



IntegraCIER

Congreso Iberoamericano de Energía
10 al 12 de noviembre de 2014
Punta del Este - Uruguay



**FACULTAD DE INGENIERÍA - UdelaR
URUGUAY**

Análisis del modelo regulatorio uruguayo y perspectivas de largo plazo
Montevideo, Agosto 2014

ANÁLISIS DEL MODELO REGULATORIO URUGUAYO Y PERSPECTIVAS DE LARGO PLAZO

Autor/es: DR. ING. MARIO VIGNOLO, ING. CARLOS ZILLI, ING. DIEGO OROÑO

Empresa o entidad: FACULTAD DE INGENIERÍA - UdelaR

Cargo: IIE - DEPARTAMENTO DE POTENCIA

PALABRAS-CLAVE: Marco
Regulatorio, Mercado, Generación,
Comercialización

Código de subtema: R1-2

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Julio Herrera y Reissig 565,

Código Postal: 11.300

Teléfono: 2711 0974

Fax: 2711 7435

E-Mail: dorono@fing.edu.uy

1. INTRODUCCIÓN

Desde el año 2002 rige en Uruguay un marco normativo establecido a partir de la Ley de Marco Regulatorio N° 16.832 de 1997. Interesa remarcar las hipótesis iniciales para la concepción de esta reglamentación, similar a la establecida en Argentina a principios de los años 90. El punto de partida se centraba básicamente en la fuerte interconexión existente entre ambos países, el mercado argentino sumamente atomizado y con precios a la baja debido a la fuerte competencia introducida. Estas hipótesis hacían pensar en que se podrían considerar a ambos mercados integrados como un gran mercado mayorista con reglas similares, cumpliendo con las hipótesis de la literatura sobre este tipo de mercados, estableciendo competencia en generación y comercialización, compra y venta de energía mediante contratos y en el Spot, y la transmisión y distribución de electricidad como actividades reguladas debido a sus características propias de monopolios naturales.

A comienzos de la década del 2000, con una fuerte crisis que afectó todos los sectores económicos del país, Argentina dejó de aplicar las reglas establecidas en el marco regulatorio eléctrico, mientras que en Uruguay aún no se había puesto en práctica la reglamentación. Como resultado, esta visión de mercado integrado con reglas de juego similares, no llegó a aplicarse, dejando de valer asimismo parte de las hipótesis sobre las cuales el mercado uruguayo fue concebido.

A más de una década de la vigencia del marco regulatorio en Uruguay, se constata un escaso grado de aplicación y de hecho un viraje implícito hacia otra concepción del modelo, por lo que resulta pertinente preguntarse por un lado si el modelo vigente es adecuado dada la realidad en relación a la región y a los cambios propios que ha tenido el funcionamiento del sector en la última década, y por otro, cuál sería eventualmente el nuevo modelo y su forma de implementación a partir de la reglamentación existente.

Los modelos regulatorios deben dar respuesta a las características particulares del sector eléctrico de cada país estableciendo reglas claras, transparentes y estables que se apliquen y permitan a los actores conocer cabalmente el ambiente donde desarrollan sus actividades.

Este trabajo busca entonces hacer un análisis del funcionamiento del modelo regulatorio vigente, mostrando que su escaso grado de aplicación en los términos que ha sido concebido llevan necesariamente a cuestionarlo, reestudiar las hipótesis de partida y definir las bases conceptuales sobre la cual debe sustentarse un modelo que sea adecuado a las características del sector eléctrico uruguayo y su relación con la región.

2. VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO

Es conveniente una visión previa resumida de las variables clave del mercado eléctrico uruguayo antes de encarar el tema regulatorio y su nivel de aplicación actual.

2.1. El Mercado Interno

Brevemente se resumen a continuación las características principales del mercado uruguayo.

