de transporte de interconexiones internacionales y con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares. Destaco aquí que el criterio legal se ha basado de una parte en la calidades técnicas de la red presumiendo que las conductoras de tensión de alto voltaje implican también las que integran el sistema eléctrico nacional, pues existe la relación o referencia con la menor pérdida ohmica en mayores trayecto cuanto mayor sea el voltaje mediante el que se produce la transmisión. Más al tratarse de un sistema, es decir de autoorganización referente que se sustenta en si y a su vez debe interrelacionarse con otros sistemas toma el segundo criterio legal : es sistema de transporte de red las conexiones internacionales y las de los territorios insulares o extrapeninsulares, sin que sea menester se acredite el requisito de la cantidad de voltaje previsto en el primer supuesto.

Como sistema existe una vocación atractiva a integrar todos aquellos instrumentos o elementos auxiliares necesarios para su adecuada gestión y declara como constitutivos de la red a los activos de comunicaciones, protecciones de seguridad del sistema ante tasas de riesgo de falla, sistema de control, servicios auxiliares, necesarios para evitar fundamentalmente desequilibrios de tensión o potencia, instalaciones en general y elementos auxiliares, sean eléctricos o no, entre estos últimos revisten importancia capital los sistema informáticos, tanto habilitados para el control de calidad del suministro- rápida detección e tasas de fallas, congestionamientos, como de lectura y medición de consumos.

¹⁹⁰ LASHERAS ob.cit páginas104 a 109.

Lo que venimos desarrollando siguiendo las pautas de la ley, la operación de la red implica un conjunto de maniobras, realizadas por un gestor neutral y altamente cualificado, que en su programación debe considerar y relevar las instalaciones de las que dispone, auditando el grado de calidad técnica tanto económicas –centrales de producción.- o técnicas en relación con las centrales de producción, verificación de la real potencia instalada con que cuentan y respecto de los transportistas las necesidades atinentes al desarrollo y expansión de la red, sus operaciones mantenimiento y la previsión de dichos escenarios, que es lo que le permitirá cumplir el cometido asignado por la ley: garantizar la fiabilidad de los suministros y desarrollar en la búsqueda de dicho norte los programas necesarios de ampliación, mejoramiento y mejor operación de la misma

Las instalaciones de transporte han de ser construida con todos los requisitos que establezca para su construcción y explotación, lo que no serán materia de desarrollo pues excede los márgenes de esta investigación. Debe dichas instalaciones asegurar las condiciones de transporte de electricidad en forma regular y continua y en los renglones establecidos de calidad de suministro.

La norma contenida en el art.37 b de la ley es la que implementa uno de los vectores fundamentales del sistema integrado por este mix de competencia y regulación. La red es la cadena no sólo de transmisión o distribución de este producto sino su cadena única y exclusiva de comercialización por lo que un principio fundamental es el de asegurar con caracteres de objetividad, transparencia y diría más neutralidad el acceso de todos los comerciantes a la red, sin condición discriminatoria alguna.

El 37 en los apartados c y e aporta normas que hacen al desarrollo técnico del sistema en cuanto el transportista debe gestionar sus instalaciones, produciendo todas las operaciones de maniobra y mantenimiento en coordinación con el operador del sistema a quien responde. El inciso e) trata de los lineamientos necesarios para el cumplimiento de las condiciones técnicas de las redes conforme a su homologación por la autoridad habilitante.

Por último la regulación del acceso de terceros a la red, se encuentra legislado en el art. 38.

Son sujetos cualificados al menos hasta el año 2007, los que se encuentra comprendidos en el art. 9 de la ley y DT 13, es decir productores, comercializadores, distribuidores y consumidores cuyo consumo anual sea igual o superior a los 15 GW.

La ley española con acierto en mi criterio ha establecido un acceso regulado (art 17.4) y no negociado como se ideó en el sistema argentino, pero que por las discrepancias de los negociantes tuvo que terminar en definitiva en regulado. El peaje es aprobado por el Gobierno quedando a la libre disponibilidad de las partes las restantes condiciones.

El acceso a la red sólo podrá ser denegado en caso de que no se disponga de capacidad necesaria y la denegación ha de ser motivada .La falta de capacidad necesaria sólo podrá justificarse en criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministros. Los conflictos que se produzcan en virtud de los contratos por acceso a la red se someterán a la resolución de la C.NE en virtud de lo que establece el artículo 8.1 disposición décimo cuarta, que agota la instancia administrativa, por lo que implica una función cuasi jurisdiccional, o de jurisdicción administrativa primaria, como se define en el derecho norteamericano, de acuerdo al mismo artículo 8.4 in fine.

La cuestión del acceso a la red es clave para la existencia de este modelo de competencia neoregulada, sin su aseguramiento y neutralidad de los gestores de la red sea en alta o baja tensión y mediante un trámite expeditivo de resolución de conflictos como el que se prevé la viabilidad del modelo es ilusoria, implica su control una restauración de hecho de integración vertical y monopolio en todos los segmentos de las actividades eléctricas

Debo destacar al tratar este punto la iteración entre el sistema económico con el técnico, pues sino existen los incentivos correctos o de última la regulación pública, para el adecuado mallado de la red que permita gestionar los flujos de

energía promedio que por ellas comercian los agentes del mercado, se crea poder de mercado y se desactivan las posibilidades de competencia.¹⁹¹

VIII. Distribución.

La actividad de distribución es la que integra el sistema eléctrico en su cadena tanto técnica como económica. En efecto por esta actividad la sociedades mercantiles que prevé el artículo 9 inciso g de la ley , asumen la función y responsabilidad de entregar la energía a los puntos de consumo, cuya cualificación en relación de los sujetos destinatarios varía según califique como consumidores residenciales o domiciliarios, comerciales- profesionales- o industriales.

Las operaciones propias de la distribución eléctrica son la construcción, operación y mantenimiento de redes de distribución constituidas por lo general

¹⁹¹ Perez Arriaga “ Fundamentos de la nueva Regulación eléctrica...págs 9/12 analiza las diversas formas de garantizar el acceso las que se relacionan con la planificación de las nueva inversiones , tales com ola utilización de precios nodales , zonales ad hoc solo cuando aparecen congestiones, ignorar las congestiones en un primer despacho y aplicar mecanismos de ofertasy casación adhoc para resolver las que pudieran existir, asignando el sobre coste a los agentes actuantes, complementación de los procedimientos anteriores con contratos por diferencias que reduzcan riesgos de volatilidad de precios locales, ignorar las restricciones en un primer despacho y compensar económicamente a los generaodres menos económicos desplazados por la restricción, cargando a los consumidores el extra coste de la repogramación , que es el mecanismo del uplift del “pool” inglés, que es un deficiente esquema regulatorio. España ha adoptado las restricciones como costes de generación y estimo que no es un criteiro que permita el coste a todos los operadores del sistema, Argentina en mi criterio desrrola dos de los esquema o quizás tres.En primer lugar hay un despacho sin previsión de restricciones, se permite sin redespacho pequeños retoques al despacho csatorio económico, en caso de la intensidad de la restricción hay un redespacho que como todo desplazamiento del despacho original genera renegociaciones, que constituyen justamente los hechos condicionales de las contrataciones se produzcan estas en el spor o en mercados de contratos bilaterales.Digo que se adopta también el sistema de precios por nodo que permite dada las características del territorio argentino y su gran concentración de demanda electrica alrededor de un 40 % en el Gran Buenos Aries- Capital Feeral y Provincia de Buenos Aires- que las determinaciones por nodo permitan dsitribuir los costos por pérdidas técnicas normales de la leyes eléctricas producidas por el transporte normal. Así el generador tien en su coste y para la determinación de su precio marginal a proponer en oferta incorporado su costo de pérdida técnica hasta el nodo centra Ezeiza y los compradores desde dicho nodos a los nodos de cada uno de ellos que les conecta con el Sistema Argentino de Interconexión en alto voltaje por las transportadoras : Central Transener y reionales o troncales ejemplos Transnoa, Transnea et y luego por las redes de medio y bajo voltaje de las distribuidora eléctricas que salvo las que sirven la ciudad de Buenos Aires EDENOR y EDESUR, tiene un ámbito territorial circunscrito a cada provincia de Argentina

por líneas de medio a bajo voltaje dependiendo esto del área geográfica que cubre la red y sus interconexiones a la red de transporte, lo que genera en muchos casos en distintos países zonas eléctricas, que a veces hasta genera con el modelo que comentamos mercados y precios locales.

Compartimos el criterio de Ariño¹⁹² en que hay que considerar dos concepciones de la distribución a la luz de la regulación de la ley vigente. Un sentido amplio que consiste tanto en la construcción y explotación de las instalaciones de distribución, como la adquisición de energía para suministro a sus clientes, lo que pueden revestir añadimos la calidad de cautivos o aún de habilitados para negociar en el mercado pero que prefieran seguir en régimen de un servicio de distribución Y el sentido estricto donde distribución escinde la gestión y operación de redes, del suministro a clientes es decir la escisión de la actividad comercial de venta de energía, como surge del tratamiento particularizado en el Título VIII de la ley del suministro de Energía Eléctrica. Este concepto restricto que admite la figura del comercializador establecida en el artículo 9 inciso h) que permite la venta de energía por estos a consumidores cualificados del sistema, implica que el distribuidor está obligado a asegurar el libre tránsito por sus redes de las ventas de energía gestionadas por estos agentes a sus clientes.

La actividad de distribución al igual que la de transporte están sometidas a una intensa regulación administrativa, que parte de la autorización habilitante, la que a tenor de lo que dispone el art. 40.1 de similar factura al art.36.3 de la ley importa una autorización que al vincular su habilitación a la incidencia que tenga el proyecto en el funcionamiento del sistema, es discrecional, remitiéndonos a las acotaciones que tal discrecionalidad tiene en nuestro criterio, señalada al tratar el tema en el transporte.

¹⁹² Ariño et al “El Sector Eléctrico pág 611.

Las autorizaciones en ningún caso se entenderán concedidas en régimen de monopolio ni concederá derechos exclusivos.¹⁹³ Ahora también al momento de adjudicarse nuevas autorizaciones es lógico deban realizarse los estudios pertinentes que indiquen el mantenimiento de la ecuaciones económico financiera del negocio, que permita el recupero de las inversiones, en la construcción, ampliación, mantenimiento y operación de la red.¹⁹⁴

Resta una última consideración que refiere tanto a la generación, transporte y distribución, en cuanto su calidad de instalaciones declaradas de utilidad pública y exceptuadas del régimen ordinario de la ley de expropiación forzosa, de acuerdo al título IX, artículos 52 a 58 de la ley. El diseño de la ley es similar en

¹⁹³ En este aspecto difiere el sistema español del argentino en mi criterio con mayor acierto por parte del español, las distribuidoras en Argentina salvo las de la ciudad de Buenos Aires, prestan servicios provinciales, estando por lo general sujetas a regulación den cuanto calidad de derechos, título por el cual se otorga el servicio a ls normas del derecho público local, así por lo genral se han otorgado las distribuciones por concesión y con carácter exclusivo, que afecta aún en cuestiones de interpretación de conexión consumidores calificados por diferentes puntos de conexión donde distribuidoras han pretendido la imposibilidad e estos accesos por afectar su carácter exclusivo. Ahora bien debe dejarse en claro que los procesos de autorización del sistema argentino como se desarrolla en el Capítulo II de la 2da parte de esta tesis a lo que me remito, son todas autorizaciones en mi criterio y asi lo trato, regaldas de carácter real y donde la autoridad habilitante luego de un procedimiento complejo de vistas al SADI, al operador del mercado y del sistema CAMMESA, y a los agentes del sistema que en caso de controversia resuelve el Ente Regulador ENRE, son habilitados como agentes del mercado por la autoridad de aplicación la Secretaria de Energía y Puertos del Estado Nacional, mateniéndose aquí el principio de supremacía o unidad nacional.

¹⁹⁴ En este aspecto ante la disposición del artículo 43 de la ley que permite a productores y consumidores cualificados puedan solicitar autorización administrativa para la construcción de líneas directas de transporte o distirubcón qudando su uso excluido del regimen retributivo que para las actividades de transporte y distribución establece la ley , solicitantos que deberán acreditar capacidad legal, técnica y económica para reaolizar la obra, sus características de emplazamiento y cumplimiento de condiciones de medio ambiente, aidtando la norma que dichas líneas queda sujetas al regimen de expropaicion ordinario y excluidas del título IX. El artículo veda la utilización de la línea a terceros , se estalbece un criterio de exclusividad, que sólo podrá ceder ante la venta , de dicho activo aun transportista o distirubidora para que la incluya en el sistema general. Esta disposición , implica la transposición de la directiva 96/92 de su artículo 21. En el sistema argentino la ley 24065, permite en el artículo 31 con autorización del Poder Ejecutivo, adviértase que no de la autoridad oridnaria competente , que un generador, distirbuidor y/o gran usuario, con exclusión de los transportistas, a construir una red, a su exclusivo costos y para su propia necesidad, determinándose las modalidades y/ o formas de operación. En el caso de Tucumán la empresa Minera La Alumbreira desarrolló conforme al artículo citado y con la habilitación del ejecutivo una red de dichas características afectadas al uso exclusivo de su producción minera.

el caso al de la ley argentina, pues se inicia con una solicitud de declaración de utilidad pública contenida en el artículo 53, donde el peticionante debe indicar los bienes o derechos que pretende afectos a la declaración y la petición será sometida a información pública e informes de organismo afectados, lo que implica un procedimiento que entiendo ayuda a las nuevas formas de participación democrática en un sistema jurídico cada vez más regulado por leyes materiales- reglamentos¹⁹⁵

En cuanto a los criterios de regulación de la distribución de energía eléctrica, gestionado en el territorio, se establecerá atendiendo a zonas eléctricas, que tengan características comunes, con la configuración de la red de transporte y las unidades de producción, las que será fijadas por el Ministerio de Industria y energía previo acuerdo con las Comunidades Autónomas afectadas con el objeto de que exista la adecuada coordinación del desarrollo de las actividades de distribución.¹⁹⁶.

¹⁹⁵ Celorrio Hernán. “ Perspectivas Modernas del intervencionismo estatal Revista de Derecho Administrativ Ed.Depalma Volumen 6 Enero Abril 1991 Dirigida por Juan Carlos Cassagne págs 39/53.concretamente en pagina 50 el autor dice ..” resulta de plena actualidad la cita de Forsthoff que efectuó Garcia de Entrerría , cuando el autor alemán expresaba que la técnica de la garantía de la libertad en el siglo pasado, era una garantía conseguida a través del respeto de las formas jurpídicas, que funciona únicamente bajo el presupuesto de que la vida social es fundamnetalmente autónoma, pero fracasa ante una administración que intervieen en todos los ámbitos de la vida social . ello conduce a la necesidad de vincular las técnicas de ciertas formas jurpídicas con principios jurpidicos materiales para asegurar la legitimidad sustancial que hoy exige la configuración del Estado de derecho..esto exige una cobertura que asegure en términos reales el cumplimiento de los debidos procedimientos administrativos y la correlativa garantía judicial ante la actividad administrativa intervencionista , ejercida con modalidades directas o bien por medio de terdceros “ Los procedimientos de información pública y contralor por diverso organismos de emprendimientos como los que se comentan permiten un contralor y una mayor información y formación de procesos de gestión con participación de los intersados que asegura una forma de control del poder y restauración de garantías particulares o sectoriales. En el sistema argentino es amteria de contralor del ente Regulador velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y lña seguridad jurpídica en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, con facultades de investigación de amenazas reales o potenciales a la seguridad y conveniencia públicas (art 56 inciso k) y la obligació nde convocar a audiencias públicas antes de dictar resolución enb las materias : conveniencia y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad....(artículo 74 inciso a) ley 24065)

¹⁹⁶ Si bien el artículo 145 2 de la Constitutción Española atribuye a los Estatutos de autonomía la previsión de los supuestos requisitos y términos en que la mismas podrá celebrar convenios entre

La calidad de intensidad de la regulación que obliga al distribuidor a la prestación de un servicio universal, por la cual existe la obligación de conectar a la red a las instalaciones de los usuarios que cumplan las pautas reglamentarias contenidas en las normas de operación y expansión de redes, de acuerdo a lo que dispone el art.40.1.c y a la consecuente obligación contenida en la misma norma 40.1.b que obliga a la prestación del suministro en las condiciones de regularidad, continuidad y niveles de calidad ¹⁹⁷que se fijen, implican prestaciones de servicio público que no por desalojadas nocionalmente en la exposición de motivos han dejado de existir¹⁹⁸

sí para la gestión y prestación de servicios propios de las mismas, al , al ser facultad de las Cortes Geenrales de acuerdo al art 144 b, autorizar dichos estatutos estimo que los convenios de que tratan no solo este artículo sino las pasibles de regulación de condiciones medioambientales y otros, puedan gestionarse por la vía de estos convenios de cooperacion a que invita instrumentar y desarrollar la ley, la que de acuerdo a su disposición final primera tien carácter básico de acuerdo a lo establecido por el artículo 149 1.13 y 25 de la Constitución

¹⁹⁷ Nebreda Perez.Distribución Electrica ...Parte tercera ,capítulo II, quien desarrolla el tema con vastedad y enjundia , de allí esta nota de remisión pues su tratamiento excede el marco propuesto para esta tesis.

¹⁹⁸ Sobre Casas Roberto Pablo .Revista de Actualidad en el Derecho Público N° 12, Enero Abril del 2000 Ed. Ad-hoc Buenos Aires “ Los nuevos paradigmas: Regulación y Mercado. Contenido y Régimen jurpídico del Servicio Público.Ponencia desarrollada en las XXV Jornadas Nacionales de Derecho Administrativo en Argentina en la ciuda dde Buenos Aires , Noviembre de 1999, págs. 127/140.En la concuoisiones expresé: El interrogante mientras se escriben esta líneas es ¿ existe el servicio público? ¿ cuáles son sus notas constitutivas actuales de este mudable concepto dada su carga ideológica? O ¿ debemos concluir como algunos autores que se ha extinguido?Adelanto mi opinión negativa, hay obligaciones de servicio público que el Estado teien el rol de velar de resguardar, pues las actividades que se han desarrollado durante todo el siglo XX bajo la égida de este instituto, resultan vitales para el individuo y deben ser aseguradas , aún para aquellos que resultan excluidos del mercado, como lo señalara agudamente Sabino Casses, en su disertación en las Jornadas de Derecho Administrativo de Mendoza del año 1997...La regulación en la línea del cómo se gestiona o se asegura lo principal ,es lo que en mi criterio participa de los rasgos , digamos más precisamente del espíritu, de la categoría del servicio público: la fiabiidad de los suministros, su continuidad y el aseguramient opor diversos estándares que permitan el acceso al servicio a todos, que no excluya en otros términos de su prestación a aquellos que se encuentran marginados del mercado. El logro de esos objetivos depende de la caidad de la regulación. Esta debe contener los mecanismos necesarios para que los segmentos con mercado – que forma precios e indican las pautas a los regulados- funcionen con normalidad, pues la formación inicial de precios , permite mayor transparencia en los precios sucesivos de los sectores regulaos..El estaod no puede abidacar de su rolen cuanto debe garantizar el efectivo ejercicio y disfrute de los derechos fundamentales y cumplir un servicio de interés general de todos los ciudadanos.Los cambios de paradigmas, la necesidad de vigencia en modo más efectivo del principio de subsidiariedad, la gestión insoslayable de una sociedad más madura , democrática- no sólo formal sino

En cuanto a los modos en que se puede determinar en un sector regulado como el de la distribución, la retribución del distribuidor, importa dificultades pues la distribución exige un elevado número de instalaciones y no puede haber tratamientos individualizados sino de tipo global. Así ha dicho acertadamente Perez Arriaga que la piedra angular de la regulación de la distribución es el procedimiento de retribución, ya que debe permitir una remuneración del capital invertido, adecuada al riesgo de la actividad, sin caer en la tentación de la regulación por costes incurridos tradicional, de imposible verificación o justificación de detalle, dadas las asimetrías informativas del regulador con la información con que cuentan las empresas¹⁹⁹

La pluralidad de distribuidores introduce fácilmente el concepto no de competencia como expresa Ariño sino de regulación por comparación, sustentado en lo establecido por el artículo 16.3 que establece la retribución en base a costes, teniendo en cuenta las características de la distintas zona de distribución, la que se realizará reglamentariamente, con los reconocimientos de costes ya indicados, más la energía circulada, modelo que caracterice las zonas de

sustancialmente- y responsable, sustraída de un paternalismo estatal, o implica la huida del Estado, sino un reequilibrio de la ecuación Sociedad-Estado, una afirmación de la responsabilidad colectiva de la sociedad en su gestión y autodeterminación. En otros términos, lo expresado implica asumir que el Estado entidad real accidental, no puede substituir al colectivo sociedad, quien participa de la real substantividad, indicándose con esto la calidad necesaria pero instrumental de aquel.

¹⁹⁹ Perez Arriaga Fundamentos...págs. 13/15. Entre los criterios factible para determinar las retribuciones tenemos el utilizado por el modelo ingles tipo IPC-X por kw distribuido, donde el regulado ajusta periodicamente el factor X a la vista de los resultados económicos de las empresas, en esto hay que tener el cuidado y la ponderación de equilibrio referenciada por LASHERAS en fijarse criterios prudenciales de inversiones de corto y mediano plazo, para no distorsionar en demasía la ecuación rentabilidad empresarial, distribución o compensación de beneficios de los consumidores, como la no incentivación de una gestión de calidad de servicio. ob cit págs 92/96. Un segundo criterio o enfoque lo constituye la regulación por comparación (yardstick competition) entre empresas similares, partiendo de una base de datos de costes y de las características más significativas, con técnicas estadísticas avanzadas, que permite establecer distintos tipos de comparaciones entre ellas. Y Arriaga cita un tercer enfoque basado en empresas modelo o “redes de referencia”. Este modelo permite aproximarse más a los condicionantes particulares del nivel de retribución de cada empresa y diseñar redes y organizaciones empresariales perfectamente adaptadas en base a cuyos costes, con los ajustes oportunos para adaptarse a las condiciones reales, se fija la retribución de cada distribuidora luego de un intervalo regulatorio de 4 a 6 años.

distribución, con más los incentivos que se acuerden por la calidad de suministro, reducción de pérdidas de la red y otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

En cuanto a la relación jurídica distribuidor- usuario cautivo, la misma en los días que corren esta regulada por un contrato en muchos aspectos de adhesión, pues contiene cláusulas preceptivas de las que no pueden apartarse en casos el usuario y en otros el distribuidor.²⁰⁰

IX. Régimen especial tratamiento de fuentes renovables.

IX.1.- Cuota nacional de energía.

En este acápite he de considerar situaciones producidas en un caso por actividades de producción de electricidad, las que la ley 54/97, siguiendo un criterio ya elaborado en la LOSEN y ambas a su turno contenidas en las disposiciones del libro Verde Comunitario²⁰¹, propician mediante una política prudente, pues no se ha delimitado con rigor cual o cuales son las energías primarias que habilitan al régimen especial. También se ha buscado un criterio de

²⁰⁰ Nebreda Perez ob cit. págs. 668/77, quien define que la relación jurídica implica un contrato integrado de suministro tutelado por la administración competente, por el que la empresa de distribución se compromete a suministrar energía eléctrica al usuario en un punto determinado y con unas características técnicas y de calidad reguladas reglamentariamente, correspondiendo al segundo la obligación de pago de la tarifa establecida. El autor en cuanto a su naturaleza jurídica del contrato advierte sobre sus aspectos públicos y privados, expresando que cuando la contraparte del distribuidor es un usuario de carácter privado, el contrato tiene doble naturaleza: civil en cuanto a la formalización de los compromisos de suministrar y pagar el suministro, por cuyos compromisos se individualiza la obligación, mientras que la naturaleza administrativa se refiere a la prestación obligatoria del suministro, la que tiene carácter esencial, aditado a lo que el autor expone sobre las calidades o características del suministro, en cuanto a tensión, potencia y tarifa, que refuerzan mi criterio de que existen hoy aún obligaciones de servicio público o esencial y si preferimos la noción comunitaria.

²⁰¹ Informe C.S.E.N septiembre 1997, página 6 y en casi los mismos términos Memoria de este ente año 1997, pág 31... “ Tal como señala el libro verde de la U.E son varias las razones por las que deben fomentarse las fuentes de energía renovables. Su desarrollo corre parejo con el objetivo de proteger el medio ambiente y reducir las emisiones CO2 a nivel global, y los precursores del ozono, partículas y metales tóxicos a nivel regional. Las fuentes renovables son fuentes de energía autóctonas y pueden contribuir así a reducir la dependencia de importaciones energéticas y a estabilizar los precios.

gradualidad en su instrumentación ya que no se tienen a la fecha en que se escriben estas páginas mensurados dentro del sistema general de la producción eléctrica sus costes –en especial los medio ambientales. A lo que hay que agregar que en este caso los costes deben ser analizados no sólo en forma cuantitativa sino cualitativa y con una adecuada información al consumidor, pues este podría aceptar mayores costes por producción de energía de este tipo si a largo plazo tales costes resultan beneficiosos en la conservación del medio ambiente.

Otro tema sobre el que hay que trabajar lo constituyen los medios o instrumentos por los cuales se retribuirán los costes, una vez que los mismos cuenten, producto de la experiencia que se adquiera signos claros para su mensura e internalización como costes del sistema en un esquema de mercado competitivo.

En cuanto a la retribución de esta energía el artículo 30.3 de la ley establece que el régimen retributivo de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial se ajustará a los dispuesto en el apartado 1 del artículo 16, pero ello con la adición del medio o instrumento que prevé la ley entre los que se pregonan en doctrina de primar, es decir establecer un adicional a dicho coste, de acuerdo a lo establecido por el artículo 16.7. por lo cual este coste no es puramente un coste de mercado, al menos en su diseño actual que no ha internalizado dichos costes aún.²⁰²

²⁰² Infomer de la C,S.E.N de fecha septiembre de 1997, página 1. ...En particular el sector eléctrico es el responsable del 90% de las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y aporta el 25% de las emisiones totales de dióxido de carbono y de la mayor parte de residuos radiactivos.Sin embargo el precio de al electricidad no recoge actualmente la totalidad de los costes ambientales.Los precios por tanto, no informan el verdadero coste social de las insatlaciones del sistema eléctrico, por lo que se producen asignaciones ineficientes de recursos ya que no se repercute este coste sobre los agentes que contaminan, ya sea suministrando o consumiendo energía eléctrica sino sobre la sociedad en su conjunto.Para conseguir una asignación eficiente, es preciso internalizar los costes ambientales en el precio de la electricidad...Desafortunadamente esta tarea tropieza con una seria dificultad, pues existe una gran incertidumbre en la cuantificación de estos costes, así como una escasa experiencia de mecanismos regulatorios que permiten su incorporación, de forma completa este precio.Por ello este proceso de internalización, que es el objetivo que debe tomarse conceptualmente como referencia hay que acometerlo con graduaidad y prudencia.

En materia de producción eléctrica la ley ha mantenido el criterio de unidad económica del sistema pues la prima será determinada por el Gobierno con consulta a las Comunidades autónomas, lo que permite inferir un principio de regulación general.²⁰³

La ley de momento ha adoptado uno de los instrumentos utilizados en sistemas liberalizados, la prima pero hay otros y en algunos supuestos la implementación de uno no implica la imposibilidad de la aplicación de otros.²⁰⁴

²⁰³ Cazorla Prieto Luis María en obra colectiva: “ Competencia y Sector Eléctrico: Un nuevo régimen jurídico.” Los impuestos ecológicos y su tratamiento en la LOSEN Ed. Civitas Madrid 1997, págs.228/230. “ En tercer lugar, me parece que para trazar la relación de las exigencias constitucionales ...con la tributación medioambiental particularmente referida al sector eléctrico, hay un punto fundamental que tiene que ver con el principio de capacidad.Me refiero a un concepto elaborado por el Tribunal Constitucional Alemán a partir del impuesto a las rentas sobre las personas físicas. Es el concepto del mínimo existencial y que todavía no ha tenido eco en España pero que lo tendrá Es el concepto del mínimo existencial . Atención a qué tributo medioambiental se crea para que al final mediante técnicas de repercusión, llegue a menos del consumidor...Y el mínimo existencial está muy ligado al consumo eléctrico.....; Cómo conciliar la existencia de tributos autonómicos repercutibles, con no crear obstáculos a la libertad de circulación de bienes y con el respeto al principio de que el tributo establecido por una Comunidad Autónoma no pueda afectar al ciudadano de otra.

²⁰⁴ Idem informe C.S.E.N , en la cita hay que partir de la propia planificación indicativa de las actividades liberalizadas, pues la misma permitirá proporcionar a los agentes del mercado una información homogénea de las posibilidades a medio y largo plazo de estas energías, que por sus propios medios no podría obtener o la obtendrían a un elevado coste. La planificación se convierte en un elemento dinamizador del mercado , contribuyendo a paliar el posible fallo de falta de información. Para ello es necesario internalizar los costes medioambientales en una planificación integrada de recursos, tanto de las opciones e oferta como de demanda , valoradas ambas sobre sus costes totales (privados y sociales). El informe en este aspecto señala cuando la ley era aún proyecto donse herramientas que preveía el mismo , el establecimiento de las tarifas eléctricas por parte del Gobierno y el ejercicio de la planificación indicativa con colaboración de las Comunidades autónomas. Otros medios propuestos son el Portfolio o establecimiento de un porcentaje mínimo de energías renovables, la tarifa verde o green pricing, que prevé la opción del consumidor debidamente informada de pagar u sobre coste por un beneficio a mediando plazo medioambiental, la financiación de estos costes por el Estado (EE.UU. Canadá, Australia. Suecia Noruega Reino Unido y la información.En la página 2 del informe comentado , se sostiene que en sistema eléctrico español , si se aplica el despacho económico sin más en la situación actual de precios relativos de los combustibles tratando de alcanzar el óptimo económico, se obtiene también la minimización de emisiones contaminantes. La explicación es que los carbones nacionales son más caros y contaminantes que los importados, por lo que en el despacho se seleccionarían estos últimos.Por el contrario al introducir en la explotación la restricción de política energética de consumir como mínimo una determinada cantidad de carbones nacionales, se produce un sobre coste de combustible y unas mayores emisiones SO2

En cuanto a los criterios establecidos por la ley para la determinación de las primas, se tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido, a los efectos de obtener unas tasas de rentabilidad razonables, con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.(art.30.4)

La ley en su artículo 27, cuando define que actividades deben comprenderse integradas al régimen especial, ha seguido un criterio jurídico flexible y abierto, realizando una clasificación muy genérica en función de la energía primaria utilizada, renovables o residuos, o sobre las instalaciones de producción eficientes, sobre la autoproducción termoeléctrica , mediante cogeneración u otras tecnologías de elevado rendimiento.

Así el artículo 27 integra a éste régimen : la producción desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50MW; donde integra a los autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un rendimiento energético; se utilicen energías primarias renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante y su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario, cuando se utilicen residuos no renovables, o el tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícolas, ganadero y de servicios , con potencia instalada igual o inferior a25MW y supongan alto rendimiento energético.²⁰⁵ .

La ley establece un régimen especial para este tipo de producciones eléctricas , a regirse por disposiciones específicas que en los fundamental están contenidas en el artículo 25 que reglamenta las excepciones al sistema de ofertas del mercado mayorista y prevé la producción con fuentes de energía primaria autóctona hasta

²⁰⁵ C.SEN inf. Setiembre 97, donde se sguieire ante el studio del entonces proyecto de ley un diseño como el que la ley recoge, de contenido “ abierto, fexible y con una clasificaicón muy genérica, justamente dada las dificultades de internalización de costes ya comentadas y la necesidad de en forma gradual y en base a la experiencia tomar decisiones que delimiten de mayor modo este régimen, pág 10.

un 15%, los productores en régimen especial, que incorporan su energía excedentaria sin someterse al sistema de ofertas, los autoprodutores, que pueden incorporar al sistema la energía que producen cuando sea para el abastecimiento de sus instalaciones matrices o filiales, abonando los costes permanentes del sistema. En caso de que dispongan de energía excedentaria a volcar al sistema, en primer lugar quedan sometidos a las reglas ordinarias del mercado, salvo que se trate de producción en régimen especial (artículo 27 1. a)

El régimen especial debe ser el productor habilitado mediante autorización administrativa previa de carácter reglado, las instalaciones de este tipo gozarán de trato diferenciado, de acuerdo a las particulares condiciones de producción de cada una de estas energías primarias, pero manteniendo el principio de igualdad en la regulación entre ellas. Los solicitantes de este tipo de instalaciones tienen que acreditar las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, adecuado cumplimiento de las condiciones de protección al medio ambiente y capacidad legal, técnica y económica al tipo de producción de a desarrollar y habilitadas tienen cargas informativa en relación a la autoridad autorizante de los datos que puedan afectar la condiciones que determinaron su otorgamiento.

Las autorizaciones serán otorgadas por la Administración Autonómica, sin perjuicio de las restantes autorizaciones necesarias, de acuerdo a otras disposiciones que resulten aplicables, en especial las relativas a la ordenación del territorio y del medio ambiente.

IX.2.- Costes de transición a la competencia.

Los costes de transición a la competencia se producen en sistemas, donde la propiedad de la empresas eléctricas ha quedado en manos privadas, sujetas a un régimen de regulación público, que como se advierte en el caso español en sus últimos años quitó a las mismas toda su capacidad de asunción empresarial de decisiones, quedando sometidas a una regulación planificante del sector que implicó una regulación económica del mismo, sin posibilidades alternativas.

El acuerdo entre las empresas y el Gobierno, germen de la actual ley de regulación del sector eléctrico 54/97, llamado el Protocolo de 1996, trató en forma puntual el tema, a lo que me remito al acápite 6 de este mismo capítulo.

Este no es un problema exclusivo de España, siendo de inexorable referencia aunque sea en forma apretada la experiencia de Estados Unidos. En países como Inglaterra, Argentina y Chile, donde la propiedad de las eléctricas antes del proceso de privatización eran públicas, la solución al no haber comprometidos derechos de terceros, fue menos complicada, pues los activos de las empresas se vendieron en concurrencias licitatorias, y las diferencias entre los precios ofertados por las ofertas más convenientes que se adjudicaron las empresas del sector a los precios de presupuesto oficial, por expresa disposición legal en el caso argentino, de acuerdo a la ley de Reforma del Estado 23696, que establecía tasación previa de las unidades a venderse, la que revestía carácter de presupuesto oficial.²⁰⁶

No obstante la fijación de tasación de activos de las unidades de negocios, no se establecieron pisos para los precios de venta, solo requerimientos mínimos de pago en efectivo y el resto en rescate de títulos de la deuda pública. Puede inferirse de lo comentado que los costos hundidos en un sistema de propiedad pública podría estimarse entre la tasación de activos y sus precios de ventas efectivos, los que fueron soportados por todos los contribuyentes.

Una cuestión preliminar a poner en claro es que los costes hundidos sólo pueden legítimamente reconocerse en la transición de una economía planificada de un sector que transita hacia el mercado, sea de forma incrementada o global. En un

²⁰⁶ BASTOS, ob. cit. págs. 106/07 “La secretaría de Energía poseía también cálculos propios sobre los precios de venta de las unidades de negocios. Para realizar estos cálculos se necesitaba trabajar con un marco de referencia empresarial y de la industria, uno sobre la evolución macroeconómica y finalmente un esquema que refleje las futuras condiciones institucionales y políticas del país, elementos éstos tan caros a las decisiones de inversión. Esto último se traduce a través de la tasa de descuento elegida para evaluar las decisiones de compra/venta de las unidades a privatizarse.

sistema de mercado los costes hundidos han de ser soportados por quienes gestionaron la empresa.²⁰⁷

En el caso español la ley, honrando el acuerdo con el sector empresarial, reconoció la existencia de costes de transición a la competencia en la disposición transitoria VI.

Esta disposición que como se analizará sufrió modificaciones, establece quienes son los sujetos con derecho al reconocimiento de estos costes: sociedades titulares de instalaciones de producción de energía que la 31 de Diciembre de 1997, estuvieran incluidas en el ámbito de Real Decreto 1538/87, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico.

La misma disposición establece la forma de cuantificar los costes, por el cálculo de la percepción de una retribución fija expresada en pesetas por KWh, a calcular en el modo que reglamentariamente se establezca, cuantificando la diferencia que habría entre los ingresos medios obtenidos por estas empresas con el sistema anterior y la retribución reconocida para la producción por los costos marginales del mercado, art 16.1.

La norma fija un plazo máximo para la amortización de los costes de 10 años desde la entrada en vigencia de la ley, pudiendo reducirse éste si las condiciones del mercado lo hacen aconsejable.

También la disposición establece una cuestión de fundamental importancia y que ha ocasionado disímiles soluciones en los sistemas en transición al mercado con derechos de propiedad de empresas privadas, quien soporta los costes de la transición. La disposición es clara los costes que se deriven de esta retribución

²⁰⁷ POSSNER, Richard A. **El Análisis Económico del Derecho**. Ed. Fondo de Cultura Económica, México 1998, pág 15. “Esta discusión de los costos hundidos ayuda aplicar el hincapié a los economistas en la perspectiva “ex ante” (antes del hecho) más que en la perspectiva “ex post” (después del hecho). Las personas racionales basan sus decisiones en sus expectativas del futuro no en sus lamentaciones del pasado. Si se permite que las lamentaciones destruyan las excisiones, se perjudicará la capacidad de las personas para forjar sus destinos. Si se permite que uno de los contratantes revise “ex post” los términos del contrato celebrado libremente porque sus resultados no fueron buenos para él, dejarán de celebrarse muchos contratos.

serán soportados por todos los consumidores de energía eléctrica, asignándoseles a los mismos la calidad de costes permanentes del sistema. Por último la ley se ha inclinado por una de las formas de cuantificar dichos costes aplicando un criterio de valuación ex ante en un monto fijo global de 1988,561 millones de pesetas, que incluye el valor actual de los incentivos al consumo garantizado del carbón, referido en el apartado 1º de la disposición transitoria cuarta.

Finalmente la disposición establece un tope al coste de transición que durante el intervalo de transición el coste medio de generación del mercado mayorista no exceda en la media anual un valor de 6 pesetas por KWH.

De acuerdo a esta disposición transitoria 6ta. De la ley 54/97 bajo este título se reconocen la existencia de unos costes de transición al régimen del mercado competitivo. La organización de un mercado de producción bajo el principio de la libre competencia, cambia el modo de retribución de la generación eléctrica que antes de la vigencia de la ley surgía de los costes reconocidos por el Marco Legal Estable, que aprobara el Real Decreto 1538/87 y que fuera ratificado en forma posterior por la LOSEN.

Los costes de transición a la competencia o “stranded costs”, son los costes que soportan las empresas eléctricas, correspondientes a decisiones prudentes realizadas bajo determinadas reglas, que quedarían sin retribuir al producirse el abandono total o parcial de clientes que, a través del acceso a terceros a las redes, encuentran un suministrador alternativo al amparo de nuevas reglas.²⁰⁸

Luego de la entrada en vigor de la ley 54/97 como anticipara y el funcionamiento del mercado de producción eléctrica en el año 1998, la evaluación resultante no fue positiva, en especial se advirtió que un número de escasos consumidores cualificados, habían salido del sistema de regulación para ingresar al mercado mayorista diseñado. Desde el Gobierno se desarrollaron negociaciones con las empresas eléctricas, lo que supuso un importante cambio en las medidas

²⁰⁸ Ariño Ortiz et al ! “costes de Transacción a la Competencia (Sector Eléctrico) Fundación Estudios de la Regulación , pág32.

graduales de acceso de consumidores cualificados al mercado de producción. Así se aceleró la instancia de transición de un mercado mayorista a uno minorista, en un documento que se ha dado en llamar el segundo Protocolo. En lo relacionado a los umbrales de consumo para ingresar al mercado de los consumidores cualificados, se redujo el piso de 15 gigavatios hora del diseño de partida de la ley, cláusula decimotercera de la ley, a 5 Gwh a partir del 1° de Enero de 1999, 3 Gwh el 1° de Abril de 1999, 2 Gwh el 2 de Julio de 1999 y 1 Gwh a partir del 1° de Octubre de 1999, lo que libera cerca del 40% del consumo eléctrico de España, unos aproximadamente 8000 consumidores cualificados y adelanta en cinco años el calendario de liberalización de la industria de acuerdo a las pautas de la cláusula décimo tercera de la ley

Este segundo Protocolo contiene innovaciones importantes en el sistema planteado en el primer Protocolo que en líneas generales plasmara la ley del 54/97, tales como: la disminución de tarifas de acceso en un 25%, y la reducción de los pagos de garantía de potencia de 1.3 a 0.3 pesetas/kwh promedio para consumidores cualificados; reducción de las tarifas eléctricas del, 2,55 como media en el año 1999, al 1% en el 2000 y otro 1% en el 20001 que implican un recorte acumulado de un 4,5%, la reducción de los costes de transición de la competencia cuantificados ex ante en el sistema español en 257.000 millones de pesetas, permitiendo a las empresas eléctricas titular 1.03 billones de pesetas, medidas estas plasmadas en el decreto 2820 de 1998, por el que se establecen tarifas de acceso a redes, decreto 2821/98 por el que se establece al tarifa eléctrica para 1999, y Orden de fecha 17/12/98 por la que se modifica la anterior del 29/12/97 en relación al pago de garantía de potencia.

Este acuerdo fu rechazado por la Comisión Nacional del sistema Eléctrico, la que entendió que la titularización de un billón de pesetas, afectaba a los consumidores.²⁰⁹

²⁰⁹ Ariño et al ob,cit ,cita arguemntos de la CNSE págs 21/22 entre otros, 1) las empresas eléctricas podían recaudar más dinero del que necesitan para cubrir sus costes de transición a la

En la ley 50/1998 de Medidas Fiscales Administrativas y del Orden Social, en su artículo 107, se modifica la disposición transitoria 6ta de la ley 54/97. En primer lugar se reconoce, como ya hacía la anterior disposición un derecho a las empresas generadoras que actuaron durante la vigencia del marco legal estable de percibir una compensación por los costes de transición al mercado libre; se reforma la disposición 6ª y se admite que la liquidación y pago de las diferencias se podrá hacer por dos sistemas: 1) Mediante liquidación pro diferencias, donde se hacer referencia al 20% de la cuantía a recuperar , más el denominado incentivo al consumo garantizado del carbón, cuantías previstas en la disposición 6ª. Consistente en un cobro calculado como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de tarifa – según el antiguo sistema – y la retribución del mercado reconocida a al generación . El segundo procedimiento de recuperación de estos costes se produce por la afectación de un porcentaje de lo recaudado por la tarifa eléctrica, para la satisfacción de la cantidad a titular, a cuyo pago se afecta un 4,5% de la tarifa hasta la satisfacción íntegra de su importe. Dicen los autores a quienes sigo en esta líneas que el plazo de recuperación de costes en estos caso se extenderá de 10 a 15 años .²¹⁰

Las sociedades titulares podrán ceder sus derechos a terceros, lo que permite constar un instrumento financiero y de cederse a favor de un fondo de titulización de activos, el interés aplicable será el correspondiente al coste económico medio efectivo total de la financiación, dejando salvo que la condiciones de financiación del fondo quedarán sujetas a autorización del Gobierno. Por último se establece una cláusula de salvaguarda, por la que se

competencia... , 2) la tarifa no podía reducirse en el futuro en la medida que se considerase necesario..., 3) El gobierno se queda sin instrumentos para introducir competencia en el sector eléctrico. En replica de los autores a las objeciones del regulador sostiene que lo primordial es calificar correctamente la naturaleza jurídica de estos costes y fondos de titulización, los que no son ayudas discrecionales , sino derechos retributivos de las empresas eléctricas derivados del cambio regulatorio, de un modelo de costes reconocidos- agregamos con las peculiaridades del marco legal estable- a un modelo liberalizado, cuya cuantificación, debe ser nonitorizada- pues depende del precio real del mercado- pero arbitrariamente reducida a lo largo del proceso de cambio.

pretende evitar que con la titulación y cobro por adelantado las eléctricas logren más compensaciones que las reconocidas por la disposición 6ta de la ley 54/97.²¹¹

Las cuestiones capitales de costes de transición a la competencia han sido desarrolladas por Ariño in extenso en el trabajo ya referido, y son producto del cambio regulatorio de un mercado que reconocía los costes más una tasa de rentabilidad (rate of return) a un sistema de mercado que corta en los costes marginales (costes de producción de la última generadora llamada a despachar para cubrir la demanda).

Esta situación presenta muchas aristas a considerar: 1) Debe reconocerse estos costes, en caso afirmativo a que título jurídico; son derechos adquiridos o una mera expectativa de quienes los incurrieron 2) En caso de que sean reconocidos, sistemas que prevén su recupero y en cabeza de que sector de vinculados a la industria carga con la amortización 3) formas o criterios de cuantificación de los mismos, donde analizaremos en los sistemas conocidos Estados Unidos y España, tanto la composición de los costes como el criterio discrecional o legal de su valuación.

En el análisis de la cuestión seguiré los interrogantes planteados. 1.1) Los costes de transición a la competencia son derechos adquiridos pues implican un cambio de regulación que impide ante su no reconocimiento la amortización de los mismos. En el derecho español el artículo 38 de la C.E protege a la propiedad privada, pues reconoce la libertad de empresa en la economía de mercado, asegurando que los poderes públicos garantizarán y protegerán su ejercicio y la defensa de la productividad. El marco legal estable al regular costes estándares por una parte mantenido por la LOSEN, como el hecho de que esta ley produjo en la práctica como se vio un modelo de regulación estatalizado donde la

²¹⁰ Ariño eta al ob cit , nota 10, página 23.

²¹¹ El Real Decreto-Ley 2/2001, del 2 de Febrero, ha modificado esta regulación; especialmente en cuanto a la afectación del 4,5% de la tarifa y en cuanto a la posibilidad de titulación de los derechos a la recuperación de los costes.

empresas del sector carecieron en los hechos de cualquier poder de decisión empresaria siendo ampliamente regulado el sector; obliga ante el cambio de regulación por razones de oportunidad, mérito o conveniencia a que el Estado asuma la responsabilidad del cambio normativo que afecta la ecuación económica financiera establecida ex ante. Lo dicho en el contexto del derecho español a lo que hay que agregar las disposiciones comunitarias pertinentes para la conformación del mercado interior europeo de la energía , que en el artículo 24.1 Directiva 96/92, reconoce se establezcan ante los cambios en regulación de la industria, medidas transitorias de compensación, que conectan con el principio del derecho comunitario de la confianza legítima..

2.2. Sistemas de derecho comparado que prevén el recupero y sujetos o agentes que cargan con la amortización. La referencia inexorable para el sistema español con empresas privadas titulares de la industria es Estados Unidos pues como se explicó las experiencias: inglesa, argentina y chilena implicaron la reestructuración a partir de empresas de titularidad pública. El modelo norteamericano tiene caracteres, de empresas integradas (public utilities) con derechos de exclusiva y obligación de servicio universal , con regulación estatal intensa . Estas utilities tiene derechos reconocidos a recuperar sus costes – inversiones y gastos– con una tasa de retorno del capital invertido, siempre que los costes resulten de decisiones prudentes de inversión. No existe un modelo o proyecto único de cambio del sistema de regulación, que entró en crisis a mediados de 1970. Así pues, hay un desarrollo federal del tema y por parte de los Estados de la Unión. Se destacan dos sistemas generales de cambio un sistema incremental de incorporación de competencia y un sistema global. El primero deja los principios regulatorios subsistentes e introduce medidas parciales de competencia, enfoque básico de las reformas a nivel federal, limitadas a las competencias del comercio mayorista y que a partir de la PURPA law –1978– que permite que productores independientes compita con las utilities en un sistema de Agencia compradora – modelo 2- comentado cuando se desarrollaron los modelos abstractos, por lo que fue necesaria la regulación de los stranded

costs, cuando surgen estos productores, regulados por la Energy Policy Act de 1992.

El tratamiento de los stranded cost en el sistema incremental ha sido regulado por la decisión 888 FERC, las exigencias de esta normativa es que obligan a las utilities a realizar separación funcional de negocios, separando el transporte del resto de actividades pero sin exigir separación estructural y societaria, y la segunda el libre acceso a las redes de transporte que deben garantizar las utilities, en transacciones mayoristas mediante tarifas no discriminatorias y diferenciadas. Por esta decisión se asegura el principio de plena recuperación de los costes hundidos, y también el carácter de legítimos y prudentes.

Los costes se asignan a los clientes que abandonan el sistema y eligen nuevo suministrador; las utilities para el recupero de, tiene que demostrar que tienen una expectativa razonable de seguir sirviendo al cliente. Los costes reconocidos no pueden superar la contribución del cliente si hubiera permanecido vinculado, como así también demostrar la adopción de medidas razonables de mitigación.²¹²

El segundo sistema analiza los casos de Estados de la Unión que han abordado una reforma global de la industria, con la creación de bolsas o mercados de energía: libre competencia en generación, operación independiente de redes de transporte y libre contratación de energía a nivel minorista. En el segundo caso la referencia es el caso de California. Este Estado ha producido una reforma radical de la industria mediante a ley AB 1890 /96, creando un mercado con 42000.000 de consumidores, donde los costes se recuperan a través de una tasa de Transición a la competencia, cuyo recargo se aplica al uso final de la energía y es pagado por todo consumidor, sean los que opten por recibir el servicio

²¹² Ariño et al Costes de Transacción ...44 En la discusión entre la FERC y los consumidores, estos últimos afirman que la asignación directa a los clientes que abandonan las utilities implica una discriminación , ya que dichos costes deben ser soportados por todos los clientes antiguos y cambiantes, de otro modo la asignación directa a los que abandonan la utility se convierte en un grave obstáculo por la competencia... La FERC contesta a esto con que los accionistas también soportan ciertos costes puesto que las utilities tienen que emplear medidas razonables de mitigación.

completo de la utility como los que elijan nuevos suministradores. El principio al igual que la decisión de la FERC es la recuperación completa de los costes pero con limitaciones: a) temporal: la amortización de los costes debe hacerse hasta el 31 de Marzo del 2002, b) cuantitativa: siendo el objetivo de la reforma el abaratamiento de los precios, se establece un tope a la recuperación de estos costes, de modo que el precio no sobrepase los niveles tarifarios a fecha 1.196. En el modelo se reconocen tres tipos de costes recuperables:

- a) Costes hundidos de activos de generación no amortizados.
- b) Obligaciones regulatorias previas como son los costes diferidos
- c) Sobre costes de los contratos de compra existentes (instalaciones cualificadas y proveedores mayoristas.²¹³

A diferencia de la regulación de la FERC los costes hundidos en este sistema son pagados por todos los consumidores, y aún en ambos supuestos también contribuyen a su amortización los accionistas de las utilities, pues estos tienen que mitigar los mismos.

Estados Unidos ha seguido para construir un sistema de valoración y legitimación de los stranded cost, el estudio teórico realizado por Baumol, Joskow y Khan²¹⁴, quienes enuncian tres categorías de costes hundidos : a) inversiones realizadas en instalaciones de generación cuyos coste total de generación supere los precios que prevalecen en mercados competitivos; b) contratos de compraventa de energía a terceros que las empresas se hayan visto obligadas a establecer basadas en previsiones de costes y precios, que resultan elevados con referencia a los precios de mercados competitivos; c) Costes generados por la regulación que incluyen impuestos, fondos de pensiones, desmantelamiento nuclear y costes diferidos por razones de políticas tarifarias,

²¹³ Ariño et al Costes págs .36 y ss.

²¹⁴ Baumol William, Joskow Paul, Khan Alfred. “ The Chalenge for Federal and State regulators: transition from regulation to efficient competition in electric power” (Diciembre 1994)

los cuales podría del mismo modo no se recuperados en una competencia con otros generadores que no tenga que soportar cargas similares.

Para el análisis de la realidad estadounidense hay que considerar que dada su configuración como Estado Federal, donde las normas que hace al mercado o sistema mayorista de conexión interestadual es federal y sujeto de a la cláusula del Comercio, los de los Estados Federales es regulado por los mismos pues son normas de su derecho no delgadas al Poder Central.²¹⁵

3.3 Formas o criterios de cuantificación: En este caso se deben tratar dos temas:

3.3.1. Los costes se valúan o cuantifican como en el sistema norteamericano, que reconoce los legítimos y los prudentemente incurridos, o como sostienen varios autores españoles, los costes en el sistema español están determinados, diríamos reglada y no discrecionalmente. Pues la prudencia en su incurrancia dado el carácter centralizado no solo del sistema tarifario establecido por el Real decreto 1538/87, donde se persiguieron objetivos de reducción de incertidumbre en inversiones de generación y de la inestabilidad tarifaria, como también garantías de recuperación y rentabilidad del valor estándar de los activos fijos, durante el período de vida útil, unido ello a la centralización planificada y vinculante de la LOSEN, en criterio de Ariño estos costes tienen virtualidad normativa y son el patrón de cálculo de la remuneración de cada empresa.²¹⁶

3.3.2. Sistemas que cuantifican los costes ex ante y ex post:

²¹⁵ El plan de Reestructuración de la Industria de la Administración Clinton del 26 de Marzo de 1998, ha buscado líneas generales de consenso en especial , la liberalización del mercado minorista, protección de los consumidores a través de mercados competitivos y acceso a en condiciones fiables al sistema de transporte, promoción y preservación de beneficios públicos- es decir la intervención subsidiaria del estado en los proyectos sociales de difícil captación de renta , tales como la electrificación rural en lugares no densamente poblados- y modificación de la legislación federal para clarificar competencias federales y estatales.

²¹⁶ ARIÑO :Et al Costes, págs. 48. En lo que se refiere a la cuantificación de dichos costes prudentes, deben tomarse como base salvo que exista otro criterio más adecuado (tal fue el reconocimiento de costes estándares por el Marco Legal Estable en el sistema eléctrico español) los datos contables depurados y homogeneizados: cuantificar el valor de los activos no amortizados y compararlo con el valor de los activos competitivos en el mercado, consultar sobre la valoración jurídica de costes estándares , pág. 80 y ss.

En la cuantificación en función del valor de los activos, se compara el valor de las instalaciones en el mercado y el valor contable neto – que es el que hay que recuperar- esto supone identificar el sobre coste no competitivo que hay que compensar, y se separarlo del valor del mercado, para que pueda competir con el mercado durante el período transitorio.

La cuantificación ex post se produce cuando se atiende a los ingresos que la empresa deja de percibir, por diferencia entre los que eran sus ingresos regulados y los que puede obtener del precio de mercado.

Puede haber mecanismos transitorios de ajustes en el primer modelo en cuanto a la cuantificación de los costes hundidos desarrollada por Joskow, que permite revisar el cálculo inicial periódicamente de acuerdo a la nueva información que se cuenta en el período de transición (cálculo on going).²¹⁷

²¹⁷ ARIÑO ob. cit. págs. 38 y ss., 63 y ss., donde los autores profundizan sobre el tema, cuestión que excede esta introducción.

X. El mercado español.

X.1.- Su conformación.

