



CEPP

Centro de Estudios
de **P**olíticas **P**úblicas

EDITORIAL

MERCADO ELÉCTRICO URUGUAYO: PLENILLANURA LEVEMENTE ONDULADA

“Si bien es cierto que Uruguay es un país caro a nivel general, los beneficios asociados al cambio de la matriz eléctrica no se han trasladado a la economía de la inmensa mayoría de los consumidores.”

EQUIPO DEL CEPP

Mercado eléctrico uruguayo: plenillanura levemente ondulada



Equipo del CEPP

Introducción

El concepto geomorfológico plenillanura levemente ondulada es usualmente utilizado para describir el relieve del Uruguay. El mismo ha sido adoptado también para describir la cultura de nuestro país, el del empate, del más o menos, del gradualismo, de los tonos grises. En el caso del sector eléctrico, esta definición aplica de forma justa y perfecta, ya que, pese a haber transcurrido prácticamente 30 años de la última gran reforma estructural, de la mano de la ley 16.832 (Ley Reguladora del Marco Energético), promulgada el 17 de junio de 1997 y reglamentada por el Decreto 22/999 del 26 de enero de 1999, la implementación del marco lógico plasmado en la norma ha tenido muy magros avances.

Transcurridas tres décadas, y habiendo pasado por el ejercicio de gobierno tres partidos diferentes, con un acuerdo multipartidario de por medio, introducción de energías renovables no convencionales, e ingreso de capitales privados en el sub sector generación, lejos puede decirse que la realidad del sector eléctrico uruguayo se ajuste a la definición de mercado.

Breve reseña histórica

La ley citada ut supra, introdujo como principales innovaciones en el marco normativo, la creación de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE), posteriormente devenida a Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), cuyas funciones eran la de regular y fiscalizar el sector en el caso de la primera, y de administrarlo en el caso de la segunda.

No es el objeto de este artículo profundizar en las controversias generadas por la ley 16.832, así como tampoco las resistencias planteadas, principalmente desde UTE, tanto a nivel sindical (AUTE), gerencial, y hasta directriz, pese a este último estar conformado por integrantes afines al gobierno de turno.

El primer obstáculo que se presentó fue la conformación de los cuadros técnicos de ambas dependencias, los cuales, en muchos casos, fueron ocupados por ex funcionarios de UTE, o funcionarios de UTE en régimen de comisión. Esta situación de inicio desencadenó un conflicto de intereses, ya que profesionales pertenecientes al regulado debían promover e instrumentar la aplicación de normas que limitaban el accionar de su dependencia de origen, y existiendo la posibilidad de un futuro retorno, con las consiguientes complicaciones de reinserción asociadas.

El año 2002, recordado por la última gran crisis económica que sufrió Uruguay, mostró una singular fecundidad en lo que refiere a la sanción de normas referidas a la modernización del sector eléctrico. Se sancionaron los decretos: 276/002 (Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional); 277/002 (Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica); 278/002 (Reglamento de transmisión de Energía Eléctrica) y 360/002 (Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica). Estos cuatro decretos conforman la base de la regulación en el Uruguay, habiendo sufrido algunas modificaciones parciales desde su aprobación, las cuales podrían ser catalogadas como ajustes más que reformas, algunas devenidas por el avance tecnológico, y otras cuya génesis se fundamenta en la actuación de diversos grupos de interés, resultando soluciones de un fuerte componente de negociación, y no necesariamente siguiendo una línea de coherencia o cohesión.

En síntesis, a casi 25 años de sancionados los decretos que estructuran el marco regulatorio del sector eléctrico, la implementación de su contenido ha sido paulatina y parcial, sufriendo algunas modificaciones puntuales, fruto éstas de la necesidad de solucionar problemas concretos, o a iniciativa de grupos de interés, como por ejemplo la definición de potencia firme introducida por el decreto 263/023.

Las barreras al desarrollo de un mercado eléctrico

Las barreras al desarrollo de un mercado eléctrico tienen diversos orígenes, mas pueden ser clasificadas en cuatro grupos: 1) la escala de Uruguay; 2) las características de las

actividades de red (transmisión y distribución); 3) voluntad política; y 4) el desfase entre la regulación existente y la realidad, estando estas últimas fuertemente emparentadas.

