

LICITACIÓN DE SUMINISTRO CLIENTES REGULADOS

2021/01

1 CONTEXTO

El pasado 30 de agosto, se llevó a cabo la apertura de las ofertas económicas presentadas por 29 empresas generadoras, nacionales y extranjeras, que participaron del proceso de Licitación de Suministro 2021/01, que consideraba el suministro de 2.310 GWh/año de energía para abastecer parte de las necesidades de suministro de electricidad de los clientes regulados del SEN a partir de 2026.

Para efectos de esta licitación, se licitó un solo bloque de suministro denominado Bloque de Suministro N°1, el cual tiene como período de suministro desde el 1 de enero de 2026 al 31 de diciembre del 2040, y está compuesto por tres Bloques de Suministro Horario, presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Bloques de Suministro Horario

Bloque	Horario	Componente Base [GWh]	Componente Variable [GWh]	Total [GWh]
BS N°1-A	00:00 – 07:59	698	35	733
	23:00 – 23:59			
BS N°1-B	08:00 – 17:59	989	49	1.038
BS N°1-C	18:00 – 22:59	513	26	539
Total		2.200	110	2.310

La apertura de las ofertas se llevó a cabo el lunes 30 de agosto. De manera preliminar, Valgesta identificó las siguientes ofertas presentadas por las 29 empresas:

Tabla 2. Precios de ofertas presentadas el lunes 30 de agosto¹

Empresa	Bloque 1-A USD/MWh		Bloque 1-B USD/MWh		Bloque 1-C USD/MWh	
Acciona Energía Chile Holding S.A.	40	41.3	22.8	23.5	43.5	44.9
Eólica Monte Redondo SpA (Engie)	33.5		33.5		33.5	
Inversiones Hornitos SpA	34.5	35	34.5	35	34.5	35
Solar Los Loros SpA	33.5		33.5		33.5	

¹ Resultados preliminares de la lectura de las ofertas. Jueves 2 de septiembre serán públicos los resultados.

Empresa	Bloque 1-A USD/MWh		Bloque 1-B USD/MWh		Bloque 1-C USD/MWh	
Enel Generación Chile S.A.	31.8	56	31.8	42.2	31.8	42.2
Sonnedix PPA Holding SpA	26.8	32.4	26.8	26.8	26.8	26.8
Chagual Energía SpA	38.8		38.8		38.8	
FRV Development Chile I SpA	30.7		30.7		30.7	
Racó Energía SpA	28.9		28.9		28.9	
Colbún S.A.	42.3	43.3	42.3	43.3	42.3	43.3
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	75		39.7		41	75
OPDE Chile SpA	21	21.6	21	21.6	21	21.6
Copiapó Energía Solar SpA	33.7	39.7	33.7	39.7	33.7	39.7
Duqueco SpA	48.8	69.3	18.8	52	48.8	71.7
PV Salvador S.A.					64.9	
Energía Coyanco S.A.	48.8	52	48.8	52	48.8	71.7
Inversiones La Frontera Sur SpA	58		58		58	
Chungungo Sociedad Anónima	35.5					
Atlas Energía SpA	30.7	28.8	30.7	28.8	30.7	28.8
Likana Solar SpA	34	36	34	36	34	36
Parque Eólico Vientos del Pacífico SpA	32.8		32.8		32.8	
Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA	13.3	14.2	13.3	14.2	13.3	14.2
Renovalia Chile Dos SpA	51.5		51.5		51.5	
Pacific Hydro Chile S.A.	30	33	30	33	30	33
Parque Eólico San Andrés SpA	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
Conejo Solar SpA	39		39		39	
Librillo Solar SpA	51		51		51	
Parque Eólico Carica SpA	83		83		83	
GR Power Chile SpA	42		27.5		42	

Los precios de oferta para contratos de suministro de energía (PPA por sus siglas en inglés) suelen reflejar la visión de los agentes de mercado con respecto a los costos de desarrollo de las respectivas tecnologías con las que se presentan a la licitación, incluyendo en estos precios la gestión del riesgo comercial asociado al suministro de este (riesgos asociados a los niveles de generación esperados y a la localización de los puntos de inyección y retiro).