- Generación 2013 de 10.290 MWh con 76,8 % hidráulico, 16,9% térmico y 6,3% renovables no tradicionales [11].
- Centrales de generación, hidráulicas Río Negro 593 MW, hidráulica Salto Grande 945 MW, térmico convencional vapor 255 MW, turbinas y motores 948 MW, renovables privados 373 MW [11].
- Clientes finales 2013, 1.373.559 [12]
- Consumo compuesto por 41% residencial, 45% entre grandes y medianos consumidores, restante generales y varios [12].
- Pérdidas totales (1-ventas/generación) de 20%
- Existen actualmente más de 1000 MW de renovables en desarrollo, principalmente de fuente eólica, de los cuales ya ingresaron 200 MW al sistema en lo que va de 2014 [10].
- Se está construyendo una central de ciclo combinado de 500 MW, con tecnología para quemar gas natural aunque lo pueda hacer inicialmente con fuel líquido.

El potencial hidráulico de grandes y medianos emprendimientos en ríos está agotado en el territorio. La expansión está focalizada en centrales térmicas de mejor rendimiento, que se alimentarán de gas natural importado a través de una planta regasificadora, y en la generación de fuentes renovables, en primer lugar eólica y en segundo término biomasa y fotovoltaica.

2.2. El contexto de integración

La principal interconexión hoy día sigue siendo con Argentina, con las dificultades ya mencionadas en la comercialización, originada principalmente por el déficit de generación del vecino país, y la imprevisibilidad en la estabilidad de las reglas de intercambio. No obstante es frecuente el intercambio, prácticamente con las mismas reglas que se comercializa desde la existencia de la interconexión (1978).

Se está construyendo una interconexión de gran porte con Brasil que comprende una convertidora de frecuencia de 500 MW en Melo, además de la ya existente de 70 MW en Rivera. Si bien esta nueva interconexión viabiliza físicamente mayores intercambios, hasta ahora la experiencia muestra bastantes dificultades para la concreción de los mismos, limitándose a acuerdos de corto plazo por necesidades específicas de ambos países.

2.3. La cuestión regulatoria

El modelo regulatorio vigente fue establecido por los decretos del año 2002 (N°s 276/002, 277/002, 278/002 y 360/002), que reglamentaron, cuatro años después, los principios consagrados por la Ley 16.832 (Ley de Marco Regulatorio). La Ley y su reglamentación determinan la separación de los sectores de Generación, Transmisión y Distribución, la creación de la figura del administrador y operador del Mercado como entidad independiente (ADME), del que además depende el Despacho Nacional de Cargas, y la creación de la Unidad Reguladora, primero UREE comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego URSEA, con la incorporación de competencias en energía y aguas.

Los sectores de Transmisión y Distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de UTE, y se consagra el principio de libre acceso a las redes.

En la producción de energía se establece la forma de operar del mercado, con reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile a fines de los años 1980.

Como el proceso de reestructuración del sector eléctrico en Uruguay es 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.

En Argentina, la reestructura del sector, generó un mercado altamente competitivo que revirtió la situación de ineficiencia que sufría el mismo en pocos años. Como consecuencia de dicha

reforma la disponibilidad del parque térmico pasó de 47 % en 1992 a 75 % en 1996, los precios promedio mensuales en el mercado mayorista bajaron de 50 USD/MWh a 25 USD/MWh, las pérdidas de distribución, incluyendo las no técnicas, se redujeron a la mitad en 3 años y las inversiones en el sistema (generación, transmisión y distribución) cayeron de 6000 USD/kW a 2000 USD/kW de potencia instalada (i.e. la productividad se triplicó) [13].

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 de la Unidad Reguladora y de ADME, y algunas actividades derivadas principalmente de la aparición de pequeños generadores privados en el mercado.

UTE no llegó a realizar sus contratos internos y a separar sus actividades de generación, transmisión y distribución, siendo además el único comprador de generación privada 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 la resolución de 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.