En España el arribo al mercado mayorista organizado en la ley 54/97, fue producto de las discusiones desarrolladas en el marco del Protocolo firmado el 11 de Diciembre de 1996 por la Administración y las principales empresas eléctricas españolas.²¹⁸

La actividad de la producción eléctrica en España a partir de la entrada en vigencia del mercado, desarrolla un régimen que se sitúa nítidamente en el ámbito del régimen de la propiedad privada y de libertad de empresa (artículos 33 y 38 de la Constitución Española) y esclarece el claroscuro del sistema anterior donde en la realidad el sistema era altamente regulado, al punto que como señalan varios autores españoles en los hechos no existía autonomía de gestión empresarial de las empresas eléctricas, sin decirlo pero con la contundencia de los hechos, se había producido una reserva implícita del sector situándolo en el ámbito de reserva de recursos del Estado y servicios esenciales regulados en el artículo 128 de la Constitución Española²¹⁹

El factor que hay que considerar y trabajar con el mayor esmero posible en la conformación de un mercado como el eléctrico cual es la reducción a límites

²¹⁸ ARIÑO ORTIZ, LOPEZ DE CASTRO Working Paper 27. La Organización de un Mercado Eléctrico en España. Madrid Abril 1997. El trabajo citado destaca en su Introducción (pág.5), lo que se comenta en el texto. Destaca las características técnicas y económicas de la electricidad que condicionan su régimen de explotación: la no almacenabilidad de la electricidad y el ajuste continuo de oferta y demanda, como así también el transporte a través de redes especiales; que se rigen por leyes físicas y no contractuales (págs. 7 y 8). El mismo documento destaca en el acápite D) de su Primera Parte, los principios básicos que desarrollaría el modelo y dice: “El nuevo modelo está basado en las decisiones libres de los distintos agentes que operan en el mercado de generación, mediante contratos libremente pactados a medio y largo plazo, entre productores y distribuidores (o entre productores y grandes consumidores) sin perjuicio de un despacho central basado en un orden creciente de precios o costes ofertados por las empresas (merit order) y materializado en un mercado spot de la energía, a través de un “pool” controlado por la autoridad energética, que permita y garantice a un tiempo la igualación de la oferta y demanda al mismo coste.” (págs. 20-22).

²¹⁹ DE LA CRUZ FERRER ob. cit. págs. 414/415, ARIÑO y LÓPEZ DE CASTRO: El Sistema ... págs. 362/363.

tolerables la incertidumbre que puedan producir los comportamientos de los agentes que en él intervienen. No se pueden imaginar todos los escenarios futuros ni preverlos.²²⁰

De otra parte un riesgo importante en todo mercado es la asimetría de información de sus operadores tanto respecto de costes de energías primarias como su evolución en el tiempo, estrategias de las competidoras en compartir o dispersar sus riesgos, estructuras de financiamiento, economías, innovaciones tecnológicas etc.

En este aspecto la organización de un mercado estandarizado donde se encuentren pluriofertas de compras y ventas de energía, permite reducir asimetrías informativas. Si a este mercado llamado “pool” o spot de casaciones de ofertas horarias- diarias, se adicionan submercados de contrataciones sean financieras o físicas que permitan a los agentes compartir o dispersar sus riesgos el esquema se hace posible. Esta es la experiencia realizada en Inglaterra, Argentina y actualmente en España.²²¹

El decreto 2019/97, organiza y regula el mercado de producción de electricidad en España. Este decreto ha sido definido como una norma “voluntariamente abierta” por el Secretario de Energía, es decir constituye una normativa marco a integrarse por Ordenes Ministeriales y Resoluciones, que irán de acuerdo a la experiencia aportando las correcciones u orientaciones necesarias para su mejor funcionamiento²²²

²²⁰ PEREZ ARRIAGA, José Ignacio. C.S.E.N.: Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica Mayo 1998, págs. 15/18. El autor destaca: “La gestión del riesgo es el aspecto clave a considerar en las actividades de transacción, en cualquiera de sus modalidades. Para los generadores la gestión del riesgo estriba en sopesar la oportunidad de esperar y vender la energía en el incierto mercado spot, verus la de adquirir compromisos de venta –en cantidades, plazo y precios prefijados– a través de los diversos contratos de medio y largo plazo. Para los consumidores con acceso al mercado mayorista la gestión de riesgo es simétrica a la anterior.

²²¹ PEREZ ARRIAGA, Fundamentos... pág 16 “Aunque conceptualmente no se imprescindible, todos los mercados eléctricos competitivos han establecido algún tipo de mercado organizado con transacciones estandarizadas, generalmente con mecanismos anónimos (i.e no bilaterales) de casación de ofertas de producción y de demanda.

²²² FERNANDEZ DE LA CUESTA: Ponencia en Seminario de la ley del Sector Eléctrico.

El preámbulo del decreto 2019/97 establece las directrices del nuevo sistema y dice:

“La pieza básica del nuevo esquema regulador es el mercado de producción de energía eléctrica. La parte organizada de dicho mercado, en la que se cruzan oferta y demandas de electricidad, requiere para su correcto funcionamiento una rigurosa definición de su estructura y organización como complemento a la parte organizada, debiéndose reglar también las condiciones bajo las que podrá tener lugar intercambios entre los distintos sujetos del sistema mediante otras modalidades de contratación bilateral al margen del mercado”.

X.2.- Presupuestos de su existencia en el mercado: Separación de actividades

Entre los fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica el desarrollo de nuevas tecnologías de generación económicamente competitivas, elimina o atenúa barreras de entrada de nuevas empresas interesados en la producción de energía eléctrica. El postulado básico como se ha desarrollado en la primera parte de esta tesis es la posibilidad de existencia de mercados en electricidad en una conformación gradual de mercados mayorista a minoristas. Se ha centralizado también la atención en que el núcleo de estos mercados es un mercado spot de electricidad, con submercados donde gestionen o compartan riesgos los agentes económicos de los mismos.

Otra de las cuestiones reseñadas es que la competencia no es posible en todos los segmentos de la industria eléctrica, tales como redes sean de transporte de alta tensión distribución u operaciones coordinación del sistema que ha de ser unificado (dispatching), por lo que es necesario separar y regular de modo diverso las actividades que pueden desarrollarse en competencia de las reguladas (unbulding)²²³

²²³ PEREZ ARRIAGA, José Ignacio: **Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica**, C.N.S.E. Mayo 1998, págs. 1/5, y del mismo autor: *Visión global del Cambio de Regulación* C.N.S.E. Mayo 1998, pág. 6 vta, apartado 2.3 El contexto internacional y pág. 10,

X.3.- Estructura empresarial.

X.3.1.- Concentración horizontal: Teorías.

A diferencia de otros países como el caso de Inglaterra o Argentina en España pese a la planificación vinculante de la actividad eléctrica, a la cuasi publicización de su sector empresarial, que carecía de autonomía en la toma de decisiones es necesario sostener que las empresas eléctricas españolas constituían y constituyen sujetos privados con derechos preexistentes a la actual regulación del sector.

Vaya este comentario como introductorio del tema concreto: la discusión, diría de una parte ideológica y de otra estratégica de cómo se interpreta por la doctrina tanto económica como jurídica el tema de la desconcentración horizontal en generación eléctrica.

Aún corriendo el riesgo de ser acusado de excesivamente esquemático, estimo que en España se han desarrollado dos líneas argumentales en este tema:

a) Las opiniones y dictámenes de la C.S.E.N, que en general estiman que la inicio del mercado español debía producirse una desconcentración del poder empresarial en especial el que desarrollan las empresas ENDESA e IBERDROLA, en especial cuando aquella en forma previa su privatización absorbió a las empresas Sevillana y FECSA.

b) La segunda línea de opinión la sitúo apuntada por las propias empresas que gestionan un importante poder de mercado en la generación y en el Grupo dirigido por Ariño Ortiz en el PERE Universidad Autónoma de Madrid, que adelanto observa la cuestión desde una perspectiva que excede el marco del actual mercado eléctrico español para posicionarse en lo que en el mediano y

apartado 3.2 El nuevo marco regulatorio. Paper C.N.S.E 3: Most Frequent asked questions on The Spanish Electric Power System, January 1999 pág 37, apartado 8.2 Structure Overview. 8.2.1 Requirede level onf unbundling. The 1997 Electricity Act establishes that legal unbundling of activities wil be enforced before december 31 2000, but until date electric companies wil have the obligation to separate the accounts of their regulated and non regulated electric activities as well.

quizás inminente plazo implique un mercado comunitario europeo de la energía, con empresas eléctricas de porte que constituyan factores incidentes de competencia y 2 diamantes en su sector.

a.1.) Efectuadas estas apreciaciones preliminares corresponde desarrollar los argumentos teóricos y empíricos del tema en la cuestión central de si las condiciones actuales permiten o permitirán a España el desarrollo de un mercado competitivo en generación.

El tema obliga a que abogados nos adentremos tímidamente en temas de la teoría económica pidiendo disculpas a los entendidos y prometiendo realizar las estrictas consideraciones que permitan construir un esquema jurídico de la situación.

La cuestión central pasa por definir si la estructura empresarial de generación en España tiene poder de mercado esto es, las empresas de este sector tienen capacidad para elevar los precios por encima de los costes relevantes. En la teoría económica se sostienen dos vectores para poder determinar competencia, digamos de entrada competencia practicable no competencia perfecta, que estimo constituye un mito.²²⁴ La estructura empresarial de cualquier mercado debe combinar un tamaño absoluto que mira su faz interna, es decir sus eficiencias, sean estas tecnológicas, organizativas o financieras y una faz externa, que determina por la relación de comparación su tamaño relativo en el mercado de

²²⁴ SCHROEDER, Jeanne L: *The End of the Market: A Psychoanalysis of law and economics* “ Harvard Law Review Vol. 112. December 1998. Number2, con quien comparto, que el mercado o la competencia perfecta no existen, son un mito y me remito a su excelente trabajo, citando sus conclusiones: “*What does my analysis mean for law and economics? Although the Real (the perfect market) may be an ideal necessary to the function of the Symbolic (the actual market), the symbolic, by definition, can never be the same as the real. Moreover, because the perfect market, being real, literally cannot be described in the Symbolic or pictured in the Imaginary, attempts to develop models based on would happen in a hypothetical perfect market can only be fantasies in the technical sense of the term....Even if one continues to retain the impossible ideal of the perfect market as an explanatory or predictive model of economic activity, when legal economists attempt to make policy recommendations we must set realistic goals based on contingent, empirical judgments the relative efficiency of possible actual market choices*” (pag. 557/558).

que se trate. Es tamaño relativo debe permitir el desarrollo de la competencia. Si hay un alto grado de concentración del mercado que importaría que los consumidores estarían mejor con una regulación de precios descontando los costes sociales que se derivan de la regulación no hay posibilidad de competencia, no hay mercado.

El tamaño absoluto como valor de referencia es la indagación o conocimiento de los costes internos de la empresa, su eficiencia esta influida por su dimensión, la que le permite economías de escala tecnológicas es decir la posibilidad de utilizar una menor cantidad de factores productivos por unidad de producto cuando se produce a mayor escala –costos decrecientes por cantidades de unidad.–

Las economías de organización refieren al gerenciamiento eficiente de los recursos humanos de una empresa tales como la especialización de sus trabajadores, asignación de tareas específicas y bien delimitadas a sus directivos, sinergias de trabajos en equipos, utilización de maquinaria especialidad y de técnicas que permita una reconversión continua de sus recursos en el procesamiento de nueva información etc. Quienes estudian esta materia dicen que estas ventajas las tiene en mayor grado la gran empresa pero como a toda regla se le opone una excepción grave, su dimensión excesiva puede llevar a ineficiencias en el control y supervisión, en pérdidas de incentivos y en una menor productividad global.

El último vector de la cara interna empresaria lo configuran las ventajas de escala financiera. Cuando una empresa tiene mayor tamaño por lo general tiene mejores condiciones de acceso a los mercados financieros, corre menor riesgo financiero por la diversificación de negocios, asegura más confianza a los inversores en el recupero de la inversión, produce dispersiones de riesgo.

El factor relativo que genera competencia parte de la premisa de que el tamaño relativo incide en la cuota de mercado que tiene la empresa en comparación con otras en el mismo sector. En el tema seguimos un trabajo de la C.S.E.N. quien cita a Stoner, quien determina un rango de tamaños dentro de los cuales el coste

medio de producción es decreciente, constante y creciente ante aumentos de producción.²²⁵

La C.S.E.N sostuvo en forma previa a la privatización de ENDESA la necesidad de su fragmentación y la posibilidad que el sector de generación nazca con por los menos cinco empresas de tamaño relativo similar que permita la efectiva competencia en el mercado.²²⁶

Esta línea argumental de la C.S.E.N., cuenta con las aportaciones teóricas de Green y Newberry (1992) sobre el funcionamiento del “pool” en Inglaterra y Gales. Estos autores dicen que observan del funcionamiento del “pool” inglés con dos empresas (que se corresponde en esencia con la situación real de España) que es muy insatisfactorio. Por otra parte argumentan que con cinco empresas iguales, se obtendría unos precios razonablemente cercanos a los competitivos.

El tema resulta de mayor complejidad si al análisis estático de estructuras similares, se añade las diferencias de valor de las energías primarias en la tecnologías de generación en las empresas eléctricas. La interacción de oferta y demanda eléctrica es variable por un sin número de elementos contingentes donde intervienen factores climáticos, de fallas tanto en la generación, como el transporte, de déficit de una energía primaria de importante composición en el stock ordinario de producción anual y los costes de su reemplazo por otra u otras. Es decir existen asimetrías producto de que el mix de tecnologías para la

²²⁵ C.N.S.E *La estructura Empresarial....* pág 11.

²²⁶ C.N.S.E Memoria 1997. La nueva ley del Sector Eléctrico. pág. 27. La C.N.S.E. siempre ha mantenido la creencia de que uno de los pilares en los que se sustenta la competencia efectiva en un mercado, es que exista variedad de oferta. Al mercado eléctrico le es también aplicable este principio, por lo que en el artículo sobre separación de actividades y control de concentraciones se propuso, con el fin de asegurar la efectividad de la competencia autorizar al Gobierno previo informe de la CNS.E y del Tribunal de Defensa de la Competencia, para que pudiera exigir las desinversiones necesarias a aquellas empresas o grupos de empresas que controlen más del 15 % de los activos de generación en el mercado, donde existe el peligro del abuso del poder de mercado”.

cobertura de la demanda no es el mismo para todas las empresas eléctricas como lo señalaran Rosen y Kroll (1996).²²⁷

b.1) El sector que defiende el mantenimiento de empresas de gran porte, invocan la necesidad de una cierta dimensión empresarial en el sector eléctrico, y así argumento que en la teoría el contraponer mercado con estructura empresarial puede hacer defendible la tesis de la existencia de un gran número de agentes, sin embargo el mercado eléctrico no cumple en el criterio de esta posición doctrinaria ni este ni otros requisitos de la competencia perfecta. Una estructura empresarial atomizada en el sector, compuesta de múltiples agentes de igual tamaño no sería eficiente ni competitiva en el mercado.

La necesidad de que la eléctricas tengan un tamaño suficiente viene corroborado por la experiencia histórica, como por las tendencias actuales en la reestructuración de los sectores eléctricos de todo el mundo donde la consigna es concentración en la generación, diversificación e internacionalización. Citan en abono de sus tesis casos de países de la Unión Europea, tales como Bélgica y Holanda , que la dimensión media de la empresa eléctrica europea de generación, tiene un umbral mínimo de capacidad instalada de 10.000MW en adelante y una producción de 30 a 35 TWh.. En abono de la tesis sostienen que salvo el caso de Alemania la gestión de la red de alta tensión y en muchos caso su titularidad ha sido separada de la empresa o empresas de generación dominante, que en ningún caso , salvo el inglés la segregación de la red se ha visto acompañada de una escisión o segmentación de la empresa matriz generadora.

²²⁷ C.N.S.E.: *La estructura...* pág. 28. Esta misma impresión es recogida en el working paper 23. Del PERE Estructura empresarial... Lo que sí parece importante es que ese número de empresas sea de tamaño de mix y de generación parecidos...el verdadero poder horizontal del mercado, en un futuro sistema donde competirán todas o casi todas las fuentes de generación puede aparecer en el grado de monopolio que cada empresa ejerce sobre las diversas tecnologías. Las tecnologías no son iguales ni indiferentes. En un sistema de competencia la hidráulica regulable resulta mucho más competitiva que cualquier otra, mientras que la nuclear (especialmente las centrales más nuevas no recuperan la inversión en ningún caso). De esta forma el poder de fijación de precios en el mercado eléctrico viene dado por las empresas que poseen centrales situadas en la mitad y la punta del orden de mérito.

Europa evoluciona en el criterio de esta posición hacia el liderazgo de empresas eléctricas con progresivas integraciones de multiservicios, las que amplían su campo de acción a sectores análogos, tales como suministros de agua, gas, telecomunicaciones, televisión por cable, recolección de residuos etc. La diversificación selectiva con la creación de estos grupos indica una tendencia clara de los procesos de reestructuración empresarial que se desarrollan en el mundo donde las eléctricas por su mayor capacidad de gestión hacia otros servicios, lo que no ocurre a la recíproca, están llamadas a liderar los grupos multiservicios y necesitan para ello una dimensión suficiente.

Esta posición respecto de la concentración horizontal y sus déficits en el desarrollo del mercado, aún de la competencia practicable no de la perfecta que argumenta, en mi criterio tiene conciencia clara de que el mercado español con empresas como las que se busca preservar, será un mercado más que competitivo regulado²²⁸.

Quienes sostienen esta punto de vista miran más que al mercado español una posición de futuro en el mercado europeo de la electricidad. A la hora actual sus argumentos para el funcionamiento de una competencia practicable son débiles. Entre los argumentos sostenidos se invoca la libre entrada al mercado, lo que es de difícil gestión al menos mientras hasta Diciembre del 2000 se mantenga la integración de las eléctricas y máxime cuando se reconoce el efecto isla del sistema español por el no desarrollo adecuado de las interconexiones internacionales en especial por la vecina Francia que no participa de este modelo donde la sobre capacidad española –no exportable– es una barrera de entrada a

²²⁸ ARIÑO et al, Working Papper del PERE N° 23 *Estructura Empresarial y Organizacion de la Competencia en el Sector Eléctrico Español*. Por ello el conjunto de operadores potenciales a medio plazo en el caso español constituye a nuestro juicio, una oferta suficientemente amplia para permitir el funcionamiento competitivo siempre que esté supervisado y promovido por la regulación (pág 8). Para los autores de este documento el mercado español es un paso de transición al real mercado que se presenta en la Unión europea, la dimensión geográfica de dicho mercado es europea y así los dicen: “En el caso español el tamaño óptimo de la empresa generadora ha de medirse con una referencia inexcusable: el mercado europeo. Es a este nivel al

nuevos agentes. El argumento de la reacción de la demanda en el sentido de que si los precios se disparan los consumidores no demandarán es de valor relativo, no es el caso discutir sobre la elasticidad o inelasticidad de la demanda eléctrica, máxime cuando la demanda más inelástica es la que afecta al grueso de un país en números de usuarios, los consumidores domésticos. Aún cuando se deje de lado esta acotación, hoy la energía –producto servicio– es vital tanto para los conglomerados humanos, como las industrias. El argumento de las acciones del regulador son débiles en un mercado constituido por un duopolio, el regulador actuará de modo similar al sistema planificado su regulación implicará en muchos casos auditar lo que ocurrió y como se lo contaron y no ser un agente activo en el momento de la gestión económica, pues carecerá de información. La alternativa de contratos bilaterales, parte en este modelo de valores de referencia del mercado organizado, estandarizado del spot, al no existir competencia suficiente en la oferta, no existirán indicadores claros de la formación de precios competitivos. Sobre el particular baste la experiencia del regulador Inglés y sus decisiones de precios máximos antes ejercicio de poder de mercado del duopolio eléctrico inglés, en la fijación de precio máximo, una medida de claro tinte de planificación regulada, de modelo de conducta empresaria impuesto y la necesidad de la desinversión de activos de dichas empresas.

X.3.2.- Conclusión.

En el corto plazo son pocos los factores que indican en España un modelo de competencia practicable viable, por las consideraciones descritas, la regulación ante asimetrías informativas, no aportará lo que el mercado gestiona con mayor éxito precios competitivos, que se acerquen más a los costes absolutos de las empresas y generen incentivos económicos por los efectos comparativos de los tamaños relativos de las mismas. La dimensión a considerar para preservar el factor de diamante de las eléctricas españolas en el contexto de la posición que la

que a medio plazo la empresa eléctrica española se enfrentará a la competencia y debe ser capaz

sostiene tiene referencia obligada al tiempo ¿ que tiempo será el necesario para la integración real, efectiva del mercado comunitario eléctrico europeo? y la segunda cuestión ¿no existe una visión demasiado nacional en este posicionamiento, no es acaso que las hoy eléctricas españolas, inglesas, holandesas ,etc, no serán mañana como sostienen quienes integran esta posición españolas – inglesas - holandesas y no sólo españolas o mayoritariamente españolas? bien dicen quienes sostienen esta teoría que los Estados carecen hoy de la posibilidad de regular por decretos o leyes composiciones empresarias por lo que las fusiones se producirán en cuanto los beneficios económicos de un mercado de mayor porte efectivamente se produzcan. En el entretanto la experiencia práctica de la competencia practicable con la mayor posibilidad de mercado competitivo de precios en generación importará un apuntalamiento insoslayable al nuevo modelo y a la hora de competir por un mayor espacio confiemos en los empresarios de las eléctricas españolas en cuanto a su dimensión adecuada para la contingencia.²²⁹

X.4.- Estructura y funcionamiento básico del mercado español.

X.4.1.- Sujetos privados e institucionales.

El mercado organizado ha sido regulado en sus aspectos básicos para su entrada en funcionamiento el 1 de Enero de 1998 por el Real Decreto 2019/97 del 26 de Diciembre de 1997 y en cuanto a su estructura, se analizan los mercados: diario, intradiario y de servicios complementarios.

de actuar en este ámbito. pág. 7.

²²⁹ OCAÑA, Carlos Martín Jesús–C.N.S.E.M.: *Competencia Practicable y Regulación*. Febrero de 1998. Dicen estos autores que el concepto de competencia practicable, o al menos la extensión de su uso se debe al Departamento de Justicia norteamericano. Una estructura de mercado permite competencia practicable, caudn oes preferible permitir costes libre a costes de regulación...el regulador tendría que comparar los costes totales de la competencia imperfecta con los de la regulación,..los costes sociales que se derivan del poder de mercado, son los causados por mantener precios elevados y por lo tanto una producción y consumo más bajos. Sin embargo estos autores, en la conclusión de su trabajo, en cuanto a la polémica del cambio regulatorio en sectores de infraestructura, aventuran que ello sólo podrá resolverse una vez que se acumule la evidencia suficiente sobre los resultados de la liberalización en dichos sectores.

En este mercado que de momento es de “numerus clausus”, intervienen, productores, autoproductores, los que tomen o entreguen energía de otros sistemas exteriores (a los que el decreto denomina agentes externos) distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados (artículo 3.1).

El artículo 4 en consonancia con las disposiciones de la ley 54/97 a la que reglamenta establece los requisitos para adquirir la condición de agente del mercado, ellas son :

- a) Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el registro administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, ambos registros incluirán una sección especial donde se inscribirán conforme sus actividades los agentes externos.

La inscripción en el Registro será solicitada por los titulares de autorizaciones a la Administración concedente de las mismas. En el caso de que la autorización hubiera sido otorgada por una Comunidad Autónoma , esta dará traslado, en el plazo máximo de un mes de una copia de la misma a la Dirección General de Energía del Ministerio de Industria y energía , para la inclusión en los registros antes descritos, y con el objetivo de llevar una registración total y unificada.

En el caso de los consumidores cualificados, su inscripción en el Registro será solicitada a la Administración Autonómica donde se ubiquen las instalaciones, aportando certificación de su consumo, emitida por la empresa suministradora de energía eléctrica.

- b) los agentes deben adherirse en forma expresa a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del Mercado de Producción en el correspondiente contrato de adhesión, que será de carácter único y aprobado

por el Ministerio de Industria y Energía , previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.²³⁰

- c) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones que se puedan derivar de su actuación como adquirentes de energía eléctrica en el mercado, en los términos que establezca el contrato de adhesión.²³¹

²³⁰ El contrato de adhesión , como se desarrolla en la segunda parte de esta tesis, Capítulo III, implica la faz organizativa interna del mercado, que se sitúa entre las personas físicas y las jurídicas propiamente societarias, el “*teritus genus*” de los contratos plurilaterales donde hay concurrencia a la formación de la organización pero sin la existencia de un interés unificante, que consolide a los partícipes como una voluntad común “*ad extra*”, lo que constituye justamente la noción tipificante societaria, la “*affectio societatis*”. En esta faz interna, y participando de las características de los contratos plurilaterales, no hay prestaciones de cambio entre los mismos; ellas se desarrollan en la faz, ya sea de las pluricontrataciones del spot, o mediante contratos bilaterales. Un tema de importancia, en referencia a una cuestión central de la tesis, es la naturaleza jurídica del contrato, donde mi punto de vista es que dicho contrato es plurilateral y si estimo importante su adhesión por todos los interesados, en especial el operador del mercado, pues este no es un convidado de piedra en la regulación legal. Es una sociedad que tiene un posición neutral en el mercado, pero jurídicamente es quien acepta las ofertas de venta y de compra; esta instituida de una representación legal para efectuar múltiples pluricontrataciones en calidad de aceptante. Por lo considerado disiento respetuosamente de las opiniones de los distinguidos juristas Dres. ARIÑO ORTIZ y LÓPEZ DE CASTRO en *El Sistema...* pág. 637, en cuanto entienden que en materia de contratos de adhesión no hay propiamente un régimen contractual sino un acto condicion. Es, a mi modo de ver, más cuestionable el tema de la naturaleza pública o privada de este contrato, en cuanto a público o privado, que es lo que trata DE LA CRUZ FERRER en *La Liberalización...* pág. 446. Estimo que el contrato es de derecho privado y su regulación, primordialmente en virtud del objeto – vínculo contractual de adhesión a reglas destinadas a la organización de un mercado– es en definitiva de competencia; pero a nadie le puede pasar por alto que, dada las características de este mercado ya suficientemente tratadas, existe una intensa regulación de policía, que como sabemos no destruye las relaciones jurídico privadas sino que las condiciona o limita. Otra referencia sobre la cuestión, a diferencia del sistema argentino, se refiere a la intervención de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, la cual es de carácter preceptivo en todo supuesto, en tanto que en el sistema argentino, como se puede observar en el Capítulo II de la parte II de esta tesis, la intervención del Ente Nacional Regulador de la Electricidad se encuentra únicamente habilitada en el supuesto de oposición a la inscripción por otros agentes del mercado.

²³¹ Es de destacar su cualidad sistémica, necesaria en este tipo de mercados cerrados y de difícil equilibrio económico financiero para su sustentabilidad, la que debe estar asegurada por garantías expeditas prontas y no litigiosas “*ex ante*”, es decir garantías autoliquidables que buscan la cobertura económica de las transacciones impagas por suministros del spot, que de no ser cubiertas de este modo quiebran al sistema. Ésta también es la forma de preservación en el sistema argentino de las compras de agentes en el spot sea por compras ordinarias en este mercado o por coberturas de diferencias de contratos bilaterales.

La estructura el mercado se compone por : a) mercado diario , b) intradiario, c) de servicios complementarios y d) de contratos bilaterales físicos.

A través de estos cuatro mecanismos de mercado se establece el orden de programación de las centrales que de producción y de su encuentro con la demanda en un régimen de mercado completo, no de medio mercado pues los consumidores cualificados que integran el mercado mayorista, tienen el poder jurídico y económica de hacer ofertas de compras de modo similar al sistema argentino y en diferencia del sistema inglés²³²

X.4.2.- Mercado diario: que recoge las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente al de la casación. Las sesiones de contratación en este mercado se estructuran por períodos horarios de una hora y con una cobertura de 24 horas previas a la operación real (art. 6.1 decreto y 23.2 de la ley).

X.4.3.- Sistema de ofertas.

a) Ofertas de venta: Las ofertas que hagan los agentes por cada unidad de producción y período de programación, el artículo 8.1 establece como condiciones mínimas que incluyan, precio, cantidad ofertada, identificación el agente y unidad de producción. Las mismas tienen el carácter de compromiso en firme un vez vencido el plazo de admisión establecido Aquí se ha desarrollado

²³² PEREZ ARRIAGA, ob. cit. págs. 19/20, perfila con nitidez la distinción que apuntamos, cuando destaca que los primeros desarrollos de modelos del spot se caracterizaron por el papel pasivo de la demanda, y que la tendencia en los modelos recientes es dejar que las ofertas de producción y demanda –en cantidad y precio– participen en un pie de igualdad... En el mismo artículo el autor señala, con un criterio económico, que la función más típica del operador del mercado es la gestión del spot, y actúa como un facilitador de transacciones más que como un realizador de una actividad específicamente eléctrica. Esta calidad de facilitador constituye uno de los aspectos centrales de ésta tesis, pues en el plano jurídico dicha facilitación es producto de una representación legal que permite al operador tomar en nombre y representación de los múltiples agentes del sistema las ofertas, bien definidas por el sistema español, tanto de compras como de ventas, y casarlas de acuerdo a un procedimiento económico legalizado preestablecido, por mérito de orden económico, y gestionado por cuenta y orden de los aceptantes anónimos, pluricontrataciones de compraventa de electricidad y de servicios que son complementarios y necesarios para el funcionamiento del sistema.

dada la calidad sistémica del mercado eléctrico limitaciones a la posibilidad de revocación de la oferta mientras no haya aceptación de la misma por el aceptante, que difieren con la teoría general en materia de contratos tanto del derecho español como argentino que permite la revocación de la oferta antes de la aceptación del aceptante. La calidad de la oferta en este desarrollo se asemeja al sistema del derecho alemán.²³³

Es importante destacar que los productores han de presentar ofertas de venta por cada una de sus unidades de producción y el desarrollo del art. 8 del decreto, establece que se entenderá por unidad de producción a cada grupo térmico, cada central de bombeo, y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos de la orden ministerial²³⁴

b) Ofertas de adquisición o compra: De igual modo se ha desarrollado la calidad de las ofertas de adquisición de energía, las que según el artículo 9.2 del real decreto pueden presentarse tanto por productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. Estas ofertas de adquisición deben contener la cantidad de energía que se demanda, identificación del agente que oferta y período de programación.

X.4.4.- Casación de las ofertas. Procedimiento:

El artículo 10 del Real Decreto regula la casación de ofertas en este submercado permite mediante pluricontrataciones de compraventa de electricidad, organizar y prever un programa de flujos energía a comerciar y proveer al día siguiente.

Antes de las 10 horas de la mañana tanto los ofertantes de venta como de compra de energía deben realizar sus ofertas para cada período establecido por

²³³ Véase Capítulo VII Tercera parte: Segunda Fase del Proceso Precontractual. La Oferta.

²³⁴ El Real Decreto refiere a la Orden Ministerial del 29/12/97 que para el caso de unidades de gestión hidráulica, establece la condición de centrales que estén en la misma cuenca hidrográfica y que sean propiedad del mismo titular, a excepción de las centrales de bombeo que constituyen por sí mismas una unidad, lo que se corresponde con la experiencia internacional. Baste citar los sistemas inglés y argentino.

fracciones horarias (una hora natural del día siguiente). Estas ofertas se pueden realizar a través de cualquier medio electrónico o digital disponible, además de las líneas convencionales.

Las ofertas pueden ser simples o complejas. Son simples las que se presentan para cada fracción horaria indicando un precio y una cantidad de energía a producir; son complejas las que cumpliendo con los requisitos establecidos para las simples, pueden tener condiciones tales como, a) ingreso mínimo a obtener por cada unidad de producción para el horizonte de programación de cada sesión; b) ser la oferta indivisible para el tramo de menor precio de oferta de las posibles en cada período de programación; condición de gradiente de carga como diferencia máxima de capacidad de producción; sea por alza o baja de la misma expresadas MW/minuto, entre dos períodos horarios de programación consecutivos.; d) condición de parada programada si la unidad de producción no resultara casada por la aplicación de la condición de ingresos mínimos (supuesto a) de manera que esta oferta pueda considerarse como oferta simple en las tres primeras horas de programación.²³⁵

Una vez que se han recibido las ofertas, el operador del mercado debe realizar el algoritmo que establezca las curvas de producción y demanda por fracción horaria estableciendo en cada una de estas fracciones el precio marginal, que se determina por el precio de la última unidad de generación necesaria para cubrir la demanda. Pero esta casación debe aprovechar todos los datos aportados por los ofertantes ante la posibilidad de restricciones técnicas del sistema eléctrico en su despacho real por lo que ha de contener además del precio marginal de las

²³⁵ HUIDOBRO, María Luisa en su ponencia: *Conferencia Mecanismos de Funcionamiento y Regulación del "Pool" de Electricidad*, explica que en los inicios se ha establecido un procedimiento de casación simple, según lo expresado, por donde las misma que dada la diversidad energética del caso español es preferible un procedimiento de casación simple, que en el caso de las ofertas simples, la casación se produce por el cruce de las curvas de oferta y demanda... y para la casación con ofertas complejas se busca una primera solución válida que cumple las condiciones y posteriormente se mejora dicha solución, de tal forma que la suma de las diferencias entre ingresos correspondientes al precio marginal e ingresos mínimos solicitados sea mínima o nula para la unidades de producción no aceptadas.

unidades que integrarían el programa tentativo diario base la precedencia económica en precios de todas las unidades de producción eléctrica que hubieran presentado ofertas aún cuando resulten excluidas de la casación por la eventualidad de las restricciones comentadas

Con estos datos el operador del mercado comunica a los agentes el resultado, que implica la concertación de las pluricontrataciones, pero sometidas a la condición suspensiva de que no existan restricciones técnicas que afecte el “merit order” y desplacen una o más unidades de dicho programa. A las 11,30 el operador del mercado da traslado al operador del sistema de la programación provisional para que analice las restricciones técnicas y establezca la necesidades de servicios complementarios. El operador del sistema realiza los ajustes necesarios y hacia las 14 horas queda configurado el programa diario viable provisional.

X.4.5.- Regulaciones técnicas. Restricciones:

Antes del tratamiento del mercado intradiario donde se producen nuevas negociaciones contractuales, es necesario situarnos en el análisis de las restricciones técnicas que afectan las contrataciones originales del mercado diario producto de diversos factores, a título ejemplificativo: problemas de diseño de la red que produzcan su sobre carga en algunos tramos, fallos de equipos de generación programados etc. El real decreto en el artículo 12 ha definido como restricción técnica a cualquier limitación derivada de la situación de la redes de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad calidad y fiabilidad que se determinen reglamentariamente y a través de los procedimientos de operación..

En caso de existir restricciones técnicas el operador del sistema debe modificar el programa elaborado por el operador de mercado, con el consecuente retiro de unidades casadas que por las restricciones no podrán producir, respetando siempre el principio de precedencia económica concordado con el diseño más optimo de la red.

Se advierte aquí que la calidad de compraventas condicionales de las operadas en los mercados donde se gestionan compraventas de electricidad. La resolución de las contrataciones sometidas al hecho condicional de la viabilidad de la gestión técnica del sistema cargan dada la calidad sistémica (es decir la necesidad de optimizar costes y la adhesión a las reglas de este tipo de mercado por sus operadores económicos) con la no previsión de remuneración indemnizatoria alguna, adjudicándoles a los agentes como un coste que todos han de soportar para la viabilidad económica y técnica del sistema.²³⁶ En cuanto a los ofertantes de unidades producción no casadas en el programa originario y necesarias para el funcionamiento de la programación diaria del día siguiente las pautas de

²³⁶ No puede soslayarse que este punto no es pacífico y se encuentra en plena discusión, el coste de alteración y el orden de mérito, ha generado posiciones de las empresas de generación, en el sentido de que la casación del diario genera derechos económicos que deben ser respetados, es decir, una propuesta de máxima típica de una negociación, el pago de la energía sustituida al precio marginal, como si hubiera sido despachada. Esto es un “dislate” pues implicaría la destrucción del esquema sistémico que analizaran los economistas para poder optimizar via contratos costes de transacción. Estimo que lo correcto es que el sistema genere los incentivos económicos, penalidades por energía no suministrada que permitan a los operadores una evaluación coste benefico por la incorporacion de incentivos que obligue o habilite a una mejor malladura de la red. Ver Seminario “Pool” de electricidad 1998.y ARIÑO El sistema... pág. 643. Las restricciones técnicas en todos los sistemas son las que producen las renegociaciones de estas pluricontrataciones, sometidas como dijimos a la condición suspensiva de que el sistema sea hábil para plasmar técnicamente el diseño económico, con claras diferencias respecto de los negocios condicionados de la teoría clásica de los contratos donde el hecho del cumplimiento parcial de la condición enerva el negocio, lo que no ocurre en las transacciones eléctricas dada la necesidad de optimizar de un sistema con el aprovechamiento de sus sinergia y el hecho cierto de que en el mismo no se puede determinar en forma precisa e individualizada cual es el porcentaje con que el generador que fallo en su provisión o la red que se sobre cargó o quienes fueron los productores que no mantuvieron la frecuencia, lo que produce como consecuencia que la optimización de los costes de económicos entre los que se cuentan los de transacción por negocio juridicos estas reglas no sean de aplicación. El fenómeno de las restricciones técnicas obliga renegociar contrataciones múltiples y en muchos aspectos anónimas por la imposibilidad de determinar cual es el suyo que aportó o consumió cada parte en el sistema a más de las pérdidas propias y técnicas del mismo, que no hace posible o dejan sin vigencia reglas de obligaciones como la regla “res peri et crecit domino” por dos razones muy sencillas: a) no se puede saber con fehaciencia que res fue aportada por cada uno y 2) el spot es un mercado organizado, estandarizado y cerrado que impide que sus comercializadores puedan adquirir el producto fuera de él. A diferencia del mercado de contratos, sean por diferencias legales o físicas, donde los contratantes bilaterales perfectamente determinados y con sus sistemas de medición homologados pueden saber que energía no fue suministrada por el generador y, éste, para cumplir el contrato deberá recurrir a la compra del spot y liquidar su contrato por el total del precio del mismo.

contratación se cumplen según el “merit order”, estas unidades producirán determinado los precios marginales conformes a sus ofertas, respecto de los períodos de generación en que sean llamadas a producir.

X.4.6.- Mercado de servicios complementarios.

Estos mercados tienen por objetivo dar al operador del sistema los medios necesarios para asegurar el equilibrio generación/demanda, que desde un punto de vista jurídico implican mercados que gestionan de modo económico los hechos condicionales a los que está sometido el sistema eléctrico por la no posibilidad de almacenamiento de su producto, como por las condiciones específicas de su cadena de comercialización, redes sometidas a leyes físicas y económicas como por ejemplo la necesidad de inversiones en red que permitan mediante una red más mallada, que permite tener en el corto o mediano plazo menores restricciones técnicas, pues las características sistémicas de mercado con sus correspondientes y permanentes procesos dinámicos, crecimiento de la demanda o su disminución como interacción con otros sistemas eléctricos, que permitan exportar o importar energía, generan continuos cambios y necesidades nuevos escenarios que deben prever diferentes situaciones a las que regían un óptimo medio en una perspectiva temporal anterior.

Estos mercados recogen las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el aprovisionamiento de energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias, por lo que se necesita asegurar al sistema cualidades y servicios tales como frecuencia y tensión estables pues de no mantenerse estos vectores el sistema registrará tasas de falla de diferentes magnitudes y salidas de servicio, de la Cruz señala que la separación vertical de las actividades eléctricas han provocado la individualización de servicios

complementarios prestados sin discriminación cuando el sector estaba integrado verticalmente.²³⁷

Entre los servicios complementarios el sistema español ha diseñado los siguientes: a) Regulación primaria, b) Regulación secundaria, c) Regulación terciaria, d) Gestión de desvíos.

Esta gama de servicios complementarios a su vez pueden ser de carácter facultativo u obligatorio. Entre los obligatorios podemos tratar:

1.- Regulación primaria: tiene por objeto mantener estable la frecuencia y dada la mínima fracción de tiempo en que hay que restaurar la frecuencia, (0 a 30 segundos) se realiza mediante reguladores automáticos de velocidad que detecten dichos fallos.

El control de tensión debe ser mantenido por todos los operadores del sistema pues como se ha dicho al analizar las leyes físicas de la transmisión de energía la que se inyecta en una red tiene una incidencia general en el sistema o al menos indeterminada, la regulación española ha previsto la retribución por el control de tensión en el desarrollo inicial del mercado sólo para generadores.

El deslastre de cargas o desconexión de clientes de una red se produce para mantener la calidad de la tensión eléctrica ante un descenso importante de frecuencia que se transporta. El descenso ha de ser de tal entidad que pueda producir un fallo, una salida de todo el sistema..

2.- Regulación secundaria: es en realidad el primer servicio complementario, pues es retribuido a diferencia de la regulación primaria por reglas de mercado. Para cada hora del día siguiente el Operador del sistema establece la reserva secundaria. Es un sistema que busca asegurar reservas de potencia (MW) en forma automática, al punto que debe poderse incrementar o reducir instantáneamente. Su objetivo es enfrentar los cambios bruscos de la generación o demanda en relación a los valores frecuencia de la red y restituir los saldos a

²³⁷ DE LA CRUZ FERRER ob. cit. págs. 450/453.

fronteras internacionales a valores programados cuando alguno se ha desviado de su valor.

La regulación secundaria se organiza por zonas que agrupan varias unidades de generación, dentro de un mismo sistema de control automático de generación.

No existe obligación de ofertar en este mercado y por otra parte no todas las unidades generadoras son capaces de prestar este servicio (por ej. unidades termoeléctricas).

En un sistema cuando el balance entre energía producida y consumida puede sufrir un desequilibrio de 30 segundos a quince minutos y se equilibra mediante controles automáticos del sistema. Este mercado se puso en funcionamiento el 1° de enero de 1998, en donde las ofertas para el mantenimiento del balance se hace por la unidades que compiten en la subasta por cada período horarios de programación y la banda de regulación que toque al generador, se remunera al precio marginal que resulte. Las ofertas de los productores en este submercado son de potencia y de energía y corresponde al operado del sistema establecer el nivel de reserva, hay un “merit order” similar al abastecimiento spot y el precio marginal se liquida por el de la última oferta que cubra la reserva.²³⁸ El sistema retribuye la potencia puesta disposición para el supuesto de desequilibrio y se remunera en caso de producción del desequilibrio el pago de la energía dispuesta. En caso de déficit de la reserva por los generadores que resultaron casados, el procedimiento también es similar al spot, se da entrada a los ofertantes que no integraron la casación. En este caso los que aportan la efectiva potencia y energía al sistema desplazan a los casados y son retribuidos por el pago de potencia puesta a disposición de acuerdo a la retribución de la regulación secundaria (banda de regulación) y por la energía vertida efectivamente a la red se remunera como precio de energía terciaria, en caso de haberse fijado sino se paga el precio marginal del período más un sobre coste de un 20% en más o menos según los que haya producido la operación real sea un aumento o disminución de potencia.

A los generadores desplazados se les paga lucro cesante resultante de la diferencia entre el precio marginal y lo ofertado.

La regulación secundaria tiene dos fases: un banda de regulación que es la programación realizada el día anterior a la explotación real del sistema y su utilización en tiempo real. El operador del sistema utiliza la banda de regulación de las 24 horas del día siguiente, con criterios que consideran errores en la previsión de la demanda, tamaño de los grupos programados y sus tasas de fallo, variación de la potencia programada. Los agentes del mercado presentan ofertas, indicando las mismas por unidad de producción, banda ofrecida a bajar o subir y el precio que están dispuestos a pagar a dicha banda.

La asignación de banda de regulación se realiza con criterio económico, respecto de las ofertas cuya aceptación no genere restricciones en el sistema. Este coste fijo se reparte en función de la energía correspondiente al programa final de las unidades de adquisición y de aquellas unidades de producción que no están incluidas dentro de una zona de regulación.

La estructura de los equipos de generación que prestan este servicio es diferente de la que compete en mercados de energía, por nivel de tecnologías y concentración por agentes. Por tecnologías las mejores posicionadas son las hidráulicas, por su tiempo de respuesta adecuado ante variaciones significativas de potencia y por razones económicas, sus unidades tienen energía limitada por el volumen de agua que reciben sean de ríos o embalses y dejar en consecuencia de producir una determinada cantidad de energía en una hora en principio no les implica un coste de oportunidad elevado como a las térmicas.

3.- Regulación terciaria: Es una reserva que tiene por finalidad aumentar o disminuir producción en un tiempo de respuesta mayor que la regulación secundaria. La participación en este mercado requiere de la cualidad técnica de que el generador pueda modificar su nivel de producción en como máximo

²³⁸ Conforme artículo 14.2 del Real Decreto 2019/97.

quince minutos y ha de poder mantener el nivel de producción al menos dos horas.

Ante el déficit entre la oferta y la demanda y con el objeto de regenerar la energía secundaria, que es la que se provee al sistema por unidades que entran en funcionamiento ante un desbalance de 30 sgs. a 15 minutos, –por lo general serán unidades térmicas– y el sistema necesita más potencia para equilibrarse es decir se debe comprometer más parque de generación, entra en funcionamiento es mecanismo de reserva de potencia de utilización no automática, pues es temporalmente posterior a la primaria y secundaria Se gestiona por el operador del sistema pero cuyas retribuciones son liquidadas por el operador del mercado. Todas las unidades generadoras capaces de prestar este servicio están obligadas a presentar ofertas. La reserva terciaria cubre una desviación de carácter permanente entre generación y demanda el operador del sistema hace uso de ella. Esto implica como en Argentina un redespacho y la consecuente resolución de las pluricontrataciones programadas y que no serán despachadas en la ejecución en tiempo real.

Los generadores que participan en este mercado deben ofertar cantidad de potencia y precio por Kw de la misma . Las ofertas se ordenan económicamente pero no se asignan precios su liquidación se hará concluida la operación real diaria donde se mide o calcula la cantidad de energía terciaria necesaria para mantener el sistema equilibrado. En este caso se remunera únicamente la energía aportada no así la potencia con lo que difiere del sistema de regulación secundaria al no existir pago por banda de regulación.

Esta reserva terciaria implica una existencia de potencia disponible que comience a funcionar a los quince minutos del desbalance y gestione por dos horas.

X.4.7.- Gestión de desvíos.

El último de los servicios complementarios es la gestión de desvíos, el cual se utiliza cuando las desviaciones entre la generación programada y la demanda estimadas superan ciertos niveles, que disminuyen de modo significativo la

reserva de regulación terciaria disponible o cuando por su duración e intensidad, resulta más eficiente utilizar otro tipo de generación menos costosa.

Los desvíos que ocasiona su utilización obedecen a dos causas: fallos de grupos generadores una vez cerrado el intradiario y diferencias significativas entre la demanda casada y la estimada por el operador del sistema.

El operador del sistema convoca a gestión de desvíos cuando entre dos sesiones del mercado intradiario se produzca la avería de un gran grupo generador, o la demanda que observa para las próximas horas es muy diferente de la que han adquirido los agentes en el mercado.

Sus convocatorias abarca más de una hora con el límite de no incluir horas en las que es posible negociar en sesiones posteriores del intradiario.²³⁹

La contratación se inicia por convocatoria del operador del sistema cuando éste estima que el desequilibrio no podrá ser cubierto por los procesos anteriores. En la convocatoria el operado ha indicar la cantidad de energía que se requiere en cada una de las horas comprendidas en la primera a la que hay que aplicar el resultado del proceso hasta la primera hora que se negociará en el siguiente mercado intradiario. Los agentes presentan ofertas, donde debe indicar la cantidad que ofrecen y sus condiciones económicas, junto con las condiciones técnicas de sus grupos generadores. La operación para establecer el “merit order” se desarrolla por un algoritmo matemático, por el que se pretende seleccionar las ofertas que resuelven el desvío al menor coste posible para el sistema. Si el desvío es a subir, las ofertas asignadas son retribuidas al precio de oferta más elevado. Si son a la baja, las ofertas asignadas deben pagar el menor precio de oferta de entre las que se han seleccionado en cada hora.

²³⁹ C.N.S.E. El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el Año 1998. pág. 95, que destaca que si bien la contribución del mercado intradiario es cuantitativamente pequeña, cualitativamente es muy relevante, porque contribuye a salvar los problemas de las contingencias entre las mejores previsiones y el tiempo real, lo que evita o reduce la utilización de servicios complementarios y abarate, en principio el funcionamiento general del sistema.

X.4.8.- Mercado intradiario.

Es un mercado que funciona como un mecanismo de ajuste a la programación diaria establecida en el mercado diario. El artículo 15 del real decreto determina el objeto de este mercado que es de carácter complementario del diario, busca atender los ajustes en la oferta y demanda de energía que se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario variable .

Este es un mercado ajustes donde los agentes acuden con información que no estuvo disponible en la convocatoria del diario, por ejemplo la avería de un equipo generador. Dada su cualidad de mercado de ajustes, cualquier agente puede actuar como comprador o vendedor. Así una distribuidora cuya previsión de demanda para el día del despacho ha disminuido, necesita vender en el intradiario parte de la energía que compró en el diario. En este mercado no están obligados a participar los generadores y / o distribuidores. Las sesiones habilitadas para efectuar transacciones que fueron en sus inicios dos hoy llegan a seis es decir que se produce una sesión cada un intervalo de cuatro horas.²⁴⁰

Este mercado que analizado jurídicamente da lugar a renegociaciones a nuevas ofertas de compra y de venta de energía, con el objetivo de que en el despacho real los hechos condicionales de las restricciones técnicas desaparezcan o disminuyan. Cabe aquí analizar la interacción de los mercados diario e intradiario: a) ambos están sujetos a compraventas condicionadas por restricciones. El segundo tiene por finalidad atenuar al menos los condicionamientos por restricciones técnicas de los negocios jurídicos programados en el diario, b) los hechos condicionales que obligan a la resolución

²⁴⁰ C.N.S.E. Informe Sobre las Reglas de Funcionamiento del Mercado Propuestas por el Operador del Mercado, 26 de Enero de 1999, págs. 19/20, se propone eliminar en un proceso de simplificación de reglas, respetando el modelo original del 97 de ofertas simples, aun en la interacción de los mercados sucesivos, que permitan solucionar no sólo modificaciones de la programación surgidas con posterioridad al cierre del mercado diario, sino también pequeñas infactibilidades técnicas que se asumía podían surgir de una casación simple. Se propone en este documento que dada la evolución de los mercados intradiarios, esto permite internalizar en la ofertas al diario las rampas y permiten realizar un tratamiento adecuado de las paradas programadas.

total o parcial de pluricontrataciones en las fracciones horarias que organizan estos mercados de producción y compra neta (mercado diario) y de compensaciones al modo de un clearing de ajustes por n motivos(fallos de grupos generadores con información no conocida en el diario, previsiones en más o menos de la demanda (bruscas variaciones climatológicas no previsible dada la estación que obligan a compradores a comprar más o vender lo comprado de más, fallos en las redes por salidas imprevistas de corredores o congestión de su capacidad), se regulan y negocian en otros mercados de potencia por lo que se equilibran la frecuencia y fiabilidad del sistema en tensión y capacidad.

Están habilitados a presentar ofertas tanto los agentes habilitados tanto los que hubieran presentado ofertas en el diario como los que no lo hubieran hecho.

El procedimiento es igual al diario el operador del mercado abrirá sesiones en el mercado intradiario que se corresponden con cada fracción horaria- período de programación del diario, la ofertas deberá ser efectuadas del mismo modo que en el mercado diario, pero en ningún caso un agente de este mercado podrá superponer ofertas en el tiempo propuesto para el diario. Esto es de vital importancia, puesto que este mercado produce nuevas negociaciones que completan las contingencias de las curvas de oferta y demanda de energía no previstas y permite un perfeccionamiento de las contrataciones vigentes y válidas del diario. Hay que destacar que el mercado intradiario no resuelve las pluricontrataciones efectuadas en el diario sino que gestiona nuevas negociaciones, nuevos contratos. La resolución de las pluricontrataciones se produce cuando intervienen y dada la calidad de la intervención mercados de servicios complementarios.

El sistema español con el juego de estos dos mercados ha tenido por objetivo que los propios agentes por sistema de mercado compraventas sucesivas con diferentes posicionamientos puedan compensar sus defectos o excesos de previsión sin recurrir a mecanismos regulatorios.

En la actualidad hay que señalar que la bondad del objetivo estimo se encuentra no concretada en su mayor posibilidad, pues la falta de homologación y normas

que regulen los sistemas de medición atenta contra el objetivo propuesto. Se advierte cuan necesario es tener mecanismos homologados de medición a los efectos de poder en mercado complejo como el eléctrico, saber a ciencia cierta cuanta energía inyectan los generadores al sistema, cuantas reciben los consumidores en sus barras y cuales son las pérdidas técnicas del transporte.

La parte final del artículo 15 del real decreto confirma la tesis de que el operador del mercado no es un simple facilitador de operaciones de compraventa de energía y de servicios complementarios para asegurar su eficiente comercialización, sino que es un representante institucional privado, quien acepta por cuenta y orden de los múltiples oferentes sus ofertas y su aceptación consolida, produce el encuentro de voluntades que construye el negocio jurídico del contrato. Así no remitimos a la locución literal de la norma que dice:

“Las ofertas de venta y adquisición presentadas en el mercado intradiario tendrán carácter firme una vez aceptadas por el operador del mercado y cerrada la correspondiente sesión”

Tercera Parte

Los contratos en el mercado eléctrico.

Capítulo Séptimo

Contratos de compraventa de electricidad.

Introducción.

En el sistema eléctrico argentino, se ha previsto como en el anglo galés y español un mercado instantáneo de compras y ventas de energía conocido como mercado “spot”, donde cada fracción horaria dada se casan las ofertas y demandas de generadores y distribuidores, grandes usuarios y se administran los abastecimientos contratados en contratos a plazo por generadores y consumidores.

La operatoria de este mercado consiste en la casación de las ofertas hasta la cobertura de la demanda en la fracción horaria, se establece como precio spot el valor de última unidad ofertada para cubrir la demanda.

En este trabajo se analizan: las contrataciones en el mercado spot y los contratos a plazo del sistema argentino, las contrataciones en el sistema español, las comparaciones y diferencias de las contrataciones en los sistemas argentino y español y las conclusiones comunes y diferencias a las que se arriban luego de su estudio, los contratos a plazo del sistema argentino, que han sido desarrollados en los procedimientos establecidos por la Secretaría de Energía y Puertos.

Sin perjuicio de las precisiones que oportunamente se realizarán en el capítulo correspondiente, el hecho de que la electricidad no se almacena, obliga o hace necesario tener un operador de despacho y económico, al cual los contratantes

han de comunicar tanto la existencia como cuantía de sus contrataciones, a los fines de su administración en el mercado eléctrico .

Una diferencia importante en los modelos español y argentino, es este último, los contratos bilaterales no pueden ser físicos sino comerciales y financieros, por expresa disposición del artículo 4 del Decreto 186/95 de fecha 27/07/95, que establece que todo contrato a término del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, se ejecuta a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Los agentes del mercado que gestionan sus ventas y sus compras por contratos a su vez operan en el mercado” spot” del MEM, para transar las diferencias adquiridas en el spot, producto de sus desequilibrios, cuando existieren.

El sistema argentino difiere en este aspecto del español, en cuanto este permite a los negociantes, realizar contratos bilaterales físicos, expresamente previstos en el artículo 24 de la ley española 54/97.¹

Otra diferencia que aquí se menciona y que será objeto de desarrollo posterior, es que en el sistema argentino las funciones de operador de despacho y de sistema son cumplidas por un mismo ente que es una Sociedad Anónima: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A; en tanto que en España, la ley 54/97, ha previsto que estas funciones sean cumplidas por distintos entes.

El operador de despacho en Argentina, coordina todas las operaciones físicas del sistema liquidando luego, de acuerdo a la información suministrada, por los sistemas de medición las compras efectuadas en el mercado spot y la de los contratos. Las primeras de acuerdo a los precios de fracción horaria que establece la norma y los segundos de acuerdo a los valores pactados.

Antes de abordar una definición de los contratos a término, advierto mi posición y que constituye una de las cuestiones a demostrar en la tesis cual es que las operaciones realizadas en el mercado spot por los agentes del mercado eléctrico

¹ DE LA CRUZ FERRER... ob. cit. pág. 468. Estos contratos suponen la entrega física de una cantidad de energía determinada, a un precio pactado y en un momento fijado de antemano. Afectan al despacho y a la liquidación, por lo que el operador del mercado y del sistema deben ser informados para su inclusión en la programación diaria.

mayorista, definidos en el artículo 4 de la ley 24.065, constituyen verdaderos contratos. No son disposiciones estatutarias a las que los agentes han de someterse sin ninguna posibilidad de opción.

Ahora en esta noción introductoria es necesario precisar términos, relaciones, sus naturalezas y sus mutuas interrelaciones.