Tomando esto en consideración, a continuación se hace un análisis que busca entender los precios observados desde las siguientes perspectivas:

- Análisis sobre la visión del mercado y de los distintos expertos del sector
- Costos de Desarrollo (LCOE) y posible incorporación de nuevas tecnologías
- Supuestos/criterios para la Gestión del Riesgo Comercial de los generadores
- Acceso de financiamiento como posible barrera de los proyectos

2 REACCIÓN Y EXPECTATIVAS DEL MERCADO

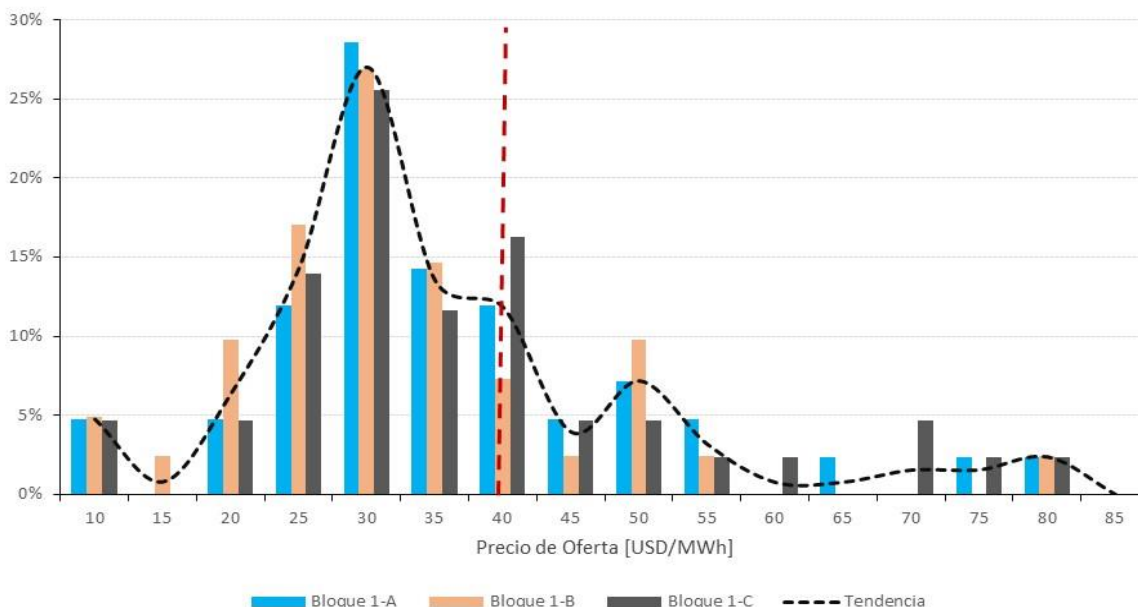
A pocas horas de la lectura pública de las ofertas, los distintos actores del sector comenzaron a reaccionar. La prensa inmediatamente resaltó la baja en los precios ofertados, pero expertos observaron posibles riesgos en costear proyectos con estos valores. En este sentido, el gerente de Plataforma Energía, Luigi Sciaccaluga, que esperaban que “no se configure aquí una ‘maldición del ganador’, es decir, que termine resultando la oferta adjudicada y que posteriormente no se financiable por la banca por comprometerse a tan bajo precio”. Por otro lado, Carlos Suazo, fundador y consultor de SPEC menciona “siempre es positivo encontrar precios bajos en las licitaciones de clientes regulados, lo más sorprendente es que hubo tecnologías que bajaron bastante sus costos respecto de procesos anteriores...”. Por último, nuestro Director Ejecutivo, Ramón Galaz, recalco que “me dejaron extremadamente sorprendidos los valores observados en algunas de las propuestas, porque son valores demasiados bajos...”

Por otro lado, la CNE y el Ministerio de Energía celebran estos precios y resaltan que fue un proceso exitoso. El ministro de energía, Juan Calos Jobet, agregó que “esto confirma la solidez del sector eléctrico chileno, que sigue atrayendo inversiones, y sigue posicionándose como un referente internacional. Continuaremos potenciando la transición energética para mejorar la calidad de vida de los chilenos”.