3. EVALUACIÓN DEL CONTEXTO

La primera cuestión a abordar es el porte del mercado eléctrico. Si bien el crecimiento es permanente, aún persiste y así será en el medio plazo, el dominio de la oferta es de pocas grandes centrales en poder de una única empresa. La incorporación de privados es creciente, y sumados tendrán un peso

relativamente importante en los próximos cinco años, pero la presencia está restringida a renovables, principalmente eólico, lo que la hace dependiente de la generación de UTE en materia de asegurar suministro y potencia firme. En otras palabras, la posición dominante por tenencia de las centrales importantes y el control indirecto de la oferta firme, seguirá estando en manos de UTE en una década por lo menos, a menos de una proporción baja que puedan sustentar emprendimientos de biomasa. Cabe resaltar que la gran mayoría de los proyectos de renovables, eólico, biomasa y fotovoltaico, nacen con contratos de compraventa de energía con UTE. Esta situación se genera porque la política ha sido realizar convocatorias desde UTE, con compromiso de venta de toda o casi toda la energía a UTE. O sea, estos emprendimientos privados, no podrán ir al mercado por los 20 años de validez de sus contratos.

No se visualiza en este contexto la generación de condiciones de competencia en un mercado, ya que aún yendo a un esquema de ese tipo, la presencia de generadores en el mercado competitivo crecerá básicamente con la demanda, y por tanto no habrá ofertantes diversos con poder distribuido de mercado.

Por otro lado, la demanda está atomizada naturalmente en los consumidores residenciales cautivos, y en menor medida entre el resto de los consumidores, que aun en el caso de estar habilitados regulatoriamente para optar por comprar libremente en el mercado (i.e. potencias a partir de 250 kW), permanecen en su calidad de suscriptores de UTE. La posibilidad de compra a generadores privados está restringida por las cláusulas de exclusividad que tienen estos últimos con UTE.

Hace más acentuada esta distorsión de condiciones de potencial mercado, las dificultades de integración regional, que priva de disponer de alternativas a la comercialización de energía entre agentes del mercado.

La mitigación de los efectos perversos del contexto descrito se puede imaginar como un esquema que rescate varios postulados esenciales para la equidad entre oferta y demanda, principalmente pensando en equilibrar la posición de los consumidores frente al poder del ofertante dominante, y por esa vía llegar a una situación de eficiencia del sector en la medida de lo posible en el largo plazo. La única excepción son los nuevos consumidores conectados a Transmisión (110, 150 y 500 kV) que deben ser obligatoriamente clientes libres y tendrán que negociar su suministro, por ahora con UTE.

La eficiencia del sector debe ser perseguida por varias razones:

- Justicia con los consumidores, quienes finalmente pagan por el producto que reciben.
- Contribución a la eficiencia de la economía en su conjunto, permitiendo un mejor uso de los recursos y mayor productividad, lo que sustenta el potencial de desarrollo para toda la sociedad.
- Y finalmente, pero no menos importante, la disposición de mayores recursos para aplicación en el rescate social de sectores sumergidos, cuestión ética de cualquier sociedad civilizada.
- Todo esto sin arriesgar la sustentabilidad del sector y sus negocios relativos al servicio eléctrico.

El otro aspecto a considerar es la seguridad de suministro en el medio y largo plazo, sustento esencial para acompañar el desarrollo del país. En este sentido, y considerando las condiciones ya expuestas de formar un mercado de abastecimientos que se auto-regule, es esencial contar con una planificación centralizada y neutra, que el propio Estado debe conducir a través de una unidad especializada, por ejemplo en la DNE propiamente. A esto se agrega que el peso creciente de renovables autodespachadas agrega dificultades considerables a las proyecciones de disponibilidad de potencia y energía para aseguramiento del suministro, lo que requiere un mayor esfuerzo y neutralidad a la hora de planificar. Cabe destacar que las renovables autodespachadas contribuyen en forma importante en el abastecimiento de la demanda anual de energía, pero requieren respaldo en potencia o acumulación de reservas para cubrir los déficits puntuales de potencia.

4. LA TRANSPARENCIA Y LOS CONSUMIDORES FINALES

Una de las principales razones por las cuales se crean mecanismos de regulación desde el Estado, es la protección de los consumidores finales, que son los que terminan pagando inevitablemente los costos de la actividad y por otro lado están atomizados sin representación organizada para ejercer sus derechos, en la mayoría de los casos.