La teoría jurídica esta empezando a reconocer que el enorme caudal de conocimientos elaborados por los científicos en otros campos. Estos conocimientos, implican un grado de complejidad social y teórica que exigen de los juristas la utilización de herramientas múltiples y capaces de captar el pluralismo de fuentes, reglas y valores propios de la posmodernidad.²

La doctrina clásica al tratar la denominada parte general del contrato ha sido austera, concentrada en el estudio del consentimiento, objeto, causa y efectos del contrato; ha permanecido inmutable frente a los cambios.

Estos caracteres han cambiado, el contrato se ha ensanchado ya que son pocos los vínculos en los que se estudian solamente las obligaciones nucleares, diría típicas y proliferan los deberes secundarios de conducta, obligaciones accesorias precontractuales, garantías y cargas.

El contrato- como dice Lorenzetti- se ha descongelado y muestra una vitalidad enorme. En todo el proceso contractual desde que comienzan las tratativas hasta su extinción, el vínculo se reformula, se adapta, se acrecenta en el tiempo y da lugar a fenómenos de larga duración.³

La contratación ha renunciado a su aislamiento; hoy no es habitual que se presente sola, sino vinculada a otros contratos, formando redes, “paquetes de

² LORENZETTI, Ricardo: Esquema de una Teoría Sistémica del Contrato, con nota de Jayme Erik: “*Osservazione per una Teoría Pos Moderna Della Comparazione Giuridica*. Rivista de Diritto Civile 1997, Padova, Revista Argentina La Ley 1999.

³ MORELLO, Mario: Contrato y Procesos. Ed. Abeledo Perrot y MORELLO, Augusto Los Contratos, Respuestas Sustanciales y Procesales a Plurales Cambios y Emergencias. Ed. La Ley 1998 D 1345, ALTERINI, Atilio Anibal: Contratos Civiles, Comerciales y de Consumo. Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1998, STIGLITZ, Rubén: Contratos Civiles y Comerciales. Ed. Abeledo Perrot. Buenos Aires 1998, MOSSET ITURRASPE, Jorge: Contratos Edición Actualizada. Ed. Rubinstein Culzoni.

productos y de servicios”, surge en el mundo actual la noción de operación económica, que se vale de varios contratos, como instrumentos para su realización, lo que lleva al estudio de las redes contractuales.

Existe en nuestras relaciones actuales un incremento de la complejidad social, toda vez que se entrelazan dos términos: la acción racional individual, con las instituciones (sistemas), lo que hace imprescindible para la comprensión del fenómeno recurrir al enfoque institucional.

Comparto que esto ha llevado y así lo confirman las organizaciones de mercado como el de la generación eléctrica, a ensanchar el análisis de la teoría contractual, y su interrelación con la teoría de sistemas.⁴

El desarrollo y explicación de la noción de sistema, será esclarecedora dada su necesaria correspondencia posterior con la teoría contractual, entendida ésta como un proceso dinámico.

Entendemos como sistema a una organización autorreferente de elementos interrelacionados de modo autónomo.

La autorreferencia, la autorganización y la homeostásis son características del sistema.

Nos explicamos: un sistema tiene un orden interno, el cual es generado a partir de la interacción de sus propios elementos, que se reproducen a sí mismos. Dichos elementos del sistema tienen la peculiaridad de ser funcionalmente diferenciados y en razón de dicha diferenciación, buscan una estabilidad dinámica.

En el plano jurídico, existen subsistemas sociales y económicos y –agregaría en el caso del sistema eléctrico tecnológicos–, que son específicos en sus ámbitos pero que interactúan con el contrato y crean un panorama más amplio al derivado de las normas que reglan el consentimiento.

El contrato concebido como una relación social juridificada que lo vincula con su medio envolvente. Es a través de las normas jurídicas indeterminadas que el contrato posee y genera tres niveles de análisis:

- 1.- nivel de relaciones personales o de interacción.
- 2.- nivel de mercado o institucional.
- 3.- nivel societario que involucra relación con otros subsistemas sociales y enuncia algo sobre lo que luego profundizaremos la apertura de los sistemas, que adelanto es el caso de las conexiones de negocios que tienen estos nuevos mercados, con otros sistemas eléctricos.

Las perspectivas que se desarrollan seguidamente, constituyen categorías necesarias para entender la negociaciones contractuales en el mercado eléctrico.

En este planteo hay tres niveles de análisis: Contractual, sistemático e institucional.

I. Análisis del Mercado Eléctrico: Distintos niveles.

I.1.- Contractual:

La relación contractual tiene como siempre al contrato como acto jurídico bilateral y estudia tres perspectivas del mismo:

a) La perspectiva interna: que analiza 1) los elementos del contrato: el consentimiento, el objeto y la causa, los caracteres, la forma , la prueba la interpretación y calificación; 2) los efectos: las obligaciones, deberes colaterales, garantías, cargas, riesgos y 3) la responsabilidad por incumplimiento.

b) La perspectiva temporal: estudia el contrato como un proceso dinámico no estático, en el cual se enfoca todo el proceso contractual partiendo de la relación precontractual, contractual, como la post contractual y los vínculos de larga duración. Desde esta posición se analizan los elementos del contrato o contratos, sus efectos y responsabilidad de las partes.

c) La perspectiva externa: mira al contrato desde afuera como situación jurídica; no como relación obligacional de los sujetos intervinientes; desde la perspectiva que de él tienen los terceros que deben respetar y sufrir sus efectos,

⁴ BERTALANFY, Ludwig Von: Perspectivas en la Teoría General de Sistemas págs. 94 a 114.

esto da lugar a temas nuevos de estudio tales como: la protección extracontractual del contrato, la flexibilización y redimensionamiento del efecto relativo del contrato entre las partes, para apreciarlo como un supuesto de oponibilidad de diverso rango. Su objeto de estudio no es el acto jurídico bilateral ni las reglas institucionales, sino posiciones jurídicas

I.2.- Perspectiva sistemática:

su objeto es analizar los grupos de contratos y su configuración en sistemas, lo que es de capital importancia para el análisis de las negociaciones pluricontractuales del mercado, spot, y a su vez la interrelación de los subsistemas de mercado: “spot”, “estacional” y “contratos a término”.

B.1) Hay una perspectiva interna que estudia las relaciones entre las partes: el objeto como operación que involucra varios contratos, la causa sistemática, el nexo asociativo y las obligaciones sistemáticas.

B.2) Una perspectiva externa que analiza los efectos de las redes contractuales frente a terceros.

De las perspectivas sistemáticas esbozadas, en el momento actual de los mercados argentinos y español, la que será de mayor utilidad es la interna, pues las redes contractuales, que buscan en definitiva la protección del consumidor final o usuario, catalogado éste como el que utiliza el bien o servicio para su propio consumo, al momento actual, no participa de la cadena contractual, pues no se ha implementado el funcionamiento del mercado minorista.

I.3.- Perspectiva Institucional:

su objeto de estudio son las reglas institucionales, necesarias para la funcionalidad de las contrataciones que se desarrollan, por ejemplo las que incrementan su eficacia y eficiencia, tales como los contenidos de información del mercado eléctrico. Esta perspectiva institucional, debe proteger los entornos: económico y social de la contratación. En lo referente al económico: el derecho a la competencia, y social: las normas de impacto ambiental, urbanístico y social: -

en el sistema eléctrico el aseguramiento de la prestación de servicio universal a los sectores marginados del mercado -.⁵

Es dato necesario para el inicio del tratamiento de las negociaciones contractuales, aprehender la noción de contrato, que es definida en el art.1197 del Código Civil Argentino.⁶

La mayoría de la doctrina civilista entiende que para haya contrato debe existir la libertad de contratar, aunque falten o sean restringidas las posibilidades de configuración por las partes o alguna de ellas de las estipulaciones del contrato.⁷

En el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino se encuentran limitados o impedidos en la configuración de las estipulaciones del contrato, tanto los vendedores como los compradores.

En efecto la libertad de los agentes que participan en el mercado spot, es la de optar por contratar en éste o recurrir a contratos con determinado proveedor o proveedores concretos.

Por lo tanto el primer interrogante formulado relativo a la existencia de contrato o de regulación, ha de responderse por el primer término: hay contrato pues el agente del mercado mayorista tiene la libertad de contratar sus ventas o compras de electricidad por el mercado spot o recurriendo a los contratos

II. La naturaleza del tercero. CAMMESA.

Adviértase que por la naturaleza compleja de la electricidad como producto, la relación jurídica no es simple: existe un tertius en la misma, que en las operaciones físicas del sistema es el organismo de despacho OED y en las liquidaciones económicas por los volúmenes contratados y precios de los mismos según las diferencias de fracción horaria de los precios es el operador de

⁵ LORENZETTI... ob. cit. pág. 123

⁶ Artículo 1197 Código Civil: “*Las convenciones hechas en los contratos forman para las partes una regla a la cual deben someterse como a la ley misma*”

⁷ ALTERINI, Atilio: *Contratos-Teoría General*, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1998, págs. 66 a 82, MOSSET ITURRASPE, Jorge: *Teoría General del Contrato*. Ed. Orbir. Rosario 1970, págs. 153 a 165.

Mercado. En el caso argentino, ambas funciones son desarrolladas por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A CAMMESA., conforme surge del artículo 3 inciso 1 de su estatuto societario, aprobado por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 1192/92 del 10 de Julio de 1992.

Ahora, si bien la relación jurídica no es simple, pues el sistema prevé a este tercero y hay que analizar si su vinculación integra la relación o, como ocurre en las regulaciones de policía, no la integra pero condiciona su instrumentación y/o eventualmente sus efectos

En esta cuestión, dada la configuración jurídica de CAMMESA, la interposición del “tertius” es regulada como principio general, como negocio privado y el propio Estatuto Societario de CAMMESA establece en su artículo 3 inciso 2°, que la misma podrá actuar como mandataria de los diversos actores del mercado eléctrico mayorista (MEM) y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden en lo relativo a la colocación de potencia y energía, satisfacción de la curva de carga a los distribuidores y organización y conducción del uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot.

También tiene a su cargo las gestiones de cobro y/o pago y/o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los diversos actores del MEM, incluyendo aquellas operaciones en que la sociedad actúe en nombre propio.

A esos fines la sociedad podrá actuar como agente de comercialización de la energía y potencia provenientes de importaciones y emprendimientos binacionales, realizará el cálculo de las transacciones económicas y producirá la información necesaria para la facturación respectiva de los actos y operaciones que se realicen en el mercado spot del MEM.

El Estatuto Societario establece palmariamente que las operaciones y negocios jurídicos en que CAMMESA interviene como mandataria o comisionista, son de carácter gratuito, pues en el ya citado artículo 3, IV, pues según su objeto social, no persigue fines de lucro, sino el objetivo de lograr el máximo abaratamiento del precio de la energía eléctrica y el cumplimiento de las funciones que le

establece la ley 24065 y reglamentaciones consecuentes, queda habilitada a realizar todos los actos y contratos consecuentes a su objeto.

La disposición estatutaria comentada, por expresa disposición del artículo 3° del Decreto 1.192/92 de creación de CAMMESA, exceptúa la aplicación de la normas de las sociedades comerciales que rigen a esta Sociedad Anónima, cuando se tratare de supuestos expresamente establecidos en el decreto o en los respectivos estatutos, configura este caso una de las excepciones a las normas societarias como dijimos, donde el mandato y la comisión se presumen onerosos y de las mismas disposiciones de la ley de sociedades, ya que al constituir las operaciones descritas, las típicas del objeto social de CAMMESA, las mismas sin la existencia de esta excepción debían ser onerosas.

En tal caso es de aplicación la norma del artículo 1871 del Código Civil argentino, que prevé que el contrato de mandato puede ser gratuito u oneroso.⁸

La complejidad del producto, genera a su vez un mercado complejo, que tiene normas y procedimientos regulados que deben analizarse a los efectos de considerar lo que es el objeto del trabajo, cuáles son los límites, al menos provisionales entre la regulación y el mercado aún en este segmento considerado como mercado.

CAMMESA condiciona y regula con mayor intensidad el mercado spot que el de los contratos a plazo. Así la estipulación del precio surge del sistema de casación ofertas y consecuentemente el precio por el producto lo determina la casación; es decir es producto de una pluri ofertas de energía confrontadas con una pluridemanda.

⁸ El artículo 1871 dice: “*El mandato puede ser gratuito u oneroso. Presúmese que es gratuito, cuando no se hubiere convenido que el mandatario perciba una remuneración por su trabajo. Presúmese que es oneroso, cuando consista en atribuciones o funciones conferidas por la ley al mandatario, y cuando consista en los trabajos propios de la profesión lucrativa del mandatario o su modo de vivir*”

III. Naturaleza jurídica de los contratos: Su aplicación a la contratación spot y a los contratos primarios a término.

Los contratos son instrumentos jurídicos, que formalizan la colaboración económica y las relaciones comerciales entre compradores y vendedores de energía. Son además instrumentos de cobertura del riesgo comercial en el nuevo mercado liberalizado.

La función de los contratos busca tanto la colaboración entre empresas separadas e independientes como en el establecimiento de incentivos, para una conducta empresarial eficiente que gestione los riesgos que produce un sistema descentralizado y liberalizado.

Uno de los fines perseguidos por esta nueva regulación es la liberalización del consumo de un modo progresivo, desde un mercado mayorista hasta alcanzar al consumidor doméstico.⁹ Dicha liberalización del consumo supone la aparición de nuevos instrumentos contractuales, sean de naturaleza física o financiera.

Entre las funciones de los contratos están las de: a) reducir costes de transacción, b) establecer incentivos de eficiencia empresarial y c) gestionar riesgos.

a) Reducir costes de transacción. La negociación por la adquisición de un producto cada vez que es necesario puede tener altos costes. Un contrato a largo plazo puede permitir reducir esos costes si se va a consumir gran cantidad del mismo producto de un solo vendedor. El contrato permite estandarizar los acuerdos basándose en las condiciones previsibles de futuro, el coste del contrato es compensado aunque sea en parte lesivo, cuando resulta menor que los costes de negociar cada suministro concreto.

b) Establecer incentivos de eficiencia empresarial. Con frecuencia la incertidumbre sólo afecta a una de las partes del contrato, pues la otra parte está más capacitada para comprender y gestionar los riesgos.

Se producen supuestos de asimetría informativa, la que puede provenir de factores exógenos como los precios de un mercado o su propia diligencia. El

contrato cumple una función útil pues permite compensar o dispersar los riesgos de los factores exógenos, mediante su desplazamiento a terceros.

c) Gestionar los riesgos: Otra función de los contratos consiste en intentar gestionar la incertidumbre, ya que el futuro en que desplegará sus efectos la relación comercial es imprevisible. La incertidumbre es relevante cuando puede convertirse en un riesgo, por ejemplo una variación sustancial de un coste o de un ingreso.

El contrato puede permitir trasladar un riesgo a cambio de un beneficio o contrapartida. Esto puede darse en un contrato cuando una de las partes está más capacitada para asumir el riesgo, por ejemplo se trate de intermediarios financieros o de seguros, o cuando tiene algún control sobre el origen del riesgo y se encuentra en posición de gestionarlo (disponibilidad de una central de producción). El contrato puede servir para establecer en que proporción se comparten los riesgos, o para determinar que un riesgo específico se desplace a un tercero más capacitado para asumirlo.

Como ya se mencionara al tratar de los modelos abstractos, en el capítulo IV de la Iª parte de este trabajo, en los sistemas de integración vertical de la industria y de agencia compradora, los agentes, tienen garantizada la cobertura de los costes y la estabilidad de los precios. Como vimos, el precio de la energía cuando hay mercado es un elemento indeterminado, que depende las fuerzas de la oferta y la demanda. El precio final surge de la agregación de diversos componentes volátiles: el precio marginal, el precio de servicios complementarios y el precio de las restricciones y desvíos.

Los agentes del mercado se ven afectados de diversa manera: los consumidores no pueden prever su gasto energético ante la imprevisibilidad de los precios, los generadores pueden encontrarse con caídas imprevistas de precio en el mercado que sea insuficiente para cubrir sus costes o con la imposibilidad de colocar su energía en el mercado al quedar fuera de la casación final.

⁹ DE LA CRUZ FERRER ob. cit. pág. 458.

Los distribuidores y comercializadores pueden verse afectados negativamente por alzas en el precio spot que reduzcan o anulen su margen comercial frente a los ingresos obtenidos de sus clientes, cuestión que en el caso argentino tiene una cobertura institucional, que genera uno de los submercados en estudio, cual es el mercado estacional, donde los distribuidores, pueden transferir a tarifa de usuarios un precio establecido ex ante al funcionamiento del mercado spot, que constituye una de las críticas que la porción generadora del mercado realiza al sistema como más adelante se estudiará.

La contratación bilateral permite determinar cantidades y precios, los generadores aseguran el precio y colocación de la energía producida y los demandantes de electricidad, distribuidores, grandes usuarios, se aseguran el suministro a un precio fijo.

También hay que advertir que si bien la determinación del precio tiene un cierto sesgo de aleatoriedad en el mercado spot, hay que señalar que este precio en principio considera las reglas del mercado, pues surge del precio de la confrontación de ofertas y demandas.

IV. Contrato de compra-venta.

IV.1.- Naturaleza jurídica.

El tema que se afronta, es justamente perfilar las nociones jurídicas que enmarcan esta nueva realidad, sin perjuicio de las necesarias e insoslayables incursiones que el jurista ha de hacer en un tema como el presente en aspectos extrajurídicos, materia de la economía o de la tecnología para poder aprehender su regulación jurídica. Ya al inicio de este trabajo, en la introducción, señalábamos siguiendo a Joskow que una de las cuestiones a solucionar eran los costos de transacción, si estos eran elevados el sistema era económicamente inviable.

La gestión de los acuerdos entre los agentes para la adquisición de este producto, la electricidad debe ser estudiado por el derecho y las preguntas a formularse en este aspecto son varias:

1.-Hay un solo modo de gestionar acuerdos entre los agentes.

A esta primera pregunta en la mayoría de los modelos de liberalización del sistema se ha de responder negativamente, la contratación de electricidad se puede hacer en un mercado de activos reales o financiero.¹⁰

En un “pool” obligatorio como organizara inicialmente el sistema inglés y siguieran en sus diseños generales la Argentina y España, como también mediante contratos bilaterales, donde habrán de distinguirse los financieros o por diferencia, de los físicos.¹¹

Esta organización institucional del mercado de la electricidad responde a la satisfacción de varias necesidades: una necesidad de orden técnico que hace a las propias contingencias del producto que se comercializa, la energía como ya dijimos no puede almacenarse por lo que necesita un despacho organizado que coordine al sistema evitando fallas en el aprovisionamiento de energía y tensión.

¹⁰ MILLÁN NAVARRO, Rocio ob. cit. págs. 27/28: “La clasificación tradicional de los mercados ha distinguido entre aquellos que intercambian activos reales y aquellos otros, cuyo objeto son los activos financieros. Los activos reales versan sobre los productos y cosas tangibles, entre ellas la electricidad,.. de los que se transmite su propiedad o el derecho a su uso o disfrute. Estos bienes entrañan capacidad para satisfacer necesidades, y esa capacidad es lo que normalmente se adquiere con su transmisión. Los activos financieros, en cambio, tales como las acciones.. y mercados de futuros..., constituyen un medio de mantener riqueza para quienes los poseen y un pasivo para quienes lo generan....Son activos financieros los que surgen de subyacentes de mercados físicos, que son llamados derivados. En estos mercados se realizan operaciones, no necesariamente para la compra o la venta del producto subyacente en este caso la electricidad, su objetivo normalmente es la cobertura de riesgos o la especulación.” pág. 30 “El único mercado que ha institucionalizado un mercado de futuros es el noruego, que es organizado a partir de 1995 y es el primer mercado internacional de futuros eléctricos, con mercados de futuros para contratos, pueden ser semanales: a ejecutarse a una semana vista e inferiores a dos meses y mensuales para plazos entre dos y doce meses, cuatrimestrales para períodos superiores a los doce mes y hasta tres años”, págs. 108 a 116; SANCHEZ Andrés A.: Enciclopedia Jurídica Básica Tomo III. Ed. Civitas, “Mercado Financiero” pág. 4283. Define a los mercados de futuros y opciones, como mercados organizados, con negociaciones que se llevan a cabo en forma centralizada. Los elementos característicos de estos mercados son el alto grado de estandarización de los productos negociados y la existencia de cámaras de compensación que se interponen entre las partes, actuando como contrapartida de ambas.

¹¹ Conforme artículo 6 de la ley 24.065.

La segunda razón de un mercado institucional es la de optimizar información, evitando justamente que los costes de información hagan gravoso al sistema y que la información sea lo más amplia y difundida posible. En el sistema del “pool” mandatario, el encuentro de ofertas y demandas, da lugar a la concurrencia de pluriofertas y demandas en tiempo limitado lo que evita o dificulta la manipulación de información.

En el sistema eléctrico bajo reglas de mercado, se dan de subsistemas o submercados: 1- El mercado “spot”, 2.- El mercado de contratos a términos.- 3.- Mercados de futuro, que surgirán para la dispersión del riesgo, que produce la volatilidad de los precios en el “spot”

1:- Subsistema “spot”. Este submercado, implica una organización institucional, con contratos estandarizados, donde las partes sólo tienen la opción de contratar o no pero no la de configurar, el contenido contractual. Es un sistema de pluricontratación, cuya naturaleza jurídica es contractual con las especificaciones que se desarrollarán en el capítulo segundo, al igual que los contratos bilaterales. En ambos subsistemas se conciertan contratos, concretamente compraventas, difiriendo en sus modalidades como se desarrollará seguidamente, sin perjuicio de poner en conocimiento el estado actual de la cuestión en el derecho argentino sobre la discusión sobre si las compraventas de aprovisionamiento de duración temporal- es decir los contratos a término- no configuran una especie distinta de la compraventa: el contrato de suministro.

Estimo de acuerdo a la información consultada que esta discusión respecto de una especie diversa de la compraventa: el suministro, se presenta en el derecho argentino, no así en el español, donde el contrato de suministro sigue siendo un contrato privativo de las administraciones publicas.¹²

¹² SOSA WAGNER, Francisco: El Contrato Público de Suministro. Ed. Civitas. Madrid 1996, dice este autor, en referencia a la ley de contrataciones públicas vigente en España y su confrontación con la directiva 93/38, que regula los procedimientos de actuación de los sectores excluidos –agua, energía, transportes y telecomunicaciones– que el Consejo de Estado Español en su dictamen del 21 de Mayo de 1992, entendió justificada la opción de la citada ley de contrataciones, respecto de las empresas privadas en materia de suministros, argumentando que

Las concepciones de los códigos de Derecho Privado, a excepción de algunos de ellos- el código italiano y el peruano- no han regulado al suministro como un contrato típico.

En el derecho argentino hoy necesita ser precisada la distinción entre compraventa y suministro, contrato este último de mucha utilización en el ámbito público, por lo que en primera instancia parecería que al regularse toda la organización del mercado de producción eléctrica como vimos por normas de derecho privado, la línea divisoria de aguas sería clara.

Más en la doctrina civilista argentina López de Zavalía, se ha hecho cargo de la distinción, cotejando las disposiciones de los arts. 1559 y 1570 del Código civil Italiano, que configuran en ese derecho al contrato de suministro

El artículo 1559 citado da una definición del suministro: como el contrato por medio del cual una parte se obliga mediante un precio a ejecutar a favor de otra, prestaciones periódicas o continuadas de cosas. Se advierte que el dato típico que le distingue de la compraventa es al ejecución de prestaciones periódica o continuadas, es decir, que las partes hayan pactado una contratación con diferimiento en el tiempo de las prestaciones.

En tanto que el. Art. 1570, implica una suerte de comodín del sistema del código italiano que me persuade aún más de la falta de rigor lógico esta figura como típica, cuando aclara que se aplican a los suministros en cuanto sea compatible con las disposiciones que preceden- las del suministro-, además las reglas que disciplinan el contrato a que correspondan las prestaciones singulares. Es clara la remisión a las reglas de la compraventa, al menos si las prestaciones pactadas son enajenativas.

En el sistema del Código Civil actual, no hay inconveniente alguno en aplicarle a los contratos con prestaciones periódicas o continuadas de cosas las reglas de la compraventa, al no haber incompatibilidad entre el fin querido por las partes y la

la extensión a sujetos privados de pautas de conducta, hasta ahora reservadas a las administraciones públicas, exige retocar los Códigos privados- civil, de comercio- operación

estructura de dicho contrato y al no haberse establecido el suministro, como un contrato típico

Advierte sin embargo López de Zavalía, que las reglas de la compraventa no serían admisibles a los suministros llamados de goce (locación y uso) pues allí no se obliga a transferir propiedad y se acepta que los suministros por enajenación o consumo, sean subsumidos en la regla de la compraventa, dadas las razones ya indicadas del tratamiento de la electricidad asimilable a cosa en el Código Civil Argentino en su art. 2311.

Esta pretendida adquisición de derecho de ciudadanía del suministro en las relaciones jurídico privadas, cuenta hoy con el sustento de los proyectos de reforma del Código Civil Argentino, que han previsto la incorporación del suministro como contrato típico.¹³

En el campo del derecho civil argentino no ha faltado, también quien trate al suministro como contrato atípico, precisando sus caracteres.¹⁴

De recepcionarse positivamente el contrato de suministro, en una futura reforma del Código Civil, enfrentaríamos la paradoja de una diversidad en la regulación jurídica de las contrataciones en el mercado eléctrico.

Así, habrá suministro en los contratos a término por ser la nota tipificante del mismo su duración en la ejecución de las prestaciones y no en las contrataciones spot, donde habrá siempre compraventas, pues si bien los negociantes operan contratos todos los días, los sujetos co-contratantes varían, de acuerdo a las casaciones concretas horarias de dicho mercado, por lo que el elemento típico del suministro: la ejecución continuada no surge en estas contrataciones.

delicada y compleja que debe abordarse en una ley ad-hoc-confrontar págs. 48/50.

¹³ LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando: Teoría de los Contratos Parte Especial Tomo I, págs. 26/27. Ed. Zavalía Febrero 1976. Buenos Aires, del mismo autor Reformas al Código Civil. Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1994, págs. 273/303, en el análisis de los proyectos de Código, la nota típica del contrato de suministro será dada por la obligación de entregar cosas en forma periódica o continuada, de manera onerosa y por tiempo determinado, a diferencia de lo que prevé el art 1569 del Código Italiano, que prevé prestaciones por tiempo indeterminado Entre los proyectos de reforma, dos de ellos consideran al suministro como una modalidad de la compraventa y el tercero lo trata como contrato independiente.

En mi opinión hasta tanto no haya un cambio legislativo que cree la figura típica del contrato de suministro se han de aplicar a las contrataciones en el mercado eléctrico argentino, sean spot o a término las reglas de la compraventa, puesto que permite una unidad de régimen jurídico a aplicar, lo que contribuye a la seguridad jurídica y por otra parte el dato de la ejecución continuada del contrato por sí sólo no me parece suficiente para la creación de una nueva figura típica contractual, salvo que se asumiese en la eventual reforma el tratamiento de diferentes tipos de suministro: de actividad o de cosas y entre estos: locativo o enajenativo.

IV.2.- Regulación jurídica.

De acuerdo a la posición tomada corresponde analizar la regulación jurídica de la compraventa y su aplicación a estos contratos.

El art. 1323 del Código Civil define a la compraventa en los siguientes términos :
“ Habrá compra y venta cuando una de las partes se obligue a transferir a la otra la propiedad de una cosa, y esta se obligue a recibirla y pagar un precio cierto en dinero”

Si la definición del código civil en lo relativo a la electricidad pudo merecer reparo en el pasado, luego de la reforma de la ley 17.711 del año 1968, el nuevo texto del art.2311 del C.C , que establece cuáles son las cosas en el derecho argentino, definiéndolas como los objetos materiales susceptibles de tener un valor. En su segundo párrafo establece que las disposiciones referentes a las cosas son aplicables a la energía y fuerzas naturales susceptibles de apropiación.¹⁵

De acuerdo a lo que venimos analizando no cabe duda que la electricidad puede ser objeto del contrato de compraventa.

¹⁴ WAYAR, Ernesto: Tratado de los Contratos. TomoII, pág. 401.

¹⁵ MILLÁN NAVARRO ob. cit. págs. 61 y 62 y TRILLO FIGUEROA ob. cit. págs. 316.

Para precisar aún más la naturaleza jurídica del contrato, debemos interrogarnos si nos encontramos ante una compraventa comercial o civil.

Los contratos de compraventa que se gestionan en el mercado spot y los bilaterales son de carácter comercial por las siguientes razones:

La distinción en el derecho argentino, entre compraventa civil y comercial, surge del art. 451 Código de Comercio, que refiere a la compra de cosa mueble que el comprador compra con el fin de revenderla o de alquilar su uso.

El artículo indica que no deja de ser mercantil la compra por el hecho de que la adquisición se haga con el fin de disponer de ella previa una transformación que le dé mayor o menor valor, de acuerdo a lo que disponen los arts. 8 inciso 1º y 451 del Código de Comercio.¹⁶

También es comercial la compraventa cuando el vendedor vende una cosa adquirida previamente en una compraventa comercial, de acuerdo a lo dispuesto por el art. 8 inciso 2º del Código de Comercio.¹⁷

En tanto la compraventa que es para una de las partes civil y para la otra comercial, conocida como compraventa mixta en el derecho argentino será siempre juzgada por la ley mercantil, de acuerdo al artículo 7 del Código de Comercio.

Es por esta razón, que cuando se produzca en la Argentina la transición hacia el mercado minorista, que habilita el decreto 186/95, las compraventas que vinculen a comercializadores y consumidores finales serán regidas por la legislación mercantil, dado el carácter mixto de estas compraventas: comerciales para los comercializadores que desarrollan con ellas, actos objetivos de comercio y civil para quien busca con la compraventa satisfacer su propio consumo.

¹⁶ Art. 8 inc.1 Código de Comercio: “La ley declara actos de comercio en general: inciso 1) *“Toda adquisición a título oneroso de una cosa mueble o de un derecho sobre ella, para lucrar con su enajenación, bien sea en el mismo estado que se adquirió o después de darle otra forma de mayor o menor valor”*. Artículo 451: *“Sólo se considera mercantil la compraventa de cosas muebles, para revenderlas por mayor o menor, bien sea en la misma forma en que se compraron o en otra diferente, o para alquilar su uso, comprendiéndose la moneda metálica, títulos de fondos públicos, acciones de compañías y papeles de crédito comerciales”*.

IV.3.- Caracteres del contrato:

Los caracteres que identifican al contrato de compraventa de energía son los siguientes: consensual, bilateral, oneroso, declarativo y no traslativo de derechos reales, en ciertos caso es formal y en otros es no formal, puede ser concluido conmutativa o aleatoriamente.

a) Consensual: para su perfeccionamiento no hace falta la tradición de la electricidad. En nuestro derecho existe la distinción entre el título y el modo; el primero obliga a que se habilite el título, es decir se haga la efectiva tradición de la cosa vendida del tradens al accipiens.

b) Bilateralmente creditorio: por que está destinado a engendrar obligaciones recíprocas: a cargo del vendedor la de transferir la electricidad producida, y a cargo del comprador a pagar el precio.

c) Oneroso pues cada parte se sacrifica y recibe una ventaja.

d) Declarativo y no traslativo de derechos, pues con la sola compraventa no se transmite el dominio, ni se constituye ni transmite ningún derecho real, ya que para que este tipo de efecto se produzca, es preciso que a la compraventa que es título, siga luego el modo.¹⁸ El modo se cumple en estas contrataciones con la entrega efectiva del producto, en el nodo de recepción de los compradores, sean distribuidores, grandes usuarios, cogeneradores o autogeneradores.

e) Compraventas formales y no formales: En este aspecto considero que los contratos concertados a través del “pool” de suyo son no formales pues las ofertas de venta de energía y las propuesta de compra se pueden hacer por distintos medios según las modalidades tradicionales o según los avances de la tecnología: internet, correo electrónico, etc.

En tanto que en los contratos bilaterales entre un generador y un comprador sea este distribuidor o gran usuario, la forma escrita se impone, tanto por la disposición del art. 1.193 del Código Civil, que prevé dicha forma para los

¹⁷ Art 8 inciso 2: La transimisión a que se refiere el inciso anterior.

¹⁸ Doctrina del art. 577 Código Civil.

contratos que tengan por objeto una cantidad de más de diez mil pesos (que contrato de compraventa de energía no excede la suma indicada), y queda vedada la prueba de la existencia del contrato por testigos. Y también surge la calidad de contrato formal de este tipo de contratos por la obligación de registrar dichos contratos ante el operador de Mercado CAMMESA.

IV.4.- Su regulación por legislación especial.

IV.4.1.- Contenido: Tanto las contrataciones que se producen en el “pool” subastador, como las producidas por contratos bilaterales, son reguladas por normas que dan a las mismas la calidad de contrataciones predispuestas como se verá en su tratamiento puntual.

Así por ejemplo, las condiciones que se pacten en los contratos tienen las limitaciones que surgen de la regulación a los contratos a plazo establecidas en el punto IV 4 de las normas de procedimiento de CAMMESA., que son la ley que los regula en los términos del art. 1.197 del Código Civil.¹⁹

Esta es también la regla en materia de contratos en el derecho civil español, así Díez Picasso, que los contratantes al celebrar un contrato, más que declarar una voluntad se comprometen, a la previsión por ellos mismos formulada de la conducta que en sus recíprocas obligaciones deberán observar.²⁰

¹⁹ Art. 1197 C.C: “*Las convenciones hechas en los contratos forman para las partes una regla a la cual deben someterse como a la ley misma.*”

²⁰ DIEZ PICASSO, Luis: Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial Tomo I Introducción. Teoría del Contrato Ed. Civitas. Madrid 1993: “Al celebrar un contrato los contratantes no se limitan a declarar que quieren algo , sino que declaran con intención de obligarse, más que declarar una voluntad se comprometen...El contrato aparece según esto como la previsión por ellos mismos formulada de la conducta que en sus recíprocas relaciones deberán observar... El contenido del contrato consiste, pues, en una o varias reglas de conducta págs 330 y ss . El mismo autor critica la concepción jurídica y social del liberalismo económico, en cuanto al postulado de que la reglas que forman o componen el contenido de la reglamentación de intereses, en que todo contrato consiste, tienen su origen en la autonomía privada de las partes contratantes. Argumenta en contra de la certeza de la aseveración tanto por el déficit de prevision de los contratantes respecto de los concretos problemas que pueden surgir en la ejecución y desarrollo de un contrato, como en las reglas de protección de la parte económicamente más débil. Significa que el art 1258 del Código Civil español luego de

Lo comentado surge tanto de la ley que regula el sector eléctrico en Argentina, ley 24065, la que en su artículo 2º inciso b, establece como objetivos de la misma, “promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad”, o cuando en el art. 35 del mismo digesto establece, refiriéndose al despacho de cargas, que la Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará éste, para el cumplimiento de sus funciones que tienen que garantizar la transparencia y equidad de decisiones, atendiendo al principio de ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, grandes usuarios y distribuidores (mercado a término).

Estas funciones del artículo 35 de la ley, fueron asignadas por el decreto del P.E.N N°1.192/92 a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, en su art.1º, previendo el artículo 8 del mismo decreto que no son aplicables a CAMMESA, que es el operador del mercado eléctrico argentino y a su vez el operador del despacho, las normas de derecho público; debe regirse para el cumplimiento de sus fines por normas y principios de derecho privado .

Corroborar esta precisión la forma jurídica de constitución de CAMMESA, la que conforme al art.3º del decreto 1.192/92, se constituirá como sociedad anónima, siendo de aplicación en su caso las normas de los arts. .3 y capítulo II, sección V, arts., 163 a 307 de la ley 19550 que regula a las sociedades comerciales en el derecho argentino, dejando a salvo las modificaciones que pudiera establecer el decreto y/o los respectivos estatutos societarios.

establecer que los contratos se perfeccionan por el mero consentimiento, establece que obligan, no solo al cumplimiento. ..conforme a la buena fé al uso y la ley .. es decir que a más de las reglas derivadas de la autonomía privada, aparecen otras fuentes de reglamentación contractual que obligan a los contratantes, págs. 334/5; ALBALADEJO, Manuel, Derecho Civil II, Derecho de Obligaciones. Vol I Ed. Bosch. Barcelona , décima edición, págs. 367/371; LACRUZ BERDEJO: Derecho de Obligaciones, Volumen I, Tercera Edición. Ed. Bosch. Barcelona 1994. págs. 349/360.

IV.4.2.- Contenido del objeto societario de CAMMESA: Consiste en el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), de acuerdo a lo previsto por la ley 24065 y reglamentaciones, teniendo a cargo: a) determinar el despacho técnico y económico del SADI, propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía (mercado spot), b) planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación, conforme reglas que fije y actualice periódicamente la Secretaría de Energía Eléctrica, c) Supervisar el mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.

IV.4.3.- Conclusión: el hecho de que las operaciones del mercado eléctrico se rijan por el derecho privado no implica que no haya en el sistema normas obligatorias, establecidas en atención al orden público económico comprometido, pues subsisten en este modelo obligaciones de servicio público, como ser las de asegurar la fiabilidad y seguridad del suministro, como se indicara anteriormente, en el objeto societario de CAMMESA y en el hecho de que la ley 24.065, si bien ha liberalizado el segmento productivo del sistema eléctrico, se ha normado a la actividad de generación como de interés general; de acuerdo al artículo 1 segundo párrafo de la ley 24065.²¹

Estas conclusiones nos llevan a otro interrogante: cuáles son los mecanismos que regulan el mercado spot y en su caso, si los mismos son suficientes para asegurar transparencia, la objetividad y la no discriminación

Si no se garantizan los principios indicados en el párrafo anterior, puede fracasar el desarrollo del mercado de los contratos a plazo, que estimo es donde se

²¹ Nota al art. 1º: “La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecimiento de energía a un servicio público será considerada de interés general afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.”

producen con mayor contundencia los beneficios del mercado en cuanto a información e incentivos.

Dadas las características de complejidad del mercado, tanto en el mercado “spot” como en los contratos a plazo, la información es compartida y mucha de ella aunque sea de modo indicativo, modélica y estocásticamente está concentrada en CAMMESA, organización que resulta necesaria, mientras exista la imposibilidad de almacenar energía eléctrica.

Las facultades regulatorias del operador de despacho, en lo atinente a las cargas informativas que requiere tanto a los generadores sobre sus estimaciones semanales de oferta de energía como las estimaciones de demanda de los compradores, resultan vitales para el funcionamiento del sistema, pues previsionan la seguridad y continuidad de las prestaciones, como la efectiva cobertura de la demanda.

Un punto sin duda relevante, en referencia al mercado de contratos a término es el de los incentivos; ello siempre que exista la suficiente transparencia en la regulación del spot. Estimo que aquí se encuentra el punto de inflexión para una adecuada ponderación y evaluación del sistema en este segmento y se sintetiza en el interrogante que sigue: ¿La regulación actual del mercado spot en la argentina, ha permitido o generado el incremento de los contratos a plazo?.

Este aspecto asume capital importancia pues el crecimiento del mercado de contratos, tiene mayor incidencia para asegurar el financiamiento de las plantas (“take or pay”) y también para compartir o dispersar los riesgos que producen los desequilibrios del sistema, sean de causas exógenas como endógenas.

El aspecto puntual más relevante para nuestro análisis es el incentivo del mercado, que permite prever de mejor modo en un mercado como el argentino- de mucha competitividad en el sector de generación, por el juego de las reglas de la oferta y de la demanda-, aquellos detalles concretos de cada negocio al que Hayeck, indica como el déficit del regulador: la regulación de las situaciones más puntuales y concretas que permiten al sistema un plus de eficiencia.

IV.5.- Circunstancias de los contratos.

1.- Plazo: Las compraventas que se producen en el mercado sean en el “pool” o contratos bilaterales están sometidas a plazo. En este punto coincido con la opinión de De La Cruz Ferrer, que aunque la doctrina anglosajona define a los mercados eléctricos como instantáneos o al contado, resulta evidente que el aprovisionamiento de electricidad implica contratos a plazo, normalmente fijos. Así dice el jurista español, que los contratos multilaterales celebrados en el mercado organizado de producción, una vez que el operador del mercado acepta y casa las ofertas de venta con las de adquisición, son contratos cuya obligación de suministro se producirá y será exigible en la hora/s determinada del día siguiente.²²

2.- Condición: Las compraventas de energía sean producidas por el “pool” o por contratos bilaterales, se encuentran sometidas a condición suspensiva, consistente en la viabilidad técnica de que el Organismo encargado de despacho en el sistema argentino CAMMESA, como los transportistas y distribuidores según los contratos, por ej., en este último caso un contrato con un gran usuario, hagan viable las concretas condiciones de cantidad y calidad que sean compatibles, en todo momento, con la capacidad técnica del sistema y de las redes y con su seguridad y fiabilidad. Por lo que la adquisición del derecho a la venta y compra de energía se produce con la condición y en el momento que los operadores del sistema y de las redes aseguren su viabilidad técnica y no se materializan y ejecutan hasta el momento específico de la tradición de la electricidad en las condiciones concretas de cantidad y calidad, aprovisionadas en la operación real. CAMMESA selecciona primero el “merit order” económico, el cual se compatibiliza, en el sistema argentino, por el Organismo encargado del despacho que debe analizar si existen restricciones técnicas al despacho. En caso de existir

²² DE LA CRUZ FERRER, ob, cit, pag 462, también MILLAN NAVARRO ob. cit. pág. 128, con cita N° 26 de DOYLE.

restricciones, la casación económica ha de adecuarse a las posibilidades técnicas del sistema; lo que puede y de hecho produce que generadores previstos para ser despachados, no lo sean, por restricciones técnicas.

Las obligaciones o mejor dicho prestaciones son condicionales, por estar subordinadas a un acontecimiento incierto y futuro que puede o no llegar, sea para la adquisición de un derecho o la resolución de un derecho ya adquirido (art. 528 del Código Civil).

La condición que existe en estos contratos, es suspensiva, por que el consentimiento se produce al disponerse el “merit order” económico La restricción técnica posterior cuando se ejecuta la operación real, es el hecho condicional incierto que veda el nacimiento del derecho La calidad del predespacho diario es provisional, por lo cual el derecho está condicionado en su nacimiento a la disponibilidad técnica de la prestación física del suministro.²³

La condición es suspensiva en los términos del art. 545 del C.C mas no se aplican en este caso los principios del Código Civil relativos a los efectos retroactivos al cumplimiento de la condición, establecido por el art. 543 del Código Civil y a la indivisibilidad artículos 534 y 535 del Código Civil , por cuanto su aplicación atentarían con el fin institucional del mercado que es asegurar costes económicos de transacción lo que no ocurriría si producida la condición, las prestaciones ya cumplidas deban retrotraerse por el carácter antieconómico de un funcionamiento tal.²⁴

Decimos que la obligación es condicional; no decimos que pueda darse un contrato aleatorio, pues la aleatoriedad es de hecho una condición que afecta no

²³ LACRUZ BERDEJO ob. cit. págs. 479/491.

²⁴ Art. 545 C.C : “La obligación bajo condición suspensiva es la que debe existir o no existir, según que un acontecimiento futuro e incierto suceda o no suceda.”

Art. 543: “Cumplida la condición, los efectos de la obligación se retrotraen al día en que se contrajo”

Art.534: “Las prestaciones que tienen por objeto del cumplimiento de una condición son indivisibles”

Art.535: “El cumplimiento de las condiciones es indivisible, aunque el objeto de la condición sea una cosa divisible. Cumplida en parte la condición no hacer nacer en parte la obligación”

al contrato todo, sino a una de sus prestaciones. De producirse el alea el co-contratante que cargue con la misma debe su prestación aunque no reciba la prestación de la contraparte.

Esta situación no se produce en el mercado spot, donde la energía no suministrada en el “pool” no se cobra a los consumidores no provistos.

Las penalizaciones configuran una cuestión distinta pues implican un incentivo económico a considerar por el agente al que se penalice, así la que pueden sufrir los distribuidores por la energía no suministrada en su área les obliga a analizar su ecuación económica, sobre la necesidad del ingreso de un nuevo generador o inversiones en redes.

Puesto que la energía es fungible, de unidades homogéneas y teniendo en cuenta que al producirse el ingreso en la red, cada nodo de generación, indica el punto de entrega del generador de su energía producida a la red, la que es recepcionada en el nodo de mercado y transmitida a cada nodo de entrega, ello hace imposible verificar el exacto cumplimiento de las prestaciones por cada agente del mercado. Máxime cuando a lo comentado, debemos adicionar las pérdidas técnicas de transporte, debido a que la energía se disipa y pierde por el calor, durante la transmisión de la electricidad.²⁵

²⁵ LASHERAS: La Regulación Económica de los Servicios Públicos. Ed. Ariel Barcelona 1999. En cuanto a las restricciones técnicas que presenta la cadena de “comercialización” de este producto servicio, dice: “La energía que se puede retirar de la red de transmisión para su consumo en un determinado punto y determinado momento depende de la que se esté generando, transportando y consumiendo en diferentes nodos de la red en ese mismo momento. Cualquier incorporación de energía a la red, o cualquier consumo afecta al sistema entero y puede alterar la capacidad de inyectar generación o satisfacer el consumo en los distintos puntos de la misma. Estos efectos externos está provocados por un conjunto de restricciones técnicas entre ellas las denominadas leyes de Kirchoff, que rigen la transmisión de energía, mediante redes malladas.”

Capítulo Octavo

Agentes del Mercado:

Introducción.

El modelo vigente en Argentina si lo cotejamos con la construcción analizada de Hunt y Suttleworth, es de momento un modelo 3. Es decir un modelo de competencia mayorista con clara tendencia hacia el modelo minorista. Tiene las restricciones de acceso típicas del modelo 3 a los consumidores finales de energía, sean residenciales, comerciales o industriales. En cuanto a los usuarios industriales estos estarán vinculados a una distribuidora, en tanto no reúnan las condiciones objetivas de admisión que prevén el anexo 17 de los Procedimientos para ingresar, como agente del mercado eléctrico, en el rubro de los grandes usuarios.

Además de los usuarios finales por el lado de la producción, hay otros sujetos , impedidos de ingresar al mercado: ellos son los Entes Públicos no privatizados, que en el sector eléctrico argentino a la fecha integran los Emprendimientos Binacionales de Yaciretá y Salto Grande y que comercializan en el MEM la energía que producen a través de una comercializadora de propiedad de Agua y Energía Residual.

El modelo de mercado: Condicionantes.

El modelo de mercado denominado mayorista o 3, implica una restricción activa a participar como agente del MEM a aquellos sujetos que no reúnen las

condiciones exigidas por la ley 24065, arts. 4, 35 y 36 y sus reglamentaciones, Decreto 186/95 (que regula el régimen de los comercializadores) resoluciones de la ex Secretaría de Energía Nos. 61 y 137/92. Es decir que son agentes del mercado eléctrico, únicamente los expresamente habilitados por la ley que regula al sector eléctrico, pudiendo actuar en el mismo, no como agente sino en su calidad de partícipe los comercializadores, habilitados por el decreto antes referido.

I. Sujetos Habilitados.

Los sujetos habilitados que están para participar en el MEM; son los indicados en el artículo 4 de la ley 24.065, que establece que serán actores reconocidos en el Mercado Eléctrico:

- a.- Generadores o productores.
- b.- Transportistas.
- c.- Distribuidores.
- d.- Grandes Usuarios.

A estos agentes establecidos por la ley hay que agregar a los participantes en el mercado eléctrico, que han sido por decreto del Poder Ejecutivo Nacional, facultados para realizar transacciones en el mercado, los indicados en el art. 4, ya comentado, 8 y 34 de la ley 24065, con los alcances que en cada caso establece el marco regulatorio eléctrico reglamentado por el decreto 1398 del 6 de Agosto de 1992, art.1º b) , los que a su vez son definidos en el art.5 del citado decreto:

- a) Las empresas que obtengan autorización de la Secretaría del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales de emprendimientos binacionales. La energía de los entes binacionales que no han sido privatizados como se dijo no es negociada por estos en forma directa, sino a través de una comercializadora de Agua y Energía Residual.
- b) Las empresas que sin ser agentes del mercado eléctrico mayorista , comercialicen energía eléctrica en bloque. En este caso las comercializadoras pueden ser provincias que reciban energía en bloque por pago de regalías o

servicios derivados de la explotación petrolera o gasífera, a los que la ley 24.065 en el art. 8, habilita a comercializar de igual modo que los generadores.

c) Las empresas que sin ser agentes del mercado eléctrico mayorista, exploten instalaciones utilizadas en función de vinculación eléctrica (F.V.E), también llamada función técnica de transporte de energía eléctrica (FTT).

La ley 24.065, en el capítulo IV, ha optado por definir a los agentes del mercado. Quizás pueda repararse la técnica legislativa en el sentido de que no es propio de las leyes definir sujetos o instituciones, pero estimo práctica la solución legal pues permite ante un nuevo diseño del sistema eléctrico tener certeza de los agentes que tienen capacidad jurídica para realizar negocios en dicho mercado.

El art.5 de la ley define lo que la ley considera como generador, estableciendo como tal a quien es titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación, de acuerdo al art. 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte o distribución sujeto a jurisdicción nacional.²⁶

El art. 9 define : “ Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer usuarios finales, que no tenga las facultad de contratar su suministro en forma independiente.”

²⁶ La ley 15.336 reguló el régimen energía eléctrica en la República Argentina y no ha sido derogada totalmente por la ley 24065, conforme surge de los artículos 89 y 90 de esta ley. Por el artículo 92 se ha facultado al P.E a elaborar el texto ordenado del marco regulatorio eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y la ley 24.065, lo que hasta la fecha no se ha producido. El artículo 14 de la ley 15.336, establece que para el caso de explotación por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía eléctrica utilizada requiere concesión del ejecutivo, en los siguientes caso; a) Para el aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica en los cursos de agua pública, cuando la potencia normal que se conceda exceda las 500kw. b) para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

Adviértase que la jurisdicción nacional invocada surge porque las provincias tienen competencias para regular la distribución y transporte de energía en baja tensión, pero siempre como veremos luego sin que afecten a las normas que regulan el mercado, ya que el comercio interestatal es de jurisdicción nacional por expresa disposición del art. 75 inciso 12 de la Constitución Nacional

Detengámonos un poco en este artículo; pues del mismo a contrario surge una limitación de la facultad jurídica respecto de los usuarios finales. Claramente la ley niega a estos últimos la facultad de contratar su aprovisionamiento en forma independiente. En el estado actual de desarrollo del mercado son sujetos incapaces jurídicos de negociar en el mismo y se encuentran sometidos a reglas regulación pública, del servicio público que presta el distribuidor en el área concesionada.

Este artículo habla de facultad, aunque habría que interpretar más bien de carencia de facultad. Ahora bien, hemos de indagar a qué clase de facultad se refiere la ley. Entiendo que la ley menciona con el vocablo facultad al poder o a la aptitud para contratar; de eso es de lo que se está hablando, pues si conectamos el artículo 9, con el artículo 6 situado en el mismo capítulo IV, se hace evidente que en éste se prevén quienes pueden contratar en el mercado eléctrico.

Así dice el art. 6:

“Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos continúa el artículo, serán libremente negociados por las partes.”

De la lectura concordada de los artículos citados, con más la integración de los partícipes del mercado surge con nitidez, quiénes son hábiles o tienen facultad o capacidad para contratar.

Son sujetos capaces los agentes, sean generadores, distribuidores, grandes usuarios o partícipes comercializadores enunciados estos últimos en el decreto 186/95.

II. Sujetos incapaces. Tipo de incapacidad.

Son sujetos incapaces los usuarios finales que no tengan facultad de contratar su suministro, es decir, que no reúnan los recaudos objetivos que los procedimientos en el anexo 17 establecen para los grandes usuarios, que opten por adherir al mercado y excluirse del régimen de servicio público que los vincula con el distribuidor del área geográfica concesionada, sea ésta nacional o provincial.

Ahora bien: ¿de qué incapacidad hablamos?, desde luego que no es una incapacidad de hecho . pues estas refieren a déficits de la persona en sus aptitudes físicas o desarrollo intelectual y aquí no podemos predicar la regla general de que todos los usuarios finales son incapaces absolutos; habrá un universo limitado de ellos pero esta no es la esencia de la cuestión a debatir.

La norma entraña una incapacidad jurídica de los sujetos que no pueden acceder a los requisitos objetivos, que los habiliten como agentes del mercado, si bien es cierto que no hay incapacidades absolutas de derecho, pues ello implicaría la negación de la personalidad.

Es cierto que los usuarios finales – de momento hasta que no se produzca la transición a un modelo de mercado minorista- son incapaces jurídicos para realizar por sí o por interpósita persona negocios en el mercado eléctrico.

Analicemos la situación jurídica de las entidades binacionales que comercializan energía en el mercado, pero no como agentes o partícipes, sino a través de un partícipe comercializador, que es el caso previsto en el art.5 inciso a) del decreto 186/95. La primera duda que surge ante este caso es si estamos frente a un problema de capacidad o de legitimación.

En la legitimación no se considera la aptitud “in abstracto” del sujeto sino que hay una relación concreta entrelazada con el objeto del negocio o con otro sujeto. Analizado desde este punto de vista y confrontando el opuesto, en cuanto buscamos oponer la capacidad del sujeto y la idoneidad del objeto estimo que el objeto no es idóneo “per se” para ser materia de negociación por el ente binacional. La razón legal es impedir a estos entes intermediar en el mercado, dado su poder de negociación o el objetivo de la titularidad privada de la producción eléctrica es decir, se ha impedido su participación: ello refiere a una falta de aptitud “in abstracto”, por lo que carecen de capacidad jurídica.

El partícipe comisionista realiza con el ente binacional un acuerdo fuera de mercado quizás atendiendo informaciones y contingencias de éste, pero dicho acuerdo no está integrado al mercado.

Concluido el contrato el “dominus negotii” es el comisionista que no opera por cuenta y orden del ente binacional, sea por la representación directa, o asumiendo como propio un negocio ajeno.

III.- Medio de Habilitación para ingresar al mercado: la Autorización

III.1.- Noción.

El ingreso de los agentes al M.EM está sujeto a habilitación estatal. Así en el punto 1 del anexo 17 del Protocolo, que trata del ingreso de los agentes del MEM, dice que toda empresa para actuar como agente del Mercado Eléctrico Mayorista, sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario debe obtener de la Secretaría de Energía la correspondiente habilitación, de acuerdo a las normas contenidas en este anexo.

Una primera cuestión a esclarecer es frente a qué medio de habilitación estatal nos encontramos, qué instituto jurídico integra dicho medio y cuáles entendemos son sus connotaciones en el derecho argentino, sin dejar de revisar la opinión de la doctrina española en el tema.

La regulación de los derechos de los particulares es propia de lo que se ha llamado en el derecho constitucional norteamericano, Poder de Policía doctrina que en parte ha seguido la República Argentina pues también en nuestro país se utiliza el criterio administrativo de policía.²⁷

En el tema que nos atañe, la Constitución de la Nación Argentina no tiene disposición específica sobre el poder de policía, lo que es común con el sistema norteamericano, sin embargo en ambos sistemas judiciales la potestad judicial fue reconocida desde sus inicios.

²⁷ LEGARRE, Santiago: *El Poder de Policía en la Historia, la Jurisprudencia y la Doctrina Revista Jurídica LA LEY* Tomo A del 2000, páginas 999/1011, donde el autor ha establecido un nexo común de transmisión del concepto de PUFENDORF a BLACKSTONE y de este a KENT el primer constitucionalista norteamericano.

El Poder de Policía en la Argentina surge del art. 14 de la Constitución Nacional que consagra el reconocimiento por el Estado de los derechos de los particulares entre ellos, el ejercicio de industria lícita siempre de acuerdo a las reglas que reglamenten su ejercicio.

Los artículos 28 y 19 de la Constitución Nacional contienen los límites del poder de regulación del Estado sobre los derechos de los particulares. El art. 28 norma el límite de la razonabilidad: la regulación del derecho no puede cercenar o desnaturalizar el mismo. El art. 19 contiene dos límites al Poder del Estado: el principio de reserva de ley, los particulares no están obligados a hacer lo que la ley no manda ni privado de lo que ella no prohíbe, las restricciones han de surgir de ley formal es decir dictada por el Congreso de la Nación o de una derivación reglamentaria razonable que no afecte el espíritu de la ley. El segundo límite es el derecho a la intimidad que sustrae de la actividad de los magistrados las acciones privadas de los hombres que no afecten a terceros o a la moral pública.

