

Ajustes a la reglamentación actual del Mercado Eléctrico de Uruguay que permitan viabilizar su funcionamiento

Zilli, Carlos; Zeballos, Raúl; Vignolo, J. Mario

Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería - Universidad de la República

Resumen—La reglamentación del mercado eléctrico uruguayo fue establecida por los decretos del año 2002 (276/002, 277/002, 278/002 y 360/002), que reglamentaron los aspectos generales y específicos de la Ley 16.832 (Ley de Marco Regulatorio).

Dichos decretos establecen la forma de operar del mercado de generación, estableciendo reglas similares a la de los reglamentos establecidos en la región, teniendo en cuenta también una futura integración con los países fronterizos. Una vez emitidos los decretos reglamentarios se crea la ADME, y comienza su aplicación gradual, en particular para resolver el ingreso de algunos generadores al mercado.

Argentina no está hoy aplicando integralmente su regulación en materia de generación, y Brasil optó por una solución a su medida que ha ido perfeccionando con la evolución de su mercado.

En Uruguay hay perspectiva de incorporación creciente de generación, sea por renovables, convencionales de UTE o hasta la eventualidad de sociedades mixtas contribuyendo al parque generador. Aún así, el mercado de generación en Uruguay permanecerá pequeño, con pocos actores, y no se hace visible por esa razón del funcionamiento de un mercado como tal.

En la situación y contexto descriptos, parece más apropiado explorar un esquema parecido al brasileño, donde se realizan contratos de largo plazo, de fuentes convencionales y de renovables, para cubrir la totalidad de la demanda planificada. El Spot queda en este esquema como un mercado marginal de ajuste de desvíos de demanda y de oportunidades de sustitución de fuentes para los contratos ya pactados en pequeña escala.

Este tipo de esquema de mercado requiere un soporte fuerte de planificación validada. Esta planificación, y la posterior concreción de los

contratos, hace previsible el mercado y por tanto facilita la definición de nueva generación a incorporar.

La propuesta consiste en exponer conceptualmente los ajustes a la reglamentación de mercado eléctrico existente, de modo de adaptarlo a un mercado de contratos que cubra las necesidades de suministro de distribución y grandes consumidores, con una única figura detentora y fiscalizadora de dichos contratos. En forma simplificada, podría decirse que se propone un mercado que puede llamarse de comprador único.

Index Terms—mercado eléctrico, reglamentación, modelo de comprador único

I. INTRODUCCIÓN

La reglamentación del mercado eléctrico uruguayo fue establecida por los decretos del año 2002 (276/002, 277/002, 278/002 y 360/002), que reglamentaron, cuatro años después, los aspectos generales y específicos de la Ley 16.832 (Ley de Marco Regulatorio).

Dichos decretos establecen la forma de operar del mercado de generación, estableciendo reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile en los años 1980.

Como el proceso de actualización de la legislación eléctrica es en Uruguay también de los años 1990, en un contexto de éxito de la reglamentación argentina y con una fuerte interconexión entre los dos países, que hacía pensar en una integración de mercados, la similitud de las reglas fue un hecho consecuente. El colapso del sistema energético eléctrico que

sufrió dicho país a fines de los 80, que derivó en el montaje fuertemente competitivo de agentes .^{en}.^{el} mercado en que fuera posible, fue muy exitoso revertiendo la situación en Argentina en pocos años.

Posteriormente, ya en el comienzo de la década del 2000, Argentina deja paulatinamente de aplicar sus reglas, sin cambiarlas formalmente, y por otro lado Uruguay no había reglamentado aún sus propias reglas de mercado, lo que sucede finalmente en 2002. Una vez emitidos los decretos mencionados, la reglamentación del mercado se comienza a aplicar muy lentamente, con la creación del ADME, y algunas actividades derivadas principalmente de la aparición de pequeños generadores privados en el mercado. UTE no llegó a realizar sus contratos internos, siendo además el único comprador y detentor de gran parte de la generación establecida en el territorio nacional. Por otra parte, Brasil desarrolla sus reglas de mercado a partir de 1997, con modificaciones significativas en 2004 vigentes hasta hoy, las cuales hacen tender al mercado a una concepción con competencia "por.^{el} mercado en el sector de la Generación. Las características del sistema de generación son diferentes a las de Argentina, en particular con una elevada composición de generación hidráulica, lo que llevó entre otras razones a recorrer por otro camino para resolver la seguridad del suministro y las transacciones de los generadores con distribuidoras y grandes consumidores.