Respecto de la primera, el tamaño de Uruguay y su ubicación geográfica hacen poco atractivo el mercado para inversores extranjeros, que pudieran tener interés por ejemplo en instalar centrales térmicas que oficien como respaldo del sistema. Las inversiones privadas en generación han estado asociadas a dos causas: los excedentes de algún proceso industrial (generación a partir de biomasa, con UPM y Montes del Plata como los principales exponentes), o licitaciones propuestas por UTE para la celebración de contratos de compra – venta de energía eléctrica a centrales eólicas o solares con el formato take or pay, con la obligación por parte del generador de vender en exclusividad su generación a UTE. En el caso de las biomaseras, las pequeñas se instalaron también por el mecanismo de licitación, y las dos plantas productoras de pulpa de celulosa negociaron sus contratos en forma directa con UTE, con la participación del MEF y el MIEM mediante. En la práctica, UTE se ha convertido en un monopsonio fáctico en lo que refiere a la generación, dificultando la posibilidad que clientes libres encuentren generadores interesados en venderle su energía, sabiendo que existe la posibilidad de tener contratos con UTE que reducen drásticamente el riesgo para la inversión.

En lo que refiere a las actividades de red, al ser éstas monopolios naturales, reguladas, con largos períodos de desarrollo y amortización, baja escalabilidad y por lo tanto altos requerimientos de inversión, no resultan apetecibles para inversores. A su vez, se agrega a esta realidad, un lento y poco claro esquema de remuneración en ambas actividades. Si bien el marco regulatorio establece desde 2002 los criterios de las mismas, recién en 2007, en base a un estudio de URSEA, con la opinión de UTE, el Poder Ejecutivo definió la remuneración de transmisión (decreto 228/007). En 2012, la consultora Mercados Energéticos, contratada por la URSEA, calculó nuevamente la remuneración de transmisión (500 y 150 kV) y su paramétrica de ajuste futuro (aprobada en 2014, decreto 249/014). La remuneración de sub transmisión (63 y 31,5 kV) y su paramétrica se fijó el mismo año

(decreto 227/014). En 2015 se aprueban los criterios de cálculo de peajes de transmisión y sub transmisión (decreto 227/015), modificando los originalmente establecidos en el decreto 278/002, correspondiendo el pago de ambas remuneraciones a la demanda, aplicando la metodología postage stamp (estampillado), la cual no promueve incentivos de localización para la demanda, siendo una metodología de fácil implementación, pero ineficiente desde el punto de vista de asignación de costos. Esta metodología en particular, no es recomendada para sistemas con alta penetración de energías renovables, como es el caso uruguayo.

En lo que a distribución respecta, recién en 2019 se aprueban decretos con las remuneraciones y paramétricas para tensiones de 22, 15 y 6,4 kV, y en 2022 se aprobaron otros dos (398 y 399/022).

Por último, las últimas dos, tal cual fuera expresado, están fuertemente emparentadas. Por un lado, las fuerzas políticas supuestamente impulsoras de la modificación del statu quo, vinculadas a la Coalición Republicana, han tenido una actitud al menos timorata a la hora de promover cambios en el sector eléctrico. Las administraciones coloradas de 1997 a 2005, y la blanca de 2020 a 2025, apenas hicieron ajustes mínimos, que no representaron avances significativos en lo que refiere al desarrollo de un mercado eléctrico. Muestra de ello es hasta la propia integración de los directorios de UTE, en los cuales se priorizó perfiles sin una formación específica en lo que refiere a las especificidades de las actividades de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Por su parte, en el caso del Frente Amplio, quien se opuso en su momento a la ley de marco regulatorio, paradójicamente fue el partido que más abrió el juego al capital privado en el sub sector generación, principalmente durante la administración presidida por el extinto presidente José Mujica, pero siempre mediante mecanismos tutelados, orientados a posicionar a UTE como única compradora de la generación, y circunscripto a fuentes renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa).