Otra cuestión que conviene consignar es la composición federal del Estado Argentino, por lo que el poder de policía es una materia en principio no delegada al Estado Nacional y privativa de los Estados Provinciales, como surge del art. 121 actual de la Constitución luego de la reforma de 1994.

Ahora bien, en los supuestos de actividades económicas o industriales que excedan el ámbito de una provincia, el poder de policía será de competencia nacional (art. 75 inciso 12 C.N), o cuando se afecte la cláusula del comercio interprovincial establecida en el art. 12 CN.

Ya establecido que nos encontramos en relación con estas habilitaciones para ingresar al MEM, hemos de indagar en que consisten, si los particulares que requieren la habilitación tienen un derecho preexistente, o la habilitación crea un derecho nuevo atribuido por la misma.

Entre los medios jurídicos de compatibilizar los derechos de los particulares con el bien común o interés general se encuentra la autorización de policía que es típica de la función administrativa, pues corresponde al órgano u ente administrativo concederla.

Lo expresado hasta aquí nos obliga a definir desde una precisa perspectiva el concepto de autorización, a fin de evitar ambigüedades.²⁸

Para Mayer, la autorización actúa como un acto administrativo que levanta una prohibición preventivamente establecida por la norma de policía, previa comprobación de que el ejercicio de la actividad inicialmente prohibida no ha de producir en el caso concreto considerado perturbación alguna para el buen orden de la cosa pública. La autorización restablece la libertad, no tiene contenido positivo.

En la construcción de Ranelletti, en cambio, el centro de atención está en la preexistencia en el sujeto autorizado de un derecho verdadero y propio, cuyo libre ejercicio permite la autorización, removiendo los límites a que dicho ejercicio opone, en principio el interés público. La autorización según esto, en la medida que presupone la titularidad previa de un derecho, queda marcada por un carácter declarativo que la distingue con toda claridad de la concesión, acto por el que la administración otorga derechos nuevos a un particular, que de este modo ve enriquecido su patrimonio jurídico.²⁹

²⁸ GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás Ramón: **Curso de Derecho Administrativo**. T II Cuarta Edición, Civitas, Madrid 1993, pág. 134. Respecto al concepto y a sus antecedentes, estos autores han desarrollado en forma concisa el tema, indicando lo que tanto ellos como la mayoría de los estudiosos del derecho administrativo advierten: la dificultad que implica la multivocidad del término.

²⁹ GARCÍA DE ENTRERRÍA y FERNANDEZ ob. cit. págs. 134/47. Los autores señalan la complejidad de la realidad que es mayor a las construcciones expuestas en el texto y hacen hincapié en los poderes discrecionales de la administración, la cual se reserva la libertad de otorgar o negar autorizaciones.

También señalan el desborde del esquema tradicional, que ha rebasado en la materia de policía el ámbito propio del orden público. Así de la triple dimensión originaria del concepto, comprensiva de la tranquilidad, seguridad y salubridad ciudadanas- en función del cual fue pensado el esquema de la autorización- ha sido transplantado al complejo campo de las actividades económicas. Por lo tanto, hablar en estas circunstancias de derechos preexistentes no sólo es excesivo, sino que está en abierta contradicción con la realidad de las cosas que muestra cómo difieren las posiciones del sujeto autorizado antes y después de la autorización, págs 138 y ss. En tanto que PARADA VÁQUEZ, Ramon: *Derecho Administrativo Parte General*. Marcial Pons Madrid 1996, pág. 454, se inclina por la tesis de la autorización como acto reglado y así dice: “por ser más moderna y garantista, se debe partir de un concepto de autorización más restrictivo, como un acto reglado, que libera la prohibición del ejercicio de un derecho o libertad preexistente, de forma que la autorización trata simplemente de determinar si la

En el ingreso de los agentes del MEM advierto la existencia de un derecho preexistente, sustentado en el artículo 14 de la Constitución Nacional y que la regulación de la ley para acordar la autorización es eminentemente reglada, por lo que, de cumplirse los requisitos objetivos establecidos, la Secretaría de Energía y Puertos como órgano competente, deberá otorgar la autorización.

En segundo lugar por la “ratio iuris” y la razón económica del MEM, se busca formar un mercado; es decir, un encuentro de ofertas y demandas que permitan la formación de precios de acuerdo al coste y beneficio marginal.

Por ello como se vio al desarrollar en el análisis de modelo mayorista en IV. 3 de la primera parte, una nota esencial del modelo es la libertad de entrar y salir del mercado. De tal modo los agentes que reúnan los requisitos objetivos que fija la reglamentación deben ser habilitados y también pueden perder la habilitación en los casos del generador que deja de generar el gran usuario que cierra su planta industrial.

III.2.- Clases.

Precisada la habilitación de los agentes del MEM, en el concepto de autorización, que obliga al órgano competente a la habilitación siempre que se acrediten los presupuestos normativos, ya que existe el derechos preexistente de los particulares habilitados o capaces, de realizar una actividad que no se halla genéricamente prohibida, corresponde analizar que clase o tipo de autorización, es la que habilita como agente del MEM.

La mayoría de los autores coincide en que cualquier criterio que clasifique tiene valor relativo, en la medida que cada uno contempla a la autorización desde diferentes aspectos, lo que inciden en las clasificaciones: así si se puede analizar a la autorización según las facultades que tiene asignada la administración o el objeto de la actividad que se autoriza, su contenido real o personal y/ o a los

actividad o el ejercicio del derecho o libertad en cuestión cumplen las exigencias legales o reglamentarias”.

finés que el Estado persigue al otorgarla por lo que serán diferentes y variadas las clasificaciones posibles.

Se sostiene también que las clasificaciones son relativas y muchas de ellas no son incompatibles entre sí, pues se combinan de una u otra manera, con lo que contribuyen, combinadas, a definir el régimen jurídico de la autorización.³⁰

III.2.1.- Autorizaciones regladas o discrecionales:

Ante el pedido del particular de que se remueva una condición puesta por el ordenamiento jurídico para el ejercicio de su derecho, la administración puede estar obligada a otorgar la autorización ante el hecho del cumplimiento de los requisitos que condicionan la obtención, o bien puede disponer de poderes discrecionales, tanto en la referente a la oportunidad de emitirla como al contenido y extensión de la misma.

En el caso de que la actividad sea reglada, el comportamiento esencial de la administración está predeterminado, es decir está regulado por la norma y el órgano de aplicación carece de arbitrio discrecional. Si se cumplen las condiciones que establece la norma debe hacer lugar a lo petitionado por el particular. En este caso, el carácter reglado de la autorización conecta con el ejercicio de un derecho preexistente, ya que es imposible predicar una calidad discrecional a la actividad autorizatoria pues enervaría el derecho del particular.

En la autorización reglada los contenidos de actuación de la administración habilitante están predeterminados por el ordenamiento jurídico, que implica un juicio comparativo entre los requisitos exigidos para la habilitación del derecho con el ordenamiento vigente.

Ahora de tratarse de una autorización discrecional ella no puede ejercerse violando los límites sustanciales y formales establecidos por el ordenamiento

³⁰ GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás Ramón, ob. cit. pág. 139 y CASSAGNE, Juan Carlos: Cuestiones de Derecho Administrativo. Ed. Depalma .Buenos Aires 1987, págs 138/39.

jurídico por debe ser motivada, para conocer las razones de interés público o bien común por la que se deniega.

III.2.2.- Autorizaciones por operación y por funcionamiento:

El criterio clasificador de estas autorizaciones viene dado por su objeto. El objeto de la autorización por operación busca se remueva una condición para el ejercicio de un derecho a un sujeto vinculado con una operación determinada. El cumplimiento del objeto se produce en forma inmediata y agota el contenido de la autorización (por ej., las operaciones de importación o exportación de mercaderías, la construcción de un edificio, etc.).

En cambio la autorización por funcionamiento está dirigida a un objeto donde hay un derecho del particular al desarrollo de una actividad continuada que se prolonga mientras dure la misma (por ejemplo la instalación de un establecimiento industrial, creación de un Banco, etc.).

La importancia de la distinción radica en la distinta naturaleza de las relaciones que se establecen a través de cada una de ellas entre la Administración y el sujeto autorizado.

En las autorizaciones por operación la relación es episódica, no crea un vínculo estable y se agota con el dictado del acto habilitante de modo que no subsiste ningún vínculo posterior con el particular, salvo que se haya prescrito lo contrario.

En cambio en las autorizaciones por funcionamiento se establece una vinculación permanente con la Administración que tiene por finalidad tutelar el interés público, admitiéndose la posibilidad de modificar el contenido de la autorización para adaptarlo en forma constante a dicha finalidad, mientras se desarrolle la actividad autorizada.

III.2.3.- Autorizaciones personales o reales:

Como señala García de Entrerría³¹, es esta una distinción clásica ya formulada por Mayer atendiendo el centro de interés en que se sitúa la norma aplicable. Si la autorización se ha acordado considerando la persona del peticionario es decir su condiciones personales, lógico es concluir que la norma exija que la actividad autorizada se cumpla por el titular de la autorización, atendiendo sus condiciones personales . Estas autorizaciones no son transmisibles.

En las autorizaciones reales el centro de atención son las condiciones del objeto, por lo que no existe prohibición o limitación a la libre transmisión de las mismas y sí en cambio el deber de comunicar al autorizante que la otorgó en caso de transferencia.

III.2.4.- Su aplicación en el MEM.

Noción: Adelantamos que la autorización que habilita a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino, es reglada, real y de funcionamiento. Reglada por que si la Secretaría de Energía debe comprobar luego de un procedimiento complejo, si el solicitante reúne los requisitos establecidos en los Procedimientos para acordar la autorización. Es real por que se concede atendiendo al centro de interés de la explotación no a las calidades personales de un sujeto, de allí su posibilidad de transmisión. De funcionamiento por cuanto la habilitación no se agota en una sola operación del agente, éste concurre al MEM, con vocación de permanecer en el mercado.

Autorización Reglada: Están habilitados para actuar en el MEM, las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos establecidos en el punto II del anexo 17, reformado por Resolución 589/99 de fecha, 1 de Noviembre de 1999.

³¹ GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás Ramón, ob. cit. pág. 146.

III.3.- Requisitos para solicitar la habilitación como agente.

III.3.1.- Común:

El mencionado punto 2.1. establece que para obtener la habilitación como Agente del MEM se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la citada Ley.

III.3.2.- Particulares.

a) El Generador: debe ser titular de un establecimiento o planta destinado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción en forma total o parcial en algún nodo perteneciente a un PRESTADOR DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT),

b) El Cogenerador y el Autogenerador: deben tener una potencia instalada de generación eléctrica igual o mayor a UN (1) MW y para el Autogenerador, una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total su demanda anual de energía.

c) El Transportista: debe ser titular de una Concesión de Transporte de Energía Eléctrica otorgada dentro del marco de la Ley N° 24.065.

d) El Distribuidor: debe ser responsable de atender, dentro de un área determinada, toda demanda de servicios para satisfacer las necesidades indispensables y generales de electricidad de usuarios finales que no tengan facultad de contratar su suministro en forma independiente y cumplir con las siguientes condiciones:

d.1. tener, en cada área de prestación del servicio público de electricidad, una demanda mínima de potencia y energía de UN (1) MW y CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (4380) MWh anuales respectivamente, y

d.2. tener una Concesión de Servicio Público de Distribución otorgada por autoridad competente. El Contrato de Concesión deberá seguir los lineamientos

de la Ley N° 24.065 estableciendo como mínimo la obligatoriedad de abastecer a toda la demanda y el cumplimiento de los principios tarifarios de la citada Ley y la fijación de condiciones de calidad en la prestación del servicio.

Para el gran usuario, según la categoría a que corresponda:

d) Gran usuario Mayor (GUMA) debe:

i) tener en cada punto de conexión una demanda de potencia y energía mínima para consumo propio de UN (1) MW y CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (4380) MWh anuales respectivamente, y

ii) contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por el CINCUENTA POR CIENTO (50%) o más de su demanda de energía eléctrica, con un mínimo de CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (4380) MWh anuales.

e) Gran Usuario Menor (GUME) debe cumplir con lo establecido en el Apéndice A del Anexo que exige:

i) tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a DOS (2) MW y mayor o igual que CINCUENTA (50) kW.

Este umbral para acceder como agente al MEM fue disminuyendo hasta llegar a la cifras indicada la que surge de la Resolución 589/99 y evidencia la apreciación de que un mercado mayorista constituye un punto de transición al mercado minorista

ii) contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica.

f) Gran Usuario Particular (GUPA) debe cumplir con lo establecido en el Apéndice B del presente Anexo que establece:

i) tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a CIEN (100) kW y mayor o igual que CINCUENTA (50) kW y

ii) contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica.

Los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o energía puedan ser categorizados como e.1) GUMA o e.2) GUME, deberán optar a la presentación de su solicitud de ingreso al MEM por ser incluidos inicialmente en una de dichas categorías. Salvo el caso en que por ampliación o reducción de las instalaciones un Gran Usuario requiera necesariamente el cambio de categoría, sólo podrá solicitar tal cambio transcurrido un período no menor de UN (1) año.

Los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o energía puedan ser categorizados como e.2) GUME o e.3) GUPA, deberán optar a la presentación de su solicitud de ingreso al MEM por ser incluidos inicialmente en una de dichas categorías. Salvo el caso en que por ampliación de las instalaciones un GUPA requiera necesariamente el cambio de categoría, sólo podrá solicitar tal cambio transcurrido un período no menor de un (1) año.

III.3.3.- De funcionamiento.

El fundamento de que la autorización a un agente del MEM es de funcionamiento surge de la propia razón de ser del mercado. Este no se agota en una transacción, sino que en el mismo se producen transacciones en forma indefinida. En general el sistema de mercado en el sector eléctrico, en el modo actual de su regulación es institucional por lo que sólo con el cambio del derecho objetivo se podría establecer un sistema distinto.

Así el art. 8.1 que se refiere al cumplimiento de las obligaciones de los agentes establece que el OED cuando verifique que algún agente del MEM no cumple o deja de cumplir, con los requisitos básicos indicados en el punto 2 deberá notificarlo al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

Adviértase los tiempos de verbo:” no cumple” - refiere a una situación actual-, o “deja de cumplir”, habla de una falta que se produce en el tiempo, lo que nos

indica estar frente a una autorización por funcionamiento que no se agota en la primera transacción que el agente hace en el mercado.

Son elocuentes también los tiempos verbales utilizados en el punto 9 de este Anexo que trata de la desvinculación de los agentes del mercado , así el numeral 9.1, dice que todo agente, no prestador de un servicio público de electricidad, que pretenda suspender o discontinuar total o parcialmente su actuación dentro del mercado, deberá comunicar tal decisión en forma fehaciente al Organismo Encargado de Despacho con una antelación mínima a la fecha en que solicita su desvinculación.

Las locuciones, "suspender", "discontinuar una actuación" nos dan la idea de que los agentes no realizan una única operación en el mercado sino que gestionan durante x tiempo dentro de un sistema donde tienen cargas y obligaciones importantes, por ejemplo la que establece el numeral 9,5 que penaliza al generador o cogenerador que no cumpla con la comunicación de desvinculación. Tal comunicación, previa evaluación del OED en el período que debía haber permanecido en servicio a fin de cumplir con los tiempos mínimos indicados por la reglamentación para su desvinculación. Si en ese lapso se ha afectado el adecuado abastecimiento de la demanda el ENRE lo penalizará en función de la remuneración por potencia que se había acreditado al agente incumplidor.

III.3.4.- Autorización Real.

El punto 4 del anexo 17, trata de los cambios de titularidad de instalaciones, establecimientos, o plantas incorporadas al MEM con anterioridad.

En el punto 4 del anexo 17 refiere claramente a la transferencia de titularidad de explotaciones, lo que se desarrollará en el acápite II.5 a donde remitimos

IV. El procedimiento de autorización.

El ingreso de un agente del MEM se produce luego de un procedimiento administrativo, que ha de ser realizado a instancia de parte es decir, compete al

interesado el desarrollo de su “iter” procedimental, no es un procedimiento establecido en el interés público.

Siendo complejo el sistema eléctrico va de suyo que también será complejo el procedimiento que permita su conclusión por el órgano administrativo habilitado, la Secretaría de Energía en cuanto al dictado o no del acto administrativo que habilite al peticionante como un nuevo agente del MEM.

El peticionante, debe gestionar en un procedimiento tres habilitaciones; la habilitación general será otorgada por la Secretaría de Energía, previa la acreditación de habilitaciones técnicas y económicas preceptivas, que permitan al OED, la administración del nuevo agente, las que son detalladas en el numeral 5 del Anexo, como que cumpla con los requisitos establecidos en el reglamento para el acceso a la Capacidad Existente y ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión SADI.(de acuerdo numeral 3.3)

La Secretaría dirige este procedimiento en dos secuencias: a) una interna con los organismos técnicos , y b) otra externa, por la que una vez cumplida la primera, publica la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial de la Nación Argentina, a los efectos de las objeciones que pudieran presentar respecto de la incorporación peticionada los agentes y participantes del MEM.(ver numeral 6 anexo 17)

IV.1.- El ingreso: diversas solicitudes, su contenido y función.

Toda empresa para actuar como agente del Mercado Eléctrico Mayorista en la calidad de agente indicada, debe obtener la habilitación de la Secretaría de Energía .

La solicitud de habilitación debe ser presentada por la empresa interesada quien es el sujeto de derecho titular de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica, o las instalaciones integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o el establecimiento o planta que

por sus características de consumo reúna los requisitos que califican al gran usuario mayor (GUMA).

Las habilitaciones son otorgadas por cada una de las actividades eléctricas indicadas, aunque sean desarrolladas por una misma empresa, lo que refuerza la tesis del carácter real de la autorización.

La empresa, que aspire a convertirse en agente del MEM, o a adquirir tal carácter por una actividad distinta a aquella en relación a la cual está autorizado como agente, o a incorporar instalaciones ya existentes pero no incluidas en el Mercado, o incorporar otros puntos de intercambio físico o de conexión, debe obtener la autorización de la Secretaría de Energía.

A los fines de la autorización, deberá presentar su solicitud de habilitación, que inicia el expediente administrativo correspondiente en la Mesa de Entradas del Ministerio de Economía Obras y Servicios Públicos.³²

La reglamentación le impone al peticionante que simultáneamente presente al OED, una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de las transacciones y despacho de su energía y potencia dentro el MEM

lo que se analizará en detalle en el punto 4.2.

Asimismo debe aportar la documentación que permita el contralor de su cumplimiento con los requisitos establecidos en el reglamento para el acceso a la Capacidad Existente y ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión SADI.(de acuerdo numeral 3.3)

IV.1.1.- Solicitud: requisitos temporales, su contenido, declaración unilateral de adhesión al sistema y documentación exigida.

En el caso de los generadores, cogeneradores, autogeneradores y distribuidores, la solicitud debe ser presentada con una antelación no menor a los noventa días corridos a la fecha prevista de ingreso como agente del MEM.

³² Lo expresado reviste impotancia dadas las mediciones del sistema argentino de acuerdo a nodos, es decir lugares o puntos físicos de interconexión de los agentes con la red de transporte.

En el caso de los grandes usuarios mayores, la solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil el período trimestral anterior a aquel período trimestral en que pretende ingresar como agente del MEM.

Requisitos comunes a todos los agentes:

La solicitud que se presenta tiene el carácter de declaración jurada y debe contener la siguiente información:

Razón social de la empresa solicitante.

Domicilio legal

Domicilio del Establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el ingreso al MEM

Actividad principal de la sociedad.

Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud

Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando la tensión de las instalaciones que los conforman y las empresas titulares de las mismas

Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM

Declaración unilateral de adhesión y plena conformidad con las normas que regulan el mercado, ley 24065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en los Procedimientos sus normas modificatorias y las resoluciones que en su carácter de autoridad de aplicación o por mandato o habilitación de las leyes que integran el marco regulatorio eléctrico dicte la Secretaría de Energía.

En el caso de estar conectados a la red de transporte a través de un prestador adicional de la función técnica de transporte (PAFTT), los autogeneradores, distribuidores y grandes usuarios han de declarar no tener deudas pendientes con la empresa que presta dicha función indicando su nombre.

IV.1.2.- Requisitos particulares de los Grandes Usuarios:

Potencia máxima contratada y nombre del generador con quien realizó el contrato, con la obligación de entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento realizado con el generador o comercializador dentro de un plazo máximo de 48 horas, de ser requerido por la Secretaría de Energía o del ENRE

(Ente Nacional Regulador de la Energía) o, en caso de que existieran inconvenientes en la administración del contrato por el Organismo Encargado del Despacho.

a) Documentación común exigida a todos los agentes:

Copia certificada por Escribano público del poder del representante legal.

Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias con la adición, en el caso de los generadores, cogeneradores, transportistas y distribuidores, la expresa inclusión en los estatutos, en el objeto social, la realización de la actividad por la cual solicitan la habilitación.

Copia de la nota remitida al PAFTT al cual se encuentra conectado (de corresponder) con sello de recepción de éste, solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.

b) Documentación Especial exigida a Generadores, autogeneradores, cogeneradores y transportistas:

Estos han de adjuntar documentación que avale el cumplimiento de los Reglamentos Ambientales.

Información sobre el tipo de central y características técnicas del equipamiento (para generadores, autogeneradores y cogeneradores)

Copia certificada del contrato de concesión (para generadores hidroeléctricos, transportistas y distribuidores)

En el caso de generadores, autogeneradores y cogeneradores que ya sean agentes del MEM y deseen ampliar sus instalaciones o incorporar nuevo equipamiento de generación, siempre que se trate del mismo nodo o punto de intercambio físico no deben presentar nueva solicitud de habilitación, pero sí deben cumplir con los requerimientos del reglamento para el acceso a la Capacidad Existente y ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y presentar al ENRE la documentación que avale el cumplimiento de los reglamentos ambientales y una declaración jurada sobre la inexistencia de limitaciones en los términos de la ley 24065 en especial su Capítulo VII y demás normas establecidas para la salvaguarda de la condición de libre competencia del mercado evitando que el

mismo se transforme en un monopolio u oligopolio a través de la concentración del control de empresas que operan en él.³³

4.2. Organismos que intervienen en forma preceptiva y previa a la autorización.

Dijimos que el procedimiento de autorización es complejo, dada la necesaria intervención de organismos que controlan diversos aspectos del sistema eléctrico. El peticionante debe lograr habilitación técnica del OED organismo encargado del despacho y de la coordinación del Sistema Argentino de Interconexión., que integran CAMMESA, administradora del sistema integrada por una capital accionario estatal del 20% y una distribución accionaria del 80% restante en partes iguales, en las entidades que nuclean a los generadores A.G.E.ERA, los distribuidores ADEERE, los transportistas ATEERA y los grandes Usuarios. Exige también la reglamentación que el peticionante haya acordado con el prestador de la función técnica de transporte, el acceso a la red, el que es abierto y regulado reglamentariamente, acuerdos que, en casos de grandes usuarios, comprometen no sólo a transportistas troncales, red de alta tensión, sino a distribuidores, red de baja tensión, donde -como se desarrollará más adelante- se han presentado problemas, dada la posición de éstos últimos a no ceder dichos peajes y que dio lugar a un estudio profundo del tema por el Ente Nacional de Regulación Eléctrica Argentino (E.N.R.E).

IV.2.- Organismos que intervienen en forma preceptiva y previa a la autorización.

La reglamentación en el numeral 3.2. dispone que el peticionante simultáneamente al inicio de las actuaciones ante la Secretaría de Energía debe presentar al OED una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia dentro del MEM.

³³ La remisión al capítulo VII de la ley 24.065, refiere al art 3, que veda a los generadores ser propietarios o accionistas mayoritarios de de una empresa transportista o su controlante.

En el OED el solicitante debe presentar a más de la solicitud ya indicada una declaración jurada, firmada por su representante legal con la información mínima requerida para la administración de las transacciones y despacho de la energía, certificada la firma por escribano público.

a) Requisitos Comunes de la declaración jurada para todos los agentes:

- Datos comerciales.
- Razón social.
- Domicilio legal.
- Representante legal.
- N° de CUIT(que es la clave única de información tributaria con la que Administración Federal de Ingreso Públicos (A.F.I.P) identifica a los sujetos pasivos de tributo ante el organismo fiscal- su situación fiscal y si es agente de retención, caso común en los distribuidores eléctricos.

Los datos requeridos para la formación de la Base de Datos Estacional, que - como se desarrolla en el capítulo III que trata del mercado spot- es de vital importancia, para el supuesto de falta de información por los agentes. A esa base de datos recurrirá el OED para configurar el despacho semanal y diario, que esta integrada por datos contenidos en la base de datos estacional, semestral y trimestral.

Declaración de potencia (capítulo 2 de los procedimientos).

Las características técnicas del equipamiento requerido para el sistema de operación y despacho, Capítulo 1 y anexo 24, donde concretamente se plantea una cuestión muy pertinente a la determinación de las prestaciones en un mercado donde la comercialización se hace por redes de transporte, coordinada por el OED, en donde son necesarios, dada la calidad fungible de la energía, sistemas de medición comercial que permitan establecer las reales prestaciones cumplidas en el sistema.

b) Requisito específico de la Declaración Jurada de los grandes usuarios:

Para ingresar y permanecer en el MEM, los grandes usuarios deben firmar una contrato de abastecimiento que sea administrable en el MEM, debiendo adjuntar al OED toda la información referida al contrato, con más el compromiso de entregar copia autenticada del mismo en un plazo máximo de 48 horas, en que le sea requerida por el OED, cuando se funde la petición en inconvenientes para la administración del contrato.

Esta prevención de mantenimientos de contratos en los grandes usuarios, busca preservar al sistema de quiebres económicos significativos, por el no pago de dichos usuarios que acceden al mercado mayorista, si se tratare de energía spot. Se busca cubrir las contingencias de incumplimiento o moras con contratos donde el quebranto económico de los mismos sea soportado por la contraparte, es decir, los generadores o comercializadores.

No obstante, al existir un sistema de contrataciones financieras por diferencias, los grandes usuarios en operaciones en tiempo real del mercado, de hecho, recurren a la bolsa de energía del mercado spot para cubrir las diferencias no cubiertas de energía por sus contratos de abastecimiento. De allí que en el sistema se ha establecido la obligación de que cada gran usuario contrate un seguro a nombre de CAMMESA, para afrontar los riesgos de incumplimiento de pagos en el mercado spot.

De este modo se conforma, una garantía autoliquidable, con el cargo de que ejecutada total o parcialmente la misma el usuario debe reintegrarla so pena de ser excluido del mercado.

El OED informará a la Secretaría de Energía y al ENRE en un plazo de quince días corridos contados desde la presentación en forma de la solicitud, si el solicitante cumple con los requisitos exigidos en los procedimientos para su ingreso y administración en el MEM.

c) Requisitos relativos a su conexión de Transporte:

Para ingresar al Sistema Argentino de Interconexión SADI, se trate del sistema de transporte en Alta Tensión que presta TRANSENER o de algún sistema de

Alta tensión por distribución troncal- el solicitante, debe cumplir con los requisitos establecidos en el reglamento para el acceso a la Capacidad Existente y ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

En caso de que el solicitante ingrese al MEM no por conexión directa con instalaciones que forman parte del SADI, sino a través de otras que están conectadas con aquellas (redes de los distribuidores en su área de concesión de alta y media tensión) quien deberá informar junto con su solicitud de ingreso las tratativas realizadas para lograr el correspondiente acuerdo por el servicio de la función técnica de transporte (FTT) con la o las empresas o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SADI. Dicho acuerdo deberá ser informado a la Secretaría de Energía hasta setenta y cinco días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM.

En caso de que no se alcanzara el acuerdo citado, el solicitante deberá requerir la intervención de la Secretaría de Energía a los efectos de que esta fije la tarifa y demás condiciones de la prestación aplicando lo establecido en los anexos 27 ó 28 de los Procedimientos y/o demás actos de alcance general dictados por dicho órgano, sin perjuicio de lo dispuesto por el art. 25 de la ley 24.065.³⁴

Los problemas en materia de función técnica de transporte se han presentado con mayor frecuencia con distribuidores, por el acceso de los grandes usuarios a través de las redes concesionadas a aquellos.

Los distribuidores han buscado por este medio impedir el acceso de grandes usuarios al mercado mayorista con su consecuente pérdida como consumidores cautivos. En este asunto ha existido por lo general en las provincias que han entregado en concesión a privados la distribución eléctrica cargas tributarias en particular de los municipios de dichas provincias que el distribuidor como agente

³⁴ El artículo 25 citado dice que quien requiera un servicio de suministro eléctrico a un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente el que, escuchando a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

de percepción, tiene que cobrar a los grandes usuarios y que estos, al conectarse al mercado en forma directa no tienen que tributar, lo que ha impedido- justo es decirlo- que buenas estrategias comerciales de distribuidores dentro del ámbito estrecho de la regulación tarifaria, respecto de este renglón de clientes no haya tenido éxito.

Los distribuidores han invocado para pretender negar el acceso por sus redes al SADI, argumentos tales como que las adhesiones de las provincias a la ley 24.065, han sido por lo general parciales y referidas solamente a la regulación tarifaria que la ley establece en los arts.40 y 41, por lo que no le son oponibles las restantes normas de la ley, negando la jurisdicción primaria del ENRE.

Este tema cuenta en la actualidad con suficiente jurisprudencia tanto administrativa como judicial en la que han primado las reglas del mercado y la imposibilidad de las distribuidoras para sostener la tesitura indicada.

El ENRE es competente para entender en las cuestiones planteadas de acuerdo a lo que establecen en primer lugar los artículos 25 y 72 de la ley 24.065. El artículo 25 ya ha sido comentado y se refiere a los requerimientos de suministro eléctrico a un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de una transportista. El art 72, prevé la jurisdicción primaria obligatoria del ENRE, así dice que: “ toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente”.

Además, el ENRE resulta competente dados los objetivos de la ley que comentamos en la parte de este trabajo, que sucintamente refrescamos aquí. Los mismos surgen de los objetivos del art.2º, en cuanto se busca:

- a) Promover el libre acceso no discriminatorio y generalizado en las sistema de transporte y distribución de energía eléctrica.
- b) Promover la competencia en los mercados de producción y demanda de energía eléctrica.

c) Alentar la realización de inversiones privadas en producción. de energía eléctrica y asegurar la competitividad de los mercados donde sea posible.

Existen importantes argumentos de orden constitucional que habilitan a la competencia de la Nación en el tema que afrontamos. Ellos surgen del artículo 12 de la Constitución Nacional, que consagra la cláusula del comercio libre, de la inexistencia de barreras aduaneras internas, del art. 14 que habilita a todo particular a ejercer industria lícita - similar al art.38 de la Constitución Española- que consagra el principio de la libertad de empresa, el art. 42 de la Constitución Nacional que luego de la reforma de 1994 prohíbe el abuso de posición dominante.

Entre las facultades del Congreso de la Nación están la de regular los Códigos de fondo de la República Argentina, consagrado en el actual art.75 inciso 13.

Entre los códigos de fondo cuya regulación compete a la Nación se encuentra el Código Civil, el que regula el régimen jurídico de los bienes y de las cosas entre las que se encuentra la energía asimilada (art.2311 C.C).

También se ha asignado a la competencia nacional la regulación del comercio interprovincial de acuerdo al art. 75 inciso 14 de la Constitución Nacional.

En este caso el comercio es de suyo entre provincias, pues conecta a cualquier gran usuario con el nodo de carga del sistema, denominado nodo Ezeiza, situado en la localidad de Pérez en la Provincia de Santa Fe.

Resulta la existencia de jurisdicción nacional por la aplicación de la norma constitucional que instituye a los Establecimientos de Utilidad Nacional, y reviste dicha calidad el Sistema Argentino de Interconexión, de acuerdo a lo que establece el art. 75 inciso 30 de la C.N.³⁵

³⁵ El ENRE se ha pronunciado en diversos casos concretos, tales como: Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Entre Ríos, donde esta distribuidora, invocando que la ley de adhesión de la Provincia de Entre Ríos No 8708, no había adherido en su integridad a la ley 24.065 sino sólo en lo atinente a la regulación tarifaria, pretendió eludir el cumplimiento de permitir acceder al MEM en calidad de gran usuario al Cooperativa Eléctrica de Concordia Ltda., lo que fue rechazado por los argumentos expuestos en el texto, mediante Resolución N° 129/95 de fecha

IV.3.- La publicidad de la petición y su contralor por los agentes del MEM.

Esta constituye la secuencia externa que consiste en contralor de los agentes del sistema respecto de la petición de quien quiere acceder al mismo.

En el caso de que no existan objeciones técnicas en el proceso o secuencia interna, para el ingreso del solicitante, se abre una instancia externa para que los agentes del mercado realicen observaciones y/o impugnaciones.

Como se verá el procedimiento busca la ampliación del mercado, es decir asegurar la competencia efectiva de allí el principio de que si en su desarrollo no hay pronunciamientos expresos de organismos u entes, se consolida el derecho del solicitante. Lo mismo ocurre en la secuencia externa, los agentes que no manifiesten oposición al ingreso pierden la oportunidad de observarlo. Su silencio habilita a la prosecución del procedimiento en pro de la autorización. De este modo la reglamentación cumple el espíritu de la legislación, fomentar el ingreso de agentes y que haya competencia.

En el numeral 6 del anexo 17 de los procedimientos se dispone que la Secretaría de Energía, de considerar cumplidos los requisitos básicos establecidos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial.

Con mala técnica se prevé también en este apartado los supuestos de que no se hayan cumplido los recaudos de lo que llamamos la secuencia interna, en cuyo caso la Secretaría debe rechazar la petición. Asimismo se considera el supuesto de que la presentación no haya contenido la totalidad de la información solicitada, lo que suspende los plazos que estaban corriendo para la habilitación, hasta que la información sea completada.

Producida la publicación en el Boletín Oficial los agentes y participantes del MEM, cuentan con diez días corridos para formular objeciones u oposiciones.

Transcurrido el plazo, la presentación es considerada aceptada respecto de los agentes que no hayan presentado objeciones u oposiciones.

18 de Julio de 1995, idem ESEBA distribuidora Provincia de Buenos Aires, Cantera Cerro Negro GUMA, Coopelctric (PAFTT)y Central Costanera (Generador).

En el caso de no haber oposiciones la Secretaría de Energía se expedirá sobre la habilitación en un plazo máximo de hasta treinta días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM, bajo la condición de que la solicitud se haya presentado en forma dentro de los plazos establecidos. En caso de que la Secretaría no se expida en forma expresa en el plazo indicado, el solicitante podrá entender concedida la habilitación requerida y podrá comunicarlo a la Secretaría.

Este es uno de los pocos casos en los que la reglamentación ha dado sentido positivo al silencio de la administración en una relación que vincula a la misma con los particulares. La regla en el derecho administrativo es la contraria: en el caso de silencio de la Administración, el particular puede o debe, según los casos, tener por denegada su petición y está habilitado para ocurrir a la justicia.

Esto asevera lo ya comentado: el sistema busca asegurar el ingreso de nuevos agentes, por lo que las conductas omitientes de la administración implican una pro habilitación.

En el caso de que se hubieran presentado objeciones u oposiciones se sustancia un procedimiento para su tratamiento, por el que la Secretaría remitirá las actuaciones al ENRE, quien las resolverá en el plazo de veinte días corridos. El ENRE notificará su decisión a la Secretaría de energía y la informará mediante su publicación oficial. En caso de no expedirse expresamente el ENRE en el plazo, se entenderá su silencio como rechazo de la oposición u objeción, juega aquí también la conducta omitiente o silente a favor de la habilitación.

IV.4.- Incorporación del nuevo agente.

El numeral 7 establece desde cuando se considera al nuevo agente incorporado al MEM.

Los ingresos difieren sea que se trate de un distribuidor, un transportista, un gran usuario o un autogenerador, cuyas instalaciones no pertenecían al MEM. Si la habilitación se produce hasta treinta días antes del comienzo de un período

trimestral, podrá ingresar en dicho período, si no ocurre así, su incorporación se desplazará al inicio del siguiente período trimestral.

En los casos de generadores y cogeneradores, a partir del siguiente mes, si la habilitación se produce antes del día diez del mes, de no ser así la incorporación se desplazará al mes subsiguiente.

En las fechas que se han indicado en cada caso, según su categoría de agente, los agentes para incorporarse al MEM deben cumplir con :

Los requisitos de conexión al sistema de transporte.

Los requisitos de administración en el MEM.

En estos casos el OED debe informar a la Secretaría de energía y al ENRE la fecha de incorporación del agente, con lo que concluye el procedimiento de autorización.

V. Transferencia de titularidad.

La reglamentación, al tratar la transferencia de titularidad, confirma el criterio de que la autorización que habilita como agente del MEM, es real y no personal, sino no habría posibilidad de transferencia alguna y caducaría la anterior para producirse una nueva habilitación.

Están previstos dos procedimientos para la transferencia de la titularidad de una explotación: el primero se refiere al supuesto de que se opere la continuidad de una empresa que se privatiza o causa asimilable y el segundo de que se trate de un agente privado del MEM.

V.1.- Transferencia de titularidad por privatización o causa análoga:

La empresa que por privatización, compra o causas asimilables, asuma la titularidad de las instalaciones que integran un establecimiento o planta hasta el momento de la transferencia pública, sea que esté destinada a la generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica o a instalaciones que integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o del establecimiento o planta que, por sus características de consumo de energía eléctrica reúna los requisitos que califican a los grandes usuarios mayores, se considerará agente del

MEM, en términos análogos a su causante por la actividad y establecimiento o sistema que pasan a su control.

V.2.- Transferencia de un agente privado:

El numeral 4.2 establece que quien, siendo agente del MEM, transfiera la titularidad de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a las actividades de generación, cogeneración, autogeneración, o que integran un sistema de transporte o distribución, o un establecimiento o planta que califica como gran usuario, debe comunicar la transferencia en forma inmediata y fehaciente al Secretaría de Energía y al OED.

Cuando el OED reciba la comunicación, verificará si se trata de un caso de transferencia de titularidad de un público a un privado o de no producirse tal hipótesis de continuidad considerará a la comunicación indicada en el párrafo anterior como un pedido de desvinculación del MEM por parte del transfiriente . En este caso el agente del MEM y el nuevo titular de las instalaciones son solidariamente responsables por las obligaciones operativas y por el pago de las facturas emitidas por el OED, correspondientes a las transacciones en el mercado eléctrico contraídas, desde la fecha en que se efectivizó la transferencia hasta la regularización de la situación.

V.3.- Requisitos comunes:

Se establece que, para que se opere la continuidad en forma automática desde la fecha de la toma de posesión por la nueva titular de las instalaciones, la empresa adquirente debe presentar, con 30 días de antelación, una solicitud a la Secretaría de Energía.

En la solicitud debe indicar las instalaciones adquiridas, a los efectos de su notificación al OED para la administración del nuevo agente, como así también a los agentes del MEM.

Se considera falta grave todo falseamiento de la información que el solicitante haya incluido en declaración jurada requerida. Esta debe ser instrumentada por una nota, que reúna los requisitos que se han desarrollado en el acápite III.3, en

cuanto a contenidos informativos, cláusula de adhesión al sistema y documentación a adjuntar.

Corresponde señalar que en el caso de los grandes usuarios, deben acompañar carta del generador o comercializador, en la que presta conformidad con la continuidad del contrato en vigencia con el anterior titular. Se trata en tal caso de cesión de contrato.

VI. Cumplimiento de las obligaciones de los agentes. Sanciones. Extinción de la autorización, límites. Revocación por razones de ilegitimidad.

Tanto el OED como cualquier agente del mercado, que verifique que algún agente no cumple o ha dejado de cumplir con los compromisos básicos indicados anteriormente en el punto 2 del anexo 17, deberá notificarlo al ENRE.

Se considera falta grave todo falseamiento de los datos requeridos al solicitante con carácter de declaración jurada.

El ENRE resolverá en un plazo de veinte días corridos, la sanción correspondiente al agente del MEM, o en casos extremos podrá disponer la pérdida de tal condición. También notificará la decisión adoptada a la Secretaría de Energía, al agente involucrado y al OED.

Régimen de desvinculación del MEM: Todo agente no prestador de un servicio público de electricidad, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente su actuación dentro del MEM, deberá comunicar tal decisión en forma fehaciente al OED, con una antelación mínima a la fecha en la que solicita su desvinculación, según los casos:

- Para un generador o co-generador, seis meses.
- Para un autogenerador o un GUMA, dos meses.

Adviértase que la reglamentación omite tratar la desvinculación de los transportistas y de los distribuidores, todas las veces que los mismos se encuentran sometidos a un régimen normativo de servicio público y por consecuencia no pueden desvincularse del MEM; no tienen a diferencia de los otros agentes

libertad de entrada y salida. Sin embargo pueden ser transferidas las explotaciones a otras empresas, sean por vencimientos de concesiones y por caducidad de las mismas y la adjudicación de las explotaciones por el Concedente a otras empresas.

En todo caso la reglamentación fija –numeral 9.2-, que la desvinculación se producirá recién al inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo

El OED tiene la obligación de informar a la Secretaría de Energía todas las desvinculaciones que se produzcan y si las mismas han ocurrido con la debida notificación.

En correspondencia con lo tratado en II. 4, el agente que transfiera instalaciones, deberá incluir en el instrumento de transferencia, el compromiso de asunción solidaria de las obligaciones operativas y pago de las facturas emitidas por el OED, correspondientes a transacciones en el MEM, desde la fecha en que se efectivizó la transferencia hasta la regularización de la situación, con más el compromiso del tiempo mínimo de preaviso, para el caso de que el nuevo titular decida su desvinculación con el MEM.

De no desvincularse un agente consumidor, sin cumplir con el plazo de preaviso de dos meses, el distribuidor de su área no estará obligado a prestarle el servicio de electricidad hasta el inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

En la desvinculación de generadores y cogeneradores, si n se cumple con la comunicación en los plazos indicados, el OED evaluará el período en que debería haber permanecido en servicio para cumplir los tiempos mínimos indicados. Esto, afecta el adecuado abastecimiento de la demanda. En caso afirmativo, el ENRE penalizará al generador o co-generador en función de la remuneración por potencia que hubiese sido acreditada a eses agente, en el período inmediato anterior a la fecha de las desvinculación efectiva hasta completar el plazo del preaviso requerido, esta suma será facturada por el OED e incorporada al fondo por apartamientos de potencia.

Si se trata de un Gran Usuario Mayor, con contrato en el mercado a término, se considerará aceptada automáticamente como fecha de desvinculación a la de la finalización del contrato que permite su inclusión en el MEM, salvo que presente al OED declaración jurada de haber firmado nuevo contrato, hasta sesenta días antes de la fecha de vencimiento del anterior contrato. El GUMA, desvinculado por no presentar la declaración jurada dentro del plazo mencionado, podrá solicitar su reingreso al MEM, cumplimentando la normativa vigente para un nuevo agente.

La Secretaría de Energía al aprobar una desvinculación, instruirá al OED para que notifique al ex agente, al transportista o al prestador de la función técnica de transporte (PFTT), al que se encuentre conectado el ex.- agente y a los demás agentes la fecha a partir de la cual se desvincula del MEM.

Todo agente que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM, no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados doce meses desde que solicitó su desvinculación. El agente excluido por su conducta no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta pasados veinticuatro meses, desde el hecho que motivó su exclusión.

Para concluir con las referencias correspondientes, al punto que nos ocupa, resta considerar si el agente sancionado con la revocación de la autorización, o a quien se la ha denegado su ingreso como agente del MEM, pueden recurrir a la Justicia.

Cabe una breve observación previa respecto a la revocación por razones de oportunidad mérito o conveniencia en este ámbito. Estimo en principio que está muy acotada en sus posibilidades. La autoridad administrativa para ejercitar esta potestad, tiene un alto valladar.

El principio que regula al mercado es el del libre ingreso y egreso del mismo, salvo el caso de los agentes vinculados a un servicio público. Quizás el caso límite que habilite la potestad, lo configure una futura innovación tecnológica en un segmento del mercado que habilite a aplicar tal potestad revocatoria, por

ejemplo de no ser necesaria más la regulación del transporte y/o la distribución por las reglas de servicio público, y sea posible la introducción de competencia. La revocación por razones de ilegitimidad no presenta duda alguna, máxime en un mercado complejo altamente estandarizado donde deben existir reglas claras y transparentes y un cumplimiento puntual de las mismas a los efectos de que las dificultades logísticas de su operación puedan ser sorteadas de acuerdo a la optimización económica y fiabilidad de suministros.

Vayamos ahora al tema puntual de la revisión judicial de las decisiones del Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). La Corte Suprema ha sentado una pacífica jurisprudencia que habilita la constitución y funcionamiento de órganos administrativos con función jurisdiccional, siempre que haya una instancia de revisión judicial suficiente.³⁶

El Ente Nacional Regulador de la Energía, ha sido creado como una entidad autárquica en el ámbito de la Secretaría de Energía, conforme surge de los arts. 54 y 55 de la ley 24.065.

En el art. 71 de la citada ley, prevé que el Ente en sus relaciones con los particulares y con la Administración Pública, se regirá por los procedimientos establecidos en la ley de procedimientos administrativos, con excepción de las materias que expresamente contempla de modo distinto la ley 24.065.

Toda controversia que se suscite entre los agentes del mercado, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del Ente.

Esta jurisdicción es facultativa para los usuarios y terceros interesados (art.72 de la ley).

En el artículo 76 se ha establecido, siguiendo la jurisprudencia de la Corte de la Nación antes citada, que las resoluciones del Ente Regulador, podrán recurrirse facultativamente por el afectado por vía de recurso de alzada en los términos de

³⁶ GORDILLO, Agustín: Tratado de Derecho Administrativo. Tomo I. Ed. Machi, in re: Fernandez Arias vs Poggio s/Recurso Extraordinario.

la ley de procedimientos administrativos, cuando se agote la vía la que a opción del interesado se puede agotar con la decisión del ente Regulador o del Ministro de Obras y Servicios Públicos si recurre en Alzada, procede recurso en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

Cuadra advertir que la forma de acceso a la vía judicial la pretensión procesal se introduce por vía de recurso, es decir, que el plazo que tiene el particular o agente del mercado que cuestione la decisión del Ente para su interposición judicial es de treinta días hábiles administrativos. Vencido el plazo sin que haya interpuesto el recurso, la decisión queda firme, pues caduca la oportunidad procesal del interesado.

Cabe poner de relieve, asimismo que la ley cumple con el recaudo de revisión judicial suficiente, establecido por la jurisprudencia de la Corte de la Nación, pues aún cuando no se tratará el recurso por los jueces de primera instancia del fuero contencioso administrativo, sino directamente por alguna de las salas de la Cámara, mas si hubiera hechos contradichos o fuere preciso substanciar pruebas, estas deberán producirse en la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal.

Capítulo Noveno

El mercado a corto plazo (spot)

Introducción.

Ha llegado el momento de abordar, una de las más complejas formulaciones de negocios jurídicos. Esta afirmación se justifica, puesto que en el mercado spot se producen pluricontrataciones de negocios jurídicos, que se desarrollan de acuerdo a un esquema sistemático, según intentaré demostrar.

El abordaje sistemático, desde mi punto de vista, es el idóneo para el tratamiento eficiente de este tema, que estimo central para el conjunto de la investigación que se desarrolla en este volumen.

La definición de los conceptos básicos resulta de insoslayable referencia para el desarrollo de este complejo problema. a) es necesario precisar la noción de negocio jurídico, para luego, desde la misma, y en forma ordenada y sistemática, desarrollar, b) los diversos negocios que se producen entre los agentes del sistema y el OED, c) los negocios que se producen en cabeza de los centros de interés de las relaciones jurídicas que subyacen y d) la legitimación de los actores en mercado.

El negocio jurídico consiste de ordinario en la figura especial del acto jurídico que se llama declaración de voluntad –de la voluntad de un particular por que si no sería una declaración de derecho público– más esta o estas declaraciones de

voluntad están dirigidas a la producción de determinados efectos jurídicos, que el ordenamiento jurídico reconoce y garantiza.³⁷

Hay que advertir, siguiendo a Messineo, que el negocio jurídico a diferencia de lo que se llaman institutos jurídicos, es un paradigma lógico, tomado por la doctrina para comodidad sistemática o aún didáctica, con el objeto de coordinar en torno de elementos constantes, que figuran en el esquema del negocio y que son comunes a muchos institutos jurídicos concretos.³⁸

El hecho de que el negocio jurídico sea una abstracción no implica que no se reconozca su calidad de útil y así lo hemos visto los estudiosos del derecho en tantos casos.

El negocio jurídico se integra por una voluntad que ha de ser declarada, exteriorizada, que produce efectos jurídicos no por sí misma, sino en cuanto el ordenamiento jurídico le reconoce y presta su propia fuerza.

La primera relación de negocios jurídicos que es necesario analizar –en relación al tema de ésta tesis –, es la que surge de la representación. Así se podrá explicar el rol gestor del Organismo Encargado del Despacho, pues los agentes que son representados por este organismo y en cuya esfera de intereses se producen los efectos de las pluricontrataciones spot, tienen una relación de representación necesaria con dicho organismo. De lo contrario el OED, no estaría habilitado para realizar la casación de ofertas y demandas en el spot.

I. La representación.

La representación es el instituto jurídico que prevé la posibilidad que un acto jurídico (llamado acto representativo) sea realizado por una persona llamada representante (Sujeto formal), quien lo hace en nombre y representación de otra persona llamada representado (sujeto material), de manera tal que, en principio, los efectos del acto se producen en forma directa e inmediata sobre la esfera

³⁷ MESSINEO, Francesco: **Manual de Derecho Civil y Comercial**. Tomo II. Ed. Jurídicas Europa-América 1954, pág. 339.

jurídica del representado, dependiendo ello de la eficacia del acto , es decir de la autorización necesaria, la que puede ser anterior o posterior al acto.³⁹

El “factum” del fenómeno representativo está dado por el desdoblamiento entre el sujeto formal y sustancial, como dice Ihering, reflexionado sobre la caracterización del acto representativo, “el principio de la representación no es otra cosa que la separación de la causa y del efecto del acto: de la causa, porque la acción concierne al representado. Existe, pues aquí una separación artificial de la que en el estado natural de la relación es uno”⁴⁰

La primera pregunta que debo responder se refiere al tipo de representación de que se trata, esto es si la representación ejercida es directa o indirecta.

La declaración de voluntad es por lo común obra del sujeto interesado; se hace en persona propia y produce efectos jurídicos en su círculo de intereses. En ese caso coinciden el sujeto de la declaración y el sujeto del interés.⁴¹

Este dato no es constante. Cuando la voluntad es declarada por un sujeto, pero no para sí sino para otro- esto es para servir el interés de otro sujeto- no se presenta la coincidencia antes observada.

Es oportuno ofrecer en este momento una clasificación- escueta en su desarrollo- para así afrontar de inmediato los aspectos que en relación al tema nos interesa destacar.

Para ello he de referir en lo pertinente, las clases de la representación, para entrar luego de lleno en el tema, de la representación en el MEM.

I.1.- Formas.

La representación puede ser directa o indirecta .

³⁸ MESSINEO ob. cit. pág. 340.

³⁹ COLOMBRES GARMENDIA Ignacio, “**Algunos aspectos de la Teoría General de la Representación Voluntaria, de la Autorización y la Legitimación**” Tesis Doctoral inédita, Universidad Nacional de Tucumán, año 1975.

⁴⁰ IHERING Von Rudolph . “**El espíritu del Derecho romano** “ Tomo IV, pág 191

⁴¹ MESSINEO ob. cit. pág. 404.

En la representación indirecta el representante declara una voluntad propia con el fin de conseguir un resultado que afecta el círculo de intereses ajenos del representado. En el plano externo a la relación que los vincula, los terceros no advierten que el representante persiga el cuidado de intereses ajenos.

La representación directa se produce, cuando, aun participando en un negocio con voluntad propia y contribuyendo a formarlo - el representante -, utiliza el nombre de otro, -representado-. Adviértase la diferencia con la representación indirecta, en el plano externo de la relación, los terceros conocen que la declaración del representante, es efectuada en nombre del representado. El resultado que genera es que los efectos jurídicos y económicos, activos y pasivos del negocio se producen directa y retroactivamente en el círculo jurídico del representado y no en el del representante; el representado es el destinatario de los efectos del negocio.

Por ello es que la esencia de la representación es el poder de participar en un negocio en nombre del representado y con efectos únicos para este último, de manera que el representante no siente ningún efecto jurídico de la propia declaración, participación que es indiferente para su círculo jurídico.⁴²

Estas escuetas referencias a la teoría de la representación, permiten desarrollar la primera de las cuestiones que atañen al tema. Esta primera cuestión se sintetiza en la siguiente pregunta: ¿cómo en un mercado de múltiples contrataciones con diferentes precios horarios de la energía puede ser factible desarrollar estos negocios jurídicos?

Responder a este interrogante impone analizar, previamente la naturaleza jurídica de CAMMESA. Para ello hay que indagar, tanto el decreto de su creación, como su estatuto societario. De los mismos surge, que su principal función consiste en ser mandataria o comisionista de los agentes del MEM. La utilización

⁴² FONTANARROSA, Rodolfo.: **Derecho Comercial** Tomo I, págs. 446/454, ALTERINI, Atilio ob. cit. págs. 303/ 313.

equivalente de los términos “mandataria “ y “comisionista”, implica un uso impropio.

Señalo la impropiedad de la nominación, la representación de CAMMESA, de los agentes del MEM, surge de las disposiciones legales y reglamentarias que regulan al mercado. Estas disposiciones son aceptadas por los agentes cuando declaran su voluntad de adhesión unilateral, por la que ingresan a participar en una relación que – provisoriamente adelantaré – es plurilateral, en un negocio ya formado.

Esto y no otra cosa es lo que se analizó al tratar en el capítulo VII, referido a los sujetos del mercado, como los mismos ingresaban a él mediante, actos de adhesión.⁴³

Desentrañado el tipo de negocio jurídico que vincula a los agentes con CAMMESA, la segunda cuestión es clarificar, de qué que tipo de representación, se habla.

Analicemos CAMMESA, donde se integra el OED, que ha sido constituida como una Sociedad Anónima, con participación mayoritaria del Estado y una representación proporcional de cada una de las asociaciones que vinculan, generadores, distribuidores, grandes usuarios y transportistas. Su objeto negocial y jurídico es la administración del mercado, pero no para su propio interés, esto es así al punto de que por disposiciones estatutarias no genera beneficios, según mencionamos antes.⁴⁴

Por tanto, CAMMESA administra y gestiona negocios de terceros y asume una representación directa puesto que, como se evidenciará a lo largo del desarrollo de este capítulo, realiza la gestión de los intereses, integrando a los negocios su

⁴³ MESSINEO, ob, cit, pág. 344

⁴⁴ COLOMBRES GARMENDIA, Ignacio, ob. cit. págs. 31, atento a que no hay interés propio o beneficio económico propio para CAMMESA como representante en el Mercado Eléctrico Argentino, no tiene lugar la objeción ética que hace la doctrina al negocio del autocontrato, por cuanto el representante no tiene un propio interés contractual, su interés resulta institucional, sistemático, vela por el desarrollo del mercado.

voluntad. Sin embargo los resultados de su gestión repercuten en la esfera de intereses de los agentes del MEM.

En cuanto a la fuente de la que surge la representación, esto no ofrece duda alguna; la fuente es legal, no convencional, proviene del esquema normativo integrado por la ley que regula al sector eléctrico N° 24.065 y los procedimientos reglamentarios, dictados por el órgano competente, la Secretaría de Energía.

II. Contrato plurilateral. La pluricontratación.

En la introducción de este capítulo dije que era necesario distinguir diversos negocios jurídicos para poder, dar un marco de interpretación legal las contrataciones del mercado “spot”. Hice allí una aseveración de que en este mercado se gestionan pluricontrataciones y es la oportunidad de desarrollar dicha afirmación.