La situación hoy en Uruguay, fundamentalmente a partir de 2005, está cambiando paulatinamente, al parecer sin reversión posible en el medio plazo. Esto es, sensible incremento de la participación de privados en forma directa, o de asociaciones público-privadas en las inversiones de generación pero con UTE como único comprador de la energía generada.

Se agrega a este contexto, las particularidades del mercado uruguayo: tamaño, en términos relativos, muy pequeño tanto medido en potencia de pico y energía eléctrica, con pocas plantas de generación, mayoritariamente de propiedad de UTE o del Estado (CTMSG), e introducción de generación a partir de fuentes renovables en

particular de fuente eólica o biomasa siguiendo la tendencia internacional, en principio como consecuencia del alza de los precios de las fuentes primarias convencionales, del cambio climático y de la concepción de la seguridad e independencia energética.

En la situación y contexto descriptos, parece más apropiado explorar un esquema parecido al brasileño, donde se realizan contratos de largo plazo, de fuentes convencionales y de renovables, para cubrir la totalidad de la demanda planificada. El Spot queda en este esquema como un mercado marginal de ajuste de desvíos de demanda y de oportunidades de sustitución de fuentes para los contratos ya pactados.

Este tipo de esquema de mercado requiere un soporte fuerte de planificación validada y centralizada. Esta planificación, y la posterior concreción de los contratos, incluido los contratos internos que empresas verticalmente integradas realicen, permiten ver a todos los actores el desarrollo del mercado, y en consecuencia saber si los nuevos emprendimientos encajan en costos y por lo tanto serán despachados con una probabilidad asociada, y finalmente decidir si se realizan las inversiones en determinados tipos de generación.

Cuestiones adicionales, como llevar los ajustes de precios estacionales a ajustes anuales de los contratos, determinar la mecánica de contratación con un detentor y fiscalizador único que por definición es la ADME, son aspectos que tienen que ser abordados.

El trabajo propuesto entonces, consiste en exponer conceptualmente los ajustes a la reglamentación de mercado eléctrico existente, de modo de adaptarlo a un mercado de contratos que cubra las necesidades de suministro de distribución y grandes consumidores, con una única figura detentora y fiscalizadora de dichos contratos. En forma simplificada, podría decirse que se propone un mercado de comprador único, en lo referente a la administración de los contratos y con una única empresa Distribuidora y Comercializadora de suministro a tarifas reguladas.

II. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE MERCADO

El Uruguay tiene un porte de mercado eléctrico que puede calificarse de muy pequeño porte, poco más de 1 millón de consumidores y 9.000 GWh de demanda al año, lo que dificulta la competencia a nivel de generadores, y particularmente a nivel de compradores. Agregase como fuente de suministro de energía las interconexiones con Brasil y Argentina, que tiene una incidencia significativa a la hora de evitar costos elevados o fallas, y de exportación de excedentes.

De hecho hay un solo comprador de momento, la UTE en su función de Distribuidor. Es dudosa la conveniencia para el negocio de Distribución de dividir el mercado en más de una empresa, ya que se entraría en ineficiencias por problemas de escala si se establecen más de dos regiones, además de aparecer dificultosos problemas de diferencias tarifarias derivados de los diferentes mercados regionales concedidos.

A nivel de generadores, UTE como Generador es propietaria de las grandes centrales instaladas en el territorio, a excepción de Salto Grande, que pertenece al Estado uruguayo, en definitiva al mismo "propietario" que UTE. Hoy día están instalados pequeños generadores privados en base a biomasa y eólicos, y están en camino los próximos 150 MW eólicos (aunque menos del 10% de la potencia instalada en el país), todos ellos serán con contratos de venta de energía a UTE, a excepción de alguno de cogeneración (de potencia instalada despreciable) que optó por vender en el Spot, pero también teniendo como único destinatario final a UTE en este mercado de corto plazo. Adicionalmente se maneja la posibilidad de que nuevas demandas de porte establezcan generación adicional privada, como cogeneración o respaldo, como es el caso ya existente de la planta de celulosa de UPM. En términos de medio plazo, puede presumirse que habrá actores privados actuando en el mercado hasta como generadores al estilo UTE, vendiendo para atender demanda del Mercado, fundamentalmente porque parece existir la orientación de compartir con el sector privado las inversiones de generación.

Las interconexiones con Argentina han jugado un rol fundamental en los últimos 30 años, permitiendo ventajas a ambas partes, por compra sustitutiva de generación más cara o por venta de excedentes. La capacidad de las interconexiones supera la demanda máxima uruguaya, por lo que no ha habido restricciones en los intercambios. Con Brasil existe una interconexión de 70 MW, y están en construcción otra en 500 kV que permitirá intercambios de gran porte. Ambos aspectos son esenciales en la visualización del mercado uruguayo actual, porque aún presumiendo dificultades en las transacciones, está claro que modifican mucho el costo de generación a largo plazo si se introducen los intercambios para evitar fallas y comercializar excedentes. De hecho, aún en contextos críticos, Uruguay pudo apelar a las importaciones en situaciones extremas.