Cualquier regulación tiene como postulados la transparencia de la actividad, tanto a nivel de reglas como de costos.

En ese sentido en Uruguay ha habido avances significativos en el sector eléctrico, pero aún queda mucho por hacer. Por ejemplo, se publican en forma muy clara las tarifas, pero por otro lado es muy difícil saber dónde están las fuentes de los costos. En contrapartida, por ejemplo, analizando la forma de presentación de la información de las empresas reguladas brasileñas, es fácilmente identificable cuánto cuesta en un año la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica que integran la

factura, y hasta el costo de los fondos destinados a reservas o subsidios y de los organismos regentes del sector. Estas formas de hacer accesible y entendible los costos integrantes de una tarifa final al consumidor, son consecuencia de la separación de los negocios de naturaleza diferente, ya consagrada en la regulación uruguaya, pero también de una reglamentación que obliga a presentar los números en forma clara y segregada, y que se aplique tal cual está dispuesta.

La puesta en práctica de la regulación, y la adaptación paulatina de reglas que se entiendan no funcionan, es un camino necesario para el ejercicio de los roles que le competen a cada agente u órgano regulador o administrador. La separación de roles hace en los hechos una gran contribución a la transparencia del sector, y por consecuencia a la eficiencia.

En Uruguay lamentablemente se asumen con mucha lentitud estas cuestiones, y se asiste frecuentemente a discusiones públicas sobre eficiencias o no, barato o caro, etc., cuestiones que no ocurrirían si de antemano la información fuera más clara y suficiente.

5. LOS REGLAMENTOS VIGENTES

En forma general se analizan los reglamentos de Distribución, Transmisión y Comercialización de energía eléctrica. Se pondrá énfasis en este último, de particular interés en este trabajo, pero igualmente se verán cuestiones fundamentales de los otros dos reglamentos en el sentido de contribuir a la transparencia eficiencia de ambos sectores.

5.1. Distribución

La mayor dificultad hoy día es la no aplicación de los aspectos centrales del reglamento; no se han practicado revisiones tarifarias independientes y transparentes, y los costos siguen siendo calculados por UTE, en un régimen que se parece más a la ausencia de reglamento en el sentido de que las tarifas se calculan para cubrir los costos, no se audita externamente la razonabilidad o no de los mismos, y se obtiene sobre esta base autorización del Poder Ejecutivo para aplicarlas. El Poder ejecutivo a su vez realiza intervenciones en las tarifas, por razones macroeconómicas, como control de inflación u objetivos de recaudación, lo que distorsiona aún más la visión de la eficiencia del sector.

Desde el foco de este trabajo, el Reglamento de Distribución en sí mismo no merece grandes reparos, ya que es esencialmente aplicable lo que allí se dicta, y sería saludable comenzar el camino de su aplicación a las cuestiones de

costos y tarifas de modo de tener la mejor aproximación posible a un servicio eficiente.

En los demás aspectos, de la regulación técnica esencialmente, han habido avances importantes, por ejemplo en lo que refiere a la calidad del servicio eléctrico, donde se cuenta con reglamentación específica y un grado de aplicación adecuado, a través de la fiscalización que realiza la Unidad Reguladora.

5.2. Transmisión

La situación de Transmisión es similar a la de Distribución, pero por la presencia de generadores privados se ha forzado el cálculo de costos y los peajes en un par de ocasiones, pero falta mucho camino por recorrer en materia de profundizar en análisis de costos y aplicación de peajes. Las soluciones por ahora han sido consecuencia de necesidades específicas y no han tenido como consecuencia la aplicación plena del Reglamento. Dos cuestiones igualmente cabe resaltar en cuanto a revisar el reglamento actual.

La primera es la universal discusión sobre las necesidades de ingresos del transmisor. Desde el punto de vista de los consumidores, es muy importante que las inversiones realizadas se paguen en sus periodos de amortización, más allá de que sigan prestando servicio por muchos años más, situación que se presenta muy frecuentemente en Transmisión.