En el caso de emprendimientos de gran escala, como los de las plantas productoras de

celulosa de UPM (en su momento Botnia) en Fray Bentos y Durazno, o la de Montes del Plata en Colonia, tal cual se mencionara, la negociación se realizó de forma directa, contemplando solicitudes de las multinacionales, que incluían en el paquete muchos otros temas además de los contratos de compra – venta de energía eléctrica (concesión de zonas francas, exenciones tributarias, desarrollo de infraestructura específica, etc.). A modo de confirmación de esta práctica, el 26 de mayo del corriente, al menos dos portales informaron que, a raíz de una ampliación en la capacidad de producción en 200.000 toneladas anuales en la planta cita en Río Negro, UPM podría incrementar hasta en un 15% la capacidad de producción de energía. Estos valores permitirían a la empresa inyectar a la red en el entorno de 1.250 GWh anuales. A efectos de hacernos una idea de cuánto representa esta cantidad de energía en la escala uruguaya, de acuerdo al Balance Energético Preliminar 2025 de la DNE, el consumo total del país fue 13.486,9 GWh, es decir, la producción de UPM representaría aproximadamente un 9% del consumo del país. El precio actualmente acordado actualmente es 76,57 USD/MWh para los primeros 1.000 GWh, y un valor referenciado al precio spot, con piso 36,96 y techo 63,37 para el excedente. Estos valores, difieren significativamente respecto de los costos estimados de las futuras incorporaciones de potencia solar, cuyo costo estaría en el entorno de 30 a 35 USD/MWh. La ampliación de la producción de UPM, de acuerdo a estos portales, se estima podría implicar a UTE, y por ende a los consumidores, un sobre costo del entorno de USD 20.000.000 anuales. Básicamente, esta ampliación implicaría una obligación por parte de UTE, por un período prolongado, de compra de energía a un precio superior al que se puede conseguir en el mercado con las tecnologías actualmente disponibles. Incluso, de acuerdo a algunos cálculos realizados en su momento, el actual contrato de compra de energía a UPM se materializa en un incremento de 2% en las tarifas.

Es importante destacar que, como sucede a menudo en el Frente Amplio, han convivido dos concepciones en algunos aspectos hasta antagónicas. La primera administración del extinto presidente Tabaré Vázquez se concentró en la instalación de potencia térmica por parte de UTE, construyendo la primera etapa de la central de Punta del Tigre (300 MW) e instalando

los motores reciprocantes de la Central Batlle (80 MW), y desarrollando de forma muy tibia una posible entrada de generación privada, a través de energías renovables no convencionales (eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas). El período mujiquista fue el de la explosión de las renovables, mediante el uso del mecanismo de licitación, sobreequipándose el sistema, no existiendo un desarrollo acompasado entre las inversiones en redes y en generación, lo que ocasionó restricciones en el sistema, que todavía persisten, e implican en muchos casos pagar al generadores privados por generación que no se inyecta a la red, así como también exportar en algunas horas energía a Argentina a precios inferiores a los que UTE paga por la misma.

Durante este período, UTE asumió contratos de compra de energía por períodos de 20 años en algunos casos, a precios que actualmente resultan sumamente altos respecto de los de nuevo equipamiento, es decir, el sobre equipamiento trajo como consecuencia la obligación a UTE, la cual se traslada a los clientes, de pagar por energías eólica y solar a precios sustancialmente superiores por el MWh respecto de lo que se pagarían si la incorporación de esta generación se hubiera realizado en forma escalonada, aprovechando las reducciones de costos derivadas de los avances tecnológicos, los cuales fueron más abruptos en el caso de la solar. A modo de ejemplo, el caso de la eólica, la reducción del costo por kW instalado en 2015 respecto de la actualidad es del entorno del 50%. En el caso de la solar la diferencia es aún mayor. De acuerdo al informe de Estados Financieros e Informe de Auditoría, a diciembre de 2025, los compromisos asumidos por UTE para compra de energía en el período 2026 - 2047 ascienden a: USD 2.151.387.053 de biomasa, 1.448.295.042 de eólica y 410:492.469 de solar, totalizando 4.010.174.564.

El segundo gobierno vazquista, así como el de la Coalición Republicana fueron períodos mucho menos vertiginosos, que a lo sumo serán recordados por el fracaso del proyecto de instalación de una planta regasificadora en el caso del primero, y por el comienzo de un “mercado testimonial” de clientes libres, que compran energía a generadores privados pagando peajes por uso de la red. La supuesta segunda transformación energética

anunciada, vinculada en buena medida a la descarbonización, la producción de hidrógeno y la movilidad eléctrica, nunca logró dar frutos. El paso del tiempo demostró que la apertura del mercado, la cual muchos temían pudiera convertirse en una estampida que perjudicara las finanzas de UTE, terminó siendo una entelequia, con un listado muy reducido de consumidores que manifestaran interés en pasar a la condición de clientes libres, y en algunos casos terminaron retirándose del país (Microfinanzas), y en otros probablemente opten por volver al régimen anterior.