El contexto parece definirse como de un único Distribuidor, UTE en esa función, y generadores de diversa índole y propiedad. Habrá en el Sistema Eléctrico generadores hidráulicos, térmicos de base y de punta, con base en renovables, cogeneradores y autogeneradores, de propiedad pública y privada, eventualmente nuevas figuras de participación de capital mixto. Las transacciones internacionales con Brasil y Argentina son actores convenientes y de peso en el mercado.

Sobre estas hipótesis expuestas para los próximos años, se revisan a continuación las reglas de mercado ya establecidas, considerando un único comprador responsable de la seguridad del suministro a los consumidores cautivos, UTE Distribuidor, y múltiples agentes de generación, con el agregado esencial de los intercambios internacionales.

III. PRINCIPIOS GENERALES

El costo de generación como parte del costo de energía a los consumidores. Como cuestión fundamental, debe tenerse siempre presente que el objetivo esencial es conseguir tarifas mínimas razonables para los

consumidores, siempre siendo compatibles con la sustentabilidad de los negocios integrantes de la cadena de suministro, en particular del negocio de generación.

Para conseguir este objetivo deben cuidarse atributos fundamentales, como la eficiencia y transparencia en los costos.

Las cuestiones referentes a eficiencia se entienden deben ser cuidadas en el corto y largo plazo. En el corto plazo, el despacho económico es la regla rectora. En el largo plazo es necesario mantener una planificación rectora que muestre claramente las necesidades de generación asociadas a las previsiones de demanda, las mejores alternativas desde el punto de vista de los costos y la seguridad del suministro.

La situación ideal es promover la competencia a nivel de generación, operando a través de señales económicas decurrentes de las propias reglas de despacho. Ocurre que en un mercado tan pequeño como el uruguayo habrá siempre muy pocos agentes, donde fácilmente se determina que generación es necesaria y la mejor alternativa de costos entre las disponibles, por lo que la señal económica de eficiencia puede darse en las propias definiciones que resulten de la planificación.

Como la planificación debe estar en manos de los responsables de cuidar el suministro en última instancia, o sea el Estado, es necesario mitigar riesgos de decisiones no apropiadas, a través del pleno derecho y ejercicio de la función regulatoria. Esta función se expresa a través de la transparencia obligatoria de los procesos de decisión, y en particular de la realización de audiencias públicas con el debido soporte de información. También es necesario que se aseguren reglas de competencia a la hora de definir suministradores de energía de determinadas fuentes, homologando procesos de licitación o similares.

IV. ANÁLISIS DE LAS REGLAS ACTUALES

El Reglamento actual establece una serie de funciones de administración del mercado, todas

ellas necesarias y convenientes. Refieren a bases de datos de información comercial, operación y despacho de energía y servicios complementarios en función de las previsiones de demanda, regulación de contratos y mercado spot, cálculos de precios, cálculos de requerimientos de energía firme y garantía de suministro, medición comercial, etc.. Estas funciones deben existir, y su principal función encaja con los principios rectores de cuidar la garantía y la sustentabilidad del suministro, así como la transparencia de los costos y las transacciones. En definitiva, cuestiones que hacen a la buena salud de cualquier sistema de mercado que se establezca.

Para la programación del despacho, la proyección de la demanda, partiendo de los datos proporcionados por los agentes consumidores es un dato fundamental y de partida. Naturalmente, esta función se atribuye a la administración del mercado, como no puede ser de otro modo.

Producido el despacho real, toda la información resultante debe ser registrada en base de datos de cantidades de energía y precios, contratos y transacciones de corto plazo, servicios auxiliares y sus costos. Todo esto hace a la transparencia de la información a los agentes, lo que debe mantenerse en todos sus términos.

Los modelos de cálculo utilizados para la programación del despacho y para las liquidaciones deben ser aprobados por el regulador, auditables y accesibles por los agentes, requisitos que como los anteriores es conveniente mantener integralmente. Los resultados y consideraciones adicionales deberán volcarse en los informes obligatorios ya estipulados.

Las auditorías de procedimientos, modelos, resultados, precios, etc., previstas en el reglamento deben mantenerse integralmente, ya que contribuyen a la transparencia y mejoras del sistema. El conocimiento por parte de la administración del mercado, los agentes y el regulador son atributos esenciales para conseguir los objetivos perseguidos por las auditorías.