Los negocios jurídicos han sido clasificados de varios modos sin pretender ser exhaustivos, diremos que se los ha clasificado tanto por la producción de sus efectos en vida de los declarantes o no, por los centros de interés que conectan dichos negocios, como también por si los mismos son principales o accesorios a otro negocio.

He de situarme dentro de la gama de negocios jurídicos a analizar: los plurilaterales y ver si dentro de su concepto puede ser aprehendida la pluricontratación. Para ello es necesario indagar ¿cuándo hay negocio jurídico plurilateral? ¿cuáles son sus requisitos?

Lo primero que salta a la vista es la de que el negocio plurilateral se diferencia de los demás por el hecho de que en el participan más de dos partes, diría mejor centros de interés.

Esta distinción no es suficiente, entonces habrá que indagar otras calidades especificativas.⁴⁵

⁴⁵ MESSINEO ob. cit. pág. 343 y ss, MOSSET ITURRASPE, Jorge: **Contratos Conexos**. Ed. Rubinzal Culzoni. Buenos Aires 1999, págs. 89 a 91, IBAÑEZ, Carlos: **Los Contratos**

¿Cuál es la dirección particular de cada una de las declaraciones de voluntad?, estas son dirigidas por cada una de las partes a cada una de las varias (otras) partes del negocio.

¿Las declaraciones en un negocio plurilateral son interdependientes, al punto que si queda sin efecto una de ellas, también las otras pierden su significado jurídico y resultan improductivas en relación al entresijo de relaciones a que tiende el negocio plurilateral?.

En este punto las opiniones son encontradas, pero en mi criterio, la nulidad o la ineficacia del vínculo de uno de los co-contratantes, no produce, la nulidad o ineficacia del negocio total. Esto resulta ilógico y un sin sentido. En el caso del mercado spot implicaría que la desvinculación de un agente o la nulidad de su adhesión podría desbaratar el mercado, prima como opina la doctrina mayoritaria, un efecto relativo de invalidación o ineficacia respecto de la parte afectada y la pervivencia del vínculo asociativo de los restantes.⁴⁶

La pregunta de rigor que hemos de hacer a fin de abordar lo esencial de este tema, atañe a si las puricontrataciones del mercado spot, constituyen negocios jurídicos plurilaterales. El adecuado análisis surge de la confrontación de las reglas que enuncia la doctrina en este tipo de contrataciones; si las mismas son respetadas o no, y en el caso de que alguna de ellas no lo fuera; si tal circunstancia impide la consideración de estos negocios como plurilaterales.

1-Veamos la primer regla cuantitativa, en un negocio plurilateral debe haber más de dos centros de interés.

En el mercado spot los centros de interés son tantos como son los agentes del MEM que integran y totalizan a todos los generadores, autogeneradores,

Plurilaterales. Revista Jurídica LA LEY T. 1992 A, Sección Doctrina págs. 619/624, DIEZ PICAZO ob. cit. pág. 141.

⁴⁶ MESSINEO ob. cit. pág. 348, WAYAR, Ernesto: **Tratado de Contratos.** págs. 354/5, FONTANARROSA, Rodolfo *El contrato Plurilateral.* Revista Iuris, Rosario T XIII, págs. 351 y ss.

cogeneradores, distribuidores y grandes usuarios, hemos de concluir que la regla cuantitativa esta cumplida.

2.-La segunda cuestión a considerar es la declaración de voluntades de los centros de interés; cuál es el efecto jurídico y económico que producen., si van dirigidas de una o varias partes a otra o varias partes (generando negocios jurídicos entre las mismas), o son voluntades concurrentes a un objeto único.

En este aspecto hay que distinguir, hay declaraciones de voluntad que son concurrentes a un objeto único, ellas son las que permiten la integración o institucionalización del mercado. En tanto que otras declaraciones de la partes en el spot, tales como las realizadas por los negociantes, sean generadores: ofertas de venta, o por consumidores o compradores, van dirigidas, si bien a aceptantes indeterminados pero determinables al menos al momento de su formulación, tienen por objeto la satisfacción de los intereses concretos de los ofertantes, y no la satisfacción de intereses comunes..

En este mercado los generadores, venden su producción a los compradores, y estos compran para asegurar sus consumos, sean propios, como es el caso de los grandes usuarios, sea para satisfacer las necesidades de terceros distribuidores.

La respuesta adecuada al interrogante formulado, necesita de una distinción previa, sin la cual terminamos en un laberinto, donde o negamos la existencia de contratos plurilaterales en el mercado spot, o forzamos argumentos para aplicar sus reglas.

Nos explicamos: en el mercado spot, interactúan contratos plurilaterales y pluricontrataciones:

Hay contrato plurilateral en la organización del mercado. El mercado no constituye una persona jurídica distinta de los agentes que en el negocian.

En consecuencia ¿cuál es el vínculo que les aglutina?

El contrato plurilateral, lo decimos de modo sencillo constituye un punto intermedio, una parada entre los negociantes individuales y la persona jurídica diversa de ellos: - inexistente en el mercado spot - que personalizaría al mercado.

En síntesis a la pregunta de si hay contratos plurilaterales en el mercado “spot”, la respuesta es afirmativa; pero dirigida al ámbito interno de su configuración o institucionalización.

En el ámbito de las negociaciones interpartes, no puede haber vínculo de plurilateralidad, por la sencilla razón, de que allí no se producen relaciones de colaboración -propias del contrato plurilateral.- Las relaciones pluricontractuales del “spot”, en su funcionamiento son relaciones de cambio, típicas de los negocios de compraventa, con las modalidades propias que veremos.

El dato significativo en los contratos de cambio, como la compraventa, es el hecho de que cada parte persigue una finalidad propia, no común; de allí su distinción con los negocios asociativos, - contratos plurilaterales- que persiguen una finalidad común.

Otra de las cuestiones a indagar y que estimo centrales, en este trabajo, son las relaciones: sistemática y contractual, en especial sus interacciones, que aventuro son las que permitirán dar los soportes teóricos a la regulación jurídica de estos negocios, como asimismo analizar, qué o cuáles reglas clásicas del derecho en materia de obligaciones deben ser objeto de revisión.

Así, en el mercado spot las tratativas previas a la formación de la oferta, que constituyen contenidos de información aportados por los contratantes, para el Organismo Encargado de Despacho, pueda formular el predespacho y despacho semanal, permiten a éste contar, con las estimaciones de generación, de demandas de consumo y prever en base a dicha información, las restricciones posibles en generación, sea por operaciones correctivas de mantenimiento de los generadores que deben comunicarse y autorizarse por el OED para no ser previstas como integrantes del despacho.

Lo que se viene desarrollando encaja en el proceso contractual puro, mas bien precontractual, constituyen las tratativas de cualquier contrato, ahora es un sistema donde si o sí hay que gestionar el aprovisionamiento, ¿que ocurre si los negociantes o parte de ellos no aportan la informaciones necesarias para concertar las pluricontrataciones? ¿Estas no se concertarán?

Es en esta instancia donde la teoría contractual se relaciona con la sistémica. La lógica de un mercado organizado como el spot, donde los costes de transacción de negociación, lo hacen posible sólo si los negocios se estandarizan, hacen inexorable la relación al sistema. –se necesitan los elementos del sistema: una organización autoreferente, que se autoorganice.

Sin recurrir al dato sistemático, ¿que ocurriría en la producción y comercialización de electricidad, ante la imposibilidad de almacenarla? Si a lo que venimos diciendo, destacamos que en la producción y transmisión de la electricidad, deben tomarse recaudos logísticos para prever el mantenimiento y encuentro de la oferta y demanda eléctrica a fin de que el sistema se mantenga estable; ello indica la importancia de la teoría de sistemas en la organización y funcionamiento de este mercado.

Se advierte también su necesidad, cuando se analizan las peculiaridades físicas y técnicas de en cada país concreto, en relación a sus fuentes de producción primaria de energía disponible y sus costos conectados a la composición de los insumos primarios de cada fuente. Otra aplicación práctica se observa en la operación el sistema, en lo relativo a las previsiones de la red de transporte, sus restricciones operativas y eventualmente estructurales, donde es necesario asegurar la fiabilidad del suministro.

Estas características complejas del sistema eléctrico como dijimos capítulo sexto, advierten de la necesaria interrelación sistemática supracontractual, con los contratos que conciertan los negociantes los que resultan imposible de gestionar, sin un presupuesto sistemático que permite o coadyuve a la organización institucional del mercado.

Este acople de sistema y contrato se desarrolla en Los Procedimientos en forma reiterada; cuando establecen un esquema solidario para asegurar el logro de objetivos tales como: el aprovisionamiento económico mas eficiente de la mejor calidad posible; el abastecimiento total o mayor de la demanda y/o las regulaciones de frecuencia de tensión para la seguridad del sistema.

Esta es la ratio económica y jurídica. El derecho en este caso enmarca al hecho económico y técnico para prevenir declaraciones ineficaces, sea que se entiendan por ellas declaraciones nulas por falta de elementos constitutivos del negocio o por indisponibilidades de producción en tiempo real.

El OED en el primer caso arbitrará antes de las informaciones de los agentes para el despacho diario las resoluciones a tomar y en la operación real podrá aún renegociar los contratos pactados mediante el redespacho.

Asimismo, el mecanismo descrito, constituye un medio destinado a preservar la efectividad de las declaraciones informativas previas de las partes, constituidas por las tratativas de los contratos. Del mismo modo se aspira a resguardar la de las ofertas concretas, con una facultad propia del OED en su gestión de la representación de los agentes del sistema, al comunicar a representados concretos, que los datos aportados para la concertación del negocio en su criterio no son los correctos. De persistir el representado el OED formulará tanto los despachos semanales como diarios con dichos datos, que integran en el primer caso las tratativas y en el segundo la oferta.

Los datos observados son comunicados tanto al representado como a la Secretaría de Energía y quedan registrados en un registro de datos observados que, de resultar correcta la observación del OED.

Como se analizará luego el OED en resguardo del sistema está habilitado en los límites que le permiten los procedimientos y que se explican más adelante, a modificar dichos datos, produciendo una convalidación del negocio jurídico que contenía declaraciones ineficaces.

Finalmente también es oportuno distinguir los contratos conexos de los contratos plurales. Estos últimos sin destino común, donde la falta de nexo o punto común que hay en los primeros, no produce el efecto de estos que tornan dada su coligación nulo o ineficaz los negocios o actos subsecuentes. En los contratos

plurales, suprimido uno de ellos, no sufren los otros; no se requieren unos a otros para alcanzar la finalidad buscada.⁴⁷

En conclusión: el requisito de la interdependencia de declaraciones, en el sentido de que la ineficacia de una de ellas afecta a las otras es una regla que no resulta absoluta en el mercado eléctrico.

Profundizando el análisis, abordemos el caso de que los agentes no brinden la información para lo que llamamos tratativas consistentes en la información que tendrían que proveer los agentes para el despacho semanal y/o el diario.

No podemos dejar de reseñar que la organización y funcionamiento del mercado spot, requieren que el OED, cuente con informaciones que le permitan desarrollar, un despacho real diario y semanal, que cumpla con los objetivos de: asegurar el menor costo posible de operación y que posibilite aprovisionamientos fiables y seguros.

No por esto habrá negocios ineficaces o no habrá negocios. Ante la falta de una declaración expresa de voluntad o ante información, insuficiente o errónea, el OED tiene la obligación - no como representante de las partes agentes del mercado, sino en preservación del Mercado mismo- de cubrir el déficit de información, tomando los datos, de la base de datos estacional.

Los agentes al MEM, se han adherido - como se dijo antes- a declarar el conocimiento y cumplimiento de las leyes y reglamentaciones que regulan el mercado; han aceptado en el caso concreto que tratamos que sus omisiones informativas y aún su falta de concretas ofertas para el spot diario, implican una instrucción en blanco para que con las informaciones que provee el sistema por la base de datos estacional que contiene los registros de anteriores generaciones o consumos de los agentes omitientes integre tanto los contenidos informativos precontractuales - tratativas- como las propias ofertas.

⁴⁷ MOSSET ITURRASPE, Jorge: **Contratos Conexos, Grupos de Redes de Contratos** Ed. Rubinzal Culzoni, Buenos aires 1999, pag. 46.

Por último, debe quedar en claro que el esquema sistemático institucional, es un presupuesto de la negociación contractual su soporte y resguardo, que como presupuesto es previo a la misma y continua funcionando, una vez que éstas se han cumplido.

En el ámbito contractual de las compraventas de energía, contratos a término interpartes, la cuestión es distinta y las incidencias de cada uno de los negocios pactados afectan sólo a las partes contratantes y no es común. Esto es así en el mercado spot y de los contratos a término. Los agentes ofertan y compran energía para satisfacer sus propias necesidades empresariales, que configura el dato específico del mundo de los contratos.

III. La acción de contratar en el spot. Sus fases.

Introducción.

Hemos dicho que la voluntad y su declaración, son presupuestos de hecho a la causa jurídica que atribuye efectos; que es el ordenamiento jurídico y que existe mayor libertad de causación jurídica en los supuestos de negocios atípicos.

Corresponde analizar en este lugar varias cuestiones.

Para analizar con utilidad la cuestión de que hay contratos en el mercado spot, es necesario dejar definidos con precisión los conceptos, sobre el consentimiento en materia de contratos.

Para poder afrontar el tema hay que considerar cuales son la formas de libertad de que gozan las partes en los negocios jurídicos.

Puede hablarse de libertad de conclusión del negocio, que consiste en la posibilidad ofrecida a cada persona de contratar o no contratar y en caso de contratar elegir con quién contratar; pero esta libertad sin embargo puede estar restringida en su posibilidad de configuración del contenido del contrato. Valga el caso de que la obligación de contratar surja de un contrato anterior que explícita el contenido del actual. Puede ocurrir también y de hecho con frecuencia ocurre, que el ordenamiento establezca cláusulas predisuestas al

contrato; tal el caso de los seguros de vida, de las contrataciones con obras sociales o medicinas prepagas, donde el sujeto conserva la libertad de contratación, pero se ve limitado intensamente en su libertad de configuración; es decir en la posibilidad de delimitar el contenido contractual.⁴⁸

He de advertir que en el caso del mercado spot, existen ambas libertades. Así habrá libertad de configuración, cuando las partes expresen su declaración de voluntad, la que se integrará a la del aceptante indeterminado ab initio y que se determinará, al casarse las ofertas y demandas de energía. Y también puede no haber libertad de configuración, si no ofertan en forma expresa, con lo que habilitan al Organismo Encargado del Despacho- su representante- a integrar la oferta con datos tomados de la base de datos estacional, de períodos anteriores similares correspondientes al sujeto omitiente en producir una declaración expresa.

El primer caso: a) Si el representado es generador y ha comunicado el precio de la energía por intervalo spot del día siguiente a los efectos de la formulación del despacho diario y sí, asimismo los consumidores - sean usuarios o distribuidores- han ofertado en forma expresa sus volúmenes de carga de energía y/ o potencia por intervalo spot para el día siguiente, debemos concluir que hay libertad de contratación y también de configuración del negocio al menos en sus notas esenciales correspondientes a la determinación de los objetos indirectos del contrato: precio y cosa.

El OED ha de casar las ofertas de energía y sus demandas de acuerdo con los precios ofertados y volúmenes requeridos por las partes.

El segundo caso: sujeto que omite producir declaración expresa de precios o de demandas de curvas de carga de energía. En este caso también hay libertad de contratación y configuración, pues esta última surge de la habilitación que nace de la relación interna de la representación: representado – representante en que.

⁴⁸ LOPEZ DE ZAVALÍA, Fernando: **Teoría General de los Contratos** T I págs. 147/150 Ed. Zavallía. Buenos Aires 1997.

por las reglas aceptadas al adherirse al mercado, el primero ha instruido al segundo a que en defecto de declaración expresa integre su voluntad con los datos objetivos contenidos en la base de datos.

De la reseña de procedimientos que corresponden a la regulación del mercado spot y que venimos comentando, resulta lícito sostener que se desprende como consecuencia lógica que la necesidad de la administración del sistema impone limitaciones importantes a la libertad de configuración.

La información a considerar se desarrolla fundamentalmente en los procedimientos, contenidos en las resoluciones de la ex Secretaría de Energía Nos. 61 y 137/92 y reformadas por la Resolución 545/99 de la Secretaría de Energía y Puertos.

Dado el aspecto jurídico desde el que se enfoca el tema he de acotar el tratamiento del mercado spot a dicho aspecto, centrando el desarrollo de este capítulo en los datos relevantes que permiten comprender el funcionamiento institucional del mercado, tanto en su dinámica interna como en su estrecha correspondencia con el mercado de los contratos a término.

Para su desarrollo analizaré en forma central el anexo 3 de los procedimientos, que atañen a la temática planteada..

Ahora bien, las ofertas de los negocios pluricontractuales que se desarrollan en el spot surgen de las declaraciones de voluntad de los representados, sean generadores que ofertan productos, sea de consumidores: usuarios distribuidores que ofertan a cambio del producto precios.

La aceptación, en representación del representado o representados concretos la realiza el OED y digo representado o representados, pues debemos suponer hipótesis reales que se presentan en estas pluricontrataciones:

Generador a que oferta 100 Mw de energía distribuidos en las 24 hs. spot a x precio, esta oferta puede ser aceptada en el spot en determinadas horas del mismo, por ejemplo tratándose de horas valle, es decir, de menor demanda de consumo, es factible por la composición de fuentes de energías primarias que se despache primero la energía hidráulica por ser más barata en su coste de

producción que la térmica. Siguiendo el ejemplo propuesto, puede ocurrir que en los intervalos spot valle, donde el costo de la energía del generador torna casable su oferta, la compra de ésta se distribuya entre varios compradores. Por ejemplo: un gran usuario o más y un distribuidor, el OED acepta la oferta de aprovisionamiento de energía en x intervalos spot de la central hidráulica y aplica a la cobertura de las ofertas de compra de la misma al precio del coste marginal del mercado en cada intervalo, que se establece por el valor de costo de producción de la primera máquina marginada del mercado.

El sistema establecido en el “Capítulo 3 de los Procedimientos” contiene claramente en el mercado spot, una “*invitatio ad offerendum*” institucionalizada. Esto ocurre al punto que en el día inmediato anterior al despacho, las partes agentes del MEM, realizan ofertas de venta de energía, que son irrevocables, como se explicará luego y que son acordadas con ofertas de compra. Se produce en el caso el consentimiento a través de procedimientos sistemáticos e informáticos, que modelizan el mercado por funciones de eficiencia, económica, seguridad de suministro y fiabilidad de las transmisiones, generando un orden de mérito que atiende a las finalidades indicadas.

El OED, representante de todos los agentes del mercado es la entidad que conecta por su propia voluntad, atendiendo los objetivos del mercado antes indicados, los intereses de vendedores y compradores; produciendo múltiples autocontrataciones plurales desde un aspecto subjetivo, dadas las partes con intereses contrapuestos que negocian.

Sucede otro tanto en muchos casos donde hay plurilateralidad objetiva pues, las prestaciones de una o varias partes de una posición vendedora, pueden cubrir las necesidades prestacionales de una o varias compradoras.

Para que el OED pueda determinar las casaciones de ofertas de energía- no en sentido jurídico, que difiere según lo vimos- con la demanda se requiere determinar los sujetos o centros de interés plurales de la contratación, los que se identifican en sus requerimientos del día anterior al despacho y la adjudicación

de la electricidad respecto de cada contrato surge de los mecanismos de medición que tienen que tener los agentes del MEM.

Ahora bien ¿por qué mecanismo jurídico se producen estas negociaciones contractuales?. En el caso del spot observamos una situación típica con múltiples autocontratos dobles, donde el OED representa a todos los agentes del mercado sin contratos a término siguiendo los parámetros legales de la optimización económica del sistema y la fiabilidad del suministro. Por cuenta y orden de los agentes casa las ofertas y demandas de energía, en cada intervalo spot asignando los precios conforme a la demanda y a las eventualidades de restricciones operativas de transporte.⁴⁹

IV. El contrato como proceso, su compatibilidad con el sistema y sus interacciones: perspectiva sistémica del mercado.

Para el estudio del fenómeno, que produce la interacción sistémica y contractual comenzaremos por analizar las relaciones institucionales. Preferimos esta estrategia porque permite analizar al sistema como integrativo del ordenamiento jurídico, regulado con disposiciones propias, auorganizativas que inciden en la esfera de los contratos.

El Organismo Encargado del Despacho (OED), para organizar el despacho del mercado spot, debe contar con información de diversos tipos, que cubren todos los aspectos del sistema eléctrico y que son necesarias para poder operar técnicamente el mismo, para el aprovisionamiento del producto, la energía y sus subproductos, la potencia y sus reservas. También tiene a su cargo el control de

⁴⁹ En la doctrina española resultan de insoslayable consulta los trabajos de : TRAVIESAS, Miguel “ *La Representación y otras Instituciones Afines* “ Revista de Derecho Privado TX pag 33. Editorial Revista de Derecho Privado de Madrid, donde el autor se pronuncia a favor de la autocontratación así dice “ basta que el derecho autorice la sustitución de una persona por otra en determinada rrelación de derecho”; ALBALADEJO, Manuel “ **El Negocio Jurídico**” pág 390. Editorial Librería Bocho Barcelona 1958, “ ..la representación hace posible el contrato consigo mismo, en cuanto permite que una persona pueda actuar en patrimonios diferentes...”

la viabilidad de transporte en operaciones de tiempo real, dada la imposibilidad del almacenar la energía.

En el Anexo 3 de los Procedimientos, se detallan las programaciones de despacho semanal y diario, como así también los predespachos y eventualmente redespachos que fueran necesarios para asegurar que el sistema sea operable.

Estos contenidos informativos en el proceso de formación del contrato configuran dos momentos nítidos sin perjuicio de mayores precisiones; pero a los efectos de una esquema claro y simple preferimos este desarrollo:

El OED con informaciones contenidas en una Base de Datos Estacional, que es programada cada seis meses y dividida a su vez en dos segmentos trimestrales, ofrece la información que le permite asegurar el funcionamiento del sistema. Así se han de considerar a título de ejemplo, las posibilidades de producción de los parques: térmicos, hidroeléctricos y nuclear. Se desarrollan cálculos necesarios respecto de la cantidad de electricidad a ofertar y las previsiones de demanda, tanto de energía como de potencia.

La información debe contener todos los datos que permitan estimar los costos probables de producción de acuerdo a las modalidades de cada fuente de producción. También se ha de desarrollar información sobre previsiones de capacidad de transporte del sistema, sus indisponibilidades y restricciones.

Ahora bien, la información contenida en esta Base de Datos Estacional debe ser completada, modificada o corregida con datos que deben aportar los agentes del mercado que permitan al OED, prever el menor costo operativo con la mayor fiabilidad de la operación técnica de aprovisionamiento. Asimismo debe asegurar un despacho que evite desequilibrios entre la demanda y la oferta de energía, que pueden producir que el sistema colapse. Para ello se ha previsto la aportación de informaciones semanales y diarias de los agentes.

Resulta necesario el desarrollo de las connotaciones jurídicas del spot, puesto que se trata de uno de los subsistemas de contratación por el que se realizan transacciones en un sistema desintegrado y el análisis de la interacción entre este subsistema y el de los contratos bilaterales.

V. El proceso contractual.

V.1.- Información básica.

Dijimos en el Capítulo I de este estudio que hay contrato tanto en el mercado spot como en el de los contratos a término, por ello es necesario analizar la formación del contrato en el spot.

Como nota previa debe señalarse que existen contenidos de información sistemáticos, que hay que indicar en una primera aproximación al tema. Estos contenidos, son tomados de registros que se retroalimentan por las operaciones en tiempo real de las partes intervinientes en el mercado, concretadas las pluricontrataciones producidas durante un determinado período por lo general mensurado en forma semestral y trimestral., que desarrolla en el numeral 3.7 y ss de Los Procedimientos.

Estos datos fueron al inicio indicativos y estimados, más en un mercado como el argentino que se ha desarrollado desde 1992 y que cuenta a la fecha con 8 años de antigüedad, los datos surgen en la actualidad de concretas informaciones producidas por las negociaciones de los agentes del sistema.

Esta base de datos, es una estructura logística del sistema que permite, contar con información, probabilística, estocástica, ante los casos de información no suministrada por los agentes.

La información registrada, permite el estudio de diversos escenarios posibles; en Argentina, con un gran componente de energía hidráulica, el estudio probabilístico, posibilidad evaluar las contingencias hídricas que se estiman para el año en curso.

V.2.- Relaciones precontractuales, la tratativas y contenidos de información.

Sin embargo se advierte que, los contenidos informativos del sistema, están íntimamente vinculados al iter pluricontractual; se trate de la formación de precios en el mercado spot, o del aseguramiento del abastecimiento por intervalo spot de energía , como de las reservas de potencia necesarias a prever para

asegurar eventuales deficiencias operativas, sea que se produzcan éstas en la generación o el transporte, en las operación en tiempo real (reserva rotante).

El desarrollo del proceso contractual en todas sus fases resulta central en el problema que nos ocupa, de allí que es necesario enfocar, al proceso, primero, faz precontractual - lo que se conoce como la ideación del contrato- que, en el caso no depende de la voluntad psíquica de un sujeto o varios sujetos sino de una estructura procedimental , a través de la cual se desarrolla en dos secuencias definidas y subsecuentes una de otra, tanto temporal como ontológicamente, la concreción de la pluricontratación.

Se distinguirían dos momentos precontractuales: a) las tratativas “pourparles” y la oferta.

Estos son los momentos previos al consentimiento contractual. Las tratativas previas o "pourparles", se determinan de forma negativa. Son todas las exteriorizaciones no idóneas para concluir un contrato y que, sin embargo, tienen por finalidad llegar al contrato.⁵⁰

La nota de inidoneidad de las tratativas se conecta con el fin del contrato. Si ontológicamente la tratativa fuera “per se” idónea, sería oferta o aceptación de la misma, más también he de destacar que no por no revestir la calidad de idónea en este sentido, carece de idoneidad, lógica y ontológica en aras a la consecución de la pluricontratación del spot. Nos explicamos sin las tratativas, las partes que desean contratar, no pueden elaborar, las prestaciones concretas a que cada una de ellas se obligará cuando contrate. De allí que la tratativa, reviste la calidad inidónea en relación a la oferta, la que es la declaración idónea una vez correspondida con la aceptación para tener por perfeccionado al contrato. Si la tratativa fuera por sí idónea para contratar, no sería necesaria la oferta, pero advirtamos que es de la naturaleza humana el deliberar sobre la conveniencia o no de las conductas que se comprometerán al contratar.

⁵⁰ LACRUZ BERDEJO et al, ob. cit, págs 399/402; LÓPEZ DE ZAVALÍA: **Teoría General de los Contratos**, Parte General. 1997, págs. 165 y ss.

La idoneidad de la tratativa está en que ella permite depurar la negociación, precisando su contenido, en relación a las prestaciones, deberes, cargas y modalidades, que las partes concertarán.

La pregunta de rigor es: ¿hay tratativas en el mercado spot? La respuesta debe ser afirmativa sino, ¿que son las cargas informativas de los agentes, que permiten al OED diseñar el despacho semanal y luego diario? ¿Cómo prever el mejor modo posible de un despacho económico que logre minimizar los costes y asegurar la fiabilidad del aprovisionamiento?.

Los agentes del mercado eléctrico –sean generadores, auto- generadores, cogeneradores por el lado de la oferta eléctrica como distribuidores, grandes usuarios y comercializadores por el lado de la demanda– realizan tratativas, “pourparlers”, al proveer al OED, la información semanal básica de sus requerimientos estimados, con el objetivo de que de que se programe el despacho tentativo de la semana siguiente.

Estas tratativas indican volúmenes de energía y potencia disponibles, de acuerdo a las diversas centrales: hidráulicas, térmicas, nucleares etc., o también indican curvas de demanda previstas por los consumidores de electricidad, para las distintas horas del día; sus variaciones conforme a las estaciones del año, y/o aún eventuales desfases climatológicos, que produzcan un mayor o menor consumo al previsto para dicha fecha.

También deberán suministrar información las empresas transportistas respecto de las disponibilidades de la red y las restricciones que puedan producirse por operaciones de mantenimiento.

Del lado de la demanda tanto distribuidores, como grandes usuarios, comercializadores de energía han de manifestar cuál ha de ser la carga eléctrica requerida para la semana.

Esta información tiene límites horarios para su producción; debe ser aportada a más tardar hasta las 10:00 horas. del penúltimo día hábil de cada semana calendario por las empresas y debe permitir realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

Si se diera el caso de que algunos de los agentes del mercado no provean la información necesaria, no debe dejarse margen para que el conjunto sea afectado. De tal modo que si la información aportada por los agentes no es completa, el OED tiene la responsabilidad de completar los datos faltantes de acuerdo al procedimiento de mantener como válidos los utilizados en la semana anterior, salvo que se haya observado una diferencia importante que justifique su modificación. En tal circunstancia se debe informar a cada empresa que no suministró información el valor asumido y su justificación.

Conviene destacar la interacción de los elementos sistemáticos con los contractuales. El déficit de informaciones contractuales no frustra los negocios jurídicos en marcha, por que el sistema mismo genera el equilibrio necesario (homeostásis) a partir de la información que proporciona la base de datos del sistema..

El OED al proveer la información tomada del sistema para cubrir la no proporcionada, resulta habilitado en virtud de la representación negocial que ostenta, integrando la voluntad del agente omitiente.

Este es el único modo de que funciones un mercado tan complejo, mediante pautas estandarizadas, que impidan la frustración de los contratos.

Bien puede receptarse aquí el símil de la forma de ver al contrato por la doctrina clásica como una fotografía que toma los efectos instantáneos de la contratación y la visión pos moderna, que nos dan una visión de una película que muestra la realidad viviente, móvil de las relaciones jurídicas, sus interacciones y proyecciones.

V.3.- Datos observados.

En el ámbito de las tratativas se desarrollan la facultades del OED, de observar los datos que aporten los agentes para la formación, fundamentalmente de las obligaciones nucleares del contrato o también dicho como las que forman su objeto indirecto precio y curvas de energía o potencia a contratar.

Estas observaciones que efectúa el OED respecto de cada unos de los agentes, tienen una doble vinculación:

1.- En la relación OED–agente, que es una típica relación interna emergente de la representación, el representante pide al “dominus negotii” revise sus datos a los efectos de que las tratativas que se desarrollen permitan lograr un mejor acuerdo de intereses.

2.- Una relación sistémica que vincula al OED como agente gestor del sistema, con todos los integrantes del mercado.

El OED realiza en este sentido dos funciones: a) que las parte realicen tratativas que es lo propio del contrato; b). ejerce misiones acordadas por la ley y las reglamentaciones, a fin de impedir que una parte del sistema atente contra los objetivos institucionales del mercado. Es decir realice actos u operaciones que no permitan o dificulten el mejor desarrollo de la operación total sistémica, el logro de la optimización del resultado económico de la gestión de la casación.

Ahora bien esta facultad del OED, es un deber secundario de conducta⁵¹ que no tiene respecto del agente posibilidad coactiva, inmediata, esto se advierte ante la obligación del OED de proveer la información no suministrada e incorporarla a la Base de Datos Semanal.

Se advierte también el contenido sistemático del OED, cuando los datos provistos por los agentes sean inconsistentes en relación al conjunto o con diferencias significativas de las registraciones de las últimas semanas. En tal caso el OED está facultado para solicitar su modificación aclarando los motivos.

En el caso de demandas, el OED podrá también solicitar ajustes ante diferencias respecto de los valores previstos con el modelo de demandas. De no llegar a un acuerdo con el agente sobre un dato que el OED solicita modificar, el OED debe respetar el valor informado por el agente, pero dejando constancia de su observación en la información enviada con la Programación Semanal.

El sistema establece un procedimiento estandarizado para la solución de controversias que no admite litigios, para el resguardo de su propia integridad.

⁵¹ LORENZETTI, Ricardo: Esquema de una Teoría Sistemática del Contrato. Ed. LA LEY T E 1999.

De allí que los procedimientos recursivos son limitados y su solución se produce en el sistema mismo, como veremos al analizar los numerales 3.8 y 3.9.

Parte de esta función de resguardo reside en la norma que establece que los datos observados a un agente en caso de ser corroborada la observación del OED en un porcentaje admitido de falla de información habilita a su corrección.

Durante la semana el OED debe realizar el seguimiento de los datos observados. Si durante DOS (2) días verifica una diferencia superior al DIEZ (10) % con respecto al dato informado por la empresa y dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada por el OED, se considerará que la observación del OED es válida y quedará habilitado para modificar el valor para el resto de la semana y toda la semana siguiente en la Base de Datos Semanal de acuerdo al criterio indicado en la observación. En este caso, deberá informar a la empresa que el dato objetado se considera modificable y que la responsabilidad de adjudicación de valor queda a cargo del OED.

Las informaciones, para el diseño de un despacho semanal, constituyen tratativas precontractuales de los agentes con el representante de cada uno y todos distintos agentes.

Debe reconocérseles la condición de tratativas ya que no resultan idóneas para la formulación de los contratos. Ellas implican una adecuación, una mayor aproximación a los datos que el sistema tiene en su base de datos estacional a fin de poder ir diseñando los contenidos prestacionales de las contrataciones spot.

Esta información permitirá coordinar los mantenimientos correctivos de corto plazo solicitados por los generadores atento a las previsiones estimadas de demanda que hacen los usuarios, las previsiones de generación de las centrales y el diseño de transporte de los transportistas.

El desarrollo de este “iter” precontractual ha sido efectuado en principio por Ihering y desarrollado, entre otros, por Fagella; este autor afirma que la primera etapa de constitución del contrato, se encuentra integrada por las conversaciones,

intercambios de ideas, datos discusiones y tiene su efecto conclusivo al momento de la oferta.⁵²

Respecto de este tema puntual, las competencias disciplinares de las distintas especialidades generan enfoques heterogéneos que producen consecuencias concretas. Los civilistas privilegian en este tema el tratamiento de la responsabilidad precontractual.⁵³ En cambio los administrativistas, estudiamos al contrato como proceso, por los sujetos públicos, que carecen de voluntad síquica y el desarrollo de la voluntad estatal a través de órganos implica un procedimiento necesario y útil para controlar la legitimidad de la actuación del sujeto público.

Se analizan en el derecho público, tanto el procedimiento de formación de la voluntad interna del sujeto, luego el procedimiento de selección de co-contratistas y el de ejecución del contrato.

En el caso de las tratativas previas del mercado spot, no existen estos poderes ni deberes jurídicos y estimo que esto es beneficioso porque contribuye a la

⁵² LOPEZ DE ZAVALÍA ob.cit. pag. 285. Cita en pie de página N° 6 *Dei periodi precontrattuali e della loro vera ad esatta costruzioni scientifica*, publicada en *Studi Giuridici in Onore de Carlo Fadda*.

⁵³ LEIVA FERNANDEZ, Luis: *Responsabilidad Precontractual*. Aporte para su estudio. Revista LA LEY, año 1998 Tomo D, págs.1228/1253. El autor destaca los deberes de conducta durante las tratativas precontractuales El contacto social torna aplicable deberes de conducta estrañbles de principios generales del derecho como el “neminem laedere”, o que son inferibles de pautas de conducta común a todos los actos jurídicos bilaterales, v.g. la buena fe lealtad del artículo 1198 del Código Civil. Destaca entre dichos deberes a los cooperación e información , sin ignorar otros que concurren en contratos específicos. Define al deber de cooperación en la asunción de las partes de conductas activas, una de cuyas conductas más frecuentes es proporcionar información. En cuanto al deber de información sus conductas activas imponen que le negociante informe sin reticencia sobre lo que conoce, alejando la posibilidad de que la otra parte incurra en error, ifnroamciones que pueden y de hecho ocurren versan sobre cuestiones de hecho de de derecho. No queda excluída la información que el negociante pueda considerar reservada siempre que resulte conducente a la formación del contrato. La información reservada –será compartida con el otro negociante– y el secreto quedará cubierto con el deber de reserva que pesará sobre el nuevo poseedor de la información y que e n caso de violación comprometerá su responsabilidad post contractual...El negociante tiene el deber de adquirir la información que ignora...a fin de...evitar que se desista de la negociación por carecer de información relevante. El negociante del contrato debe buscar y obtener la información que no tiene, ya que de lo contrario se estaría favoreciendo una actitud meramente pasiva que, en

economía de los costos transaccionales. Para ser viable este sistema necesita de contratos estandarizados, que eviten o atenúen sus costos de transacción; en definitiva, que establezcan un paradigma definido para la formulación de estos instrumentos.

De allí que las informaciones a suministrar por los agentes no constituyan deberes jurídicos y es más el OED en representación de los restantes agentes diversos al omitiente no tiene poder jurídico de compelerlo a entregar la información, por lo que estas informaciones, constituyen una carga, que como toda carga implica una actividad en beneficio de quien ha sido instituido con ella y no existe coacción externa que atribuya a un tercero el ordenamiento jurídico para hacer cumplir al deudor de la carga.

V.4.- Mantenimientos correctivos:

Entre otros tipos de tratativas se cuentan las peticiones de las empresas generadoras de energía, para mantenimientos correctivos, ante indisponibilidades por mantenimiento de máquinas de su parque. El OED tiene la facultad de acceder o no a lo peticionado. Las empresas generadoras pueden solicitar al OED, estos mantenimientos, hasta el penúltimo día hábil de cada semana, solicitud que entrará en vigencia, en caso de aceptarse, la semana siguiente.

El OED debe analizar estas solicitudes en función de la urgencia del pedido y de su efecto sobre la programación semanal prevista (riesgo de falla, precios, etc.) y coordinar un programa de Mantenimiento Correctivo Semanal, buscando minimizar el costo total de operación y riesgo de falla. En consecuencia, podrá no aceptar pedidos si lo justifica debidamente; puede objetar la fecha solicitada e inclusive puede no llegar a un acuerdo con la empresa sobre una fecha alternativa.

En la operación real de la semana, toda salida imprevista (contingencia) o prevista, pero no incluida en el programa de mantenimiento con que se realizó la

definitiva es contraria al deber de cooperación. Esa información debe ser obtenida a un costo razonable, ya que incidirá en definitiva, sobre el costo del contrato. págs1231/1232.

Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral vigente ni en el programa correctivo semanal, será considerada indisponibilidad forzada a los efectos de evaluar la indisponibilidad de la máquina.

V.5.- Solicitudes de autogeneradores y cogeneradores.

También integran las cargas informativas a suministrar al OED las solicitudes de Autogeneradores y Cogeneradores para realizar transacciones en el MEM. (sólo se considerarán los pedidos recibidos dentro del plazo indicado para ser incorporados a la Base de Datos Semanal).

VI. Coordinación de operaciones de importación y exportación.

El OED, es el organismo coordinador de las operaciones de importación y exportación con países interconectados, de acuerdo a las normas y plazos que se establecen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En todos los casos, estas operaciones sólo podrán ser recibidas dentro de los plazos indicados para ser incorporadas a la Base de Datos a fin de ser consideradas en la programación semanal.⁵⁴

En caso de existir solicitudes de compra de países interconectados, el OED debe realizar una simulación incorporando la energía solicitada como un pedido de compra, o sea una demanda adicional cuyo cubrimiento sólo se hará de existir excedentes de generación para cubrirla (no provoca déficit).

De este modo, se determina las posibilidades de cubrir la energía requerida, su sobre costo respecto a la programación sin exportación, y el precio de nodo previsto, que integra el cargo por transporte hasta el nodo de frontera. El precio y la coordinación de la operación de ventas spot a otros países se realizará de

⁵⁴ Las operaciones de importación y exportación spot requieren para su implementación la coordinación de la operatoria entre el OED y los Organismos Coordinadores (OC) de otros países, así como compatibilidad en los plazos para la presentación de ofertas y su aceptación. Numeral 4.2.1 Generalidades Anexo 30, necesitan también de habilitación de la Secretaría de Energía.

acuerdo a lo establecido en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS y/o del respectivo Convenio de Interconexión, según corresponda.

VI.1.- Envío de la programación semanal. Contenido:

En el iter de la formación del contrato y en la etapa 1, que comentamos de las tratativas, desarrollado el modelo de previsión semanal del sistema por el OED, éste debe comunicarlo a cada central, antes de las 14:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana.

El informe contendrá los siguientes datos :

su programa de producción semanal, aclarando si no está previsto su despacho, e incluyendo en el caso de centrales de bombeo con capacidad de bombeo semanal su bombeo previsto;

- los costos variables de producción para el despacho (CVPD) y valores del agua vigentes;
- los Precios de Mercado previstos;
- los períodos en que está previsto quedará desvinculada del Mercado y el correspondiente Precio Local;
- el nivel de falla previsto en su área;
- para los Generadores térmicos su previsión de consumo de combustibles;
- la lista de máquinas turbovapor previstas para arrancar o parar durante la semana, identificando para cada arranque o parada previsto el día y la hora;
- la energía importada prevista, y para la importación spot su precio;
- la exportación prevista, por contratos y spot;
- las restricciones previstas de Transporte;
- la generación forzada prevista, indicando el motivo que la justifica y el correspondiente Acuerdo de Generación Obligada cuando corresponda.

VI.2.- Notificación de datos observados y previsiones de solicitudes de venta y/o compra internacionales en el Mercado spot.

Junto con esta información se señalarán los datos utilizados que fueron observados por el OED y el motivo de cada observación.

Para cada oferta de energía spot de otro país, el OED le informará si se prevé tomarla, mientras que a las solicitudes de compra spot de otros países les indicará si está previsto que exista el excedente y el precio previsto al que se vendería.

Todos estos datos aportados por el OED, que informan la situación institucional del mercado a corto plazo son los que permiten a los agentes tomar sus previsiones a los fines de que realicen sus ofertas.

VII. Segunda fase del proceso precontractual:

VII.1.- La oferta. Concepto :

Messineo define la oferta en sentido negativo como una declaración unilateral de voluntad que no es negocio jurídico ya que para tener efecto ha de integrarse con otra declaración de voluntad que se combine con ella . La diferencia entre negocio jurídico unilateral y declaración unilateral de voluntad reside en que el primero es un negocio perfecto y de ordinario irrevocable, mientras que la declaración unilateral es solamente el germen de un posible futuro negocio bilateral.⁵⁵

Si bien es cierto que la oferta como declaración unilateral está destinada a integrarse a un contrato,- por lo que constituye una expresión de voluntad que se postula como penúltima-, no es menos cierto que en la terminología del código civil argentino, es un acto jurídico en los términos del art. 944. Su fin jurídico inmediato es acordar al destinatario la potestad de concluir un contrato en virtud de la aceptación.⁵⁶

La oferta puede tener uno o varios destinatarios, en principio determinados.

Para que exista verdadera oferta es preciso que reúna ciertos requisitos:

a) la comunicación debe revestir la característica de ser seria en la intención de obligarse de modo definitivo, debe contener una determinación por lo que se

⁵⁵ MESSINEO ob. cit. págs. 344/5.

refiere a los “essentialis negotii”, o confiarle también su determinación al destinatario o a un tercero.⁵⁷

b) Completividad . Es decir que una proposición vale como oferta , cuando después de la respuesta del destinatario, no es necesaria ninguna declaración de las partes para tener por concluido el contrato. No afecta la calidad de completa de la oferta que esta deje ciertos puntos librados al destinatario, con tal de que se fije los límites dentro de los cuales se podrá operar.

Pero sin dudas la oferta ha de contener todos los elementos necesarios para la existencia del contrato proyectado, y que esté destinada a integrarse en el contrato, de tal manera que, recaída la aceptación, no habrá necesidad de que el oferente lleve a cabo ninguna manifestación. Es decir que si se produce la aceptación, el oferente queda vinculado contractualmente

Estos límites en el mercado spot se fijan por la conjunción de las relaciones contractuales y sistémicas. El proceso de casación de ofertas por mérito de precios ofertados en intervalo spot implica una habilitación de los integrantes del grupo a que la determinación de sus prestaciones surja de la confluencia de regulaciones sistémicas y contractuales y en esta última aún de la interacción del mercado spot con el de los contratos a término, como se analizará en el capítulo pertinente. En este punto de la exposición resulta insoslayable, relacionar contrato y sistema.

En un contrato bilateral aislado, no existe mutualidad de prestaciones dirigidas a un fin sistemático que supraordina a las mismas. En un contrato de este tipo las cláusulas relativas a los objetos indirectos de los contratos (cantidad de precio y de cosa) deben ser determinables.

⁵⁶ DIEZ PICAZO Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial I Introduccìon a la Teoría del Contrato págs 281 y ss, LOPEZ DE ZAVALÍA, Fernando ob. cit. pág 180.

⁵⁷ FLUME, Werner: El Negocio Jurídico, Parte General de Derecho Civil, TII, 4ta.edición, Berlín,Heidelberg, New York 1992, pág 744, ALBALADEJO Manuel ob. cit. pág. 384/385.

Lo que resultaría irrazonable en una contratación aislada, que afecta o podría afectar la conmutatividad de las prestaciones, no lo es en un mercado estandarizado, organizado como sistema.

La configuración institucional del mercado su conexión íntima con un sistema que surge de la propia naturaleza de la cosa producida- electricidad- nos ubica en el ámbito de los contratos sistemáticos. En el mismo, es normal la indeterminación inicial de los objetos indirectos. Lo que afirmo tiene su razón de ser en la protección del sistema, ya que la indeterminación inicial, permite la concertación y ejecución del contrato, el cual no es abusivo, ya que no se afectan sus elementos esenciales.

Los contratos en este sistema presentan un objeto vacío. La pluricontratación, implica que en la realidad se pactan procedimientos de actuación; es decir reglas que unirán a las partes, las que se irán especificando a lo largo del proceso contractual, culminando cuando los contratos se cumplen.

Los vínculos de larga duración tienen carácter procesal, en el sentido que su objeto no es una prestación consistente en un dar o en un hacer determinado, sino determinable.

Este es el campo justo de las redes (networks), donde el contrato es además una relación entre empresas basada en la colaboración.

Se trata de vínculos múltiples fundados en la confianza de los agentes para lograr una metodología de producción flexible, lo cual es una exigencia de la economía actual.

El contrato aquí es un conjunto de reglas que establecen, como venimos observando, comportamientos procedimentales para lograr un resultado flexible, basados en la cooperación de un conjunto de agentes económicos.⁵⁸

Las ofertas deben emitirse por las formas establecidas:.

⁵⁸ LORENZETTI, Ricardo: **Redes Contractuales**: Conceptualización Jurídica, págs 26/28.

En el caso del mercado spot esta forma es amplia, la comunicación de los precios de la energía y sus volúmenes de entrega por los generadores y las demandas de los usuarios pueden comunicarse por teléfono, fax, telex, correo electrónico, etc.

En cuanto a la intención jurídica del oferente respecto de la seriedad y mantenimiento de la oferta en este caso del spot, hemos de decir al respecto que hay un procedimiento regulado para su emisión.

Estas se configuran en el spot con la última información aportada por los agentes al OED, que deben enviar todos los días antes de las 10:00 horas del día inmediato anterior a la ejecución del contrato.

Los procedimientos la designan como la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente y cualquier modificación a los datos previstos para el resto de la semana.

En el caso de sábado, domingo y días feriados, el día hábil previo se informarán los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil subsiguiente. De surgir durante el fin de semana o días feriados modificaciones en los datos previstos, la empresa deberá notificar al OED el cambio para ser incorporado a la base de datos y tenerlo en cuenta en el despacho y redespachos.

Este es el momento en el cual los agentes emiten sus ofertas. Con esta información, el OED, desarrolla en una conjugación sistémica y contractual la casación de la mismas y la ordena conforme a la optimización económica del mercado; en una construcción real, sobre las disponibilidades concretas de la cadena de transmisión y de la evaluación de la oferta a generar, si esta cubre la demanda o hay restricciones (riesgo de falla) de la demanda a cubrir.

La oferta en pluricontrataciones con distintos centros de interés comprometidos, con facultad del operador del despacho de redistribuir y fraccionar las prestaciones tanto de venta como de compra de energía en un número indeterminado de sujetos destinatarios que no se identifican “a priori”, sino “a posteriori”. Cuando se cuentas con las registraciones de medición de generación de cada generador; la recepción de cada electricidad de cada usuario, sea distribuidor o cualificado, como la determinación probabilística de las pérdidas

técnicas del transporte desde el nodo central de Ezeiza, aplicándose los factores de corrección de las pérdidas en cada nodo –sea generador o consumidor– permite la liquidación y pago o cobro de los que negocian en este mercado. El nodo es el punto de interconexión físico de la red, por donde los negociantes se conectan a la misma. El sistema complementario de medición permite determinar la cantidad neta de la energía producida como la consumida y pagada, incluidas las pérdidas técnicas del transporte.

De allí que la oferta que advierto no es sólo de los generadores, ni de los usuarios sino de todos, hacia el OED quien en representación de todos acepta las mismas y las casa conforme se analizó.

Atento a que la oferta es dirigida a aceptante indeterminado, para asegurar que los costos de transacción sean eficientes, las ofertas debe ser irrevocables.

Lo expresado constituye una excepción a la regla de que las declaraciones unilaterales de voluntad recepticias, como es el caso de la oferta, que en esencia son por lo general revocables y quien la formuló puede desistir de ellas antes de ser notificadas al aceptante.⁵⁹

En el caso del mercado spot cuando el OED en representación de **n** agentes del MEM recibe las ofertas, éstas – por lo considerado anteriormente, la complejidad logística del sistema y el dato de que la oferta es dirigida a uno o varios aceptantes indeterminados- resultan irrevocables.

La regla tolera una excepción por la influencia sistémica del mercado. De hecho el acto de la oferta ante los indeterminados aceptantes es no recepticio, y da lugar a la excepción, por cuanto pueden tener o tienen interés en ella más de un aceptante, si bien cada uno con exclusión del otro, por lo que resulta idónea para producir efectos inmediatos, siendo sin más vinculante e irrevocable.⁶⁰

Veamos una vez más la interacción en este sistema o construcción de dos subsistemas: a) uno de negociaciones contractuales y b) otro sistemático. Ambos

⁵⁹ FLUME, Werner ob. cit. pág. 749, señala que la regla es distinta en el B.C.G, donde la oferta tiene carácter irrevocable y su revocabilidad surge de expreso pacto de las partes.

se condicionan e interactúan, de modo análogo a como funcionan los contratos spot y los del mercado a término.

Se dirá quizás por quienes se enrolan en una teoría clásica del contrato que aquí no habría contrato, pues no hay posibilidad de retractación de la oferta una vez emitida, entiendo que no, el mercado en que se mueven los sujetos de estas contrataciones es un mercado especializado, complejo, tanto en su organización como en su dinámica funcional dada la imposibilidad de almacenamiento del producto.

Sus agentes son altamente idóneos en líneas generales, quizás siendo el renglón más débil el de los grandes usuarios ante el hecho que el objeto principal de sus negocios no son las transacciones eléctricas, más los déficits o asimetrías informativas pueden ser cubiertas y de hecho lo son por informaciones que el OED en su sección de atención a clientes suministra. El resto son operadores institucionales del sistema y deben correr las alias o riesgos del negocio.

Un mercado como el eléctrico es factible como se dijo en la parte primera del trabajo, si se pueden optimizar los costes de transacción y ello implica inexorablemente la estandarización de los negocios jurídicos que se desarrollen, de reglas de solución expeditivas de conflictos, de integración sistémica de informaciones no suministradas, como el caso de los agentes que no efectúan ofertas, por la autorización para que el OED se la integre.

VII.2.- El Contrato: la aceptación, las autocontrataciones.

Envío de la programación diaria.

Antes de las 13:00 hrs. del día de cierre para recabar información, el OED debe enviar los resultados del predespacho. Estos resultados representarán un compromiso por parte del OED de respetar en la operación la programación diseñada salvo apartamientos respecto de las condiciones previstas, pero además

⁶⁰ MESSINEO ob. cit. págs. 344/ 45, LÓPEZ DE ZAVALÍA ob. cit. págs. 186/187.

supondrán del Generador un compromiso de cumplir los programas indicados y aceptar los precios que de ello resulten.

La información enviada es la correspondiente a los precios previstos en función de las máquinas despachadas con los combustibles previstos y las limitaciones activas que resultan de acuerdo al predespacho. En tanto las empresas no informen modificaciones y/o el OED realice un redespacho, en la operación en tiempo real el precio queda determinado de acuerdo a lo que indica el despacho vigente para el intervalo spot correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Esto es de vital importancia, el envío de las informaciones del predespacho a cada uno de los agentes del mercado, implica la aceptación de las ofertas tanto de venta como de compra que se han negociado, conforme a un procedimiento previsto tasado, regulado y previo, cuyos objetivos fundamentales son asegurar el mejor despacho económico del sistema y la fiabilidad del suministro.

Tanto los derechos del comprador como vendedor que analizábamos en el capítulo I.- 2da. Parte, en las características del contrato, sujeto a condición suspensiva quedan determinados cuando cesa el hecho incierto futuro y nace el derecho.

VII.3.- Características.

Es en esta oportunidad en que se consolidan las pluricontrataciones spot, con varias características que hemos de analizar:

1.- En primer lugar las relaciones son pluricontractuales, puesto que las transacciones se producen entre diversos centros de interés que buscan la satisfacción de sus propios objetivos económicos, sea en su totalidad o en parte en un sistema contractual estandarizado.

Las obligaciones nucleares de estos contratos, el precio a pagar por los compradores y la energía y potencia a suministrar por los vendedores, están sujetos a un proceso contractual y sistemático que implica en los hechos, que la determinación de las prestaciones por los factores que condicionan al sistema, en especial el sistema de interconexión para la transmisión y sus aleatorias

contingencias necesita de un sistema de medición y liquidación, por el cual recién al finalizar el día de la operación se cuenta con la información total que permite, de acuerdo a las diversas mediciones aportadas por las mediciones a generadores, usuarios (distribuidores y grandes usuarios en general) como la aplicación de factores de determinación de pérdidas técnicas del transporte, contar con los saldos netos de cada unidad de negocio. Esta liquidación final es de fundamental importancia ya que torna en prestaciones determinadas a las que antes de este momento eran sólo determinables.

Así en cada intervalo spot el OED calculará el precio de mercado con el método indicado en el **Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS** y en las áreas desvinculadas su precio local de acuerdo al método indicado en el **Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS**. El OED informará para cada intervalo spot la lista de las máquinas forzadas discriminando el motivo (acuerdo de generación obligada, requerimientos de calidad de corto plazo imprevistos, requerimiento mínimo para regulación de frecuencia, etc.).

2.- Esto nos hace compartir la reflexión de Lorenzetti ⁶¹, en el sentido de que las redes contractuales, y aquí hay redes físicas y contractuales, pues el spot constituye un entresijo de relaciones contractuales y sistémicas, obliga a la modificación o *aggiornamento* de la teoría contractual clásica, para captar las relaciones flexibles que unen a las empresas en la economía actual.

Hay una finalidad negocial supracontractual que justifica el nacimiento y funcionamiento de una red, que interactúa con los contratos y también supraordina a los mismos a los fines de unidad de gestión y de autoorganización. El spot constituye un vínculo de larga duración, tiene en consecuencia un neto carácter procesal, en el sentido de que el objeto o mejor dicho los objetos indirectos de las pluricontrataciones que en él se producen, no son prestaciones determinadas sino determinables, al cierre de cada ejercicio diario.

⁶¹ LORENZETTI, Ricardo: Esquema de una teoría sistémica del contrato. Revista LA LEY, año 1999, Tomo E.

3.- La comunicación del predespacho consolida, como dijimos, las contrataciones; por lo tanto cuando sea necesario un redespacho se resuelven las contrataciones no producidas desde el intervalo spot, que genera el redespacho; las anteriores se encuentran consolidadas y firmes, y desde el momento indicado se produce la nueva contratación.

El despacho vigente, o sea los contratos concertados, se utilizarán para la definición de los precios de la energía para cada intervalo spot, la previsión de áreas desvinculadas y sus precios locales y la asignación de reservas de corto plazo

Para cada intervalo spot, el precio de mercado previsto y la máquina térmica o central hidroeléctrica que lo define, y el correspondiente precio local cuando su nodo esté previsto desvinculado del mercado.