Lo segundo es la complejidad que está adquiriendo el régimen de remuneraciones de los usuarios de la red de transmisión con la entrada de los generadores de renovables. Como ya se comentó, estos generadores requieren de medidas adicionales a nivel de generación pero también de transmisión, para asegurar suministro en cualquier escenario posible de combinaciones de distribución geográfica de generación y demanda. Muchas veces la solución a problemas extremadamente complejos obligan a simplificar soluciones con un cierto grado de "socialización" de las remuneraciones.

5.3. Comercialización de energía

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. En caso de existir un órgano planificador central, deberá validar estas proyecciones.

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 tal como se establece en la reglamentación vigente.

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 Autoproducer, Autoproducer Firme y Autoproducer 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 Autoproducer 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 Autoproducer 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.

En síntesis, el reglamento actual establece para la comercialización un esquema con todas las características clásicas de un modelo tipo 3 (Mercado Mayorista), según las definiciones de la literatura sobre el tema de autores conocidos tales como Sally Hunt y Shuttleworth [1,2].

6. REFLEXIONES SOBRE LAS BASES Y ORÍGENES DEL MODELO REGULATORIO ACTUAL Y EL CAMBIO DE RUMBO

En Uruguay, la reforma de la Industria Eléctrica establecida en la Ley de Marco Regulatorio y sus decretos reglamentarios, fue el resultado de la necesidad del sector nacional de adaptarse a la situación que estaba viviendo la región y el mundo. A diferencia de otras reformas, no surgió de un fuerte convencimiento político de que la reestructura serviría para aumentar la eficiencia, mejorar el funcionamiento del sector y en definitiva beneficiar a los consumidores finales. De hecho, la Ley fue sometida a referendo en 1998, obteniendo finalmente su aprobación por parte de la ciudadanía, al no alcanzar los votos para ser derogada. Por su parte, los decretos reglamentarios de 2002 tienen un escaso grado de implementación.

Las presiones por la reforma del sector eléctrico en Uruguay tuvieron dos fuentes:

- Por un lado los intercambios de energía eléctrica con Argentina exigían condiciones de simetría. Argentina había implementado un mercado eléctrico competitivo en 1992 del cual Uruguay

podía beneficiarse. Las objeciones a las condiciones de simetría fueron levantadas una vez que las respectivas Cancillerías intercambiaron las Notas Reversales (1999) que reflejaron la adopción de la Decisión N° 10/98 del CONSEJO DEL MERCADO COMUN del MERCOSUR, y donde, entre otras, se establecía que ambas Partes se comprometían a:

- Asegurar condiciones competitivas en los mercados de generación de electricidad
- Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes, y no discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.
- Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica
- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución.

Estos principios, recogidos en la Ley de Marco Regulatorio de 1997, fueron detallados en los decretos reglamentarios de 2002, con el fin de su implementación.

Por otro lado, el modelo de la reforma de los 90 comenzó a ser parte de las exigencias de los organismos multilaterales de crédito para el otorgamiento de crédito a los países, y Uruguay no fue la excepción, recibiendo la presión para realizar los cambios.

El modelo elegido y establecido para el mercado eléctrico en el Marco Regulatorio de Uruguay fue similar al modelo Argentino del momento, con un mercado mayorista donde podían actuar Distribuidores y consumidores de determinado porte (Grandes Consumidores), comprando y vendiendo energía por contratos o en el mercado spot, con libre acceso a la capacidad remanente en las redes.

Resulta claro entonces, que la reforma legislada en Uruguay corresponde a un modelo de Mercado Mayorista (modelo 3). Este modelo presupone la existencia de múltiples generadores (independientes) y múltiples grandes consumidores ya que de otra forma no puede establecerse un grado adecuado de competencia en el mercado [2].

Si bien dado el tamaño de Uruguay esta condición no se cumplía en 1997, la existencia de un mercado eléctrico en Argentina que había logrado un grado de competencia muy importante, con una oferta de electricidad y gas abundante, e interconexiones capaces de abastecer toda la demanda local, permitía

presuponer un grado de competencia importante si se consideraban los mercados de ambos países funcionando en conjunto. Esta condición deja de cumplirse a partir de la crisis económica y política de Argentina de fines de 2001. Desde 2005 en adelante parece ser que de hecho se está aplicando un modelo 2 (comprador único), cuando lo reglamentado es un modelo 3.