Las autorizaciones de generación corresponden al poder concedente, el Estado, definición básica

correspondiente a su rol.

Las definiciones y reglas para Autoprodutor, Autoprodutor Firme y Autoprodutor No Firme son lógicas y adherentes a las respectivas figuras. El requisito de generar principalmente para su consumo hace a la razón de la instalación de este tipo de generación. En particular, es también razonable que el Autoprodutor Firme con potencia instalada mayor a su consumo pueda realizar contratos de energía firme con contratos a término, útil para el generador y para el sistema como aprovechamiento de excedentes disponibles. El Autoprodutor No Firme puede tener excedentes o demandar energía, por lo cual está sujeto a reglas de despacho de corto plazo y no podrá tener contratos de venta. **En una visión de Mercado resuelto esencialmente con contratos, es conveniente agregar que es necesaria una cobertura de compra con contratos de largo plazo para cubrir los déficits propios o directamente contratar con la distribuidora. Esto no lo excluye de todas las formas de venta de excedentes de corto plazo ya establecidas en el Reglamento.**

La importación es considerada como un generador conectado en la frontera de interconexión, cuestión natural a los efectos del mercado interno del país.

La generación no sujeta a despacho, correspondiente a generadores de pequeño porte, tiene reglas coherentes con su incidencia en el sistema. Todas las demás centrales están sujetas a despacho centralizado.

Las centrales hidroeléctricas están sujetas a reglas de optimización de medio y largo plazo, tendrán programación de uso de sus embalses en función del valor del agua calculado. Las cuestiones relativas a manejos de crecidas y cuidado de las instalaciones permanecen como responsabilidad del generador.

La figura del Comercializador está definida como un operador del mercado que vende generación propia o comprada a terceros a otros agentes, al Distribuidor o la exporta. **En un**

esquema de comprador único, naturalmente esta función recae en la única figura que ejerce funciones de comercialización de energía, este Comprador Único, por lo cual todas las funciones descritas en el Reglamento referentes al Comercializador automáticamente pasar a ser del Comprador Único, o se extinguen si ya están cubiertas en el Reglamento.

V. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA

La definición de agentes del Mercado Mayorista corresponde a la estructura real y natural del mercado eléctrico: Generador, Transmisor, Distribuidor y Gran Consumidor.

En cuanto a los participantes en el Mercado Mayorista, no se mantiene la figura del comercializador, como ya se expuso anteriormente.

Para el agente Distribuidor, debe revisarse el límite de 2% de la demanda de fuentes distribuidas, lo que puede hoy día limitar la inserción y promoción de centrales con fuentes renovables y microgeneración. En todo caso habrá que establecer como el DNC tiene en cuenta el efecto integrado de la generación distribuida en su programación.

En cuanto a los participantes habilitados, adquieren particular relevancia las figuras de UTE Generador y UTE Distribuidor. En un escenario como el actual, donde ya existen generadores privados, y se están perfilando múltiples figuras como asociaciones de UTE con privados en régimen de derecho privado, es prudente que todos los generadores operen con máxima transparencia y no discriminación en el Mercado. En el escenario descrito, se estima muy conveniente la conformación de las empresas de generación en forma independiente, incluso las que actualmente son propiedad de UTE, lo que facilita la tarea de la regulación y administración del Mercado, así como la justicia en materia de reconocimiento de costos que finalmente sumarán los costos de generación transferidos a los

usuarios finales, cuestión esencial en los objetivos de regulación del sistema. En contrapartida, no aparece como crítica la separación de las empresas de Transmisión y Distribución, ya que son negocios de la misma naturaleza, con dos salvedades: a) el tratamiento regulatorio de las inversiones de Transmisión debe ser discreto, una a una, debido a su peso relativo en el total y su larga vida útil, contrariamente a la continuidad en el tiempo que tiene el conjunto de las inversiones de distribución, b) los peajes deben pensarse por nivel de tensión, no necesariamente en AT, MT Y BT deben cobrarse con la misma metodología.

Los criterios establecidos para la programación de mantenimientos anuales, lo preventivos y correctivos, y los de emergencia son razonables y naturales, obedeciendo la coordinación al cuidado de la garantía del suministro y la operación económica del despacho, por lo cual no merece modificaciones.

La programación del despacho obedece a objetivos lógicos de garantía de suministro y despacho económico, con todos los componentes necesarios de largo, medio y corto plazo, así se hizo desde siempre y así debe mantenerse. Es interesante resaltar que estos criterios de operación han cumplido históricamente con sus objetivos en cada escenario de generación dado, siendo que el Reglamento de Mercado tiende a mejorar la eficiencia de los escenarios de generación más que a innovar en la forma de despachar.

