

Licitación 2022/01: ¿Qué pasó con las ofertas y qué viene ahora?

El pasado viernes 22 de julio se dieron a conocer los precios y volúmenes ofertados por los 15 proveedores que se presentaron a la licitación de clientes regulados 2022/01. Ese mismo día, la Comisión Nacional de Energía (CNE) reveló los precios de reserva para los bloques de oferta, siendo este valor 41 USD/MWh para los bloques 1-A (23:00 – 07:59) y 1-B (08:00 – 17:59), y de 45,5 USD/MWh para el bloque 1-C (18:00 – 22:59).

En cuanto a la oferta de energía, se ofreció 1,9 veces la energía licitada (5.250 GWh/año), lo que dista mucho de las tres licitaciones anteriores, en las que este valor se encontraba entre 8 y 10 veces. Ahora bien, también se debe tener en cuenta que el número de proponentes disminuyó un 67% con respecto al promedio de los últimos tres procesos, por lo que una baja en la energía ofertada era de esperarse.

Al momento de revisar la oferta por bloques de suministro, se observa que para el bloque 1-A se ofertó 1,8 veces lo licitado, siendo este indicador 2,1 para el bloque 1-B y 1,9 para el 1-C. Esto implica que existió mayor interés relativo por ofertar en el bloque solar, lo que se condice con las tecnologías que respaldan las ofertas hechas por los participantes, dado que al menos 10 de los 15 proponentes respaldarán su oferta con generación solar¹, según los proyectos que se conocen a nivel público. Es más, algunos proponentes solo ofertaron en el bloque solar, como es el caso de las empresas Pacific Hydro y Acciona.

Además, del total de energía ofertada, el 52% corresponde a la oferta de Enel Generación, quien ofreció 5.250 GWh/año (energía total de la licitación), con un precio *flat* promedio ponderado de 49,4 USD/MWh, siendo su mínima oferta de 48,3 USD/MWh, y la máxima de 51,2 USD/MWh.

Respecto de los precios esperados en esta licitación, nuestra editorial de julio de 2022 proyectaba un alza en los precios ponderados promedio (sin considerar el 10% de los *outliers* de la cota inferior y superior), de entre 15% al 35% con respecto al mismo precio de la licitación 2021/01, indexados a abril de 2022. Finalmente, el alza fue de 24,5%, lo que estaría principalmente explicado por efectos en el incremento de los costos de inversión, determinados por la crisis global, y riesgos regulatorios y de contexto nacional que se traducen en mayores tasas de descuento.

Al analizar los precios promedio ponderados de oferta por bloque, se observa un valor para el bloque 1-A de 51,6 USD/MWh, 51,1 USD/MWh para el bloque 1-B, y 51,9 USD/MWh para el 1-C, lo que implica un rango de solo 0,8 USD/MWh para los precios promedio ponderados ofertados por bloque. Estos precios homogéneos podrían ser la respuesta de los oferentes a la restricción de respaldar al menos el 40% de la oferta de energía por bloque con generación propia, ya que los participantes solares probablemente respaldarán su generación con sistemas de almacenamiento u otras tecnologías con costos nivelados más altos que el solar fotovoltaico, los cuales deben remunerarse con los precios ofertados en los distintos bloques.

De esta manera, se pueden interpretar al menos dos estrategias en las ofertas de esta licitación. La primera corresponde a ofertar un precio en el bloque 1-B más alto de lo que sería una oferta solar pura (sobre los 40 USD/MWh), además de reducir los precios ofertados en horarios nocturnos, generando un precio *flat* que remuneraría los sistemas de almacenamiento en los tres bloques de suministro. La segunda estrategia corresponde a ofertar energía para el bloque solar a precios mucho más bajos que los otros dos bloques (o solo ofertar en el bloque solar), lo que remuneraría los sistemas de almacenamiento solo durante los bloques 1-A y 1-C, pero probablemente no durante el 1-B, lo que obliga a tener una dispersión más grande en los precios ofertados por bloque (caso Innergex y Copiapó Energía Solar).

Para finalizar con el punto anterior, al comparar los precios de oferta por bloque de este proceso con los de la licitación pasada (2021/01), la cual no poseía la restricción del 40% de generación propia por bloque ofertado, se observan precios promedio ponderados de oferta (sin considerar *outliers*) de 43,0 USD/MWh para el bloque 1-A, 39,3 USD/MWh para el 1-B, y 42,5² USD/MWh para el 1-C. Esto resulta en un rango de 3,7 USD/MWh para la muestra, el que es 4,6 veces más grande que el rango de precios por bloque visto en la licitación actual.

1 Los documentos oficiales de información sobre los activos que respaldan la generación ofertada (Anexo N°13 de las Bases) no estaban publicados a la fecha de emisión de este documento.