No es menor señalar que el modelo de expansión llevado adelante en los últimos años y como parte de la política energética del país implica la introducción de cambios en la reglamentación del sector eléctrico mediante decretos del Poder Ejecutivo que favorecen la incorporación de generación a partir de fuentes no convencionales.

En dichos decretos se habilita a la UTE a la compra de energía por diferente fuente (biomasa, eólica y recientemente solar fotovoltaica) y a raíz de las licitaciones realizadas se celebraron varias decenas de contratos entre la UTE y generadores privados donde el ente se compromete a comprar toda la energía generada por la central en plazos de entre 20 y 30 años, según el caso. Pero dentro de estas licitaciones la característica a destacar es que imponen que la venta sea exclusiva a la UTE. Esto último señala claramente el modelo que se aplica de hecho es uno, donde la competencia es POR el mercado y no EN el mercado. Parecería ser entonces que la decisión de estar en un modelo más parecido al 2 que al 3, ya ha sido tomada.

7. CONCLUSIONES

Como se ha expuesto en el documento, tanto el contexto regional como la composición de la generación han tenido cambios significativos. Por un lado la consideración de un mercado más allá de fronteras no ha sido viable desde hace ya más de diez años, y no se ven perspectivas cercanas de que ocurra. Por otro lado, a nivel nacional se han introducido vía sucesivas convocatorias, fuentes de energía renovable, particularmente eólica, con fuerte participación del sector privado, aunque predominantemente con contratos de venta de energía a UTE por un plazo mínimo de veinte años.

En este contexto, claramente no habrá posibilidad de establecer una "competencia en el mercado", ya que de hecho no se cumplirán las condiciones mínimas de ausencia de posiciones dominantes del lado de la generación. UTE seguirá por un largo periodo teniendo la mayor parte de la generación, y sobre todo el control de la generación firme, que habilita a realizar contratos.

Quedan entonces dos instancias para lograr eficiencia de los costos de generación:

- Planificar con la mayor certidumbre posible las demandas de potencia y energía para garantizar el suministro, de modo de evitar sobreinversiones o inversiones no convenientes, o el riesgo de déficit.
- A la hora de convocar las nuevas generaciones, realizar procesos competitivos de modo de obtener los mejores costos de una generación que luego se pagará por 20 a 30 años, sea compra de energía o inversión en centrales por parte de UTE.

A esto se agrega el porte del mercado que seguirá siendo reducido, en términos de lograr una atomización suficiente de generadores para producir competencia real.

En este contexto, la solución se dirige a una "competencia por el mercado", donde la optimización se produce primero planificando correctamente y luego en la competencia por la entrada al mercado.

Frente a una realidad ya consumada de participación creciente de actores privados, es esencial para lograr equidad mantener y reforzar los roles de los órganos independientes.

- El planificador, que se propone esté en la órbita de la Dirección de Energía (DNE), como representante del poder público responsable final de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica. Será responsable de la planificación de demanda, abastecimiento de la demanda y la red principal de transmisión.
- El regulador (URSEA) como delegado independiente de contralor de las reglas y de las revisiones económicas de precios para los servicios regulados, o de contralor del cumplimiento de contratos y condiciones técnicas en generación.
- El Administrador del Mercado (ADME) como delegado independiente de administrador de los contratos, el mercado spot, la medición comercial, el despacho económico de cargas, la liquidación de transacciones y la operación del sistema de transmisión principal.

Por otro lado, si bien se ha encajado en el reglamento actual los sucesivos decretos que habilitaron las contrataciones de renovables, es deseable que estas modalidades contractuales aplicadas formen parte de un menú reglamentario de opciones de contratos, consistente con la modalidad de generación, principalmente en lo que refiere a la firmeza del suministro.