La generación forzada está correctamente definida, así como las causales de su programación de corto plazo y despacho. Tal vez en un esquema de Mercado cubierto integralmente por contratos, quepa la posibilidad de predeterminar los precios en caso de que sea necesario su uso, sin vincularla al Spot del momento. Esto no significa que el Spot no deba existir, ya que siempre será necesario al menos como mercado de ajuste entre demanda y oferta. En cualquier caso, el peso es irrelevante para el costo integrado de la generación pasada a los consumidores, solamente interesa particularmente a los generadores que eventualmente participen.

La forma de consideración de los costos de arranque y parada en el despacho de las centrales de arranque lento corresponde a la mejor práctica, y garantiza el criterio general de despacho económico.

La programación estacional de largo plazo y la programación semanal obedecen a todos los criterios técnicos y económicos que deben regir el despacho económico y la garantía del suministro, siendo abundante y detallado en los factores y reglas a seguir, no merece observaciones. Particular importancia tienen en ambas programaciones la previsión de demanda, los cálculos de valor del agua, los riesgos de racionamiento, los mantenimientos y las restricciones de transmisión.

Los servicios de Control de Tensión, Reserva Operativa, Reserva Fría, Seguimiento de Demanda, Administración de Restricciones de Transporte, corresponden al grupo de Servicios Auxiliares, necesarios para conseguir operar el sistema dentro de parámetros admisibles. Todos ellos tienen previsto una forma razonable de remuneración, justificada por su contribución al funcionamiento confiable del sistema y la seguridad del suministro.

En el Reglamento, el Despacho Económico determina la optimización del costo diario, considerando costos de arranque y parada, desempeños mínimos y servicios auxiliares. El despacho diario tiene como componentes el pre-despacho y el re-despacho en tiempo real, que considera todos los parámetros ya expuestos. Parámetros destacables son el valor del agua y el costo de las restricciones.

Respecto de los costos variables utilizados para el despacho, los criterios son económicamente correctos, sin embargo merecen atención en algunos detalles. **El costo inicial de combustibles líquidos reconocido como el precio de ANCAP, no debe apartarse de los costos internacionales más los debidos auditados de manipulación y/o refinación de ANCAP, pero auditados. No deben introducirse eventuales ineficiencias del**

intermediario de combustibles en el costo de energía generada.

Adicionalmente, el costo de pérdidas de transmisión estará sujeto al régimen que se aplique para la Transmisión, de donde se deduce la consideración de los factores de pérdidas.

Los costos variables utilizados para el despacho deben mantenerse: valor del agua para las hidráulicas con embalse, costo de combustibles afectados de factor de arranque para las térmicas, cero para hidráulicas de paso y eólicas, más los criterios para despachar importaciones, respaldos, etc..

Los valores de falla establecidos inicialmente en el reglamento resultan bajos hoy día considerando los costos actuales de generación. El asegurar el suministro en los términos entendidos habitualmente requiere la revisión al alza de estos valores.

Los criterios adoptados para el pre-despacho son los correspondientes al despacho económico. En particular deben mantenerse aquellos relativos al tratamiento de las importaciones y exportaciones. Solamente resultará un poco diferente la forma de determinar precios, ya que en un Mercado con cobertura total de contratos, los precios estarán determinados esencialmente por éstos, restando al Spot solamente las transacciones de ajuste.

Las reglas establecidas para re-despacho y post-despacho siguen la línea del despacho económico y la seguridad del suministro, por lo que deben también mantenerse.

El Reglamento define los productos y servicios que se comercializan: energía y potencia firme para garantía de suministro.

La energía que se inyecta al sistema puede provenir de generadores o importación, mientras que la tomada de energía tendrá destino de consumo o exportación. La potencia firme es el respaldo a la garantía del suministro, y es comprometida por los generadores e importadores.

Por definición, el mercado de contratos a término será el ámbito para resolver compras-ventas de energía en condiciones y precios establecidas, y particularmente donde se resuelve la garantía de potencia firme, además de los ajustes posteriores que resulten el mercado de reserva nacional. En el corto plazo, se concretan las operaciones del servicio mensual de garantía de suministro como método de ajuste.

En el mercado Spot solamente se comercializa energía de corto plazo, de excedentes o faltantes ya sea por variaciones de demanda o por necesidad de los productores.