2 Todos los precios de la licitación 2021/01 están indexados a abril de 2022.

Ahora bien, lo que pueda ocurrir con esta licitación en términos de adjudicación es aún incierto, ya que los precios de reserva informados por la CNE están muy por debajo de los precios promedios ofertados, por lo que la primera etapa no logró adjudicar gran parte del suministro licitado. En efecto, solo el 21,7% del total de la licitación podría estar adjudicado en la primera etapa, dejando el 85,2% por adjudicar en los bloques 1-A y 1-C, y el 69,6% por adjudicar en el bloque 1-B durante la segunda etapa. El que los precios de oferta estén muy por sobre el precio de reserva para los tres bloques obliga a los proveedores a reducir su precio inicial de oferta en niveles importantes, lo que aumentaría el riesgo de que la licitación, o parte de ella, quede finalmente desierta.

Al observar los precios ofertados y de reserva por bloques de oferta, PE Cancura/Vergara es en todos los casos el oferente más cercano al precio de reserva (7 USD/MWh de diferencia con el bloque 1-A y 1-B, y 2,5 USD/MWh con el bloque 1-C). No obstante, 7 dólares es una diferencia considerable que podría ser difícil de asumir por dicho oferente, considerando por ejemplo, que solo los costos sistémicos bordearon los 5 USD/MWh durante 2021 en promedio, y no se sabe qué podrá ocurrir con estos sobrecostos en el futuro.

Ahora bien, el caso más determinante para el resultado de la licitación es lo que sucede con Enel Generación, ya que es el segundo oferente más cercano a los precios de reserva en todos los bloques (después de PE Cancura/Vergara), y al haber ofertado el total de la energía licitada, podría eventualmente adjudicarse toda la energía que quedó para la segunda etapa de subasta.

Considerando lo anterior, se puede suponer que los proveedores que ofertaron precios mayores que Enel tendrían menos opciones de reducir su oferta a los precios de reserva. A modo de ejemplo, Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A., cuyos precios ofertados se encuentran inmediatamente después de los Enel (oferta *flat* de 49,5 USD/MWh), solo aportaría con un 11,2% de la energía de la segunda etapa de la licitación si se adjudicara todo lo que ofertó en un principio, lo cual es improbable dada la diferencia que tiene su precio de oferta con el precio de reserva de los bloques 1-A y 1-B (8,5 USD/MWh). Además, el oferente que sigue en la lista, Likana Solar, ofertó a precio *flat* de 50 USD/MWh, lo que pareciera difícil de mejorar para este proveedor, considerando que la tecnología que respalda su oferta (CSP), aún se encuentra en pleno proceso de maduración, y su costo nivelado de energía según Lazard (2021)³ fluctúa a nivel mundial entre los 126 – 156 USD/MWh, por lo que los márgenes son escasos en este caso.

Teniendo en mente lo anterior, Valgesta ve al menos dos posibles escenarios para el desenlace de esta licitación. El primero, y menos optimista en función del éxito del proceso, es que los proveedores no reduzcan sus precios de oferta y que finalmente la energía subastada en la segunda etapa no tenga adjudicatarios. El segundo escenario dependería de la decisión que tome Enel en la segunda etapa, ya que este proponente podría ofertar a precio de reserva todo lo que resta por adjudicar. No obstante, esto parece poco factible, ya que para los bloques 1-A y 1-B, Enel tiene una diferencia bastante alta con los precios de reserva, que, si bien no es imposible, parece difícil de calzar (8,4 USD/MWh). Además, Enel Generación no indexó sus ofertas con el indexador de Henry Hub, lo que indicaría que no respaldará su oferta con centrales termoeléctricas, sino solo renovables. Esto es importante porque probablemente el *mix* de generación de Enel contendrá centrales tanto operativas como por desarrollar.

Para concluir, independiente de lo que suceda con la segunda etapa de la licitación, los precios de reserva establecidos por el regulador distan mucho de lo que ofreció el mercado para este proceso, lo que obligará a la CNE a revisar estos parámetros. Además, el aumento en el precio ofertado está relacionado con efectos que, si bien no son fácilmente proyectables, sí pueden ser estimados con cierto grado de certeza, ya que responden a fenómenos globales, de contexto nacional y riesgos regulatorios relativamente conocidos. Esto implica que se podía esperar un alza en los precios de oferta, que se debían haber relacionado con precios de reserva que reflejen la situación del mercado, lo que finalmente no sucedió. De esta manera, el proceso podría ser poco exitoso por no considerar la realidad del mercado, dejando una importante tarea para el futuro.

³ LCOE, por sus siglas en inglés.



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

contacto@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
of. 402, Las Condes
(+56 2) 2224 9704