4.- Hay relaciones de optimización del sistema que vinculan los subsistemas spot y de los contratos a término, así cuando un generador con contratos en el mercado a término resulta despachado por encima de su energía contratada, venderá la energía excedente al Mercado spot al correspondiente precio para la energía en su nodo.

5.- Hay comunicaciones que son sistémicas, tales como, las que indican un relación con el todo, con el constructo que configura el sistema y que excede el marco contractual por ejemplo, los Generadores cuyas máquinas generan forzadas, identificando si corresponde a un acuerdo de generación obligada o a un requerimiento imprevisto.

O también a los generadores en los casos de reserva de parque de corto plazo, para enfrentar en operación real, los desbalances del sistema sea por generación – en potencia o frecuencia– tensión y o restricciones de la red de transporte la asignación del servicio a máquinas paradas, que se licita por un procedimiento especial, indicando el nivel de reserva de corto plazo asignado, y las máquinas previstas paradas aportando esta reserva y el correspondiente precio previsto.

La información a los generadores del valor del agua de las centrales hidroeléctricas y costo variable de producción para el despacho (CVPD) vigentes.

La lista de generadores con máquinas despachadas, en su caso la indicación para cada máquina el programa de generación y tipo de combustible previsto, y la discriminación de los períodos en que se prevé forzada.

La lista de generadores con máquinas no despachadas, con la indicación para cada una, de por que no resultó despachado y la potencia asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas, de corresponder.

A los países interconectados se responderá si se aceptan las ofertas de venta. A las solicitudes de compra, se indicará si es posible suministrar la energía pedida, por no existir restricciones de abastecimiento en el mercado interno, que es condición previa para la atención de estos intercambios spot internacionales y el precio requerido. En ambos casos, se suministrará el programa de cargas previsto para la interconexión.

La información a los distribuidores en caso de que exista una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento.

A los agentes que participen en el control de tensión y aporte de reactivo: Las consignas de tensión en barras y requerimientos particulares de reactivo que difieran de los compromisos acordados.

VII.4.- Ejecución de las Pluricontrataciones.

VII.4.1.- Operación en tiempo real.

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el OED como los agentes y Comercializadores deberán respetar la programación vigente. De surgir alguna modificación en las condiciones previstas para un generador, la misma será tomada en cuenta para el redespacho y afectará la definición de precios a partir del momento que la empresa lo notifique al OED.

Lo expresado en este apartado de los procedimientos ratifica la determinación temporal de la concertación de los contratos spot, puesto que a definirse el precio en el despacho para cada intervalo spot, en el valor del precio marginal de producción de la primera máquina que no resulta despachada, la renta de los generadores despachados resulta de la diferencia de sus costos reales de producción ante el costo de la maquina o planta que determina el precio marginal del intervalo spot.

Si se producen en la operación en tiempo real modificaciones que afectan la definición del precio ya establecido para cada intervalo spot, los contratos vigentes para el día concreto se resuelven.

El redespacho implica la nueva formación de contratos, toda vez que las obligaciones nucleares u objetos indirectos de los contratos, quedan sin efecto. De allí que producida una alteración de los precios que marginan cada intervalo horario el OED debe formular nuevos precios, de acuerdo a las disposiciones de los procedimientos.

VII.4.2.- Condiciones para un redespacho.

El redespacho implica una renegociación de las pluricontrataciones, afectadas por nuevos precios que marginan determinados intervalos, en una operación en tiempo real, sea que ello surja por restricciones imprevistas de la oferta o aumentos imprevistos de la demanda.

Para que se produzca redespacho, deben darse ciertas condiciones que se analizan seguidamente:

Puede ocurrir y de hecho ocurre que haya apartamientos temporarios, del programa de despacho, que como vimos consolidan las contrataciones

Los apartamientos temporarios del programa de despacho responden al principio de la conservación de los negocios jurídicos, pero siempre dentro de los estándares, que concilian la necesidad de asegurar en un sistema complejo de tantas variables la seguridad del tráfico de las transacciones producidas, limitado o contrabalanceado con el hecho de que transgredido los límites objetivos y

cuantitativos fijados, dicho mantenimiento resulta injusto no ya para algún agente del sistema sino para un número significativo.

En caso de cambios intempestivos (por ejemplo, disparo de una máquina o una línea), el OED podrá solicitar apartamientos temporarios respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, pero respetando las restricciones incluidas por las empresas en la información suministrada para realizar el predespacho que puedan afectar su seguridad, o en caso de centrales hidroeléctricas sus compromisos aguas abajo.

De ser necesaria la entrada de máquinas térmicas, debe primero solicitar la máquina de menor costo en el mercado. Cuando desaparezca la perturbación, debe volver a la programación original. De mantenerse la anomalía, el OED deberá realizar un redespacho.

Los generadores deben informar al OED cualquier modificación en su parque térmico, ya sea en la disponibilidad de alguna máquina o en el tipo de combustible que está consumiendo. A los efectos de la operación, el cambio sólo pasará a ser tenido en cuenta a partir de su notificación al OED.

Si una máquina que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable, debe informar al OED el cual podrá modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia debe informarlo al OED, quien podrá decidir a partir de ese momento pasar a despacharla a máxima potencia.

El OED debe ser informado de las indisponibilidades de equipamiento de transporte, como de cualquier apartamiento de lo comprometido con respecto al reactivo por parte de los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

Si una máquina prevista en servicio en el predespacho estando disponible se saca de servicio, se considera que pasa a integrar la reserva fría incrementándola. Si por el contrario, se debe entrar en servicio una máquina asignada en reserva fría,

en tanto no se realice un redespacho se mantendrá una menor proporción de potencia en reserva fría.

La norma indican los límites que obligan al OED al redespacho y que se analizarán en III.5.

VIII. La Renegociación de los Contratos.

VIII.1.- El Redespacho. Noción. Supuestos en que procede. Efectos.

Esta noción es de gran importancia por cuanto el acaecimiento del hecho o de varios hechos condicionales producen un redespacho se producen efectos jurídicos vitales tanto que obligan al OED a reformular los precios de la casación pues han variado los componentes que conformaban la oferta y demanda anterior. El redespacho produce la resolución de las contrataciones realizadas en el modelado anterior (despacho previo) Es importante analizar las connotaciones jurídicas de esta cuestiones en especial el tema del despacho y redespacho, en cuanto a que el primero determina los precios por intervalos spot de las pluricontrataciones y el segundo las resuelve variando elementos esenciales que las integran mudando las previsiones originales, sea por modificaciones imprevistas o eventualmente negligentes de esta o por restricciones sobrevinientes de transporte.

El redespacho implica la resolución parcial o total, según el intervalo horario spot en que se produzca de las negociaciones pluricontractuales del día en cuestión, las que son teñidas de ineficacia, por circunstancias sobrevinientes que afectan elementos esenciales de los contratos concertados: precios y cantidad de energía. Durante la operación en tiempo real, el OED debe realizar los redespachos que sean necesarios para garantizar que el despacho vigente corresponde a la operación óptima para las condiciones existentes de oferta y demanda, y recalcular los nuevos precios que resultan. En todos los casos deberá realizar un redespacho de presentarse alguna de las siguientes condiciones.

Se modifica la demanda o la oferta, vinculada al Mercado o en un área desvinculada según corresponda, prevista en el despacho vigente en una magnitud que resulta significativa para el cálculo del precio de la energía.

Se modifica la composición del parque vinculado al Mercado por más de un intervalo spot, resultando máquinas generando que no estaban previstas en el despacho vigente.

Si en condiciones extraordinarias, transitoriamente en un intervalo spot resulta una máquina generando que no está prevista en el despacho vigente, será remunerada a costo operativo si su precio de nodo resulta inferior a dicho costo. Dicha condición transitoria se podrá mantener a lo sumo UNA (1) hora, requiriendo para un período mayor un redespacho y nuevo cálculo de precios por parte de el OED.

VIII.2.- Efectos jurídicos: envío de nuevos programas de carga.

Como ya dijimos en sentido jurídico el redespacho implica una resolución de las pluricontrataciones, regulando los procedimientos la obligación del OED de enviar a cada central, nuevos programas de carga y nuevos precios spot, distintos de los establecidos en el despacho.

Cuando el OED realiza un redespacho para el resto de un día, debe enviar a cada central sus nuevos programas de carga, junto con los nuevos precios spot previstos. La información se enviará en forma similar a la indicada para el predespacho. De ser necesario despachar las máquinas asignadas a un servicio de reserva de corto plazo, el OED podrá redespachar la reserva asignada, de acuerdo a los criterios y metodología definidas en el anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Toda máquina prevista parada y asignada como reserva fría en el predespacho, será remunerada por su potencia puesta a disposición para dicho servicio al precio correspondiente salvo que quede indisponible o falle al pedirse su entrada en servicio. El OED no podrá en un redespacho eliminar una máquina asignada como reserva fría en el predespacho, salvo que la máquina quede indisponible.

VIII.3.- Determinación de los intercambios.

La determinación de los intercambios, tiene varias connotaciones jurídicas:

1.- Es en el proceso contractual descrito una determinación provisional de aquel objeto vacío que indicábamos en los contratos de redes. Es un intercambio de información entre los agentes y el OED, para liquidar volúmenes de venta de energía spot en el nodo del generador, remuneración correspondiente por cada tipo de reserva de corto plazo, como períodos en que las máquinas de una central se consideraron forzadas.

Esta determinación de intercambios en especial con la información que el OED suministra a horas. 18, certifica en forma provisional los insumos entregados y recibidos en distintos conceptos, tiempo de producción y precios spot de ellos.

2.- Es provisional, las empresas generadoras pueden observar los resultados de la operación en tiempo real entregada por el OED y de ser procedente la observación procede el resarcimiento.

3.- Tiene un carácter procesal, similar a la certificación de obra de una obra pública, así antes de las 10:00 horas. del primer día hábil siguiente, los agentes deben enviar al OED la siguiente información.

Cada central, autogenerador y cogenerador, la energía generada por intervalo spot para el MEM.

Cada distribuidor, autogenerador y gran usuario, la energía consumida al MEM y la potencia máxima resultante.

El OED debe recopilar dicha información en la Base de Datos de Operación del Mes para su procesamiento.

Antes de las 18:00 horas. el OED informará a cada central, autogenerador y cogenerador el precio resultante para cada intervalo spot en su nodo, su volumen de venta de energía, y el precio y remuneración correspondiente por cada tipo de reserva de corto plazo. Informará además los períodos en que cada máquina de la central se considera forzada y la generación forzada asociada.

Para las centrales de bombeo, informará a su vez el volumen de compra de energía y su valorización a los precios de la energía en su nodo por intervalo

spot. En lo que hace a la potencia, se considerará como una demanda (un gran usuario) y la comprará a través del cargo por potencia despachada asociada a la demanda de bombeo.

VIII.4.- Cumplimiento obligatorio de requerimiento: excepciones.

El OED por los procedimientos es responsable que la configuración de la red se adecue a los requerimientos del despacho vigente, por lo que en cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar maniobras sobre el equipamiento del sistema interconectado.

En todos los casos se considera que un requerimiento del OED es de cumplimiento obligatorio por las empresas integrantes del MEM, siendo esta responsables únicas de la seguridad de los equipos y personas involucradas.

Solamente la empresas propietarias podrán se exceptuadas del cumplimiento de los requerimientos del OED cuando signifiquen un riesgo para la seguridad de sus instalaciones y/o personas bajo su responsabilidad, pudiendo en este único caso la empresa negarse a acatar las instrucciones del OED.

Obligaciones de los agentes. Esta obligación jurídicamente no es convencional pues no surge de la convención, es legal tiene su ratio iuris en la seguridad jurídica de la organización del mercado. Está establecida en los procedimientos y es institucional pues busca la preservación del sistema que sustenta la organización del mercado. Cuadra advertir que el ordenamiento otorga una facultad instructoria al OED, más no sancionatoria, ya que ésta última es competencia de la Secretaría Energía, con lo que se ha preservado el carácter o perfil privado de la organización limitando sus cometidos públicos al mínimo necesario.

IX. Modelos sistemáticos utilizados. Los contenidos sistemáticos.

Introducción.

Los modelos que se utilizan son necesarios para diseñar cómo se producirá el despacho diario asumiendo todas la variables necesarias a considerar dadas las

complejidades a cubrir, permite desarrollar la oferta eléctrica disponible, la demanda, el modo de cobertura de las mismas, si habrá faltantes o restricciones al abastecimiento, determinar los porcentajes de energía por fuentes de producción, los cálculos internos de producción conforme a los procedimientos establecidos en cada caso para cada fuente y con la incorporación de todos estos datos simular el despacho mediante modelos establecidos, con la oferta prevista como disponible para el curso de las siguientes dos semanas, en paquetes diarios de energía divididos por intervalos spot (por hora) mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal.

Entre las obligaciones del OED está la de incorporar a la Base de Datos Estacional, que se proyecta por trimestres, los datos semanales y las modificaciones informadas por los agentes a los datos previstos en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral vigente.

Con el modelo estacional, su adecuación trimestral y la información semanal, el OED debe determinar mediante modelos de optimización establecidos y vigentes en los Procedimientos en el MEM, en el caso de las centrales hidroeléctricas los valores del agua para cada uno de los embalses sin valores declarados y los valores de bombeo para las centrales de bombeo sin valores declarados.

Con los datos indicados el OED debe incorporar a la base de datos semanal los Costos Variables de Producción para el Despacho (CVPD), los costos de arranque y parada para máquinas térmicas turbovapor cuando corresponda, los valores de agua, la disponibilidad ofertada por el parque, las restricciones vigentes, la generación forzada que surja de los Acuerdos de Generación Obligatoria vigentes y las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional con el precio solicitado.

IX.1.- Modelo de despacho semanal.

Con los datos indicados el OED debe realizar la simulación del despacho y operación de la semana siguiente partiendo del estado inicial previsto en los embalses.

En la simulación del despacho debe con la oferta prevista como disponible, ubicarla lo largo de las DOS (2) semanas, en paquetes diarios divididos por intervalo spot, mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal.

El objetivo de la simulación es minimizar el costo total de operación semanal evaluado en el Mercado, suma de la energía generada valorada al Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) o precio ofertado (de tratarse de una importación), más el costo variable de transporte a través del factor de nodo o el valor del agua según corresponda, y la valorización de la energía no suministrada.(quizás sea conveniente poner notas, como que expliquen el factor de nodo o someramente el cálculo del valor del agua)

El modelo de simulación semanal debe representar:

- a) un horizonte de SIETE (7) a CATORCE (14) días, permitiendo una discriminación por intervalo spot;
- b) los requerimientos de importación y exportación de países interconectados;
- c) los requerimientos de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;
- d) los requerimientos de compra de Autogeneradores;
- e) agrupamiento de máquinas de acuerdo al nivel de detalle requerido y los grupos de máquinas acordados para el despacho con los Generadores;
- f) los tiempos de arranque de máquinas turbovapor;
- g) generación forzada;
 1. la disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central térmica o grupo de máquinas, para definir la distribución óptima de combustibles;
 2. los requerimientos de reservas de corto plazo para Regulación de Frecuencia y reserva operativa;
 3. la representación de la red que permita incluir las restricciones de Transporte y operación que afectan los resultados del despacho a nivel semanal;

4. la representación de distintos tipos de centrales hidráulicas, con sus valores del agua, y de sus limitaciones al despacho diario (requerimientos aguas abajo, posibilidades de empuntamiento, etc.);
5. la representación de centrales de bombeo, con sus valores del agua y valores de bombeo, para definir sus requerimientos de bombeo y despacho de generación semanal.

Para la integración del modelo de simulación es obligación del OED desarrollar un modelo para proyección de demandas (PRODEM) a nivel semanal y diario, que debe tener en cuenta :

- a) la sensibilidad a las condiciones climáticas,
- b) las demandas reales registradas en el período anterior;
- c) la posibilidad de incorporar el efecto de otros factores.

1. Base de datos.

El OED deberá realizar la programación semanal con el modelo autorizado y la correspondiente base de datos.

Para cada central hidroeléctrica con capacidad estacional o mensual que no haya suministrado declaración de valor del agua, el OED debe determinar los valores del agua a utilizar mediante los modelos de optimización vigentes en el MEM.

La energía hidroeléctrica semanal y su asignación dentro de la semana se determinará como resultado del Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS), siendo la primera en proyectarse dado que es la energía más barata de producción.

2.- Programación de arranque y parada de máquinas.

El OED debe determinar los requerimientos de potencia (generando y en reserva) para cubrir la demanda, teniendo en cuenta la oferta y los requisitos de reserva de corto plazo.

De acuerdo a estos procedimientos evaluará la generación térmica y nuclear a despachar, como la programación de los arranques y paradas previstos para máquinas turbovapor y nucleares así como el día y hora previsto para requerir su arranque considerando los tiempos de arranque y parada acordados.

De presentarse a lo largo de la semana apartamientos en las condiciones previstas, el programa de arranque y parada de máquinas deberá ser verificado y ajustado cuando corresponda mediante una reprogramación semanal. Junto con el envío de los resultados de la programación o reprogramación semanal, el OED debe informar a los generadores las máquinas turbovapor previstas arrancar o parar, como la fecha y hora prevista.

3.- Consideración de las pérdidas marginales de transporte:

El despacho se realizará en el mercado teniendo en cuenta las pérdidas marginales del transporte a través de los factores de nodo. Para los generadores vinculados directamente a la red de transporte se utilizará el factor de nodo. Para aquellos que se vinculan al MEM a través de instalaciones de un distribuidor, los factores de nodo a utilizar son los de su barra de ingreso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Si el generador se vincula a través de varios puntos de conexión los factores de nodo se calcularán como el promedio de los correspondientes factores de nodo ponderados por la energía que entrega en cada uno.

En función de la configuración prevista en la red, composición de la oferta y acuerdos de generación obligada, el OED determinará las restricciones de transporte y la generación forzada requerida por restricciones de calidad, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

4.- Resultado del despacho semanal.

Como resultado del despacho semanal, el OED obtendrá para cada día típico y banda horaria la previsión de :

- ❑ el Precio de Mercado (PM);
- ❑ las áreas desvinculadas del Mercado y el correspondiente precio local;
- ❑ energía no suministrada;
- ❑ arranque y parada previsto de máquinas turbovapor;
- ❑ generación forzada.

Del modelo resultará además la previsión por tipo de día y banda horaria de:

- ❑ paquetes de energía por central hidráulica;

- operación prevista de bombeo semanal;
- paquetes de generación térmica y consumo de combustibles;
- paquetes de intercambios para Autogeneradores y Cogeneradores;
- paquetes de importación y/o exportación con países interconectados.

IX.2.- Previsión de restricciones a la demanda.

Si en la programación semanal hay una previsión de déficit en una o más áreas, debe considerarse un programa de restricciones al abastecimiento, y de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Junto con la programación semanal, el OED deberá calcular las restricciones previstas para la demanda asociada a los contratos de abastecimiento de un generador que resulta comprando en el mercado spot, y los programas de restricciones previstos para cada distribuidor y gran usuario.

Lo expresado en el párrafo precedente acredita la interacción del mercado spot con el de los contratos, donde en supuestos de déficit a la demanda asociada a contrato se negocian compras por diferencias de los generadores en el mercado spot y por precio spot de la energía y potencia necesarias a fin de cubrir sus contratos, siempre que existiere la energía suficiente para la cobertura total. En caso de imposibilidad de cumplimiento por este sistema de diferencias y no habiendo el generador o consumidor contratado contratos de reserva fría las prestaciones contractuales quedará parcialmente insatisfechas.

IX.3.- Determinación de las reservas de corto plazo: concepto.

Las reservas de corto plazo son previsionadas a fin de evitar el desequilibrio que puede producirse en operación en tiempo real del sistema entre la oferta y la demanda, por ser esta última mayor a la prevista en los modelos y/o por indisponibilidades de generación o transporte en tiempo real.

Para el caso de producirse desequilibrios, cada semana se licita la cobertura de la reserva de corto plazo, la que será despachada ante la eventualidad que acabamos de indicar.

Los generadores presentarán sus ofertas de reservas de corto plazo en máquinas paradas junto con los datos para la programación semanal.

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, es decir, no se prevé que exista falla o desequilibrio entre la oferta y la demanda prevista, el OED informará la magnitud de las reservas de corto plazo requeridas, de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad establecidos en la Programación Estacional, y realizará una licitación de ofertas para brindar servicios de reserva de corto plazo con máquinas paradas, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

IX.4.- Responsabilidad del OED por información no suministrada.

En el caso de contratos no vinculados a un sistema, el incumplimiento de contenidos informativos, frustrará o al menos dilatará la formación de los contratos.

En el caso del mercado eléctrico ello no es posible, dada la imposibilidad de almacenar electricidad en grandes volúmenes y su fungibilidad como cosa, por lo que el déficit de la más mínima parte afecta al sistema íntegro, existe una indivisibilidad técnica y económica, de allí la previsión logística de datos que se observan.

Estas circunstancias, propias, de este mercado, son las que imponen que, aún cuando haya competencia en el sector de la producción, la misma no sea una competencia libre, sino regulada. Es por ello que la reglamentación atribuye responsabilidad al OED para completar los datos faltantes en base a los valores utilizados el mismo tipo de día anterior y la previsión en la programación semanal, modificando sólo aquellos en que existan apartamientos que los invaliden. En este caso, el OED deberá informar a la empresa correspondiente el cambio realizado y su justificación. En caso de no suministrar previsiones algún

distribuidor o gran usuario, el OED calculará con el modelo de pronóstico de demandas los valores a utilizar.

IX.5.- Coordinación de operaciones diarias de importación y exportación.

El OED debe coordinar las operaciones diarias de importación y exportación con países interconectados de acuerdo a las normas y plazos que se definen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS y los convenios de interconexión vigentes. Las ofertas deben ser recibidas dentro de los plazos establecidos.

Solicitudes de venta de Autogeneradores.

Asimismo, debe recabar las solicitudes de venta de los autogeneradores y cogeneradores y las de compra de los autogeneradores del mercado eléctrico mayorista, que serán incorporadas al despacho diario siempre que envíen la información requerida dentro de los tiempos establecidos.

IX.6.- Modelo utilizado.

La programación diaria es realizada por el OED con un modelo de despacho hidrotérmico del MEM, que optimiza la ubicación de la oferta a lo largo de los intervalos spot del día.

El objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de la generación valorizada al Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) y precios de ofertas de importación llevados al nodo Mercado, o valor del agua según corresponda y el costo de la energía no suministrada.

El modelo debe permitir :

- representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizando que el despacho sea realizable y se ajuste a las restricciones de transporte y operación vigentes;
- analizar los flujos de carga de la red y determinación de las pérdidas, precios de nodo y correspondientes factores de nodos por intervalo spot;

- representar el parque térmico y nuclear en detalle, indicando disponibilidad por tipo de combustibles por central o máquina o grupo de máquinas y sus correspondientes costos variables de producción para el despacho (CVPD), para definir la mezcla óptima, el consumo propio para definir su potencia neta, las restricciones a la rampa de incremento o decremento de carga, y las posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia y la reserva operativa;
- representar ofertas de demanda flexible;
- representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y re arranque de la máquina, tiempos de arranque y el costo de arranque y parada de máquinas turbovapor, incluyendo nucleares;
- representar los requerimientos de reserva para regulación de frecuencia y reserva operativa para mantener la operatividad del sistema eléctrico y contar con capacidad de respuesta rápida ante contingencias;
- representar distintos tipos de cuencas y centrales hidroeléctrica (de pasada, con capacidad de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, centrales de bombeo, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho hidráulico;
- representar solicitudes de venta de autogeneradores y cogeneradores;
- representar solicitudes de compra de Autogeneradores;
- incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados como generación adicional disponible, y requerimientos de importación como demanda adicional que sólo se abastece si existe el excedente requerido, o sea no provoca falla;
- representar las restricciones y los requisitos de generación forzada, incluyendo acuerdos de generación obligada.

Modificaciones del Modelo: aprobación de la Secretaría de Energía:

El modelo a utilizar así como cualquier modificación al mismo o en la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición

de todos los agentes del MEM. El OED deberá suministrar el modelo al agente que lo requiera, siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso que correspondan, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

X. Despacho Diario, predespacho y despacho de cargas. Determinación del precio de mercado.

El despacho diario es realizado regularmente por el OED. Los viernes y días hábiles previos a un feriado se informa a las centrales hidroeléctricas el despacho previsto para el fin de semana o días feriados y el primer día hábil subsiguiente. Este despacho será indicativo.

Se debe realizar en primer lugar un redespacho semanal para definir los paquetes de energía hidráulicas a ubicar en el día a despachar, teniendo en cuenta el horizonte semanal y las modificaciones que puedan haber surgido en las previsiones.

Utilizando la base de datos diaria y la energía hidráulica a despachar -resultado del redespacho semanal,- el OED debe realizar el despacho hidrotérmico diario del MEM.

Es importante destacar que una máquina no podrá ser programada arrancando por despacho, si el tiempo previsto de generación en dicho despacho resulta menor que una hora.

En caso de tratarse de generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el CINCO (5) % en la energía diaria despachada para una central con respecto al óptimo definido en la programación o reprogramación semanal vigente.

La operación de las centrales del bombeo con capacidad de bombeo semanal se despacha teniendo en cuenta la energía prevista como generación y bombeo entre semanas y entre días de la semana en la programación semanal vigente. La operación de generación y bombeo dentro del día se determina con el

rendimiento económico de bombeo definido por el generador en función de la diferencia de los precios spot de compra y de venta de la energía.

Al realizar el predespacho, el OED deberá tener en cuenta los requerimientos de reserva de corto plazo, las restricciones y la generación forzada y obtener los programas de carga previstos. Además, deberá revisar y ajustar los arranques y paradas previstas en turbovapor y nucleares e informar a los Generadores afectados los cambios previstos.

El precio de la energía en el MEM refleja el costo del siguiente MW de demanda a abastecer por despacho, teniendo en cuenta las restricciones vigentes, asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad del servicio y seguridad establecidos, calculado de acuerdo a la metodología descrita en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En base al despacho realizado, el OED debe determinar la previsión de precios de la energía para cada intervalo spot:

- 1.-el precio de Mercado;
- 2.-las áreas desvinculadas, indicando las máquinas incluidas dentro de dicha área y precios Locales previstos;
- 3.-la máquina térmica o central hidráulica que margina;
- 4.-las restricciones y generación forzada prevista;
- 5.-el arranque y parada previsto de máquinas turbovapor y nucleares;
- 6.-las ofertas previstas aceptadas de demanda flexible y la demanda despachada al correspondiente GUMA.

En caso de que grupos de máquinas térmicas dentro de una central, sean ofertadas en conjunto, el OED determinará e informará a los agentes el programa de carga despachado para el conjunto de máquinas. Con el objeto que el OED pueda realizar la supervisión centralizada de la operación del sistema, el Generador determinará e informará al OED las máquinas del grupo que cubrirán dicho despacho y los arranques y paradas programados.

Mercado local: Definición de precios locales

Una restricción activa de transporte se manifiesta como una saturación del vínculo y provoca diferencias en el despacho de máquinas de un área respecto del despacho óptimo sin restricciones de transporte, evidenciando las limitaciones impuestas al MEM.

Cada intervalo spot en que en un área, las restricciones de transporte afectan el despacho económico, dicha área se considera desvinculada del mercado. Su precio local es determinado de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS.

X.1.- Optimización del despacho.

El programa de despacho, está orientado por el criterio ya apuntado cuando se analizaban los paradigmas o motivos del cambio, cual es el criterio de eficiencia. En todo momento el operador del despacho busca optimizar, la operación económica a fin de que se realice al menor coste posible. Es por esta razón, que en esta competencia regulada, su función implica auditar la disponibilidad de máquinas, disponibilidad de combustibles por central con sus correspondientes precios, en pro de obtener un resultado que, junto con los precios de la energía y programas de cargas, permitan prever el consumo de combustible de cada máquina.

Esto permite determinar la distribución dentro de cada central de la cuota de gas prevista que corresponda al despacho óptimo y que se utilizará para la fijación de precios de la energía.

X.2.- Programación de restricciones al abastecimiento.

El OED deberá definir los programas de restricciones a aplicar, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso de preverse en la programación semanal la necesidad de aplicar restricciones al abastecimiento, el OED realizará el despacho por intervalo spot de la ENS (Energía no Suministrada) prevista para ese día. Por otra parte, de

surgir en la programación diaria que la generación disponible resulta insuficiente para abastecer la demanda prevista, determinará mediante el programa de despacho una previsión de déficit por intervalo spot.

En todos los casos el OED tendrá en cuenta los requerimientos indicados por los distribuidores en la programación semanal en cuanto a la programación de sus restricciones.

X.3.- Despacho de la reserva regulante.

Los generadores del MEM participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia de acuerdo a las características informadas de sus máquinas.

El OED definirá las características mínimas que deberá reunir una máquina para poder participar en la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Los generadores con máquinas y/o centrales que reúnan estos requisitos podrán solicitar su habilitación para participar en la regulación de frecuencia.

La participación en la regulación será voluntaria y puede un generador habilitado decidir no participar. En ese caso, junto con el envío de los datos para la programación diaria, los generadores habilitados deberán informar su indisponibilidad como capacidad regulante. De no recibirse esta notificación, el OED considerará que el generador participará en la capacidad regulante.

En el **Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS** se indican los procedimientos para la habilitación de máquinas y/o centrales, y la metodología para el despacho de la reserva para regulación.

X.4.- Despacho de las reservas de corto plazo en máquinas paradas.

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED contará con las ofertas de reserva de corto plazo en máquinas paradas informada para la semana y determinará la oferta diaria y su asignación de acuerdo a las metodologías y criterios definidos en el **Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

XI. Facultades del OED.

XI.1.- Cumplimiento de sus órdenes. Concepto, procedimiento, autoridad de aplicación.

En la operación real, los agentes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta injustificada, al cumplimiento de las órdenes, dará lugar a multas cuyo monto definirá la Secretaría de Energía en base al perjuicio que ocasione al sistema.

Junto con la información de la operación, el OED enviará a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED.

La empresa dispondrá VEINTICUATRO (24) horas contadas a partir de la recepción de dicha información para responder y presentar su justificación. En caso de que la empresa no responda dentro del plazo indicado o que el OED considere que la justificación no responde a motivos de seguridad de su equipamiento y/o personal, se elevará a la Secretaría de Energía la queja correspondiente, la solicitud de sanción si se justifica, y la respuesta de la empresa. La Secretaría de Energía Eléctrica decidirá como última instancia sin apelación.

En caso de que una máquina genere por encima de lo solicitado, con una tolerancia del CINCO (5) %, el OED informará en forma documentada, la situación al generador y no reconocerá la remuneración de esta energía (o sea que se le asignará como penalización un precio CERO (0)).

Si alguna empresa en la operación no informó en tiempo cambios en su disponibilidad de equipamiento o en el combustible consumido que hubieran afectado su despacho y no justifica debidamente esta demora, el OED podrá elevar a la Secretaría de Energía la queja correspondiente y solicitar la sanción pertinente. Por su parte, si de la modificación resulta que el precio de mercado o el precio local, son superiores, al correspondiente a la situación real, el OED

corregirá para el período correspondiente los precios e informará a las empresas los motivos del cambio.

XI.2.- Observaciones de las empresas generadoras.

Concepto, plazo para su interposición, procedimientos y facultades: el aseguramiento de un adecuado contralor y verificación previa antes de la liquidación y facturación definitivas.

Con los resultados de la operación suministrados por el OED, las empresas generadoras contarán con un plazo de VEINTICUATRO (24) horas después de recibir la información del OED, para cuestionar apartamientos con respecto a su programa de generación previsto, pudiendo solicitar reconocimiento de una programación alternativa. En el caso de centrales hidráulicas con embalse podrán cuestionar si su energía semanal generada resulta con un apartamiento superior al DIEZ (10%) respecto al óptimo previsto, considerando la programación semanal y sucesivos redespachos. Las centrales de bombeo podrán también cuestionar las negativas a sus requerimientos de bombear.

XI.3.- Criterios o estándares objetivos de valuación del apartamiento: costo total del despacho inferior al sugerido por la empresa, o motivos operativos de seguridad

Si el OED demuestra que en el despacho realizado el costo total es inferior al despacho sugerido por la empresa o que los apartamientos se debieron a motivos operativos de seguridad, se considerará que la operación realizada fue la correcta y la empresa deberá acatar el resultado obtenido. De no ser así y no llegar a un acuerdo entre las partes, la empresa podrá elevar su cuestionamiento a la Secretaría de Energía.

Las empresas también podrán cuestionar la falta de redespacho, y en consecuencia, la redefinición de precios vigentes, en caso de registrarse apartamientos respecto a las hipótesis previstas. Si el OED demuestra que las

diferencias no resultan significativas en el precio final al representar una diferencia no mayor que el CINCO (5) %, se rechazará la queja. De lo contrario y de no surgir acuerdo la empresa podrá elevar su queja a la Secretaría de Energía. En todos los casos el OED contará con VEINTICUATRO (24) horas para responder al cuestionamiento. Transcurrido este plazo y de no haber respuesta del OED, pasará automáticamente a la Secretaría de Energía.

La Secretaría de Energía decidirá en instancia única en base a la observación planteada y la justificación del OED si corresponde un resarcimiento y en tal caso, su importe.

XII. Calidad del sistema de transporte.

XII.1.- Concepto. Órgano competente. Deberes de información y procedimiento de impugnación.

El OED emitirá, antes del día CINCO (5) de cada mes, para cada sistema de transporte, un Documento de Calidad de Servicio de Transporte Provisorio (DCSTp), que contendrá la información de las indisponibilidades del equipamiento, según los datos recabados por aplicación de lo dispuesto en el **Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS** adecuadamente consolidados. El OED informará el DCSTp a los transportistas, a los agentes usuarios del transporte y al ENRE.

Cuestionamiento por los agentes de la calificación:

Los transportistas y los usuarios del transporte, deberán presentar por escrito ante el OED, todas las observaciones que tuvieren a la información contenida en el DCSTp, dentro de los CINCO (5) días corridos contados desde su notificación.

Dentro de los SIETE (7) días corridos contados desde el vencimiento del plazo indicado en el párrafo precedente, el OED reunirá las observaciones presentadas, las analizará y notificará inmediatamente al ENRE dichas observaciones y su análisis.

XIII. Remuneración a generadores.

XIII.1.- Concepto y clases.

Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida al MEM, calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio.

Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el sistema, incluyendo los servicios de transporte, servicio de reserva de corto plazo, control de tensión y aporte de reactivo.

XIII.2.- Remuneración de la energía.

El precio de la energía se establece de acuerdo a la fracción horaria del mercado, es decir: cada intervalo spot "h", liquidándose con la aplicación del factor de nodo- que como dijimos son los puntos de real interconexión física de los negociantes con la red. Ahora bien, un nodo "n" tendrá distinto precio si está o no en un área desvinculada.

Así, si se encuentra en un área vinculada del mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el Precio de Mercado (PM) transferido hasta el nodo a través del Factor de Nodo (FN).

$$PEN_{hn} = PM_h \times FN_{hn}$$

Pero si resulta la electricidad, despachada en un área Desvinculada "a", el precio de nodo se calcula con el Precio Local (PL) del área transferido hasta el nodo a través del correspondiente factor de nodo.

$$PEN_{hn} = PL_{ha} \times FN_{hn}$$

Cada intervalo spot la energía vendida por una máquina al MEM se remunera al precio de la energía en el nodo. En el caso de generación forzada, ya sea por acuerdos de generación obligada o imprevista, recibirá adicionalmente el precio establecido en el Acuerdo o el sobrecosto pertinente, según corresponda, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En el precio a pagar por la energía se integra el precio de la reserva asignada para regulación de frecuencia, por lo tanto en la remuneración total de la energía a los generadores, ya está incluida una remuneración adicional debida a dicha reserva, necesaria para que opere el mercado.

El OED calcula para cada intervalo spot la remuneración que corresponde a cada generador por su venta de energía al mercado spot. De la integración de estos valores se obtiene la remuneración mensual del generador por venta de energía al MEM.

XIII.3.- Remuneración de la reserva regulante.

En el **Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS** se indican los procedimientos para la remuneración y despacho de la reserva para regulación de frecuencia.

XIII.4.- Remuneración de la potencia: potencia neta puesta a disposición.

La potencia neta puesta a disposición se calcula descontando de la potencia bruta, el consumo por servicios auxiliares. Para el cálculo de la potencia neta operada y la potencia neta puesta a disposición se debe tener en cuenta las restricciones de transporte y/o distribución que limiten su potencia máxima generable.

La potencia neta de una máquina térmica o central hidroeléctrica se remunera como **reserva de mediano plazo** por estar prevista generando en el Predespacho anual de media, de acuerdo a lo establecido en el **Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS**, o asignada como **reservas de corto plazo**, de acuerdo a lo establecido en el **Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS**, o como **reserva contingente** de acuerdo a lo que establece el **Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

La potencia asignada como reserva se remunera al precio correspondiente del tipo de reserva en el mercado transferido al nodo a través del Factor de Adaptación (FA), de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36, Anexo 37 y Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

XV. Reserva contingente.

Cada mes el OED debe determinar la potencia asignada al servicio de **reserva contingente** en máquinas térmicas con la metodología establecida en el **Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

La remuneración semanal por reserva contingente (REMCONT) de una máquina “q” se determina multiplicando la potencia asignada como reserva contingente (RESCONT) en dicha semana al precio de la reserva contingente (\$CONT) en el Nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

$$\text{REMCONT}_q = \text{RESCONT}_q * (\$CONT * \text{FA}_q) * \text{NHPSEM}$$

siendo :

FA_q : Factor de Adaptación para la máquina q.

NHPSEM : cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

XVI. Arranque y parada de maquinas.

En caso de solicitar el OED el arranque de una máquina turbovapor o nuclear y posteriormente por cambiar las condiciones previstas de los nuevos despachos y el OED interrumpe el arranque antes de que comience a entregar energía se pagará al Generador en compensación el costo de arranque acordado.

Análogamente, de solicitar el OED un arranque a una turbovapor o máquina nuclear y posteriormente requerir su parada sin que la máquina resulte generando por lo menos durante un período de pico, se pagará al Generador en compensación el costo de arranque correspondiente.

El costo del arranque y parada se establecerá de acuerdo a lo indicado en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS y se asignará como costo al cargo por servicios asociados a la potencia .

XVII. Autogeneración y cogeneración

Los autogeneradores y cogeneradores pertenecientes al MEM podrán vender y los autogeneradores comprar, al precio que resulta en el mercado de una manera similar a los otros agentes del MEM, debiendo suministrar la información

necesaria dentro de los plazos indicados para su programación (estacional, semanal y diaria). La metodología a utilizar se establece en el **Anexo 12 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

Capítulo Décimo

Contratos a término del mercado argentino.

Introducción:

La premisa para el desarrollo del tema de mercados no sólo en la industria eléctrica, sino en la generalidad de los diversos escenarios que permiten la concurrencia de oferta y demanda debe partir del supuesto de que no existe mercado perfecto como tampoco regulación perfecta. Son estos sistemas de regulación económica instituciones imperfectas que al decir de Kahn, producen el resultado de lo mejor que se puede hacer en un mundo también imperfecto⁶²

Es así que la teoría económica moderna estima que los fallos del mercado no son excepciones sino que en realidad constituyen una regla general, no es posible y menos en energía la existencia de mercados completos, donde se cubran todos los riesgos, en especial los provenientes de inversiones con procesos largos de recuperación como los hay en la industria eléctrica. Pero lo expresado respecto de los mercados no deja de significar en muchos casos que el mercado es un mejor sistema de asignación de recursos y de definición de derechos que la planificación, que como ya se comentara no puede considerar todos los inconvenientes y detalles que a diario presentan las transacciones económicas.

⁶² LASHERAS, ob. cit. pág. 21, “..mas que establecer una dicotomía teórica entre mercados y regulación, nos lleva a comparar en cada situación dos instituciones imperfectas, que son lo mejor que se puede hacer en un mundo también imperfecto.” (Kahn 1979)

Así es de destacar una vez más que es preferible un sistema que asigne beneficios de modo más equitativos a los consumidores a través de remuneraciones basadas en precios y costes ofertados por los agentes económicos del mercado, que en base a precios regulados, de difícil auditamiento en cuanto a las economías que pueden realmente gestionar los regulados sea en inversiones: tecnológicas organizativas y financieras⁶³

I. Características Generales.

I.1.- Requisitos.

a) Un contrato perteneciente al Mercado a Término del MEM, integra el grupo de los contratos típicos. Es decir, para su implementación y vigencia, las partes contratantes deberán cumplir las normas que se establecen en LOS PROCEDIMIENTOS regulados por las resoluciones 63/92 y concordantes de la Secretaría de Energía de la Nación.⁶⁴

b) Un contrato concertado en el Mercado a Término, se configura como un contrato por diferencias, no implica, al menos en el caso del mercado eléctrico argentino, la posibilidad de una contratación bilateral física, supuesto éste previsto en el Derecho español por el art. 24 de la Ley 54/97.

En otros términos, las contrataciones bilaterales, no pueden afectar el despacho económico del MEM, al no ser factible que se establezca una relación física que

⁶³ C.S.E.N: Dirección de Análisis Económicos: La Estructura Empresarial del Sector Eléctrico (II). El Poder de Mercado en el Sector Eléctrico Nacional, pags. 6-8.

⁶⁴ Es decir se trata de contratos tipos, tasados, regulados. La pregunta, interesante para la reflexión, es la siguiente: ¿Puede haber contratos no típicos, la disposición es taxativa y no admite excepciones? ¿Estén todos previstos en el acápite cuatro de los procedimientos todas las formas de contratación del Mercado a Término, o también es posible incluir a los contratos de generación forzada?. Adelanto mi opinión negativa, pues si bien la contratación de generación forzada implica estimo, el único caso de un contrato bilateral físico del sistema eléctrico argentino, también ha de advertirse que dicha contratación no integra el despacho económico del MEM.

obligue a un productor–vendedor a generar con una máquina o central en particular, sino que habrá de considerarse como lo exigen las normas procedimentales que tanto comprador como vendedor, asuman la carga o deber de información en la relación precontractual, de indagar respecto de la calidad del vínculo de transmisión que permita el cumplimiento del contrato.

I.2.- Partes.

Dada la estrecha interconexión entre los mercados a término y el mercado spot que funciona como reaseguro del sistema, por cuanto permite en las operaciones en tiempo real, evitar desequilibrios entre la oferta y la demanda –no sólo respecto de las contrataciones bilaterales a término, sino primordialmente en la operación total del sistema–. Por esta razón, la concertación de contratos a término se gestionará conjuntamente con las operaciones del Mercado spot. De allí la importancia de contar con un adecuado sistema informático que permita la medición de la energía generada por cada generador, como de la energía consumida por cada comprador, sea éste distribuidor o gran usuario, a lo que deberá adicionarse el cálculo de las pérdidas técnicas de energía producidas por su transmisión. La eficiencia en los costos en una industria desintegrada verticalmente, depende necesariamente de la calidad de medición de la energía producida y consumida, que permita poder transar los saldos por diferencias que eventualmente pudieren las partes contratantes cubrir con energía, sea que compraran o vendieran al mercado spot los agentes autorizados para dichas negociaciones, y de esta manera cumplir con los contratos concertados.

Capacidad para contratar: limitaciones

Salvo las restricciones definidas en la Ley 24065 y las establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, los Generadores del MEM podrán suscribir contratos del Mercado a Término con agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios,

Autogeneradores u otros Generadores) o Comercializadores pactando condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes, y contratos de exportación con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un co-generador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM o por contratos de exportación. No podrá suscribir contratos de reserva fría.

Sujetos que no pueden contratar:

Una empresa Generadora del Estado Nacional o una central que es comercializada por una empresa del Estado Nacional no podrá suscribir contratos del Mercado a Término.

I.3.- Caracteres.

Los contratos a término del MEM se caracterizan por ser: consensuales, formales, típicos, conmutativos, onerosos, condicionales, de ejecución continuada.

a) Consensuales. Los contratos a término se perfeccionan por el mero consentimiento de las partes respecto de las prestaciones, pactadas, como de sus modalidades, su formalización no implica la entrega del bien objeto del negocio de compraventa. El título perfecciona al contrato, siendo el modo, la tradición de la energía en el nodo de entrega pactado el que hará nacer el derecho real de propiedad en cabeza del adquirente (distribuidor, gran usuario) que resultará determinado como emergente del título de compraventa a término al producirse las mediciones tanto de entrega de electricidad a la red por el generador, números de contratos pactados con consumidores compradores, deducción de pérdidas

técnicas de acuerdo al sistema argentino de cálculo por nodos (Sistema de Schweppe) y lecturas de consumos en nodos de entrega de los compradores. Esto determinará la energía comprada mediante contratos y la eventual que se compra o vende por el mercado spot.

b) Formales: Los contratos bilaterales concertados entre generadores y consumidores habilitados del MEM, deben ser registrados para su conocimiento público en cuanto a precios que transparenten la información del mercado y permitan a su operador, evaluar su factibilidad económica y técnica para su administración dentro del MEM. Dichos datos e información deberán ser entregados al Organismo Encargado de Despacho (OED), de acuerdo al formato que establezca para ello denominado Formato de Datos de Contratos. A los efectos de agilizar el intercambio de información y su procesamiento, el formato se establecerá en un medio para ingresar directamente al sistema informático.

Los datos a suministrar en el formato que defina el OED deberán incluir:

1. Identificación de las partes y la declaración de que reconocen como válida la información suministrada en el Formato.
2. Plazo de vigencia.
3. Condiciones de renovación y rescisión.
4. Los precios.
5. La información necesaria para su administración, de acuerdo al tipo de contrato y lo que se establece en LOS PROCEDIMIENTOS.⁶⁵

c) Típicos: Los contratos bilaterales del MEM, son típicos pues únicamente pueden negociarse los cumplen los requisitos y restricciones indicados en LOS

PROCEDIMIENTOS. Los contratos bilaterales en el MEM, son contratos, nominados, típicos con una regulación predispuesta, tales como la necesidad de modelizar las curvas de potencia o energía y/ o sus porcentajes contratados, para que el OED, puede integrarlas a su sistema de datos, la normas sobre medición de los consumos, entregas calculadas en nodo de generador y consumidor, pérdidas técnicas calculadas en base a la distancia y factores de conexión entres dichos nodos, lo que en cada caso importa indagar cual es el margen de autonomía de la voluntad de las partes en lo relativo a la libertad de configuración del contrato. Estimo que en principio dicha libertad esta delimitada por el objeto directo inmediato de las prestaciones de las partes, es decir; la cosa y el precio. Los contenidos prestacionales en contratos en red, como se ha considerado en las negociaciones spot, tienen caracteres procesales y sujetos varias cargas de información y deberes de conducta que las partes se deben mutuamente y al sistema en cuanto agentes integrantes de una red, que no sólo prevé sus contrataciones o contrataciones, sino el funcionamiento en el óptimo mayor posible de todo el sistema.

En el mercado interno hay dos grandes categorías de contratos: b.1. Contratos de Abastecimiento o suministro y b.2 Contratos de reserva fría.

d) Conmutativos: las prestaciones que cada parte compromete en el contrato revisten calidad de ciertas y predeterminadas.

e) Onerosos: pues cada parte en el cumplimiento de su prestación sufre un sacrificio económico. El vendedor de entregar la electricidad pacta en el modo y forma establecido en el contrato y vendedor de paga una vez medido su consumo y facturado vía CAMESA el precio en dinero por la electricidad comprada.

⁶⁵ Ésta disposición, contenida en LOS PROCEDIMIENTOS, establece el carácter formal de los contratos de compraventa de electricidad a término.

f) Condicionales: Estos contratos se encuentran sujetos a la condición suspensiva de que se factible su cumplimiento, atento la calidad de contratos que se comercializan y transmiten el producto a través de una o varias redes de transmisión de electricidad que pueden tener restricciones de diversa índole (congestionamiento momentáneo o frecuente de alguna de ellas, salida de funcionamiento de una central necesaria para el aprovisionamiento del área etc). Las partes al convenir un contrato deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el vendedor en un contrato sólo se referirá a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente comprador. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Mercado. La condición a que se someten estos contratos es suspensiva es decir el derecho nace si el hecho condicional incierto y futuro se cumple pero como dijimos al tratar en el capítulo anterior de las contrataciones spot, no se aplican en el Mercado eléctrico la regla de la indivisibilidad de la condición que hace que el cumplimiento parcial de la misma implique su nulidad, en el caso eléctrico los cumplimiento parciales condicionales perfeccionan las transacciones hasta los monto electricidad y precio pactados, por los contratos y los eventuales déficits son negociados y prestados por el mercado spot, al precio de este mercado en las fracciones horarias en que los contratos no resultaron cumplidos.

g) Contratos venta de cosa futura y de ejecución continuada: son contratos de futuros, pues si bien las prestaciones contractuales opera en tiempo real , su medición y liquidación para poder determinar que porción, o la totalidad del contrato se cumplió de acuerdo a las curvas prestacionales pactadas y modelizadas por la base de datos de la OED, y siendo el caso que las mediciones se practican de a diario, pero se formalizan y facturan en forma mensual la

determinación de las prestaciones ciertas, y consecuentemente conmutativas se traslada al momento de la liquidación y facturación. En el caso que nos ocupa considero nos encontramos, en lo que la doctrina ha considerado como la hipótesis de cosa futura, que se produce en contratos de abastecimiento a término que cuentan con el respaldo de la existencia de la cosa principal; en este caso la planta de generación del vendedor, o del compromiso que sobre una de ellas tenga un comercializador. Es decir existe la cosa principal, y por la denuncia de contratos que los vendedores deben hacer al O.E.D existe la reserva de potencia para su producción, descontados aún los consumos propios de potencia de la planta, pero los accesorios energía y potencia contratada están sujetos a la efectiva producción y tradición conforme a la curva de carga representativa del contrato. El tema que trato, de acuerdo a las condiciones del sistema eléctrico, en el que como se analizó al estudiar el enfoque metodológico de la investigación por la teoría de sistemas; donde advierto la importancia de la consideración del dato empírico de que el sistema eléctrico, visto como una generalidad, tiene en realidad la complejidad de ser asumidos por tres subsistemas a saber : a) el subsistema de la ingeniería eléctrica con sus propios actos, normas y procesos, vgr.; la no acumulación de la electricidad, la pérdida de electricidad por dispersión térmica en la transmisión, la imposibilidad de previsión de la dirección y magnitud de una n cantidad de electricidad inyectada en un nodo respecto de hacia donde y en que cantidad se dirigirá, dado los condicionamientos que explican las leyes de Kirchhoff; b) el subsistema económico, que estudia los costes de producción según los recursos de energías primarias de que dispone un país, que determina en definitiva sus escenarios de producción al menor coste, la optimización de costes y beneficios marginales, los medios de pago que permiten que el sistema no colapse, por ejemplo las garantías autoliquidables que se establecen mediante seguros o avales a los consumidores que participan como agentes del mercado, etc. y c) el subsistema eléctrico que estudia los modos o marcos legales que permiten la negociaciones contractuales, conectadas a los condicionantes, ruidos de los anteriores, pero

solucionando dichas cuestiones o problema de acuerdo a propios, actos, normas y procesos. Es decir cada uno de estos subsistemas produce sus propios actos, normas y procesos y a su turno sufre los “ ruidos” de los medios envolventes que emergen o condicionan los otros sistemas, en una serie de mutuos condicionamientos. Lo analizado, a la luz de la doctrina clásica, impone hacerse cargo de las peculiaridades que presenta en el mercado eléctrico la compraventa de cosa futura y los negocios condicionales⁶⁶

⁶⁶ LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando Justo: **Teoría de los Contratos** Parte Especial Tomo I, Ed. Zavallía, Buenos Aires 1998, pág. 125, quien formula certeras distinciones, a fin de poder cuando están afectadas por una condición y cuando se trata de negocios aleatorios. Son variados los problemas que se presentan en materia de compraventa de cosas futuras. El primero: indagar que es una cosa futura, seguimos a este autor en su caracterización de las cosas futuras, quien señala las siguientes hipótesis: Si el vendedor promete entregar la cría que el año venidero tenga su yegua aún no preñada o los frutos de un árbol que todavía no está en flor, o la cosecha de la plantación que verificará en su inmueble, hay venta de cosa futura que presenta las siguientes características comunes: 1) que la cosa o pluralidad de cosas no existe en modo alguno físicamente, 2) que por lo tanto no está jurídicamente en su patrimonio, 3) que está jurídicamente en su patrimonio la cosa principal que la producirá y cuarta que aún cuando esté en manos del vendedor impedir la existencia futura, o coadyuvar a ella de algún modo, la concreción de la existencia no depende, exclusivamente ni de su voluntad, ni siquiera de su actividad, pues actúan fuerzas naturaleza en un grado de relativa imprevisibilidad como acontecimientos inciertos.

a) Pero agudamente presenta hipótesis que ayudan a la precisión de la calidad de la cosa objeto del contrato de abastecimiento, así dice puede ser que la yegua ya esté preñada, el árbol en flor, o incluso con frutos pero no maduros, estas cosas con parecerse a las anteriores tienen a su vez diferencias notables, aquí son cosas que existen, pero no en el estado que se prevé para el futuro, por que existen ya están en el patrimonio del vendedor, pero no son objeto de derechos independientes de la cosa principal, aun trata el supuesto de las cosas ya existentes y en estado de madurez y requiriendo solo su separación, que son las que está dentro del concepto de cosas muebles futuras del art.2376 del Código Civil.

b) En cuanto a un concepto de cosas futuras, son aquellas que los contratantes prevén, con un cierto grado de incertidumbre, incorporado al contrato, que existirán físicamente al momento de su ejecución. En todo supuesto de venta de cosa futura existe la incertidumbre de la existencia de la cosa, de la incierta separación futura, de su captación. Esta incertidumbre se encuentra incorporada al contrato, convirtiéndolo según los casos en condicional o aleatorio que es lo que corresponde indagar en el caso del contrato de compraventa de electricidad. En otro tipo de compraventa del resultado del acontecimiento incierto y futuro dependerá la existencia o no del contrato, lo que lo configura al contrato como condicional. Y es aleatorio cuando no depende la existencia del contrato sino la prestación del vendedor. Es decir que cuando las partes quieren que el cambio previsto gobierne el contrato, de tal manera que si no se produce nada, nada deba el vendedor al comprador, y si se produce deban uno y otro. La venta es “res sperata” es decir venta de cosa esperada. Estos contratos se encuentran sujetos al hecho de que el cambio llegue a producirse. Media por lo tanto una venta condicional, en donde si la condición se cumple, en el caso de compraventa de electricidad, la energía se produce el contrato queda firme; en tanto

Ahora bien analizando la aplicación de las normas comentadas respecto del contrato de abastecimiento, si bien por el mismo se venden cosas futuras, las consecuencias jurídicas difieren, de una parte los contratos son condicionales, pero la inexistencia de la cosa en cabeza del vendedor no exime a este de la compra de lo convenido en el mercado spot, dada la calidad de la prestación cual es la de dar cantidades de cosas.