Para el Distribuidor, se calcularán los precios estabilizados. Actualmente se establece que el cálculo sea semestral, lo que se propone cambiar a periodos anuales pensando en un Mercado cubierto totalmente por contratos, excepto claro está, de ajustes monetarios intermedios en casos de inflación elevada, por fijar ideas, mayores a 10% anual. La forma de calcularlo junto a la programación anual de largo plazo se mantiene.

La contratación de Potencia Firme hace a la Garantía del Suministro. Esta contratación se logra esencialmente en los contratos de largo plazo, y se ajusta con contrataciones de corto plazo previstas todas en el Reglamento. **En el esquema planteado de comprador único, no se mantiene la figura del comercializador y consecuentemente no aparecerá como posible oferente de potencia firme.** Finalmente, es prudente mantener tanto para importaciones como para exportaciones la inclusión de potencia firme en los contratos de largo plazo, ya que esto hace a la integración cada vez más fuerte con los países vecinos.

Particular atención requiere el cálculo de potencia firme de las hidráulicas, correctamente establecido en el Reglamento. Esa potencia firme será la que podrán contratar como tal estos generadores. En el caso de los térmicos, la potencia firme está directamente relacionada con la potencia real puesta a disposición.

En el corto plazo, las disponibilidades de potencia firme se ven afectadas por indisponibilidades, mantenimientos, etc., por lo que el DNC tiene que realizar los ajustes correspondientes en función de las disponibilidades declaradas mensualmente y diariamente.

El precio de la potencia firme de largo plazo está establecido en los contratos, así como el de corto plazo resulta de los procesos de adjudicación mensual. **En la idea de comprador único, y contratos de largo plazo para cubrir toda la potencia firme requerida, es en extremo importante que los contratos resulten de procesos competitivos, ya que será la forma de que se reflejen los costos de inversión y márgenes pretendidos por los oferentes, sin costos adicionales debidos a ineficiencias que los consumidores no deben pagar.**

El seguro de garantía de suministro establece las cuantías mínimas de potencia firme que deben contratar a largo plazo el Distribuidor para abastecer a los consumidores cautivos, y los grandes consumidores. **En el esquema propuesto los porcentajes de potencia firme de largo plazo deben llevarse al 100%, o algo mayor, de modo que toda la demanda a largo plazo esté cubierta por contratos de largo plazo. Debido a las variaciones de demanda y los imprevistos de los generadores, es necesario mantener las contrataciones mensuales de potencia firme para lograr los ajustes necesarios entre generación y demanda, además del Spot que básicamente resolverá los ajustes de energía en el despacho diario.**

En el reglamento se establecen los mecanismos para conseguir la reserva anual y la reserva nacional, en la hipótesis de que los contratos de largo plazo no dan cobertura al total e la potencia firme requerida. **En un contexto como el propuesto de contratos de 100% de la potencia firme contratada, permanecerían solamente los mecanismos de ajuste de corto plazo, no siendo necesarias las licitaciones de reserva anual de potencia firme. De hecho, esta reserva queda**

cubierta por los contratos de largo plazo. Particular atención merece la reserva de potencia firme nacional, teniendo en cuenta los problemas que se han registrado en los países vecinos. Por el momento, y a pesar de lo que significa de costo para los consumidores, es prudente establecer el 100% de la cobertura con generadores del territorio nacional. Esta cobertura debe pesar también a los combustibles, en el sentido de que no exista riesgo de abastecimiento por depender de un solo proveedor, por ejemplo.

El servicio mensual de garantía de suministro debe mantenerse en todos sus términos, ya que responde a la necesidad de ajuste entre oferta de potencia firme y demanda en el corto plazo. Igualmente deben mantenerse los cálculos que el DNC realiza para determinar las necesidades de potencia firme de corto plazo.

Los requerimientos de los contratos a término, sean de suministro o de respaldo, son totalmente lógicos, y hacen a la esencia de la garantía de suministro, por lo cual deben mantenerse. **Se destaca que todos los contratos deben contener compromiso de potencia firme, y bloques horarios de energía a suministrar.**

En 2002 se previó la realización de contratos internos entre UTE Generación y UTE Distribución, con algunos mecanismos en el Reglamento para limitar los precios de estos contratos. **Sin duda deben establecerse nuevamente reglas de partida teniendo en cuenta el tiempo transcurrido. Estas reglas que rigen los contratos que se pueden llamar de contratos iniciales, deben cumplir los requisitos expuestos en el reglamento, pero adicionalmente se debe ser cuidadoso en el establecimiento de precios. Se deben tener en cuenta costos de inversión incurridos, lo ya depreciado y costos de mantenimiento que impliquen alguna comparación al menos regional, en magnitud de recursos físicos y proporción de costos totales respecto de la inversión a nuevo. Debe tenerse en cuenta que solamente se debe traspasar**

a los consumidores costos eficientes y anualidades, incluido renta, de inversiones no amortizadas. En casos de diferencias significativas, principalmente en los costos de mantenimiento, podrán establecerse eventualmente mecanismos de transición registrados en los propios contratos. Estas consideraciones merecen re-escribir esta parte del reglamento.