En una propuesta de este tipo, es inevitable la separación clara de los negocios de generación, transmisión y distribución, de modo que cada uno de ellos, regulado o no, sea objeto de los

controles técnicos y económicos debidos y las evaluaciones de costos y tarifas en el caso de los regulados. Es el único camino para lograr la transparencia suficiente que permita optimizar costos y servicios manteniendo viables a las empresas.

La otra cuestión importante ante un cambio reglamentario, es establecer las condiciones Del momento “cero” y el tratamiento de todo lo existente. Esto va desde establecer condiciones de amortización y costos operativos para las centrales de UTE y la validación de los contratos con privados en vigencia.

En este porte de mercado y con pocos actores, se sugiere apuntar a abastecer el 100% de la demanda con contratos, ya que no habrá una oferta significativa disponible, Esto surge de que la competencia por el mercado tiene como objetivo abastecer la demanda, y no deja margen importante para el Spot. No obstante, el Spot tiene que existir como herramienta de ajuste, o ideas similares que permitan la compensación y los apartamientos de planes con la realidad en el corto plazo. Lo mismo ocurre con las convocatorias de corto plazo con fines diversos, sean energía, garantía de suministro, etc.

Una cuestión importante considerando el punto de partida actual, con posición dominante de UTE, sería poder habilitar al negocio de UTE-Generación (separado de los demás negocios) a complementarse con generadores privados para lograr contratos con respaldo firme. Esto último es esencial, ya que UTE hoy día posee casi la totalidad de generadores con características de firmeza. En este juego entran las centrales de bombeo, que también UTE está pensando desarrollar.

Finalmente en una modificación reglamentaria debe dejarse al menos las bases para temas que se vienen, como generación a nivel de industrias y domicilios, redes inteligentes, etc. Esto nuevos fenómenos cambian paradigmas, como bajar la energía demandada, pero no necesariamente la potencia firme, lo cual significa cambios importantes a la hora recuperar costos reales de cada etapa del negocio, por más eficientes que sean.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hunt S. and Shuttleworth, G., "Competition and choice in electricity", Ed. John Wiley & Sons, England, 1996. ISBN 0-471-98201-6.
- [2] Hunt S., "Making competition work in electricity", Ed. John Wiley & Sons, New York, 2002. ISBN 0-471-22098-1.
- [3] C. Harris, "Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics", John Wiley & Sons, England, 2006. ISBN 978-0-470-01158-4.

[4] M. Vignolo and P. Monzón. "Deregulating the Electricity Sector". Proceedings of the IASTED EUROPE 2002 International Conference, Creta, Grecia, junio de 2002.

[5] Poder Legislativo de Uruguay, Ley N° 16.832 de Marco Regulatorio, 1997.

[6] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 276/002, Reglamento General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Nacional, 2002.

[7] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 277/002, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, 2002.

[8] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 278/002, Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica, 2002.

[9] Poder Ejecutivo de Uruguay, Decreto N° 360/002, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2002.

[10] POLITICA ENERGETICA 2005-2030, MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA.

[11] Informes anuales del MMEE 2012 y 2013 – Administración del Mercado Eléctrico

[12] UTE en Cifras 2012, 2013 http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/ute_en_cifras.html

[13] M. Vignolo. "Uruguay: escenarios probables de regulación energética". Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay: La función eléctrica y el análisis multidimensional. , Uruguay al Futuro; Universidad Católica del Uruguay, Omar Braga, Omar Paganini, Alejandro Perroni, Andrés Tierno, Raúl Zeballos, page 569--578 – 2011.

[14] M. Vignolo. "Uruguay: modelo regulatorio actual de la industria eléctrica y su grado de aplicación real". Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay: La función eléctrica y el análisis multidimensional. , Uruguay al Futuro; Universidad Católica del Uruguay, Omar Braga, Omar Paganini, Alejandro Perroni, Andrés Tierno, Raúl Zeballos, page 553--567 – 2011.

[15] C. Zilli, R. Zeballos, M. Vignolo. "Ajustes a la reglamentación actual del Mercado Eléctrico de Uruguay que permitan viabilizar su funcionamiento", 8° Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas Uruguay 2010, 26-27 de noviembre de 2010, Montevideo, Uruguay.