Esta disposición de los procedimientos condice en algún modo con lo que dispone el art. 467 del Código de Comercio, que en su primera parte habilita ante el incumplimiento del vendedor al comprador o a que resuelva el contrato lo que no esta habilitado en el caso de la compraventa de energía, pero habilita también al comprador a comprar en la plaza por cuenta de vendedor, una cantidad igual de los mismos objetos, lo que en el sistema eléctrico se produce por el mandato implícito, que surge de la propia autorización como agente y sometimiento a los procedimientos que regulan el mercado, por el cual el comprador será provisionado de la energía o potencia faltante al generador por el contrato a término en el intervalo horario del déficit, por el mercado spot, liquidándose en cabeza del comprador dicha energía suministrada por el spot, al valor del precio del contrato y pagando el generador su compra al spot para satisfacer el contrato con el comprador al precio del spot por la energía o potencia no suministrada.

que si la condición no se cumple el contrato queda aniquilado, de manera que ni el vendedor debe entregar la cosa, ni el comprador pagar el precio. En este caso es necesario destacar el apartamiento de la regla de indivisibilidad de la condición de los contratos en materia del mercado eléctrico, el contrato se entiende cumplido y produce efectos hasta el monto de la producción que deviene en prestación cierta y cubierta por el contrato, la restante o la proveerá el mercado spot, o en caso de faltantes dará lugar a las penalidades por la fracción de prestación incumplida si es producto de déficits del generador en su planta y eventualmente por las restricciones de las transmisión si se pactaron expresas penalidades Habrá contrato aleatorio lo que no ocurre en el mercado eléctrico, cuando las partes convienen que el cambio esperado gobierne solo unilateralmente el contrato, por lo que aún en caso de incumplimiento de la prestación o su imposibilidad, debe el comprador pagar el precio En este caso la venta es de spes, de esperanza y configura al contrato como aleatorio; ya que la condición no domina todo el negocio, sino exclusivamente la obligación del vendedor. En la emptio spei el comprador

La solución del segundo párrafo del art 467 del Código de Comercio, resulta de aplicación a estos contratos, pues si la falta de entrega de la energía o potencia prometida, se debe a la imposibilidad de su cumplimiento por una restricción de transporte, y no se hubiese pactado garantía efectiva de suministro en expresas disposiciones del contrato, tal hecho hace cesar la responsabilidad del vendedor, con la salvedad de que tal incumplimiento no imputable al vendedor y no amparado por una garantía de efectiva prestación pese a la restricción, no permite la aplicación de la rescisión contractual que prevé este artículo, pues la optimización de los costes de transacción y la garantía de aprovisionamiento del submercado spot, permite el cumplimiento prestacional, por un tercero o es más n número de terceros, a quienes se abonara sus excedentes a valor spot.

Establecido que el sistema eléctrico supone la existencia de una multiplicidad de redes de transmisión que se interconectan y analizando al mismo tiempo el juego entrelazado que se produce entre los submercados a término y spot, resulta esencial para la optimización y eficiencia de sus costes contar con sistemas informáticos que permitan con la mayor claridad y transparencia poder determinar, tanto las lecturas de mediciones de generación como de consumo; lo que permitirá la adecuada y correcta liquidación y facturación de la energía administrada por el OED, sea por contratos a término o por energía contratada en el spot

Es decir dada la interacción estrecha entre el mercado de las pluricontrataciones que administra el OED y el de los contratos a término, en especial por las características propias del sistema eléctrico donde no se puede almacenar el producto y es necesario mantener una tensión y frecuencia a fin de que el sistema mantenga en cada fracción de tiempo su equilibrio; las necesidades propias del objeto sistémico, condicionan los negocios jurídicos posibles. Así el generador

debe el precio en su totalidad aunque la cosa no llegue a existir, salvo que la existencia de la cosa se deba a culpa del vendedor (art.1494 del Código Civil).

que no tiene o no produce la energía contratada, debe comprar la misma al mercado spot para el cumplimiento del contrato.

En el caso hay que distinguir varias situaciones que, dada su conexidad deben ser objeto de análisis:

a) En primer lugar, dada la complejidad del sistema donde la transmisión de la electricidad se realiza mediante redes y que las mismas son propiedad terceros, distintos de los productores y compradores, los procedimientos disponen en forma expresa que en materia de contratos a término, la única garantía de producción de la cosa futura por el generador, la constituye la propia capacidad de generación del productor y no asegura la efectiva transmisión; salvo que se haya expresamente pactado en el contrato, penalidades aún en el supuesto de fallas por restricciones de la red, donde es lógico que para asegurar el cumplimiento de la prestación, se contratará un contrato de reserva fría, sea que lo contrato el productor o el comprador.

b) Lo comentado, establece cargas informativas tanto en cabeza del vendedor como del comprador, respecto de la calidad del vínculo de transporte que les une.

c) El hecho de que la garantía de suministro del generador se entienda cumplida en cuanto este acredite su capacidad de generación para cumplir el o los contratos que concierte con compradores, tal circunstancia crea el deber al OED de auditar tal capacidad.

d) Los contratos del mercado a término, pese a contener prestaciones de venta de cosa futura, son conmutativos, ya que se pagan las prestaciones efectivamente cumplidas y, aún en el eventual supuesto de déficits del generador vendedor, que por restricciones del spot no puedan ser prestadas a los consumidores, estos pagan a valor de contrato las prestaciones efectivamente cumplidas, y los vendedores según las penalidades pactadas deberán la energía no suministrada del contrato, siempre cuando sea a consecuencia de falla de su capacidad y de restricciones a la transmisión si así se hubiera pactado expresamente.

I.4.- Obligaciones de los contratantes respecto del OED.

a) El suministro al OED de la información de un contrato, incluyendo el Formato de Datos de Contratos, es obligación de la parte vendedora de tratarse de un contrato interno o de la parte local de tratarse de un contrato externo.

b) El pago de los servicios de transporte integra la libertad de configuración contractual de las partes, en los contratos a término en el Mercado Eléctrico Argentino, es decir los contratos internos, no así en los externos (de importación y exportación) Las partes contractuales pueden pactar en el contrato, el modo en que una o ambas asumirá el pago de los servicios de Transporte. En el caso de que no suministren esta información se aplicarán los criterios y metodologías generales de LOS PROCEDIMIENTOS. Es decir cada parte pagará sus servicios de transporte desde su nodo de conexión al SADI y hasta el nodo de Mercado (Ezeiza), caso vendedor y el comprador desde allí hasta su nodo de interconexión.⁶⁷

I.5.- Autorización de los contratos por el OED.

Al recibir la información de un contrato a través del Formato de Datos de Contratos, el OED debe verificar el cumplimiento de los requisitos vigentes para su autorización como contrato perteneciente al Mercado a Término, de acuerdo a lo que establecen LOS PROCEDIMIENTOS.

⁶⁷ La transacción contractual de energía y/o potencia se realiza en un punto, denominado nodo de referencia para el Transporte con un precio definido en ese punto. El nodo de referencia del Transporte es el nodo Mercado, salvo para contratos de importación o exportación en que es el correspondiente nodo frontera. El precio se acuerda en dicho punto, nodo de referencia para el Transporte. El vendedor se hace cargo del servicio de transporte para llevar su energía hasta el nodo de referencia para el Transporte, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que entrega al contrato en su nodo y paga sus cargos fijos. El comprador se hace cargo del servicio de Transporte para llevar la energía del nodo de referencia para el Transporte hasta su nodo de compra, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que recibe del contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.

a) El OED debe notificar la autorización o rechazo de un contrato a la parte que requirió su autorización. En caso de verificar el OED que la información suministrada para un contrato es incorrecta o que se vulnera alguna restricción o requisito establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, notificará que el contrato no se acepta como perteneciente al Mercado a Término, indicando el motivo que lo justifica.⁶⁸

b) Si el Formato fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS y para la fecha de entrada en vigencia el OED no ha notificado su rechazo, el OED y las partes deberán considerar que el contrato tiene una autorización condicional y, a los efectos de su administración en el MEM, recibirá el mismo tratamiento que un contrato autorizado como perteneciente al Mercado a Término. Si con posterioridad el OED informa su rechazo, con el motivo que lo justifica, el contrato se considera que se mantiene vigente hasta:

TREINTA (30) días después a la fecha en que se informó el rechazo de tratarse de un Contrato de Abastecimiento;

SIETE (7) días después a la fecha en que se informó el rechazo de tratarse de un Contrato de Reserva Fría.

Si el Formato no fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS, no podrá entrar en vigencia hasta que el OED notifique su autorización como perteneciente al Mercado a Término.

⁶⁸ Esta potestad de CAMMESA, no surge de su calidad de mandataria o comisionista que le asigna la reglamentación constituye en mi criterio una delegación de un cometido público de policía por la Secretaría de Energía, cuyo título jurídico está contenido en la Resolución aprobatoria de los Procedimientos, que le habilita a verificar la corrección de la información, como también la eventualidad de que lo acordado por las partes vulnere alguna restricción o requisito establecido en los procedimientos.

c) Carga informativa de rescisiones contractuales : de rescindirse un contrato, será obligación de la parte vendedora de tratarse de un contrato interno o de la parte local de tratarse de un contrato externo notificar inmediatamente al OED. Dicha rescisión será tenida en cuenta en el cálculo de las transacciones económicas dentro del MEM a partir del primer día hábil posterior a la notificación de su cancelación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá adjuntar un listado de los contratos previstos vigentes. En el Informe Mensual el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o se hayan modificado en el mes. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o finalizado o han sido modificados en la semana programada.

d) Vinculación con el MEM:

e.1. En caso que, dado los puntos de entrada/salida al MEM de las partes, un contrato del Mercado a Término requiera el uso de un Sistema de Distribución, deberá convenir con el correspondiente Distribuidor el costo del transporte por el uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso establecido en la Ley N° 24.065. Los Distribuidores del MEM deberán comprometer el libre acceso, pero no gratuito, a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El agente o Comercializador que requiera la prestación por parte de un Distribuidor de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) para vender o comprar a un tercero mediante contratos del Mercado a Término, presentará su solicitud al Distribuidor correspondiente. Dentro de un plazo de QUINCE (15) días las partes deberán llegar a un acuerdo sobre las condiciones técnico - económicas por el uso de sus instalaciones de

Distribución para transportar la energía contratada. En caso de no llegar a un acuerdo dentro del plazo indicado sobre las condiciones de uso o la tarifa correspondiente, se deberá recurrir a la SECRETARIA DE ENERGIA quien, dentro de los QUINCE (15) días, determinará las condiciones de prestación del servicio teniendo como objetivo fundamental garantizar el libre acceso al MEM.⁶⁹

e.2. Mensualmente el cargo variable del Transporte correspondiente a un contrato será calculado por el OED en base a la energía y/o potencia efectivamente entregada, y la energía y/o potencia efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato, y afectándola de los precios correspondientes para cada uno de los nodos de recepción y de entrega.

Para los contratos internos que establezcan un criterio de asignación de costos del servicio de Transporte, en las transacciones económicas del MEM el OED deberá tenerlo en cuenta y asignar a cada parte del contrato los cargos de Transporte que correspondan. En consecuencia al suscribir un contrato, ambas partes conocerán el nivel de costos que representará el Transporte.

I.6.- Requisitos específicos para la contratación de grandes usuarios.

Para realizar contratos a término en el MEM, Los Grandes Usuarios deberán cumplir los siguientes requisitos :

⁶⁹ La Resolución 29/95 de la Secretaría de Energía establece en caso de no llegar a precios negociados por la FTT (Función Técnica de Transporte) que el pago se efectuará conforme a los precios vigentes en las contrataciones que prevén los contratos de Concesión de Edenor y Edusur, debidamente actualizados.

a) En caso de ser un Gran usuario Mayor (GUMA), deberá acreditar al comienzo de cada mes, contratos que cubran por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista.^{70*}

b) Un Gran usuario menor (GUME) debe acreditar contratos de duración de uno o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

c) GUPA: Deberá contar con contratos de duración de dos o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

Necesidad de asegurar la cobertura de sus contratos mediante garantías autoliquidables.

Cada Gran Usuario que no tenga el CIEN (100) % de su demanda prevista cubierta con contratos deberá mantener un depósito de garantía por la parte de su demanda no cubierta por contratos, como respaldo de sus posibles deudas en el Mercado spot. Esta garantía estará afectada a cubrir los incumplimientos de obligaciones de pago contraídas por un GUMA en el Mercado spot o servicios del MEM.

Junto con la Programación Estacional(seis meses) o Trimestral el OED deberá calcular el monto de la garantía que corresponde a cada GUMA multiplicando la demanda prevista no cubierta por contratos en el siguiente Período Trimestral por el precio medio de la energía previsto en el Mercado para el semestre para una probabilidad del CINCUENTA (50) % (PMEST50) para la Programación Estacional o Trimestral vigente.

⁷⁰ El GUMA puede realizar contratos mensuales a diferencia de los grandes usuarios menores gupas y distribuidores cuyos plazos contractuales no pueden ser inferiores a dos períodos estacionales(un año).

El Depósito de garantía de un GUMA puede hacerse en alguna de las siguientes formas:

- * dinero en efectivo
- * carta de crédito "stand by" irrevocable otorgada por un Banco de primera línea
- * seguro de caución pagadero a primer requerimiento, configurándose el siniestro por la intimación de pago al GUMA incumplida por éste.

Al presentar al OED un GUMA un contrato para su autorización, deberá incluir documentación que avale el correspondiente depósito de garantía por la parte de su demanda prevista no cubierta por contratos para los siguientes TRES (3) meses valorizada al correspondiente precio estacional para probabilidad CINCUENTA (50) % (PMEST50).

Un GUMA puede en cualquier momento incrementar sus aportes a su depósito de garantía para avalar la finalización de alguno de sus contratos.

Al finalizar cada contrato en que la parte compradora sea un GUMA, el OED deberá informar al GUMA el nuevo monto que resulta para su depósito de garantía considerando su energía prevista no cubierta por contratos para los siguientes TRES (3) meses valorizada al correspondiente precio estacional para probabilidad CINCUENTA (50) % (PMEST50). Dentro de los siguientes QUINCE (15) días hábiles el GUMA deberá integrar en su depósito de garantía el monto faltante para completar su depósito de garantía o presentar un nuevo contrato para su autorización. Antes de que finalice el plazo indicado, si el GUMA no presentó un nuevo contrato, deberá suministrar al OED la documentación que avala que cuenta con el monto requerido en su depósito de garantía.

El GUMA que deja de pertenecer al MEM deberá mantener vigente su depósito de garantía en tanto no se finalice el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes en que el GUMA perteneció al MEM y previo descuento, de corresponder, de los recargos e intereses correspondientes.

Cuando un GUMA incumpla sus pagos en las transacciones económicas del MEM, el OED debe utilizar su depósito de garantía para cubrir la deuda impaga, que incluye los recargos e intereses correspondientes. Si el monto en dicho depósito es suficiente para cubrir la totalidad de la deuda, el OED debe retirar el total del monto adeudado. Por el contrario, de resultar insuficiente, el OED debe retirar la totalidad del depósito, resultando el GUMA deudor del MEM por el faltante.

En caso de ser afectado el depósito de garantía parcial o totalmente para pagar su deuda con el MEM, el GUMA deberá dentro de un plazo no mayor que TREINTA (30) días completar en su depósito de garantía los fondos retirados.

En caso que un GUMA no cuente con el depósito de garantía requerido o, luego del uso de dicha garantía para pagar su saldo deudor en el MEM, no repone el fondo retirado dentro de los plazos indicados, el OED debe considerar que la empresa pierde automáticamente su habilitación como GUMA y notificar la situación a la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

II.- Clasificación de los contratos.

Los contratos del Mercado a términos del MEM pueden clasificarse en dos grandes subclases, pudiendo preverse una distinción secundaria: entre contratos primarios y secundarios (por ejemplo negocios de futuro).

a) **contratos internos:** en que las partes son agentes del Mercado Eléctrico Argentino (MEM).

b)**contratos externos:** entre agentes del MEM y empresas de un país interconectado.(contratos de importación y exportación)

A) **Contratos internos:** cuya concertación y ejecución se produce en el MEM, nos permiten distinguir dos clasificaciones importantes:

1. Contratos de compraventa de electricidad, nominados de Abastecimiento, que pueden tener por objetos prestacionales directos: energía o potencia o ambas.

2. Contratos de reserva fría, que configuran contratos accesorios de garantía de contratos de abastecimiento y permiten al comprador asegurar por medio de ellos, los eventuales déficits de aprovisionamiento del generador o comercializador. Sus objetos prestacionales directos son reserva de energía y/o potencia, y pueden ser contratados, tanto por el vendedor (generador, comercializador) como el consumidor (distribuidor, GUMA. GUME o GUPA)

B.- Contratos externos:

Estos contratos vinculan a agentes del MEM con agentes sean productores o compradores de energía y potencia de otros países, generando contratos de importación y exportación de energía. Es decir, empresas de otros países pueden realizar contratos en el Mercado a Terminó con agentes y Comercializadores del MEM; y su vez, los agentes y Comercializadores del MEM pueden contratar en el Mercado a Terminó con empresas de otros países. Las condiciones, requisitos y funcionamiento de estos contratos se debe ajustar a lo indicado en el **Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS**, cuyo comentario desarrollo se hace en este capítulo.

III.- Mercado Interno:

III.1.- Contratos de abastecimiento.

III.1.1.- Noción. Naturaleza jurídica.

Los contratos tipificados como de abastecimiento configuran compraventas de electricidad, donde el vendedor, sea generador o comercializador se obliga a cubrir una demanda de energía y/ o potencia, de acuerdo a diversos modos prestacionales, durante del período de vigencia del contrato.

Las notas previas permiten definir a estos contratos del siguiente modo:

El contrato de abastecimiento, en cualquiera de sus modalidades implica una compraventa de electricidad en el mercado a término, por la cual la parte vendedora se obliga a entregar al comprador una curva de energía por intervalo spot, sea que su prestación la cumpla con su propia generación o por compras realizadas en el mercado spot, y el comprador se obliga a pagar al vendedor en dinero en efectivo la contraprestación por la potencia y la energía contratada.

La prestación del vendedor debe ser siempre efectuada del modo que sea administrable en el MEM, es decir que antes del comienzo de cada intervalo spot el OED pueda determinar el intercambio contractual previsto y al finalizar cada intervalo spot pueda determinar el intercambio real.

La compraventa de electricidad, tiene peculiaridades propias del sistema eléctrico, que obligan a la administración del contrato por el OED (imposibilidad de almacenamiento, restricción o congestión de redes, que impidan el cumplimiento total o parcial de las prestaciones mediante el contrato concertado etc) .En razón de las limitaciones inherentes al sistema y mercado que comento, es vital el control de la ejecución de todas las operaciones en tiempo real a través e un despacho centralizado (Despacho de Cargas del Sistema) situado en el nodo mercado o nodo Ezeiza, que gestiona la coberturas reales de ofertas y demandas, las que pueden divergir y de hecho así sucede con las prestaciones pactadas.

En el caso de ser menor la producción del generador a la contratada en un intervalo spot, que es de una hora, el sistema por intermedio del OED proveerá el faltante y/ o eventualmente el total de la prestación comprometida, pero en este caso el generador- vendedor deberá por su faltante o por toda la prestación faltante en caso de no haber sido despachado comprar la energía del contrato en el mercado spot, al precio de mercado, que puede ser mayor o inferior a su precio de producción.

El mercado eléctrico como se estableció es un mercado cerrado; que dada su calidad sistemática el OED debe ser provisto por las partes contratantes, a más de los propios datos estacionales de aquel de la información que permita la gestión de todas las operaciones y escenarios factibles, para que se pueda cubrir satisfactoriamente las operaciones en tiempo real. Es por esta razón que las partes que contratan contratos a término, tiene la obligación de informar los volúmenes contratados, diseñando su curva de contratación, para que ésta se incorpore al sistema informático y pueda ser modelizada y sistematizada, con el resto de la información.

El vendedor podrá respaldar su abastecimiento a uno o varios compradores, mediante contratos de reserva fría que le permitan asegurar la fiabilidad del aprovisionamiento, o en su defecto en caso de faltantes de generación recurrir Mercado spot, para la compra de la energía y potencia faltante, sujeto a la condición de la existencia de excedentes.

En las disposiciones sobre Contratos de Abastecimiento toda referencia al Generador o agente Productor se refiere al vendedor dentro del contrato y tal vendedor puede ser un Generador o un Cogenerador o un Autogenerador en su función de productor o un Comercializador que comercialice generación, salvo que se indique en forma explícita condiciones específicas para alguno de ellos en particular. A su vez, toda referencia al Distribuidor o Gran Usuario o agente consumidor debe entenderse aplicable al comprador dentro del contrato y tal

comprador puede ser un Distribuidor o un Gran Usuario o un Autogenerador en su función de consumidor o un Comercializador que comercialice demanda, salvo que se indique explícitamente condiciones específicas para alguno de ellos en particular.

De igual modo la parte compradora, que es quien asume la obligación de pagar por la energía y potencia contratada independientemente de que la requiera o no. En caso de no requerirla, la potencia y/o energía, la parte compradora tenga la disponibilidad necesaria, adquiere el derecho de vender sobrantes de energía en el Mercado spot y tomar como un crédito el Cargo por Potencia despachada que pague al MEM la parte vendedora por el contrato.

III.1.2.- El consentimiento.

En este tipo de contratos, el consentimiento debe versar sobre la naturaleza del contrato, la cosa y el precio.

Los contratantes en forma previa, al ingresar como agentes del MEM han adherido al cumplimiento de las normas que permiten el funcionamiento del sistema, entre ellas el reconocimiento de que los contratos se administran por el OED y que las partes están habilitadas a cubrir sus faltantes de electricidad (vendedor) y vender sobrantes de energía (comprador) a la bolsa común: el mercado spot, que es donde se gestiona o al menos se trata de lograr el equilibrio de las oferta y demanda minuto a minuto.⁷¹

⁷¹ HUNT & SHUTTLEWORTH, ob. cit. chapter 12, pages 135/66. "The Imbalances must be settled as if werw instantaneous spot transactions, ie. sales electricity arragned at (infinitesimally) short notice, for inmediate delivery.Each trader who is deficient in generation has to make up the contract sales volumes with a purchase from somo other generator.Each trader who has surplus generation has to be able to sell to someone else.It is physically impossible for these trades to be arranged at the time, ono by one. Traders cannot therefore be made responsible for arranging their own purchases and sales beyond a certain deadline (e.g an hour in advance). Intead last-minute (or rather last second) transactions are normally by the dispatcher and accounts are settled after delivery has taken place, by a Market Operator (MO) acting in accordance with some joint agreement amongo the players. In tihs respect, electricity

Como ya se expresara, existe una profunda interacción entre los mercados. El mercado de los contratos a término está íntimamente vinculado a las contrataciones que se desarrollan en el spot y que son administradas conjuntamente por el OED.

III.1.3.- Objeto del contrato.

El objeto del contrato, como el de todo contrato de compraventa se integra por las prestaciones del vendedor - obligación de entrega de la cosa- y del comprador- pago del precio pactado -.

Trataremos primero la prestación del comprador y partiremos de la disposición del Código Civil que en el artículo 1333, primer precepto, que establece que no habrá cosa vendida cuando las partes no la determinasen o no estableciesen datos para determinarla.

En este caso la prestación a cargo del vendedor consiste en dar cantidades de cosas fungibles en principio, estableciendo los procedimientos a título o modo de ejemplo, fórmulas para la determinación de la cosa que se desarrollarán seguidamente.

Más la determinación del objeto en este contrato requiere de precisiones, al despacharse la energía desde un sistema centralizado de despacho, la energía producida por los generadores de suyo fungible y no factible por las leyes físicas de la transmisión de la electricidad de precisión hacia donde han sido destinadas por la red o redes, exige contar con un sistema de medición de volúmenes de electricidad inyectados y retirados por vendedores y compradores que permitan la calidad conmutativa de los contratos, es decir la determinación de las prestaciones nucleares del contrato: determinación de la cosa o bien (

markets differ form most other spot and contract markets (although comparable restrictions apply to gas markets wich use pipeline networks)...see page 137 ss.

electricidad) que constituye la prestación del vendedor, para que nazca de la contraprestación del comprador, pago del precio. Las posibilidades de determinación de las prestaciones, la producen sistemas de medición de la energía y potencia mediante medidores situados en los nodos de ingreso de cada agente sea vendedor o comprador del MEM, que permiten las lecturas de producción y consumo reales

La garantía del suministro en los contratos a término se establece en principio, salvo cláusula en contrario considerando la garantía de potencia y energía con que cuenta el vendedor para aprovisionar el contrato, es decir no se extiende, a la eventualidad de restricciones producidas por el transporte .

Es por ello como se analizará en caso de pactarse penalidades por déficits en la provisión, donde el vendedor asuma las provenientes de las restricciones del transporte le convendrá contratar con un generador situado en el área del comprador contratos de reserva fría que aseguren el cumplimiento de la prestación.

III.1.4.- Modalidades.

Los procedimientos a modo de ejemplo, indican algunos tipos de compromisos de abastecimiento que se pueden establecer⁷²:

⁷² MEJÍA ARAVENA, Rigoberto: Working Paper, el autor integra el cuadro gerencial de la empresa generadora Perez Companc S.A propietaria entre otras de GENELBA “La Resolución 549/99 permite contratos de suministro flexibles en el MEM, en cantidad y precio acordados libremente entre las partes, entre las paciones posibles de contratación , varias de las que se consideran en el texto y otras, pueden citarse: volumen fijo y forma de curva fija –solución típica del contrato enb Ezeiza-, demanda leída es decir contratar toda la curva de la demanda, volumen fijo y forma de curva variable, volumen variable y forma decurva fija , volumen variable y forma de curva variable, precio variable, forma decurva de carga variable en función de la temperatura pormedio del distribuidor –wheather contract-, forma decurva de carga variable en función del precio del pool- opción para aumentar el volumen contratado, forma de curva de carga variable en función del número de clientes del distribuidor, contratos entre diferentes barras del sistema incorporando condiciones de riesgos etc.”

a) Una curva por intervalo spot a abastecer durante la vigencia del contrato, expresada como valores de potencia por intervalo spot (PABAST). En este caso de ser el comprador un Distribuidor la potencia media comprometida por banda horaria para días hábiles no podrá ser inferior a la media comprometida para la misma banda horaria en días sábado o días domingos o días feriados.⁷³

b) Un compromiso de abastecimiento durante la vigencia del contrato, expresado como un porcentaje por banda horaria “b” de la demanda (real o prevista) por intervalo spot (%PABAST). Dicho porcentaje puede estar definido como variando durante la vigencia del contrato pero, de ser el comprador un Distribuidor, para una misma banda horaria puede ser distinto entre un Período Trimestral y otro pero no dentro de un mismo Período Trimestral.

c) Un compromiso de abastecer toda la demanda (real o prevista) no contratada de un agente consumidor, o sea toda su demanda de no tener ningún otro contrato de abastecimiento o, de contar con contratos previos, la demanda restante luego de descontar a su demanda total la cubierta por sus otros contratos de abastecimiento.⁷⁴

⁷³ Para los contratos que fijan el compromiso indicando la potencia por intervalo Spot a abastecer la curva de carga representativa se calculará con la potencia por intervalo Spot indicada en el contrato (PABASTh). El compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" resulta en este caso dado por la siguiente curva de carga representativa: $PCONTmdhkj = PABASTmdhkj$

⁷⁴ Para cada contrato en que el compromiso está referido a la demanda real, el OED calculará dos curvas de carga representativas, por no poder conocerse el valor de demanda hasta que la misma se registre. La curva de carga representativa prevista: Para la programación, el despacho y el cálculo de las restricciones programadas a la demanda, el OED debe considerar la curva de carga representativa prevista utilizando la demanda prevista que corresponda: para la Programación Estacional la demanda prevista en la Base de Datos Estacional, para la Programación Semanal la demanda prevista utilizada en dicha programación, y para el despacho y redespacho diario, la demanda prevista utilizada en dicho despacho. La curva de carga representativa real: En la operación en tiempo real y el cálculo de las transacciones económicas, el OED debe considerar la curva de carga representativa real calculada con la demanda real, entendiéndose como tal la registrada salvo existir una condición de restricción programada al abastecimiento en que se considera la demanda registrada más las restricciones previstas

d) Un compromiso de entrega de energía condicional, variable en función de las condiciones que se registren. En particular, podrá establecer un compromiso interrumpible en condiciones establecidas. En este caso, para ser administrable deberá informar al OED las condiciones en que se aplica la interrumpibilidad.⁷⁵

III.1.5.- Modalidades prestacionales que las partes pueden asumir respecto de los costos de transporte y otros servicios complementarios.

Adicionalmente, el Contrato podrá establecer:

a) Un compromiso de la parte vendedora de hacerse cargo de un porcentaje (que podrá ser el CIEN POR CIENTO (100%)) de los Cargos por Reserva y/o Cargos por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

b) Un compromiso por parte del vendedor de saldar todas las transacciones económicas que realiza el comprador con el OED y las de peaje con el Distribuidor. En este caso, todas las facturas que resultan para la parte compradora se enviarán a la parte vendedora, actuando esta última como mandataria de la primera.

III.1.6.- Circunstancias del contrato

a) Plazos.

programadas. De este modo, la curva de carga representativa real queda definida en cada intervalo Spot con el resultado de la operación real realizada.

⁷⁵ Un Gran Usuario puede acordar un contrato de abastecimiento que cubra la parte interrumpible de su demanda si el mismo incluye una cláusula de que prevea dicha interrupción y que representa por lo menos la potencia ofertada al MEM como interrumpible. La cláusula debe indicar : a) la identificación de que se trata de un contrato con interrumpibilidad; b) la o las condiciones en que se habilita la interrupción ; su magnitud que ha de ser definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato o como una cantidad fija de potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato. Esta condición debe expresarse en forma clara y permitir su verificación por el OED con la suficiente anticipación para poder programar su aplicación.

El período de vigencia de un Contrato de Abastecimiento debe ser definido por un plazo de uno o más meses calendarios, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso, dado su impacto en el Fondo de Estabilización y en las tarifas minoristas, deberán acordarse por uno o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que QUINCE (15) días hábiles a su entrada en vigencia, excepto para los contratos en que la parte compradora es un Distribuidor que corresponden los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Estacional o Reprogramación Estacional.

b) Cargas informativas de las partes

La parte responsable deberá informar al OED la información requerida para la administración en el MEM de cada contrato de abastecimiento que se acuerde así como cualquier modificación a la misma, dentro de los plazos estipulados en el MEM.

La información a suministrar para la administración de un Contrato de Abastecimiento será como mínimo:

- 1.-Identificación de las partes, indicando que la parte compradora avala la validez de la información presentada.
- 2.- Período de vigencia y condiciones de renovación y de rescisión.
- 3.- El compromiso de demanda a abastecer.

4.- Los precios (valores o fórmulas) para la energía y para la potencia en el punto de entrega comprometido por la parte vendedora, que podrán variar a lo largo del período de vigencia.

5.- Tipo de compromisos de garantía de suministro, de existir, y en dicho caso las penalidades a aplicar de no abastecer la energía comprometida y contratada como no interrumpible.

6. En caso de pactarse cláusulas de interrumpibilidad transitoria de las prestaciones, condiciones de interrumpibilidad transitoria acordadas.

7.-Cuando corresponda, compromisos de cubrir un porcentaje del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

III.1.7.- Datos sistemáticos del Operador del Despacho OED

a) En la Programación Estacional, el OED deberá adjuntar, con el listado de los Contratos de Abastecimiento, la energía y/o potencia comprometida por cada agente Productor y cada Comercializador, y la demanda cubierta de cada agente consumidor y cada Comercializador, para conocimiento de todos los agentes y Comercializadores del MEM. Indicará asimismo la parte del Cargo por Reserva y Cargo por Servicios Asociados a la Potencia que resulta cubierto para cada Agente Consumidor.

b) Curva de carga representativa. Como ya se señaló a los efectos de su administración en el MEM y la comercialización de los faltantes o sobrantes de energía, todo contrato de abastecimiento del MEM debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo spot representativa, determinándose así una curva de carga representativa del compromiso por intervalo spot entre un Generador "k" y un consumidor "j" (PCONTkj) que están vinculados comercialmente por un Contrato de Abastecimiento.

c) Energía mensual y potencia máxima mensual representativa

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento una energía mensual representativa, calculada como la integración de la curva de carga representativa prevista.

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento y para cada mes de vigencia, una potencia máxima mensual representativa dada por la potencia máxima del mes de la curva de carga representativa prevista.

d) Demanda total contratada.

El OED calculará para cada Distribuidor y cada Gran Usuario la curva de carga representativa total, como la suma de la curva de carga representativa prevista de cada uno de sus contratos de abastecimiento.

El OED asignará a cada Distribuidor y cada Gran Usuario una demanda total contratada para cada intervalo spot "h" de los días "d" de un mes "m" como el valor que resulta para dicho intervalo spot en su curva de carga representativa total.⁷⁶

⁷⁶ Un Distribuidor o Gran Usuario o Autogenerador no puede comprar por contratos más que su máxima demanda contratada. La máxima demanda contratada de un Comercializador de demanda se calcula como la suma de la máxima demanda contratada con los Grandes Usuarios que comercializa. Se entiende por máxima demanda contratada:

* Para un Distribuidor o Gran Usuario, su demanda de energía y potencia máxima mensual prevista.

* Para un Autogenerador que no tenga vigente Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista de energía y potencia máxima mensual.

* Para un Autogenerador que tenga vigente uno o más Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, CERO (0).

La demanda prevista de energía se tomará de los valores acordados en la Base de Datos Estacional para los años incluidos en dicha base de datos, y para los años restantes la prevista en el último año de la Base de Datos más la tasa de crecimiento anual que defina la SECRETARIA DE ENERGIA. La demanda de potencia prevista estará dada por la Potencia Declarada, incrementada para los años en que no exista Potencia Declarada el mismo porcentaje que el utilizado como crecimiento de energía.

Los Comercializadores que comercialicen demanda tienen las mismas obligaciones contractuales que los Grandes Usuarios que comercializan en lo que hace a:

El porcentaje mínimo obligado contratar de la demanda prevista, de acuerdo a los valores establecidos en la Base de Datos Estacional;

A su vez el OED definirá para cada mes la potencia máxima mensual contratada de un Distribuidor o de un Gran Usuario como el máximo de la curva de carga representativa total para dicho mes.

e) Demanda total contratada y compra prevista a precio estacional.

Distribución que participa en forma exclusiva de este submercado:

Para cada Distribuidor "j", la demanda prevista comprar al Precio Estacional de la Energía (DEMEST) se calcula para cada intervalo spot "h" descontando de la demanda prevista (PREVDEM) acordada en la Base de Datos Estacional, la suma de la curvas de carga representativa para ese intervalo spot de sus Contratos de Abastecimiento más, de corresponder por ser previsible la energía a comprar, la compra prevista de Contratos de Reserva Fría. Si para algún intervalo spot la potencia contratada supera dicha demanda prevista, su compra prevista resulta CERO (0).

$$DEMEST_{hj} = \text{máx} (PREVDEM_{hj} - k PCONTh_{kj} - k PRES_{hfj}, 0)$$

Junto con la información de un contrato de abastecimiento, la parte responsable de suministrar la información deberá entregar al OED la identificación de la demanda ya contratada por la parte compradora y demostrar que el nuevo contrato no vulnera la restricción a su máxima demanda contratable. Para ello, deberá demostrar que para cada mes de vigencia del contrato lo siguiente ojo son lo límites objetivos de los contratos de abastecimiento

*La energía mensual representativa del contrato más la de los contratos de abastecimiento y contratos de importación que tenga vigentes la parte compradora no se supera la máxima demanda de energía contratable de dicho mes.

*La potencia máxima mensual de la curva de carga total contratada, entendiéndose dicho total como la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de los contratos vigentes de la parte compradora más la del nuevo contrato, no resulta mayor que la Potencia Declarada de dicho mes.

*De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda restante, la parte compradora no tiene vigente otro contrato con el mismo tipo de compromiso.

*De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda, para cada banda horaria la suma del porcentaje acordado en el contrato más el porcentaje acordado en los contratos de abastecimiento vigentes de la parte compradora no debe superar el CIEN POR CIENTO (100 %).

f) Generación total comprometida

Para un Generador "k", en cada intervalo spot "h" la generación total comprometida en contratos de abastecimiento se define como la suma de la potencia en la curva de carga representativa prevista en cada uno de sus contratos.

En un Contrato de Abastecimiento, el Generador "k" que es la parte vendedora compromete el abastecimiento de energía a un agente consumidor "j", que es la parte compradora, mediante una curva de compromiso por intervalo spot. Para el cubrimiento de esta energía el vendedor podrá utilizar :

Generación propia (PPROPIAk), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas (PGENk1) que no resulta convocada por Contratos de Reserva Fría más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Reserva Fría y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGENk2);

$$PPROPIAk = Sk1 PGENk1 + Sk2 PGENk2$$

Energía comprada en el Mercado spot: para el caso de resultar la generación propia insuficiente para cubrir sus compromisos de entrega de energía contratados, debido al despacho que requiera el OED y/o a la falta de disponibilidad en máquinas que le pertenecen y/o que contrató como reserva y/o a restricciones de Transporte.

III.2.- Contratos de Reserva Fría de Potencia.

III.2.1.- El mercado de reservas.

El mercado de reserva fría es producto de la imposibilidad de acumular económicamente la energía eléctrica, que hace que en todo momento se iguale la oferta y la demanda en todo mercado eléctrico.

Para evitar desabastecimiento en un mercado eléctrico es necesario contar con cuatro tipos de reserva a saber :

- a) Reserva de Base que tiene en cuenta la necesidad de la oferta en los años de baja capacidad hidráulica en los ciclos hidrológicos y salidas forzadas que requieran un largo período de reparación.
- b) Capacidad de regulación y de frecuencia, que permite que las máquinas equipadas con este automatismo, puedan tomar un cierto porcentaje de carga rápidamente en caso de desequilibrios instantáneos entre la oferta y la demanda.
- c) Reserva rotante, conformada por máquinas generando a una capacidad inferior a la capacidad máxima que permiten mantener el equilibrio del sistema eléctrico en zonas de importación neta durante horas de reducida demanda y tomar grandes cargas en caso de ser necesario en un proceso más rápido que un arranque desde cero.
- d) Reserva fría: producida por equipos de arranque rápido (turbinas de gas) que puedan tomar su máxima carga en 20/25 minutos y que se mantiene disponibles para enfrentar desequilibrios entre la oferta y la demanda o reducir al mínimo el período de desabastecimiento.⁷⁷

⁷⁷ BADARACCO, Ernesto, SHOLAND, Luis, ERIZE, Luis, PERRONE ,Daniel y WERNING, Pablo. Working “*Propuesta de Complementos al Marco Regulador del Sector Eléctrico Argentino*”, págs. 25/31.

III.2.2.- Análisis de los elementos que integran el contrato de reserva fría.

La reserva fría que puede contratarse en el mercado a término, puede ser negociada tanto por el generador o comercializador de un contrato de abastecimiento, como del propio comprador- consumidor el contrato.

La primera aproximación nocional que he de realizar es la siguiente:

¿ La reserva fría es un contrato principal o accesorio de otro contrato?

Esta cuestión me lleva a enfatizar que la finalidad del negocio jurídico que se persigue es la de obtener una garantía, ante la eventualidad de una imposibilidad de prestación de una aprovisionamiento de electricidad en forma total o parcial, por el vendedor de un contrato principal de compraventa de electricidad. De lo expresado surge la primer conclusión el contrato es accesorio de un principal : compraventa de electricidad, abastecimiento.

¿ Que naturaleza tiene este vínculo accesorio, en otros términos que finalidad económica y jurídica persigue la concertación de este contrato accesorio?

Se ha analizado, que una de las características de los negocios de futuros, como es la compraventa de electricidad a plazo, donde existen riesgos de variaciones de costes, por variaciones de precios de insumos, falencias en redes de transmisión, fallas e indisponibilidad imprevista de plantas de generación etc., es la necesidad que compartir o dispersar los riesgos.

Esto me lleva a una segunda afirmación en orden a la construcción de la noción. Este contrato busca como finalidad económica que se plasmará en una de las figuras jurídicas posibles, segmentar riesgos, producto de eventuales falencias del vendedor en el cumplimiento del objeto prestacional directo- provisión de la electricidad contratada en el modo pactado- En materia de segmentación de riesgos, la especie de contratos a la que habrá que recurrir será a la de los negocios de garantía.

Una tercer y diría última cuestión.

¿Cuál de los contratos de garantía, prevé el sustrato fáctico del negocio cuya segmentación de riesgo se pretende?

Entiendo que el contrato típico para el supuesto es la fianza.

El código Civil argentino define a este contrato en su artículo 1986 que dice:

“Habrá contrato de fianza, cuando una de las partes se hubiere obligado accesoriamente por un tercero y el acreedor de ése tercero aceptase su obligación accesoria”

En los caracteres de la fianza debo destacar los siguientes y que se aplican al contrato de reserva fría:

a) Es un contrato pues existen prestaciones mutuas que requieren del consentimiento de los contratantes: fiador y afianzado.

b) la obligación tiene por causa la garantía de la obligación que tiene el deudor y ¿ por que no el acreedor de otro contrato?. En virtud de esta obligación accesoria a la principal quien es fiador se obliga a satisfacer la prestación en caso de incumplimiento del deudor principal (vendedor) o por la garantía tomada por el comprador (acreedor de la obligación principal, por lo que en este caso resulta

técnicamente útil el vocablo afianzado para significar a la contraparte del contrato de reserva.

c) El contrato de reserva fría es accesorio del contrato principal de abastecimiento es decir compraventa de electricidad; dicha accesoriedad es jurídica, ya que accede a una obligación principal, que es justamente la razón de ser de la garantía y con la excepción a la regla del Código Civil en el caso de que dicha garantía, es permitida sea que se constituya antes durante o con posterioridad al contrato principal. En el caso del Mercado eléctrico, dicha constitución es concomitante al contrato principal y ello por la necesidad de contar con la información total y de prever, aún por el OED que la reserva contratada, pasa a ser considerada y remunerada al contratante que resulta acreedor del contrato, sea el vendedor o comprador del contrato principal.

e) en cuanto a la parte afianzada con la reserva, la discusión doctrinaria respecto de si se trata de una obligación plural o hay dos contratos distintos, ha sido esclarecida por Díez Picazo, quien expresa que resulta insostenible la primera afirmación toda vez que las obligaciones de los sujetos del contrato principal tienen una causa fuente distinta de la que origina las relaciones del fiador y afianzado.⁷⁸

f) Este contrato es conmutativo pues las ventajas de las partes no están sometidas a un alea, la obligación de garantía se debe se produzca o no el incumplimiento de la obligación principal, es un contrato como ya dije condicional, pues no resultan afectadas sus ventajas o desventajas, sino la eficacia de las obligaciones del contrato.

g) El en caso del contrato de reserva fría se produce la excepción a la regla en materia de fianzas civiles, que prevén a este contrato como normalmente unilateral y gratuito. En el contrato de reserva fría la parte que busca garantizar

su aprovisionamiento, paga un precio por dicha garantía y a su vez la otra sufre sacrificio, pues resulta la máquina afectada a dicho contrato indisponible a los efectos de la licitación de las reservas del mercado spot, al menos hasta la potencia contratada.

h) Afirmando que el contrato de reserva fría el menos en el ordenamiento argentino es una fianza, pues el contrato de seguro de caución que es otra de las figuras de garantías de riesgos de negocios futuros, consiste por parte del fiador en un objeto prestacional limitado: el pago de una suma de dinero, prestación que no constituye al contrato de reserva fría, su prestación principal consiste en una obligación de hacer, es decir mantener en su parque generador una máquina específicamente determinada a disposición del afianzado para el supuesto condicional pactado de la necesidad de cobertura ante la imposibilidad de cumplimiento de prestación del contrato principal.⁷⁹

i) El contrato de reserva fría cuando es contratado por el generador o comercializador que constituye la parte vendedora del contrato principal, implica una estipulación a favor de un tercero. En efecto hay estipulación a favor de un tercero en el caso de que una persona el estipulante o promisorio (vendedor del contrato principal de compraventa de electricidad) convenga con la otra, el promitente u obligado (generador que presta la reserva), que la segunda efectuará una prestación en beneficio de un tercero (comprador de la compraventa que constituye el negocio principal), quien no es parte en el contrato.⁸⁰

⁷⁸ DIEZ PICAZO, Luis: **Fundamentos de Derecho Civil Patrimonial** pag. 585

⁷⁹ El artículo 1992 del Código Civil establece que cuando el objeto de la obligación afianzada no fuere de dar sumas de dinero, sino de dar cosas ciertas o de hacer, la obligación del fiador en caso de incumplimiento sólo será la de satisfacer los daños e intereses que se deban al acreedor – en el caso afianzado- por la inejecución de la obligación.

⁸⁰ REZZONICO, Juan Carlos “ *La relación de cobertura en el contrato a favor de tercero*” *anales, Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales de La Plata*. T XXVI pags. 1967/1971.

Si bien la noción de estipulación puede erróneamente persuadir que únicamente puede darse como una de las prestaciones más de un contrato bien puede como en el caso constituir su única prestación.⁸¹

III.2.3.- Noción.

Habrá contrato de reserva fría, entre una parte, afianzado sea generador o comprador de un contrato principal de compraventa de electricidad, y otra fiador quien ha de revestir la calidad de generador del mercado eléctrico, por la cual se compromete éste a la prestación de una determinada capacidad de potencia de su propiedad, para ser dispuesta en garantía del aprovisionamiento total o parcial del contrato principal, siempre que acontezca el hecho o hechos condicionales, que hacen nacer su obligación, recibiendo por contraprestación del afianzado un precio en dinero.

El fiador que es un Generador que compromete una reserva para el supuesto condicional de ser convocada por el agente contratante, contraer un compromiso que se establece a nivel de potencia y que deberá ser cubrir con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente (vendedor o comprador del contrato principal) parte compradora del contrato de reserva fría. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato resultará la que efectivamente aprovisione el Generador en reserva cuando sea convocado por su contratante.

⁸¹ PUIG BRUTAU, José: **Doctrina General del Contrato**. pág. 281. El autor señala que en la doctrina clásica imperaba, al interpretar al segunda cláusula del artículo 1257 del Código Civil Español (similar al artículo 504 del Código Civil Argentino), el criterio de “que la estipulación en favor de tercero debía ser una de las varias cláusulas o estipulaciones de un contrato, sin poder ser la única, esto es constituir su exclusivo contenido” por que si así fuera, se trataría de una gestión de negocios ajenos susceptible de ratificación. El autor observa que la sentencia del Tribunal Supremo Español de fecha 9 de Diciembre de 1940, rechazó semejante criterio y reconoció plena eficacia a un contrato celebrado con el exclusivo fin de conferir un derecho a un tercero.

En los Contratos de Reserva Fría el vendedor es un Generador, y el comprador es otro Generador, un Distribuidor o un Gran Usuario.

Los Contratos de reserva fría permiten acordar una oferta de potencia puesta a disposición por una o más máquinas de un Generador, parte vendedora, para ser convocada por el comprador en las condiciones definidas en el contrato (por ejemplo déficit del parque del generador del contrato principal, acceso congestionado de redes que impide un vínculo efectivo para los contratantes del contrato principal etc.) La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer a la parte compradora.

III.2.4.- Supuestos de procedencia de estos contratos.

Este tipo de contratos permite:

- a) A los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado spot;
- b) A los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, cubrirse del riesgo del Transporte contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata;
- c) A los Generadores con reserva de mediano plazo o reserva contingente asignada transferir el compromiso de disponibilidad asociado a otro Generador, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS;
- d) A los Distribuidores acotar el precio de su energía, y/o su riesgo de falla particularmente en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión pudiendo así contar con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación;

e) A los Grandes Usuarios, acotar el precio de su energía, y/o garantizar la continuidad de procesos industriales con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.

III.2.5.- Contenidos prestacionales.

La parte vendedora toma el compromiso de poner a disposición de la parte compradora la potencia contratada, incluyendo las remuneraciones que resulten por los servicios de reserva asignados a dicha potencia, y de entregar la energía que ésta genere cuando sea convocada por la parte compradora. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, en la medida que esté disponible, independientemente que sea o no convocada, y un pago por la energía que entregue al contrato cada vez que resulte convocada por la parte compradora.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la potencia contratada, independientemente de que la requiera o no, y pagar por la energía que ésta genere cada vez que la convoque. A cambio de ello, el comprador obtiene el derecho que la energía generada por la potencia contratada cada vez que la convoque sea considerada como generación propia, de ser un Generador, o disminuir su demanda propia, de ser un agente Consumidor. Asimismo adquiere el derecho de cobrar por los servicios de reservas de corto plazo, reserva de mediano plazo y reserva contingente que se asignen en el MEM a la potencia contratada.

Cada máquina podrá tener a lo sumo un contrato de reserva fría. El compromiso de potencia se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas en el contrato y el Generador vendedor cobrará cada mes el correspondiente cargo por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, que resulte de la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato en la medida que cuente con la disponibilidad comprometida en esas

máquinas. Cuando resulte convocada por el contrato, cobrará además por la energía generada dentro del contrato.

III.2.6.- Partes: Sujetos y legitimación.

Podrán vender por Contratos de Reserva Fría los Generadores del MEM, excepto Cogeneradores y Autogeneradores a otros Agentes del MEM. Considero que la prohibición de calidad de parte de los cogeneradores y autogeneradores, implica una falta de legitimación de los mismos y no de capacidad pues se vincula a una relación entre el sujeto y el objeto de negocio, siéndole vedados estos contratos, dada la preeminencia que asigna el mercado al propio abastecimiento eléctrico de estos sujetos, que podría verse comprometido y desvirtuar su aportación en el sistema.

En vista que el compromiso se debe ubicar en una o más máquinas específicas cuya generación se despacha, sólo se puede comprometer como reserva fría máquinas térmicas del MEM.

III.3.- Circunstancias del Contrato.

III.3.1.- Plazos.

La vigencia de un Contrato de Reserva Fría tienen plazos de una o más semanas. Se entiende como comienzo y fin de una semana los días que se utilizan en el MEM para la Programación Semanal, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso será de uno o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Semanal de la semana en que entrará en vigencia el Contrato de Reserva Fría, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso se

deberá suministrar junto con la información para la Programación Estacional o Reprogramación Estacional.

III.3.2.- Cargas informativas: información a suministrar.

Para su autorización y administración en el MEM, el Generador que es la parte vendedora deberá suministrar al OED, dentro de los plazos estipulados, la información de cada contrato de reserva fría que acuerde así como cualquier modificación a la misma.

La información a suministrar para la administración de un Contrato de Reserva Fría consiste:

- ✓ Identificación del Generador que es la parte vendedora.
- ✓ Identificación del Generador, Distribuidor o Gran Usuario que es la parte compradora, indicando que avala la validez de la información presentada.
- ✓ El período de vigencia y condiciones de rescisión y de renovación.
- ✓ La identificación de la o las máquinas del Generador vendedor comprometidas como reserva fría.
- ✓ La potencia comprometida en cada una de esas máquinas (PRES), que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- ✓ La fórmula de pago (\$/MWh) por dicha capacidad puesta a disposición, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- ✓ La o las condiciones para su convocatoria, o sea las condiciones a partir de la cual se considerará que la máquina, si resulta despachada, estará generando para su contrato de reserva fría hasta la potencia comprometida.
- ✓ La fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir. Es lógico que producido el hecho incierto condicional

de que sea convocado a producir el generador fiador, este sustituye en la prestación al vendedor del contrato principal de compraventa y la misma se pagará a los precios establecidos en el contrato.

- ✓ Las condiciones en que se aplicarán penalizaciones por no estar disponible la potencia comprometida, de existir, y las fórmulas de penalidades.
- ✓ Si corresponde a la transferencia de un servicio de reserva (reserva de mediano plazo o reserva contingente), identificar el tipo de reserva transferido, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

III.3.3.- Cargas informativas del Organismo encargado de despacho:

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá indicar, junto con el listado de los Contratos de Reserva Fría, la potencia total contratada en reserva.

Junto con los resultados de cada Programación Estacional, el OED deberá incluir el listado de los Contratos de Reserva Fría vigentes, indicando máquinas y potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

III.3.4.- Condiciones de convocatoria.

Se considera que un Contrato de Reserva Fría está convocado y, por lo tanto la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple alguna de las condiciones de convocatoria definidas en el Contrato.

El único requisito a cumplir por la o las condiciones de convocatoria de un Contrato de Reserva Fría es que el OED pueda establecer antes del comienzo de cada intervalo spot si el Contrato ha sido o no convocado. A modo de ejemplo se

indican algunas de las posibles condiciones que se podrán establecer como convocatoria:

- ✓ Déficit programado.
- ✓ Una relación entre el precio previsto en un nodo para el siguiente intervalo spot y un precio de referencia que se define en el contrato.
- ✓ Indisponibilidad de una o más máquinas.
- ✓ Restricciones de Transporte.
- ✓ Todo el período de vigencia del contrato, o sea que la o las máquinas están convocadas siempre.

III.3.5.- Administración en el MEM.

Una máquina con Contrato de Reserva Fría solamente generará en la medida que resulte despachada por el OED. Estando despachada, la energía generada sólo será considerada como generación propia en las transacciones en el Mercado spot del Generador que es la parte vendedora en la medida que no sea convocada por su contrato de reserva fría. Al ser convocada por el contrato de acuerdo a las condiciones contratadas, la energía generada se asigna a la parte compradora hasta la potencia comprometida.

En vista que un Contrato de Reserva Fría significa un compromiso de exclusividad por parte de cada máquina contratada como reserva, el Generador sólo podrá participar con dicha máquina en el concurso de reservas de corto plazo en máquinas paradas semanal del MEM por la parte de su potencia que no estuviera comprometida en contratos de reserva fría.

El OED asignará a la parte compradora de un Contrato de Reserva Fría las remuneraciones que resulten en el MEM a la potencia contratada. La

remuneración por dicha potencia de la parte vendedora será exclusivamente la que recibe del contrato.

III.3.6.- Administración de restricciones en el suministro en el MEM

En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos de abastecimiento.

Para el caso de déficit en la programación, el despacho o la operación, el OED debe verificar si cada Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos. Para ello, en cada contrato de abastecimiento el OED calculará la energía requerida por déficit como la suma de la energía comprometida según la curva de carga representativa por intervalo spot más el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo (semanales o diarios según corresponda), de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Se excluirá al suministro cubierto con un contrato de abastecimiento de toda limitación que no esté prevista en su contrato, de acuerdo a las condiciones indicados en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o distribución y/o por indisponibilidad de generación propia del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Mercado, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador, por falta de generación propia, pase a ser un Comprador en el Mercado spot y se programen o apliquen cortes programados a la demanda, el Generador como comprador será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda a abastecer sin contratos. Su participación en el programa de cortes será proporcional a su compra (faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado spot. La restricción a aplicar a cada una de las

demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a la demanda comprometida en cada uno de sus contratos, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución distinto. El valor diario y por intervalo spot de esta compra se calculará en el despacho diario y redespachos.

De no poder abastecer la demanda contratada por restricciones de Transporte o de distribución y no por falta de generación propia, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de garantía de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones, salvo pacto en contrario.

En todos los otros casos de incumplimiento en la entrega comprometida, de estar prevista penalización en los contratos de abastecimiento ante falla en la garantía de suministro, la misma se calculará con el suministro no abastecido, salvo que el contrato acuerde una condición distinta.

III.4.- Medición y facturación de las contrataciones sean spot o a término por el Organismo Encargado de Despacho (OED)

1.- A los generadores con contratos de abastecimiento el OED interpretará que en cada intervalo spot, el Generador, parte vendedora debe entregar al contrato en el Mercado la energía contratada, la que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

El seguimiento de los apartamientos de un Generador “k” a sus compromisos por contratos de abastecimiento se hará respecto a su generación propia.

Se considera que el compromiso por intervalo spot de entrega de energía de un Generador está dado por la suma de las curvas de carga representativas de todos sus contratos de abastecimiento vigentes. Sólo para el caso de déficit en el MEM se incluirá además el nivel de pérdidas correspondientes evaluadas en función de

los factores de nodo para determinar si el Generador es capaz de abastecer su demanda contratada.

Cada intervalo spot, el OED realizará el seguimiento de los apartamientos de energía de cada Generador respecto del compromiso que resulta de sus contratos de abastecimiento (diferencia entre la energía comprometida entregar según contratos y la generación propia entregada) y su comercialización en el Mercado spot.

Si la generación propia de un Generador resulta superior a la energía requerida por sus contratos, la energía excedente se venderá al Mercado spot, al precio spot en su nodo de conexión.

Si el Generador resulta con una generación propia menor que la energía comprometida en sus contratos, ya sea por despacho o por indisponibilidad de máquinas propias o contratadas como reserva, el faltante de energía lo comprará en el Mercado spot al Precio de Mercado, en la medida que exista el excedente solicitado.

En caso de déficit en el MEM y aplicarse restricciones en el abastecimiento, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. En estas condiciones, para analizar su compraventa con el MEM se comparará su generación propia con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

Conclusión.