La cuota parte uruguaya de Salto Grande es muy significativa en el total de la generación uruguaya, con la característica de contar con un embalse de poca capacidad. De hecho es un agente independiente de UTE, y así es considerado en el Mercado. **Por la existencia de este agente tan particular, y en general si se consideran los pocos agentes generadores en el Mercado, cabe considerar la posibilidad de que el requisito de Garantía de Suministro de Potencia Firme sea un atributo del conjunto de generadores del sistema, integrado por el Administrador del Mercado. En un esquema de este tipo, el comprador único establecerá contratos con los generadores, estableciendo la cuota parte de contribución a la potencia firme total necesaria. Esta idea no cambia la esencia de la contribución de potencia firme de cada generador, pero simplifica cuestiones como la obtención de contratos de respaldo, disminuyendo la cantidad y complejidad de las transacciones.**

Las importaciones y exportaciones deben mantenerse por su enorme importancia ya demostrada en mitigar los costos de generación transferibles a los consumidores del territorio nacional, los ingresos obtenidos por ventas de excedentes y la contribución repetida a impedir fallas. **No obstante, en el esquema propuesto, recae en el comprador único la capacidad de importar y exportar, lo cual reduce por innecesarias buena parte de las reglas vigentes pensadas para actuación independiente de importadores y exportadores.**

En cuanto a la integración de mercados Spot con países vecinos, la historia cercana muestra

los riesgos que ello significa. Adicionalmente, en un esquema de cobertura total de la demanda por contratos, tampoco tiene sentido dicha integración, por lo cual se estima conveniente desechar esta parte del Reglamento.

Como ya se adelantó, el Spot funciona como mercado de ajuste diario y actúa en forma marginal. En ese contexto, es perfectamente permisible el mantenimiento de las importaciones y exportaciones Spot.

Los costos mayoristas transferidos al Distribuidor son estabilizados, en el esquema propuesto esta estabilización de precios se haría anualmente. De hecho, el precio será resultado básicamente de los contratos, con ajustes derivados de la operación de corto plazo y las transacciones asociadas. No tiene sentido la estabilización de precios en un periodo menor cuando substancialmente la demanda es cubierta con contratos de largo plazo. Se mantiene el fondo de estabilización como herramienta de amortiguación de las variaciones de hidraulicidad, aunque probablemente este resulte en menor cuantía que en una situación de demanda cubierta en buena parte por transacciones en el Spot.

La definición de las transacciones económicas sufre un cambio importante en la propuesta. Con comprador único, las transacciones de vendedores y compradores son con este comprador, aunque pueden efectivizarse los pagos entre agentes una vez que el administrador del mercado determine las cuantías.

Un concepto importante que debe ser mejor explicado en el Reglamento refiere a como se integran el cobro al Distribuidor y como se remunera a los generadores en el corto plazo. Esta cuenta tiene que balancearse al menos anualmente, siendo necesario establecer cómo se distribuyen las diferencias resultantes del despacho económico con los contratos. De hecho, el costo traspasado a los consumidores será el del despacho económico real, y los vendedores recibirán una distribución de las diferencias con los contratos en función de su participación en el despacho real, descontado

los pagos fijos que se establezcan en los contratos.

VI. RESUMEN FINAL

Como se expuso en la fase inicial de este documento, el mercado de generación en Uruguay es de pocos actores, la mayoría en poder de UTE, con Salto Grande como único generador de porte fuera de UTE y sucesivos generadores de menor porte que están entrando al mercado. Se prevé en medio plazo la entrada de nuevos generadores de porte, tal vez en figuras de asociación de UTE y privados. En todos los casos, y en el escenario de mayor diversificación, los agentes son pocos y es difícil pensar en la conformación de un mercado competitivo de generación donde solamente los incentivos produzcan el ingreso de nuevos agentes y se asegure así la Garantía del Suministro.

Bajo las suposiciones expuestas, se entiende conveniente analizar una simplificación del modelo, de modo de asegurar efectivamente la Garantía del Suministro, y por otra parte cumplir también el cometido esencial de traspasar a los consumidores costos eficientes de generación.