La actual administración, en un contexto marcado por fuertes restricciones presupuestales, parece intentar apostar a un esquema diferente a las anteriores, apuntando al desarrollo de obra pública, tanto en generación como en transmisión, con una fuerte participación de UTE, abriendo la participación a capital privado a través de mecanismos como las Obligaciones Negociables, las cuales permitirían un financiamiento a través del ahorro de los uruguayos, ya sea pequeños ahorristas o las AFAP, aprovechando las escasas opciones de inversión que ofrece el mercado local, el cual a su vez se ha visto impactado en la confianza por las traumáticas experiencias de los fondos ganaderos Conexión Ganadera, República Ganadera, Grupo Larrarte y Portafolio Ganadero. En ese escenario, una empresa como UTE, con el aval del Estado uruguayo, aparece como una opción confiable para el pequeño inversor o para las administradoras de fondos. Básicamente, es repetir una experiencia similar a la que hace más de una década viene implementando Conaprole con las emisiones Conahorro. Ya desde el MIEM se han hecho anuncios de un futuro parque solar a instalarse originalmente en Baygorria, que fruto de una discordia con el intendente de Durazno Felipe Algorta (curiosamente ex director de UTE durante el gobierno de la Coalición Republicana), se trasladaría a Río Negro, así como también la construcción de 600 MW de potencia solar para el final del período por parte del vicepresidente de UTE Roberto Bentancor.

Las consecuencias de la carencia de un mercado eléctrico

Realizado este racconto, y esperando que el lector haya llegado a este punto sin haberse aburrido, intentemos ver cuáles son las consecuencias del funcionamiento del mercado tal

cual ha ido evolucionando:

1. Estructura de costos distorsionadas con subsidios cruzados entre consumidores;
2. Energización de la potencia, con peajes distorsionados al alza para clientes libres, desalentando el pasaje de potenciales interesados en salir de la condición de regulados;
3. Regulación no adaptada a la realidad del sector, sin incentivos a la competitividad entre generadores, ni señales de localización, lo cual encarece el costo de la energía que UTE compra a generadores privados;
4. Incorporación de nueva generación sin la aplicación de criterios técnico – económicos;
5. Retrasos en inversiones en red, lo cual conlleva al pago por energía que en muchos casos no ingresa al sistema;
6. Establecimiento de un monopsonio fáctico de UTE de la generación con captura de potenciales competidores en el sub sector generación, haciendo económicamente poco atractivo para un consumidor adoptar la condición de cliente libre;
7. Fijación de contratos de compra de energía de largo plazo, no basados en mecanismos competitivos;
8. Altos costos de la energía.

Simplemente a efectos de reflexión final, más allá de la transformación energética realizada por Uruguay en la década pasada, incorporando energías renovables autóctonas, y reduciendo la dependencia con los combustibles fósiles, los cuales hasta la fecha no son parte de sus recursos naturales, el país sigue siendo más caro en términos de energía eléctrica que otros países de la región. Si bien es cierto que Uruguay es un país caro a nivel general, los beneficios asociados al cambio de la matriz eléctrica no se han trasladado a la economía de la inmensa mayoría de los consumidores.

EDITORIAL DEL EQUIPO CEPP

Fuentes:

Ley 16832

Decretos: 22/999, 276/002, 277/002, 278/002, 360/002, 228/007, 227/014, 249/014, 227/015, 398/022, 399/022.

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/tematica/planificacion-estadistica-balance>

<https://augpee.org.uy/wp-content/uploads/2024/10/Presentación-Estudio-Trasmisión-y-Distribución-1.pdf>

https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Informe%20de%20auditor%C3%ADa%202025%20-%20UTE_2.pdf

<https://www.elobservador.com.uy/nacional/gobierno-estudia-pedido-upm-que-ute-le-compre-mas-energia-ampliacion-planta-fray-bentos-n6045169>

<https://www.xn--lamaana-7za.uy/actualidad/upm-quiere-vender-mas-energia-a-ute-y-renegociar-los-precios-el-gobierno-analiza-los-numeros/>