- a) Si un Generador que debe cubrir una energía contratada, genera una parte a costo propio, con generación propia (sus máquinas y/o generación de la máquinas que contrató como reserva), para vender al precio contratado;
- b) Vende el excedente de energía, de existir, en el Mercado spot al Precio de la energía en su nodo;

c) Compra el faltante de energía, de existir, en el Mercado spot al Precio de Mercado, y lo vende al precio contratado;

d) De no existir suficiente excedente en el MEM y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el OED calculará la parte no abastecida (PNOABAST) en proporción a la compra requerida dentro del total del Mercado spot y al déficit existente en el MEM, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Al finalizar el mes, el OED realizará la integración de la comercialización de energía en el Mercado spot de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte positiva o negativa la suma de los montos por intervalo spot comprados y vendidos.

III.5.- Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento.

En la operación real, para cada intervalo spot "h" se entiende como Demanda Propia de un Distribuidor o Gran Usuario la diferencia entre su demanda registrada en el intervalo spot y la energía correspondiente a las máquinas convocadas de sus contratos de reserva fría

Para el seguimiento de los apartamientos de energía respecto a los contratos de abastecimiento de un Distribuidor o Gran Usuario y el cálculo de su compraventa en el Mercado spot, el OED deberá considerar para cada intervalo spot que la energía total comprada por contratos de abastecimiento está dada por la suma de las curvas de carga representativas por intervalo spot de sus contratos.

Cada intervalo spot el OED deberá realizar para cada Distribuidor y Gran Usuario con Contratos de Abastecimiento el seguimiento del apartamiento entre su demanda propia y la suma de la energía entregada por sus Contratos de Abastecimiento, y calcular la valorización de este apartamiento a través de su comercialización en el Mercado spot.

Cuando un Distribuidor o Gran Usuario resulta en un intervalo spot "h" con una demanda propia menor que la energía total contratada, se convertirá en un vendedor en el Mercado spot vendiendo el excedente al Precio de Mercado para dicho intervalo spot.

Si por el contrario, resulta su demanda propia mayor que la energía contratada, se considerará comprador en el Mercado spot del faltante. La energía se comprará al Precio spot de la energía en su nodo si se trata de un Gran Usuario y al correspondiente Precio Estacional de la Energía si se trata de un Distribuidor.

En caso que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit en la región eléctrica donde se encuentra el Distribuidor o Gran Usuario y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni sobrantes respecto a sus contratos.

III.6.- Liquidación de valores comprometidos en operaciones de compraventa de energía y servicios auxiliares a distribuidores y grandes usuarios.

Al finalizar el mes el OED deberá integrar para cada Distribuidor y Gran Usuario los valores correspondientes a :

- a) La energía abastecida por los contratos de reserva fría convocados;
- b) Los apartamientos de energía registrados entre su demanda propia abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento, y su valorización a través de su comercialización en el Mercado spot.
- c) El Distribuidor o Gran Usuario resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la integración de los montos correspondientes a los apartamientos por intervalo spot a lo largo del mes.
- d) Cargo por potencia despachada de los contratos de abastecimiento

Al finalizar el mes, el OED calculará el Cargo por Potencia Despachada correspondiente a la demanda comprometida en cada Contrato de Abastecimiento y lo asignará como un débito en la remuneración de la potencia del Generador que es la parte vendedora y como un crédito en el Cargo por Potencia Despachada del agente Consumidor que es la parte compradora.

III.7.- Facturación de los contratos

III.7.1.- Servicios prestados por el MEM

Los cargos por los servicios que se prestan en el MEM se determinan con las metodologías que establecen LOS PROCEDIMIENTOS y son independientes de la existencia o no de contratos.

El pago de los cargos por servicios es responsabilidad de cada agente. Sin embargo, un agente podrá acordar en un Contrato de Abastecimiento que la parte compradora pague parte o la totalidad de uno o más de dichos cargos. En este caso, al realizar las transacciones económicas el OED asignará los cargos que correspondan como un débito a la parte vendedora y un crédito a la parte compradora. Sin embargo, de resultar el agente vendedor del contrato deudor del MEM y no cancelar sus deudas en los plazos establecidos, el OED deberá dar por finalizado el contrato y los cargos por servicios pasarán a asignarse nuevamente como un débito al que era la parte compradora del contrato.

III.7.2.- Energía y Potencia.

Antes del quinto día de cada mes, el OED enviará a los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación :

- a) La energía generada dentro de cada contrato de reserva fría y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas;
- b) La energía entregada de cada contrato de abastecimiento;

c) La demanda no abastecida para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos a los que se haya aplicado restricciones, calculada en base a la programación del déficit horario.

El Generador será el responsable de facturar a cada Distribuidor, Gran Usuario, y/o Generador del Mercado a Término con que haya suscrito un contrato de suministro o de reserva fría, la remuneración correspondiente a lo acordado en base a la demanda contratada menos las restricciones que se hubieran realizado, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

III.7.3.- Remuneración del Transporte.

Este cargo es independiente de la realización de contratos ya que corresponde a los requerimientos propios y uso efectivo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

III.7.4.- Cargo variable asociado a la energía.

El cargo variable asignado a cada contrato se calculará en base a la energía efectivamente generada y la demanda efectivamente abastecida dentro del contrato, con los precios de nodo para la energía en las barras correspondientes y en el Mercado.

Al finalizar cada mes, el OED deberá calcular para los Contratos de Abastecimiento el cargo variable del servicio de Transporte que corresponde al Generador, Cogenerador o Autogenerador, y al Distribuidor o Gran Usuario, integrando el cargo por energía que corresponde a cada intervalo spot del mes en función de la energía generada por el Generador para dicho contrato y la energía del Distribuidor o Gran Usuario abastecida por dicho contrato.

Dado un contrato de Abastecimiento entre un Distribuidor o Gran Usuario "j" y un Generador, Cogenerador o Autogenerador "k", el OED deberá calcular para el Generador o Autogenerador en cada intervalo spot "h" del mes el cargo variable correspondiente a la energía generada para el Contrato, multiplicado por la diferencia de precio entre el nodo de generación y el nodo Mercado.

A su vez, para el Distribuidor o Gran Usuario "j" deberá calcular el cargo variable del transporte correspondiente a la Demanda Cubierta por el Contrato, multiplicada por la diferencia de precio entre el nodo de demanda y el nodo Mercado.

El OED facturará el cargo total resultante, suma del cargo correspondiente al comprador y el cargo al vendedor, repartiéndolo del modo indicado en el contrato. De no establecerse ninguna modalidad, el OED facturará el crédito o débito correspondiente a cada uno.

Para los contratos de Reserva Fría, el OED calculará el cargo variable del servicio de Transporte por su energía generada y convocada por su Contrato, multiplicado por el precio spot afectado por la diferencia entre su factor nodal de energía correspondiente y el del nodo Mercado.

Si los Contratos de Reserva Fría fuesen entre un Generador y una Demanda, el cargo variable por energía se determinará aplicando las ecuaciones desarrolladas para los Contratos de Abastecimiento.

III.7.5.- Cargos por conexión y capacidad.

Los cargos fijos por conexión y capacidad serán abonados por Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios de acuerdo a :

- * Su ubicación en la red (área de influencia),
- * Su uso del Sistema de Transporte (potencia de ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos.

Todo Generador, Distribuidor y Gran Usuario, con o sin contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo de conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la Programación Estacional. Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un Autogenerador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término a Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM, o comprar por Contratos de Abastecimiento de un Generador o Comercializador del MEM. Durante los períodos en que esté en vigencia uno o más Contratos de Abastecimiento en que un Autogenerador es la parte compradora, no podrá suscribir contratos de abastecimiento en que es la parte vendedora. Un Autogenerador no podrá suscribir contratos de reserva fría.

III.7.6.- Conclusión.

Como ya se destacara , resultan esenciales los servicios de medición y facturación que presta CAMMESA a través del Operador de Mercado Eléctrico, pues permiten definir mediante sistemas de medición homologados las producciones y consumos reales de energía y potencia de cada uno de los agentes del mercado, sean que los mismos en definitiva se liquiden por precios contratados en sus respectivos contratos a términos o que por diferencias de previsión con dichos contratos, en las operaciones en tiempo real hayan necesitado de energía excedente o de cobertura de déficits por el mercado spot, que implica como ya se dijera el mercado que permite el equilibrio de las operaciones de compraventa de electricidad en tiempo real. El sistema de medición y facturación de cualquier mercado diseñado con competencia, desarrolla múltiples y complejas operaciones pues no sólo se hace cargo de las referidas sino como se analizó asigna conforme contratos o disposiciones de Los

Procedimientos, por ejemplo los cargos fijos y variables de retribución del sistema de transporte.

Conclusiones

De la investigación desarrollada surgen las siguientes y puntuales conclusiones:

1.- La energía eléctrica ha sido asimilada tanto en el derecho español como argentino al régimen jurídico de las cosas. De allí que puede ser objeto prestacional directo de negocios creditorios y constituir a su vez objeto de derecho reales.

2.- La electricidad no es una energía primaria es decir no se encuentra en la naturaleza, para su producción es necesaria la industria del hombre, que obliga en términos de la economía al análisis diversos escenarios de producción, en lo relativo a análisis de costes, como el análisis de fuentes primarias con cuenta un país o región, su cuantía en termino porcentuales, la posibilidad que por períodos estacionales tales fuente aumenten o decrezcan, lo que hará incidir en el coste de los insumos de la industria. Este dato resulta de vital importancia en el gerenciamiento del sistema eléctrico y obliga a prever de información acumulativa y estocásticas sobre las probabilidades del aprovisionamiento en diversos períodos . Se produce en este caso la necesidad de contar los sistemas que permitan acumular datos que aseguren la previsión y fiabilidad de los suministros. De allí la intima conexión sistemática que produce la informática y su incidencia en los concretos negocios que los particulares realicen en la industria eléctrica.

3.- La causa eficiente diría para el estudio del tema de tesis, es producto de la innovación tecnológica, que ha permitido la construcción de plantas de

producción de energía eléctrica a menores costes de inversión que los que regían de la misma.

En el avance tecnológico la construcción plantas de generación de ciclo combinado de gas, vapor o fuel, ha producido no sólo disminución de costes sino también la posibilidad producir similares cantidades de potencia que las que producen las plantas nucleares o hidráulicas, por el sistema de construcción de multiplantas en un mismo sector . Lo comentado es de vital pues la disminución de costes produjo - si se tiene en cuenta que los costes totales de esta industria eléctrica la construcción de la planta implica las 2/3 partes del total-; tal circunstancia permitió analizar la posibilidad de transformar una industria verticalmente integrada en todos sus segmentos: producción, transmisión, distribución y comercialización; la que, hasta ése momento únicamente podía desarrollarse en una economía de escala.

4.- La posibilidad de separar los eslabones del proceso industrial, introduciendo en algunos de ellos competencia - reglas de mercado -, fundamentalmente en la producción y comercialización, y mantener la regulación en los otros redes de transmisión y coordinación de la transmisión , ya que duplicación de redes no produce costes decrecientes, adjudica al sistema eléctrico en la actualidad una mixtura entre regulación y competencia de importantes implicancias, puesto que la electricidad , de acuerdo a lo considerado, resulta ser a su vez por una parte un producto, en cuanto es comerciable en un mercado y un servicio en cuanto se encuentra su transmisión y en muchos casos distribución y comercialización sujetas a regulación.

El aspecto bifronte del sistema: Regulación–Mercado, incide activamente en mi criterio en la definición actual de cuales son las obligaciones estatales ante el nuevo sistema. El estado no puede abandonar dos caracteres del servicio público que dejo señalados; la fiabilidad de los suministros y la calidad de prestación universal del servicio, a los sectores que por su carencia de ingresos está excluidos del mercado.

La fiabilidad del suministro en esto comparto las ideas de Ariño Ortiz y lo establecido por el artículo 38 de la ley 24065, que regula al Sistema Eléctrico Argentino, en el sentido de que el diseño de dicha planificación puede con los adecuados incentivos y buen diseño o modelo tener la calidad de indicativa y agregaría que la base de datos que el sistema en manos del Estado utiliza para determinar las indicaciones a la industria en relación al crecimiento de la demanda, su consecuente incremento de capacidad de producción o de expansión de redes, puede ser provechosamente enriquecida con las opiniones y sugerencias de los propios operadores del mercado.

La prestación universal de un servicio esencial como es la electricidad, debe beneficiar a todos, inclusive a quienes carecen de los medios suficientes para ingresar o integrar el mercado, como lo dijera agudamente Sabino Cassese en su conferencia en el año 1997 en la II° Jornadas Internacionales de Derecho Administrativo, realizadas en la ciudad de Mendoza, República Argentina. Tales coberturas no tengamos temor en decirlo o se deben abonar por la vía del impuesto, o de subsidios claros y transparentes a pagar por el colectivo de usuarios del servicio.

5.- El nuevo enfoque a los fines de establecer su viabilidad, indujo al análisis de los costes del nuevo sistema, desde una doble perspectiva:

a) Los costes internos producto del dato de la física: no almacenabilidad de la energía que obligó desde el comienzo a reconocer la necesidad de la coordinación de un despacho centralizado que permita en tiempo real el equilibrio entre oferta y demanda. Este necesario equilibrio constante genera costes, pues debe siempre en la industria producirse una energía excedentaria, los llamados costes de reserva y su remuneración b) Para que sea posible el mercado, las redes de transmisión al menos contablemente deben ser gerenciadas por operadores distintos a los productores, es decir deben permitir un acceso libre y no condicionado de los negociantes a la red que es donde se produce el encuentro de la oferta y la demanda.

b) A su vez los negociante en compraventas de electricidad deben asumir los costos que produce el transporte del producto y surgen allí los costes de transmisión con sus cargos fijos y variables. Los primeros necesarios para prever la mejora y expansión de las redes ante nuevos requerimientos de la demanda, lo que a su vez presenta el problema a solucionar por cada diseño de sistema, de quienes son lo que pagan por los mismos.

c) Otro coste que preocupó siempre a los economistas los costes de litigación del sistema. Este debe contener duras penalidades a la morosidad de los agentes que comercian en él, de otro modo la venalidad de las penalidades produce la quiebra del mismo. La resolución de los litigios debe ser producida mediante instrucciones de cumplimiento obligatorio e inmediato por parte de los negociantes, que impartan los encargados de la operación técnica y económica, como ocurre de modo similar en la bolsas de comercio, con el resguardo del control por la agencias que regulan al sector. También resulta esencial cubrir de costes al sistema por la eventual morosidad de los negociantes, cuyo logro es factible por la constitución de garantías autoliquidables que permitan el pago de lo adeudado al sistema, caso de las negociaciones spot por terceros, ante los incumplimientos económicos de los agentes en forma inmediata y sin litigación judicial.

d) También deben ser previstos los costes importantes que surgen del cambio de un esquema regulatorio, en los caso de industrias integración vertical – monopolio- , cuyo sistema de remuneración de la producción eléctrica parte del reconocimiento de los costes razonablemente incurridos más una razonable rentabilidad de la empresa prestataria, muy diversos de los costes propios de los mercados - coste marginal - Lo expresado, ocurre en los países con industrias de propiedad privada reconocer una retribución razonable de costes hundidos o varados “strandent cost” en el período de transición al modelo de mercado, que impide a las empresas regidas por el anterior marco retributivo amortizar las inversiones, cuestión que condiciona de modo importante el diseño del sistema, como es el caso de las industrias eléctricas de los Estados Unidos y e España.

Ha resultado en este sentido menos complicado por la asunción por el Tesoro Nacional de estos costes en los países con empresas públicas como es el caso de Argentina, Reino Unido y Australia , los que se asumen mediante el impuesto y no por tarifas a usuarios del servicio.

6.- El análisis de la descentralización de la producción llevo a la formulación de dos modelo teóricos en una simplificación necesaria para estas conclusiones. Nadie dudó de la necesidad de centralizar las operaciones y analizar en las transacciones en tiempo real los desequilibrios que se producen, pero en la organización del mercado, se optó por una organización que privilegiare las contrataciones bilaterales, donde el mejor ejemplo inicial fue Noruega y la tendencia a las pluricontrataciones de un mercado spot que fija precios casando las curvas de oferta y demanda en períodos horarios y asignando como retribución a los productores despachados al precio marginal pagado a la última máquina necesaria para cubrir la demanda, que fue originariamente el esquema de “pool” Inglés hoy reformado hacia gran intensidad de concertación de contratos a términos, “forwards”, por diferencias y a futuro, que permiten ante la volatilidad de los precios del spot, compartir y dispersar riesgos en el tiempo.

7.- He asumido como método para la investigación del objeto de estudio de la tesis : Los contratos en el mercado eléctrico, principalmente la teoría sistemática y en forma adicional la teoría del análisis económico del derecho. La complejidad del objeto material y formal de estudio de la tesis fue y es un desafío importante pues implica conectar para su regulación jurídica, normas, procesos y relaciones que se autoorganizan y referencian, es decir constituyen un sistema, tanto de la ingeniería eléctrica que estudia las leyes físicas del sistema eléctrico, luego analizar la normas proceso y relaciones del sistema económico de la electricidad para finalmente conectar, sin abdicar del propio código del sistema jurídico, las influencias o “ ruidos de los otros sistemas y tomando sus

interferencias en el propio sistema jurídico desarrollar los actos normas y procesos que le regularan.

Se ha dado en tema de tesis un sustrato básico general un sistema General : El Sistema Eléctrico, y para este sistema general hay una triple perspectiva de abordaje, si se quiere indagar sobre sus leyes físicas, habrá que recurrir a la Ingeniería Eléctrica, si la indagación es de sus costes, amortizaciones de inversiones, tasas de rendimiento de las inversiones, tiempo de recupero de las mismas lo que materia de investigación del subsistema económico. Pero si queremos analizar como se interactúan, no solo las contrataciones de lo que hemos llamado en el desarrollo de la tesis los submercado spot y de contrato a término, sino el vasto ámbito de los segmentos que implican un mix de regulación y competencia. Regulación en las redes de transmisión y en la coordinación técnica del despacho y mercado: con competencia regulada, en la producción y comercialización habrá de recurrir a las reglas jurídicas que los regulan. En el mercado la actuación de las fuerzas del mismo el libre juego con las restricciones que imponen, como se dijo leyes físicas de los negociantes. En la regulación que es una simulación del mercado en la cual compete al ente regulador auditar de la gestión de la ecuación: beneficio social de los consumidores y una prudente y razonable utilidad empresaria. En este mix es obvio señalar que existen dificultades, pero he de quedarme con un acierto, el precio de mercado, conocido por el regulador que paga el distribuidor en su compra mayorista, sea spot o a término, importa una información valiosa para disminuir al menos la asimetría de información que existe siempre en la regulación.

8.- En el sistema jurídico en su abordaje al Sistema Eléctrico como sistema General, hay que desatacar en su propio ámbito, la existencia inexorable de dos subsistemas en los segmentos con mercado, que resultan inseparables: a) el submercado spot y b) el submercado de contratos bilaterales y a término.

a) En el submercado spot ha sido una de las afirmaciones de mi tesis la existencia de contratos para su regulación y asignación de derechos y propiedades a los negociantes.

a.1. En su faz organizativa el spot puede ser analizado de dos modos 1) diría muy compenetrada con lo económico: Es un mercado cerrado, standarizado en cuanto falta a las partes libertad de configuración posible en mayor medida en mercados abiertos. En el spot, las estipulaciones surgen de un proceso, que es a su vez contractual y sistemático y donde se alternan como vimos en oportunidad de su estudio la aplicación de normas sistemáticas y contractuales. Así por una parte los agentes institucionales, representan a las partes lo que evidencia al contrato, sean dicho agentes como en el caso argentino integrados o separados como en el Español y por otra parte asumen y diría con potestad: la institucionalidad y sistematización del sistema, con cargas de acumulación de información sobre la existencias de energía primarias, previsión de escenarios alternativos a los contratados para las operaciones en tiempo real, configuración de un sistema informático de dichos escenarios y de sistemas de medición y facturación de las operaciones negociadas .Sus potestades sistemáticas, les permiten apartarse de las propias previsiones de los contratantes cuando las necesidades del sistema en su conjunto así lo requieran.2) Su modelo, la figura jurídica de su organización interna es la de un contrato plurilateral donde las partes que lo integran prestan su adhesión a las que las regirán.

a.2.- En las negociaciones de cambio compraventa de electricidad, he advertido en ellas autopluricontrataciones, entre oferentes de venta y oferentes de compra de electricidad, las que son aceptadas por un representante legal y autorizado para la realización de los plurinegocios base en forma previa al adherirse al mercado por la solicitud de habilitación como agentes. En este mercado de contrataciones plurales, procesal donde se pueden distinguir claramente las invitaciones a ofertar las ofertas y las aceptaciones como las renegociaciones al existir situaciones que alteren el despacho en la operación en tiempo real, difiere con varias normas clásicas de los contratos y obligaciones. La compraventas

están sujetas a condición suspensiva y su incumplimiento parcial no torna inválida la fracción de la prestación cumplida en el saldo de tratarse de spot habrá restricciones a la demanda. Las ofertas una vez estipuladas adquieren la calidad de irrevocables.

a.3. La necesidad o efecto práctico de spot, es que su rol esencial y este estimo es el resultado de 10 años de experiencia es que en este mercado deben gestionarse las negociaciones producto de desequilibrio entre la oferta y la demanda, y los servicios auxiliares vinculados a los mismos, dada la volatilidad de sus precios. El resto como bien lo ha asumido la experiencia inglesa y espero así lo hagamos en Argentina, debe negociarse contratos bilaterales a términos de 6 a 8 años que permitan gestionar inversiones tasas financieras más razonables y recuperar costes de inversión.

b) Los mercados a término permiten que las partes comparta o dispersen riesgos, tales contratos pueden ser estipulados por diversos modos o formas de contratación de prestaciones, pueden ser como en el caso argentino e inglés por diferencias o físicos y por diferencias como en el caso español. Estos contratos se desarrollan en forma principal para asegurar el aprovisionamiento, es decir la compraventa de electricidad, de acuerdo a diversos modos prestacionales o bien pueden afianzar a un contrato de compraventa de electricidad, – contrato principal- cuando una de las partes de dichos contratos , afianza – contrato accesorio, para que un generador distinto al del contrato principal garantice con reservas propias n potencia de una o varias máquinas, habilitándose el contrato en cuanto se entiendan por el Operador del Mercado cumplidas las condiciones informadas por las partes que habiliten el afianzamiento.

BIBLIOGRAFÍA

ABDALA, Manuel Angel y CHAMBOULEYRON, Andrés: Opciones de regulación para mecanismos centralizados de inversión privada en transmisión eléctrica.

ALBALADEJO, Manuel: El Negocio Jurídico. Editorial Librería Bocho Barcelona 1958

ALBALADEJO, Manuel, Derecho Civil II, Derecho de Obligaciones. Vol I Ed. Bosch. Barcelona , décima edición.

ALTERINI, Atilio Anibal: Contratos Civiles, Comerciales y de Consumo. Ed. Abeledo Perrot. Buenos Aires 1998.

ALTERINI, Atilio: Contratos-Teoría General, Ed. Abeledo Perrot. Bs. As. 1998

ALVAREZ PELEGRY, Eloy: Economía Industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación. Ed. Civitas. Madrid 1997.

ALVAREZ VALDÉS y VALDÉS, Manuel: La Reforma de la LOSEN, en Competencia y Sector eléctrico.

ALVAREZ VALDEZ: La Reforma de la LOSEN, Los nuevos sujetos del S.E.N por J.alvarez Valdez en Va Jornadas Jurídica UNESA

ARIÑO et al, Working Papper del PERE N° 23 Estructura Empresarial y Organización de la Competencia en el Sector Eléctrico Español.

ARIÑO et al: Organización de un Mercado Eléctrico en España. Working paper 27 PERE, págs. 60/61.

ARIÑO ORTIZ et al : Costes de Transacción a la Competencia (Sector Eléctrico) Fundación Estudios de la Regulación, pág32.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar y VELAZCO Francisco: Los Costes de Transición a la Competencia, en obra Competencia y Sector eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico, Ed. Civitas, Madrid 1998 págs. 149/192.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar y LÓPEZ DE CASTRO, Lucía: El Sistema Eléctrico: Regulación y Competencia. pág. 437.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar: Economía de Estado Ed. Abeledo Perrot 1993.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar y LOPEZ DE CASTRO, Lucía: Working Paper 27. La Organización de un Mercado Eléctrico en España. Madrid Abril 1997.

BADARACCO, Ernesto, SHOLAND, Luis, ERIZE, Luis, PERRONE ,Daniel y WERNING, Pablo. Working: Propuesta de Complementos al Marco Regulator del Sector Eléctrico Argentino, págs. 25/31. Bs. As. Octubre 1996.

BASTOS, Carlos Manuel: Análisis de Situación del Mercado Eléctrico. Revista Mercado Eléctrico, Diciembre 1999

BASTOS, Carlos y ABDALA, Manuel: La Transformación del Sector Eléctrico Argentino, Ed. Antártica S.A., Chile, 1ª. Edición 1983.

BASTOS, Carlos y GIVOGRI, Carlos: La Selección de Inversiones en el Plan de Equipamiento Eléctrico. Estudios. Año 7 N° 28 Cdba. Octubre diciembre 1983.

BAUMOL, William, JOSKOW, Paul, KHAN, Alfred: The Challenge for Federal and State regulators: transition from regulation to efficient competition in electric power” (Diciembre 1994)

BEHARRELL, S.T: The Electricity “Pool” in England and Wales: The

Generators Perspective, en Journal of Energy and Natural Resources Law.

BERTALANFFY von Ludwig: Perspectivas en la Teoría General de Sistemas. Estudios Científicos Filosóficos. Editorial Alianza, versión española Antonio Santisteban.

BERUTO Miguel y MEJÍA ARAVENA Rigoberto, Exposición Internacional del Mercado Eléctrico: Producción e Intercambio Regional. Visión del MEM, Revista Mercado Eléctrico N° 32, Agosto de 1998.

BOLLINI SHAW, Carlos y GOFFAN, Mario: Operaciones Bursátiles y Extrabursátiles, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1995.

CALABRESI, Guido: Prefazione ad Analisi Economica del Diritto. Annali della Facoltà di Giurisprudenza di Genova 176, 1980.

CASSAGNE, Juan Carlos: Cuestiones de Derecho Administrativo. Ed. Depalma. Buenos Aires 1987.

CASSAGNE, Juan Carlos: El Servicio Público y las Técnicas Concesionales. Revista de Derecho Administrativo, N°18 año 7. Ed. Depalma 1995.

CAZORLA PRIETO, Luis María en obra colectiva: “Competencia y Sector Eléctrico: Un nuevo régimen jurídico.” Los impuestos ecológicos y su tratamiento en la LOSEN Ed. Civitas Madrid 1997.

CELORRIO, Hernán: Perspectivas Modernas del intervencionismo estatal Revista de Derecho Administrativo. Ed. Depalma Volumen 6 Enero Abril 1991 Dirigida por Juan Carlos Cassagne.

COLOMBRES GARMENDIA Ignacio, “Algunos aspectos de la Teoría General de la Representación Voluntaria, de la Autorización y la Legitimación” Tesis Doctoral inédita, Universidad Nacional de Tucumán, año 1975.

DE LA CRUZ FERRER, Juan : La Liberalización de los Servicios Públicos y el Sector Eléctrico, Ed. Marcial Pons, Madrid 1999

MICHAELS, Robert . Regulation: Stranded in Sacramento. Cato Institute. Ed. Massachusetts Avenue .N.W , Washington D.C 2001

DIEZ PICAZZO, Luis: Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial Tomo I Introducción. Teoría del Contrato Ed. Civitas. Madrid 1993

FERNANDEZ DE LA CUESTA: Ponencia en Seminario de la ley del Sector Eléctrico.

FLUME, Werner: El Negocio Jurídico, Parte General de Derecho Civil, TII, 4ta.edición, Berlín,Heidelberg, New York 1992.

FONTANARROSA, Rodolfo El contrato Plurilateral. Revista Iuris, Rosario T XIII.

FONTANARROSA, Rodolfo.: Derecho Comercial Tomo I, págs. 446/54.

FURNARI Aldo, Análisis del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, págs. 50/51.

GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás Ramón: Curso de Derecho Administrativo. T II Cuarta Edición, Civitas, Madrid 1993.

GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo: El Régimen Jurídico de la Electricidad 1994.

GARCÍA DE ENTRERRÍA, Eduardo: El Régimen Jurídico de la Electricidad Durante el Siglo de la Compañía Sevillana de Electricidad,

GIANINNI, M.S: La Amministrazione de lo Stato contemporaneo”, en Trattato de Diritto Administrativo Vol. I Cedam, Padova 1988.

GIMENO FELIU, José María: El Servicio Público Eléctrico en el Mercado Interior Europeo. Ed. Civitas. Madrid. 1994.

GORDILLO, Agustín: Tratado de Derecho Administrativo. Tomo I. Ed. Machi.

HAYEK, Friedrich: El Legado Clásico de la Civilización Europea, 1990.

HAYEK, Friedrich: Camino de Servidumbre. Editorial Alianza, Reimpresión Corregida, Madrid 1978.

HESSE, Martha: Regulación del Sector Eléctrico “Objetivos y Principios”. Conferencia presentada en la American Power Conference. Chicago 1987. Publicada en la Revista N° 4 del Instituto de Estudios Económicos.

HUIDOBRO, María Luisa: ponencia Conferencia Mecanismos de Funcionamiento y Regulación del “Pool” de Electricidad.

HUNT, Sally & SUTTLEWORT, Graham: Competency and Choice in Electricity, Ed. John Wiley and son, 1997.

IBAÑEZ, Carlos: Los Contratos Plurilaterales. Revista Jurídica LA LEY T. 1992 A, Sección Doctrina págs. 619/624.

IHERING Von Rudolph . “ El espíritu del Derecho Romano” Tomo IV, pág 191.

JORDI DOLAER, I Clara. Ponencia desarrollada en el Club Español de la Energía, Los Mercados de Electricidad: El Caso de California, Madrid 15 de Febrero del 2001.

JOSKOW.P.L & SCHMALENSE R : Market for Power and Analysis of Electric Utility Desregulation.MIT.Press. Cambridge (1983).

KEENAN, Gerald, Working Paper: California 2001 An Energy Nigthmare Club Español de la Energía. Madrid. Febrero 2001.

LACRUZ BERDEJO: Derecho de Obligaciones, Volumen I, Tercera Edición. Ed. Bosch. Barcelona 1994.

LASHERAS, : La Regulación Economica de los Servicios Públicos. Ed. Ariel

Barcelona 1999.

LEGARRE, Santiago: El Poder de Policía en la Historia, la Jurisprudencia y la Doctrina Revista Jurídica LA LEY Tomo A del 2000.

LEGUINA VILLA, nota 3 Instalaciones Eléctricas y Precariedad administrativa, RAP N° 68.

LEIVA FERNANDEZ, Luis: Responsabilidad Precontractual. Aporte para su estudio. Revista LA LEY, año 1998 Tomo D.

LITTLECHILD, S. IEA Conference: The Future of U.K Electric Industry. Noviembre 1994; OFFER 1997.

LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando Justo: Derechos Reales Tomo I, págs. 241/247 Ed. Zavalía Buenos Aires Argentina, 1989.

LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando Justo: Teoría de los Contratos Parte Especial Tomo I, Ed. Zavalía, Buenos Aires 1998.

LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando: Reformas al Código Civil. Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1994.

LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando: Teoría de los Contratos Parte Especial Tomo I, págs. 26 /27. Ed. Zavalía Febrero 1976. Buenos Aires,

LOPEZ DE ZAVALÍA, Fernando: Teoría General de los Contratos T I. Ed. Zavalía. Buenos Aires 1997.

LORENZETTI, Ricardo: Esquema de una Teoría Sistémica del Contrato. Revista LA LEY, Tomo E, Año 1999.

LORENZETTI, Ricardo y ERIK, Jayme: Esquema de una Teoría Sistémica del Contrato: "Osservazione per una Teoría Pos Moderna Della Comparaciones Giuridica. Rivista de Diritto Civile 1997, Padova, Revista Argentina La Ley 1999.

LORENZETTI, Ricardo: Redes Contractuales: Conceptualización Jurídica, págs. 26/28.

LUHMANN, Niklas: Soziale Systeme. Grundriß einer allgemeinen Theorie. 24 e segs. Frankfurt a.M.: Surkampff, 1984.

MAIRAL, Héctor. La ideología del servicio público. Revista de Derecho Administrativo. N° 14, año 5. Ed. Depalma 1993.

MATURANA, Humberto y VARELA, Francisco: Autopoiesis and cognition. Boston 1980. Ed. Reidel y de los mismos autores: Der Baum der Erkenntnis. Munchen, 1987, Scherz y su traducción inglesa de 1988: Tree of Knowledge: Biological Roots of Human Understanding. Boston: Shambala.

MEILÁN GIL, José Luis. En obra colectiva: Competencia y Sector Eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico”.

MEJÍA ARAVENA, Rigoberto: Working Paper,

MESSINEO, Francesco: Manual de Derecho Civil y Comercial. Tomo II. Ed. Jurídicas Europa-América 1954.

MILLÁN NAVARRO, Rocío: Los Mercados de Futuros de Electricidad. Ed. Civitas. Madrid. 1999.

MORELLO, Augusto Los Contratos, Respuestas Sustanciales y Procesales a Plurales Cambios y Emergencias. Ed. La Ley 1998 D 1345.

MORELLO, Mario: Contrato y Procesos. Ed. Abeledo Perrot

MOSSET ITURRASPE, Jorge: Teoría General del Contrato. Ed. Orbir. Rosario 1970.

MOSSET ITURRASPE, Jorge: Contratos Conexos, Grupos de Redes de Contratos. Ed. Rubinzal Culzoni, Buenos Aires 1999.

MUGUENZA, Daniel: La Expansión del Transporte. Revista Mercado Eléctrico Agosto-Setiembre de 1999.

MUÑOZ MACHADO, Santiago y BAÑO LEON, J.M: La Intervención Administrativa en el Sector Eléctrico: Exigencias Constitucionales y Comunitarias Frente a una Futura Reforma Legislativa. en “Presente y Futuro del Sector Eléctrico” Revista del Instituto de Estudios Económicos, núm 4/91.

MUÑOZ MACHADO, Santiago: Servicio Público y Mercado: El Sistema Eléctrico, T. IV.

NEBOT LOZANO, José María: Competencia y Servicio Público en la Actividad Eléctrica, en obra general, Competencia y Sector Eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico. Ed.Civitas, Madrid 1998

NEBREDÁ PEREZ, Joaquín María. Distribución Eléctrica. Concurrencia de Disciplinas Jurídicas.Ed Civitas Madrid 1999.

NEBREDÁ, Joaquín María: La comercialización de energía eléctrica. Aspectos Jurídicos. VIª Jornadas del Sector Eléctrico UNESA. Regulación Sectorial y competencia.

NEWBERY, David. Competencia, contratos, e ingreso al mercado spot de electricidad. Periódico Rand de Economía .Vol.29. N° 4. Invierno de 1998.

OCAÑA, Carlos Martín Jesús–C.N.S.E.M.: Competencia Practicable y Regulación. Febrero de 1998.

PARADA VÁQUEZ, Ramon: Derecho Administrativo Parte General. Marcial Pons Madrid 1996.

PEREZ ARRIAGA, José Ignacio. C.S.E.N.: Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica Mayo 1998.

PORTER, David: The Californian Energy Crisis, Working Paper: Mercado de la Electricidad: El Caso de California. Club Español de la Energía. Madrid

15/02/2001.

POSSNER, Richard A. "El análisis Económico del Derecho". Ed. Fondo de Cultura Económica, México 1998.

PUIG BRUTAU, José: Doctrina General del Contrato.

REZZONICO, Juan Carlos " La relación de cobertura en el contrato a favor de tercero" anales, Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales de La Plata. T XXVI.

SALAS J: Régimen Jurídico Administrativo de la Energía Eléctrica, Bolonia 1977;

SANCHEZ, Andrés: Mercado Financiero, pág. 4280 Enciclopedia Jurídica Básica III. Ed. Civitas.

SBÉRTOLI, Luis: Tiempos de Balances. Revista Mercado Eléctrico pág. 21, Octubre-Noviembre de 1999.

SCHROEDER Jeanne L.: The End of The Market: A Psychoanalysis of Law and Economics, Harvard Law Review, Volumen 112, Diciembre de 1998, Número 2.

SOBRE CASAS, Roberto Pablo. Revista de Actualidad en el Derecho Público N° 12, Enero Abril del 2000 Ed. Ad-hoc Buenos Aires: "Los nuevos paradigmas: Regulación y Mercado. Contenido y Régimen Jurídico del Servicio Público". Buenos Aires, Nov. 1999.

SOSA WAGNER, Francisco: El Contrato Público de Suministro. Ed. Civitas. Madrid 1996

STIGLITZ, Rubén: Contratos Civiles y Comerciales. Ed. Abeledo Perrot. Bs. As. 1998.

TAYLOR, Jerry: Prediction: California power deregulation will be a fiasco. NATIONAL POST ONLINE, January 19, 2001.

TEUBNER, Gunther: Hyperzyklus im Recht und Organisation: Zum Verhältnis

von Selbstbeobachtung, Selbstkonstitution und Autopoiese, 106 e segs.

TEUBNER, Gunther: O Direito com Sistema Autopoiético. Ed. Fundação Calouste Gulbenkian. Lisboa 1989. Traducción de la obra Recht als Autopoietisches System, por José Engrácia Antunes.

THATCHER, Margaret: Los Años de Downing Street. Ed. Sudamericana. Bs. As. Año 1994.

TORRE DE SILVA, Víctor y LÓPEZ DE LETONA Revista Española de Derecho Administrativo: Entorno a la Concesión de aprovechamiento hidroeléctrico y su situación inicial.

TRAVIESAS, Miguel “ La Representación y otras Instituciones Afines “ Revista de Derecho Privado TX. Editorial Revista de Derecho Privado de Madrid,

TRILLO FIGUEROA, Jesús y LOPEZ JURADO, Francisco: La Liberalización Eléctrica en España, en obra Competencia y Sector Jurídico.

TRILLO FIGUEROA, Jesús y LOPEZ JURADO, Francisco: La Regulación del Sector Eléctrico. Ed. Civitas Madrid 1996.

TRILLO FIGUEROA, Jesús: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico: Un Nuevo Régimen Jurídico, Liberalización Eléctrica en España: Aspectos Básicos de su Regulación.

UBAGO y KUJAWA: The Creation of Global Electricity Market. 1996.

VALLS, Mario: Derecho de la Energía. Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires 1977.

VELJANOVSKY, C.: The Regulation Game: Regulators and de Market: an assessment of the growth of Regulation in the UK. Londres 1991.

VIIº Seminario del CACIER, reportaje a Esther FANDIÑO, Directora del Ente Nacional de Regulación de Energía (E.N.R.E.). Revista Mercado Eléctrico, Diciembre 1999. El Futuro de la Próxima Década, es sin Duda la Integración.

VILLAR EZCRRURA, J.L: Servicio Público y Técnicas de Conexión, Madrid 1980, en especial págs. 97 y ss.

WAYAR, Ernesto: Tratado de los Contratos. Tomo II.

WOLFRAM, Catherine : Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the United Kindonm's Reforms?. Profesora Asistente de Economía en la Universidad Harvard.

REVISTAS

CAMMESA Paper: Transformación del Sector Eléctrico en Argentina

Economic Report of the President. 1997.

Informe Anual CAMMESA sobre el Mercado Eléctrico Mayorista. Año 1998

Informe Anual CAMMESA. 1998

Informe C.N.S.E. Sobre el Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el Año 1998.

Informe C.N.S.E. Sobre las Reglas de Funcionamiento del Mercado Propuestas por el Operador del Mercado, 26 de Enero de 1999.

Informe C.S.E.N. Septiembre 1997, página 6.

Informe del Bco Mundial sobre: El Estado en un Mundo en Transformación. Año 1997.

Memoria C.N.S.E. La nueva ley del Sector Eléctrico. 1997.

Memoria y Balance General CAMMESA. 1999.

Revista de Derecho Administrativo, Vol. 6. Año 1991

Revista del Instituto de Estudios Económicos, núm. 4/91.

Revista Mercado Eléctrico Junio 1998.

Revista Mercado Eléctrico Octubre-Noviembre 1999

Revista Mercado Eléctrico Agosto-Septiembre de 1999

Revista Mercado Eléctrico Agosto de 1998.

Revista Mercado Eléctrico, Diciembre 1999.

Revista Mercado Eléctrico. Junio 1998.

Revista Mercado Eléctrico, Octubre-Noviembre de 1999.

Revista Proyecto Energético, Noviembre 1999

Índice

Abreviaturas	2
Introducción	5
Primera Parte: Presentación Conceptual	16
Capítulo Primero: Peculiaridades del Sector Eléctrico	17
I. Peculiaridades de la Energía Eléctrica	17
I.1.- Naturaleza	17
I.2.- Concepto jurídico de la energía	19
II.- Evolución del sector eléctrico	21
II.1.- Introducción	21
II.2.- El proceso de cambio que posibilitó la desintegración vertical de la industria eléctrica.	24
III.- Creación de mercados:	30
III.1.- El por qué de su existencia	30
III.2.- Información:.....	33
III.3.- Incentivos:.....	34
III.4.- El mercado eléctrico:	36
III.5.- Conexiones de los mercados cerrados y abiertos con los mercados spot y de negocios bilaterales	39
IV. Pautas iniciales para su regulación	39
IV.1.- El marco elaborado por la teoría económica	39
V. Técnicas de neoregulación	45
V.1.- ¿De qué tipo de competencia hablamos?. El modelo de competencia regulada....	45

V.2.- Efectos de la nueva regulación, sus resultados prácticos.....	49
V.3. Conclusión:	51
Capítulo Segundo: Los modelos de organización del sector eléctrico.....	53
Introducción:	53
I.- Monopolio Integrado.....	54
I.1.- La regulación integral de la industria, con planificación estatal y monopolio natural:	54
I.2.- Obligaciones de política social: servicio universal	55
I.3.- Acuerdos comerciales.....	57
I.4.- Eficiencia en el modelo	57
I.5.- Conclusión.....	58
II. Agencia Compradora.....	59
II.1.- Noción	59
II.2.- Acuerdos comerciales	60
II.3.- Competencia limitada en la generación y falta de incentivos en la innovación de tecnologías.....	62
II.4.- Desarrollo de objetivos de política social	63
II.5.- Conclusión	63
III. Mercado Mayorista	64
III.1.- Lineamientos generales.....	64
III.2.- Condiciones de funcionamiento del mercado mayorista	64
III.3.- Cuestiones del mercado mayorista a considerar	69
III.3.1.- Acuerdo de fondos comunes de costos totales	69
III.3.2.- La segunda cuestión a considerar es el poder del mercado de las empresas Generadoras	70
III.3.3.- Obligaciones de política social	72
III.4.- Autonomía empresarial de la gestión.....	73
III.5.- Conclusión	73
IV. El Mercado Minorista	74
IV.1.- Lineamientos generales	74
IV.2.- La necesidad del mercado spot y la correcta asignación de factores de medición del consumo	76

IV.3.- Criterios de eficiencia.....	77
IV.4.- Programas de política social.....	77
IV.5.- Conclusión.....	78
V. Titularidad de la Propiedad Empresaria.....	79
V.1.- Industria Pública.....	79
V.2.- Industria Privada.....	79
Segunda Parte: Sistemas de Regulación para la Introducción de Competencia.....	81
Introducción:.....	82
Capítulo Tercero: Inglaterra y Gales.....	85
I. Su historia.....	85
I.1.- La Privatización.....	87
II. Reorganización de la Industria: separación de actividades.....	88
III. Los nuevos agentes.....	89
III.1.- Transporte.....	89
III.2.- Distribuidores.....	89
III.3.- Generadores:.....	92
IV. Autoridades de Regulación y Control.....	93
V. El Mercado inglés.....	96
VI. La Reforma del sistema inglés.....	99
Capítulo Cuarto: Argentina.....	106
Introducción.....	106
I. Etapas.....	106
I.1.- Período 1887/ 1943, gestión privada del servicio.....	107
I.2.- Período 1943/ 1960: gestión pública del servicio.....	108
I.3.- Período 1960/ 1991: Gestión pública, desfinanciamientos de empresas, errores de sobreinversión en producción eléctrica. Apagones, la crisis del sistema.....	109
I.4.- Período 1991 al 2000, el proceso privatizador: sus aspectos significativos.....	114
II. Desafíos Actuales.....	117
II.1.- Generación.....	117

II.2.- Análisis de la situación del mercado eléctrico	124
II.3.- El transporte.	126
II.4.- Las distribuidoras.	131
II.5.- El mercado minorista.	132
III. La Necesidad de una eventual reforma de la Constitución Argentina, en relación al tema.	134
Capítulo Quinto: Sistema eléctrico de California	138
I. Antecedentes	138
II. El modelo de reforma	141
II.1.- Los agentes del mercado	141
II.2.- Fases del proceso de cambio	142
III. Crisis del modelo.....	142
IV. Conclusión.	144
Capítulo Sexto: España.	145
Introducción.	145
I. Etapas del sector eléctrico en España	146
I.1.- Período 1871 a 1924.....	146
I.2.- Período 1924 a 1951.....	150
I.3.- Período 1951 a 1984.....	154
I.4.- Período 1984 a 1994.....	158
II. El marco legal estable.....	162
II.1.- La ley 40/1994. Regulación integral del sistema.	162
II.2.- La directiva 96/92 C.E.E.....	166
II.3.- El Protocolo del 11/12/96.	168
II.4.- La Ley 54/97.	170
II.4.1.- Sus antecedentes: El proyecto de ley LOSEN 1997	170
II.4.2.- Principios y objetivos.....	173
II.4.3.- Competencias nacionales y autonómicas	178
II.5.- Conclusiones	181
III. Autoridades político – administrativas	182

III.1.- Entidad de regulación	182
III.2.- La Administración central. Competencias.....	183
III.3.- Comisión Nacional de Energía.	185
III.3.1.- Competencias consultivas o de informes	185
III.3.2.- Competencias instructorias o de auditamiento	185
III.3.3.- Competencias normativas	186
III.3.4.- Competencias arbitrales cuasi jurisdiccionales.....	186
III.4.- La Comisión Nacional de Energía.....	187
III.4.1.- Su constitución.....	187
III.4.2.- Naturaleza de la Comisión.....	188
III.4.3.- Composición y recursos.....	188
III.4.4.- Su Consejo Consultivo	189
IV. Agentes del sector no sujetos a regulación	190
IV.1.- Cuestión metodológica	190
IV.2.- Agentes institucionales. Su carácter instrumental	191
IV.2.1.- El operador del mercado.....	191
IV.2.2.- El operador del sistema.....	194
V. La comercialización de electricidad	202
VI. Agentes del sector regulado	206
VII. Transporte	208
VIII. Distribución	216
IX. Régimen especial de tratamiento de fuentes renovables .	
IX.1.- Cuota nacional de energía.....	222
IX.2.- Costes de transición a la competencia	226
X. El mercado español	237
X.1.- Su conformación	237
X.2.- Presupuestos de su existencia en el mercado. Separación de actividades	239
X.3.- Estructura empresarial	240
X.3.1.- Concentración horizontal: Teorías.....	240
X.3.2.- Conclusión	246
X.4.- Estructura y funcionamiento básico del mercado español.....	247
X.4.1.- Sujetos privados e institucionales	247

X.4.2.- Mercado diario	250
X.4.3.- Sistema de ofertas	250
X.4.4.- Casación de las ofertas. Procedimiento	251
X.4.5.- Regulaciones técnicas. Restricciones.....	253
X.4.6.- Mercado de servicios complementarios.....	255
X.4.7.- Gestión de desvíos	259
X.4.8.- Mercado intradiario.....	261
Tercera parte: Los contratos en el mercado eléctrico	264
Capítulo Séptimo: Contratos de compraventa de electricidad	265
Introducción	265
I. Análisis del Mercado Eléctrico: Distintos niveles.....	269
I.1.- Contractual:	269
I.2.- Perspectiva sistemática:.....	270
I.3.- Perspectiva Institucional:.....	270
II. La naturaleza del tercero. CAMMESA.	271
III. Naturaleza jurídica de los contratos: Su aplicación a la contratación spot y a los contratos primarios a término.....	274
IV. Contrato de compra-venta.....	276
IV.1.- Naturaleza jurídica.....	276
IV.2.- Regulación jurídica.....	281
IV.3.- Caracteres del contrato:	283
IV.4.- Su regulación por legislación especial.	284
IV.4.1.- Contenido	284
IV.4.2.- Contenido del objeto societario de CAMMESA	286
IV.4.3.- Conclusión.....	286
IV.5.- Circunstancias de los contratos.....	288
Capítulo Octavo: Agentes del Mercado	291
Introducción	291
El modelo de mercado: Condicionantes.....	280

I. Sujetos Habilitados.....	292
II. Sujetos incapaces. Tipo de incapacidad.....	294
III.- Medio de Habilitación para ingresar al mercado: la Autorización.....	296
III.1.- Noción.....	296
III.2.- Clases.....	299
III.2.1.- Autorizaciones regladas o discrecionales:.....	300
III.2.2.- Autorizaciones por operación y por funcionamiento:.....	301
III.2.3.- Autorizaciones personales o reales:.....	302
III.2.4.- Su aplicación en el MEM.....	302
III.3.- Requisitos para solicitar la habilitación como agente.....	303
III.3.1.- Común:.....	303
III.3.2.- Particulares.....	303
III.3.3.- De funcionamiento.....	305
III.3.4.- Autorización Real.....	306
IV. El procedimiento de autorización.....	306
IV.1.- El ingreso: diversas solicitudes, su contenido y función.....	307
IV.1.1.- Solicitud: requisitos temporales, su contenido, declaración unilateral de adhesión al sistema y documentación exigida.....	308
IV.1.2.- Requisitos particulares de los Grandes Usuarios:.....	309
IV.2.- Organismos que intervienen en forma preceptiva y previa a la autorización.....	311
IV.3.- La publicidad de la petición y su contralor por los agentes del MEM.....	316
IV.4.- Incorporación del nuevo agente.....	318
V. Transferencia de titularidad.....	319
V.1.- Transferencia de titularidad por privatización o causa análoga:.....	319
V.2.- Transferencia de un agente privado:.....	320
V.3.- Requisitos comunes:.....	320
VI. Cumplimiento de las obligaciones de los agentes. Sanciones. Extinción de la autorización, límites. Revocación por razones de ilegitimidad.....	321
Capítulo Noveno: El mercado a corto plazo (spot).....	326
Introducción.....	326
I. La representación.....	327

I.1.- Formas.....	328
II. Contrato plurilateral. La pluricontratación.....	331
III. La acción de contratar en el spot. Sus fases.....	338
Introducción.....	338
IV. El contrato como proceso, su compatibilidad con el sistema y sus interacciones: perspectiva sistémica del mercado.....	342
V. El proceso contractual.....	344
V.1.- Información básica.....	344
V.2.- Relaciones precontractuales, la tratativas y contenidos de información.....	344
V.3.- Datos observados.....	347
V.4.- Mantenimientos Correctivos:.....	351
V.5.- Solicitudes de autogeneradores y cogeneradores.....	352
VI. Coordinación de operaciones de importación y exportación.....	352
VI.1.- Envío de la programación semanal. Contenido:.....	353
VI.2.- Notificación de datos observados y previsiones de solicitudes de venta y/o compra internacionales en el Mercado spot.....	353
VII. Segunda fase del proceso precontractual:.....	354
VII.1.- La oferta. Concepto :.....	354
VII.2.- El Contrato: la aceptación, las autocontrataciones.....	359
VII.3.- Características.....	360
VII.4.- Ejecución de las Pluricontrataciones.....	363
VII.4.1.- Operación en tiempo real.....	363
VII.4.2.- Condiciones para un redespacho.....	364
VIII. La Renegociación de los contratos.....	366
VIII.1.- El Redespacho. Noción. Supuestos en que procede. Efectos.....	366
VIII.2.- Efectos jurídicos.....	367
VIII.3.- Determinación de los intercambios.....	368
VIII.4.- Cumplimiento obligatorio de requerimiento: excepciones.....	369
IX. Modelos sistemáticos utilizados. Los contenidos sistemáticos.....	369
Introducción.....	369
IX.1.- Modelo de despacho semanal.....	371
IX.2.- Previsión de restricciones a la demanda.....	374

IX.3.- Determinación de las reservas de corto plazo: concepto.....	374
IX.4.- Responsabilidad del OED por información no suministrada.	375
IX.5.- Coordinación de operaciones diarias de importación y exportación.....	376
IX.6.- Modelo utilizado.....	376
X. Despacho Diario, predespacho y despacho de cargas.....	378
X.1.- Optimización del despacho.....	380
X.2.- Programación de restricciones al abastecimiento.	380
X.3.- Despacho de la reserva regulante.....	381
X.4.- Despacho de las reservas de corto plazo en máquinas paradas.	381
XI. Facultades del OED.	382
XI.1.- Cumplimiento de sus ordenes.....	382
XI.2.- Observaciones de las empresas generadoras.	383
XI.3.- Criterios o estándares objetivos de valuación del apartamiento.....	383
XII. Calidad del sistema de transporte.	384
XII.1.- Concepto. Órgano competente. Deberes de información y procedimiento de impugnación.....	384
XIII. Remuneración a generadores.	385
XIII.1.- Concepto y clases.....	385
XIII.2.- Remuneración de la energía.....	385
XIII.3.- Remuneración de la reserva regulante:	386
XIII.4.- Remuneración de la potencia: potencia neta puesta a disposición.	386
XV. Reserva contingente.	387
XVI. Arranque y parada de maquinas.....	387
XVII. Autogeneración y cogeneración	387
 Capitulo Décimo: Contratos a termino del mercado argentino.	 389
Introducción	389
I. Características generales.....	390
I.1.- Requisitos	390
I.2.- Partes	391
I.3.- Caracteres	392
I.4.- Obligaciones de los contratantes respecto del OED.....	400

I.5.- Autorización de los contratos por el OED.....	401
I.6.- Requisitos específicos para la contratación de grandes usuarios	404
II. Clasificación de los contratos.....	407
III. Mercado interno	408
III.1.- Contratos de abastecimiento	408
III.1.1.- Noción. Naturaleza jurídica	408
III.1.2.- El consentimiento	410
III.1.3.- El objeto del contrato.....	411
III.1.4.- Modalidades prestacionales	413
III.1.5.- Modalidades prestacionales que las partes pueden asumir.....	415
III.1.6.- Circunstancias del contrato.....	415
III.1.7.- Datos sistemáticos del operador de despacho.....	416
III.2.- Contratos de Reserva Fría de Potencia.	420
III.2.1.- El mercado de reservas.	420
III.2.2.- Análisis de los elementos que integran el contrato de reserva fría.....	421
III.2.3.- Noción.....	425
III.2.4.- Supuestos de procedencia de estos contratos.....	426
III.2.5.- Contenidos prestacionales.....	427
III.2.6.- Partes: Sujetos y legitimación.....	428
III.3.- Circunstancias del Contrato.....	428
III.3.1.- Plazos.	428
III.3.2.- Cargas informativas: información a suministrar.....	429
III.3.3.- Cargas informativas del Organismo encargado de despacho:	429
III.3.4.- Condiciones de convocatoria.....	430
III.3.5.- Administración en el MEM.	431
III.3.6.- Administración de restricciones en el suministro en el MEM	432
III.4.- Medición y facturación de las contrataciones por el Organismo Encargado de Despacho (OED)	433
III.5.- Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento.....	435
III.6.- Liquidación de valores... ..	436
III.7.- Facturación de los contratos	437
III.7.1.- Servicios prestados por el MEM.....	437

III.7.2.- Energía y Potencia.	437
III.7.3.- Remuneración del Transporte.....	438
III.7.4.- Cargo variable asociado a la energía.	438
III.7.5.- Cargos por conexión y capacidad.....	439
III.7.6.- Conclusión.	440
CONCLUSIONES	442
BIBLIOGRAFÍA	450
REVISTAS	462