En ausencia de competencia, se entiende conveniente esquematizar en las siguientes funciones con alguna caracterización que aproxime al mercado de generación a los objetivos últimos ya enunciados:

Planificación a nivel país, en los términos de la planificación de largo plazo ya establecida en el Reglamento actual, con el objetivo de garantizar el suministro a largo plazo a los menores costos para los consumidores. Esta función decretaría las necesidades de nuevas generaciones y de que clase en función de sus proyecciones de demanda y las necesidades de potencia firme y energía, pondría a consideración pública los estudios y resultados, estableciendo reglas generales para la convocatoria de nuevos proyectos en un régimen de competencia.

Regulación, para la aprobación de reglas delegadas en su función referentes al Mercado, aprobación de reglas específicas para la convocatoria a nueva generación, observancia de

las actuaciones de la Administración del Mercado.

Administración del Mercado, conteniendo el Despacho Nacional de Cargas, encargados de ejercer la función de despacho tal como se describe en el Reglamento y de administrador como único comprador, a nivel nacional y de las transacciones internacionales, además de efectivizar las convocatorias a nueva generación bajo reglas aprobadas por el Regulador.

En cuanto al funcionamiento, se propone básicamente asegurar el suministro a través de contratos que cubran el 100 % de la demanda, con sus componentes suficientes de potencia firme y bloques horarios de energía, dejando el SPOT y las demás transacciones de corto plazo como herramientas de ajuste entre generación y demanda.

El comprador único se propone que sea el propio administrador, y como tal, el que mediante el agrupamiento de las potencias firmes y bloques de energía de los generadores sea el responsable de asegurar el suministro.

El despacho será económico como está establecido, y como mejor se consigue optimizar el costo de generación traspasado a los consumidores.

En cuanto a la **forma de los contratos**, hay variantes, pero básicamente se tenderá a remuneración fija de potencia firme, más el variable por generación real a costo variable según corresponda. En el caso de las hidráulicas, se podrá optar por el pago de potencia firme mensual, que en el largo plazo asegure el retorno de la inversión y los gastos operativos. Esta forma estabiliza razonablemente los precios y mitiga el riesgo del negocio de generación, lo que reduce tasas de retorno y consecuentemente las anualidades que serán repasadas a los consumidores.

Adicionalmente cabe considerar particularmente los contratos iniciales, correspondientes a la generación ya instalada. Como estas centrales no surgen de un procedimiento competitivo inicial, será necesario determinar costos por

comparación con ratios de centrales similares, y verificar el grado de amortización ya realizado, de modo de incluir en el costo futuro solamente el retorno del capital remanente además de costos eficientes de mantenimiento.

En cuanto a **los compradores**, permanecen las figuras del Distribuidor y los grandes consumidores, ambos compradores al comprador único del mercado.

Como siempre pasa, el despacho real no se ajustará exactamente a los contratos, principalmente por las variaciones de la hidraulicidad. Las partes fijas relacionadas a potencia firme de los contratos serán remuneradas como se establezcan y así serán cobradas a los consumidores. Las partes variables, cobradas a los consumidores proporcionalmente a los consumos de bloque horarios, serán repartidas en función del despacho real y la participación de cada generador. Para las térmicas necesariamente se pagará el combustible como componente variable principal, y para las hidráulicas habrá adición o substracción de remuneración en función de los desvíos de potencia firme media. Las centrales como las renovables tendrán contratos específicos, y en particular las eólicas recibirán básicamente retribución por energía.

REFERENCIAS

- [1] Poder Legislativo de Uruguay, Ley N° 16.832 de Marco Regulatorio, 1997
- [2] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 276/002, Reglamento General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Nacional, 2002.
- [3] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 277/002, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, 2002.
- [4] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 278/002, Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica, 2002.
- [5] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 360/002, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2002.
- [6] Hunt S. and Shuttlesworth, G., "Competition and choice in electricity", Ed. John Wiley & Sons, England, 1996. ISBN 0-471-98201-6.
- [7] Hunt S., "Making competition work in electricity", Ed. John Wiley & Sons, New York, 2002. ISBN 0-471-22098-1.
- [8] Harris, Chris., "Electricity markets. Pricing Structures and Economics", Ed. John Wiley & Sons, New York, 2006. ISBN 0-470-01158-0.
- [9] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Brasil, CCEE, www.ccee.org.br). Administrador del Mercado, reglas y procedimientos de comercialización de energía.

- [10] Operador Nacional do Sistema Elétrico (Brasil, ONS, www.ons.org.br). Despacho Nacional de Brasil y Administrador de La Transmisión.
- [11] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil, EPE, www.epe.gov.br). Organismo planificador centralizado.
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil, ANEEL, www.aneel.gov.br). Agencia reguladora.