Independiente de lo anterior, es importante analizar la visión del mercado con respecto a la situación futura son las mismas ofertas presentadas, especialmente la expresada por los mismos oferentes a través de sus ofertas.

En la Figura 1 se presenta la distribución de precios de las ofertas presentadas en rangos de 5 USD/MWh, de acuerdo con los datos preliminares presentados en la Tabla 2. Como se puede observar la mayoría de las ofertas se encontraban en el rango 25–35 USD/MWh, presentando un promedio de 38 USD/MWh (línea roja en el gráfico). Esto es coincidente con la visión de largo plazo que Valgesta tiene respecto de los precios futuros, considerando que nuestras proyecciones de largo plazo para los costos de desarrollo de las tecnologías, en promedio, entre 40–45 USD/MWh.

Figura 1. Distribución de ofertas para los Bloques de Suministro Horario



Adicionalmente y tal como lo muestra la figura anterior, las ofertas mostraron una alta dispersión en los precios, los que fueron desde los 13 USD/MWh para una central solar en los tres bloques, hasta los 83 USD/MWh de un parque eólico. En consecuencia, existe la posibilidad de que estas licitaciones no se adjudiquen, necesariamente, en un precio de mercado (entendido éste como la expectativa de la mayoría de los agentes en el mercado) y se cierre a valores comparativamente bajos.

En efecto, existen algunas ofertas más agresivas, con precios que merecen un análisis más profundo para un mejor entendimiento de las ofertas realizadas. Esto, considerando que se presentaron incluso ofertas con valores bajos no únicamente para el bloque solar (que se asume el de menor costo de desarrollo), sino que de forma pareja en los tres bloques.

Para ello, es necesario incluir un análisis respecto del potencial ingreso de otras tecnologías que puedan explicar estas ofertas, sobre todo para suministrar energía en horas sin sol a los precios observados.

3 COSTOS DE DESARROLLO Y POSIBLE INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Los costos nivelados de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) son una herramienta útil que permite comparar de los costos de desarrollo de las diferentes tecnologías (solar, eólica, GN, etc). Los LCOE de las tecnologías maduras (tales como las centrales de GNL, diésel, carbón, biomasa, hidroeléctrica de pasada o embalse) no se proyectan con bajas en sus costos de desarrollo. En el

lado opuesto, se espera que se produzcan bajas en los costos de desarrollo para aquellas tecnologías que aún no se encuentran totalmente maduras tales, principalmente los sistemas de almacenamiento y la incorporación de nuevos combustibles, y en menor medida observar alguna baja en las tecnologías eólicas y solar.

De acuerdo con los cálculos de Valgesta, a partir del 2030, las plantas solares FV podrían presentar un LCOE en un rango de 18,4 USD/MWh a 34,7 USD/MWh, mientras que las plantas eólicas tendrían un LCOE en el rango 43,9 USD/MWh a 58,5 USD/MWh. Por otro lado, las plantas de GN tendrían un LCOE en un rango entre 60 y 70 USD/MWh.

Para intentar explicar las ofertas más agresivas desde el punto de vista del precio, es posible recurrir a dos elementos de análisis que afectan el cálculo del costo de desarrollo: los costos de inversión de las tecnologías y la tasa de descuento utilizada por los agentes del mercado para evaluar sus proyectos.

Respecto de los costos de inversión de las tecnologías, y de acuerdo con lo mencionado anteriormente, es posible que se produzcan bajas en los costos de las tecnologías no maduras hasta el año 2026 y que los agentes prevean (o apuesten por) que esta baja les va a permitir tener acceso a estas tecnologías (principalmente almacenamiento) a costos muy por debajo de los observados actualmente. Esto podría explicar en parte un precio de oferta muy bajo y parejo en los tres bloques.

En cuanto a la tasa de descuento que relaciona el valor futuro y presente de los flujos, es posible inferir que las ofertas con precios bajos, tienen internalizado una tasa de descuento muy baja, probablemente en rangos entre el 4% y 6%, o incluso menor.

Si a lo anterior se suma la posibilidad de que estos proponentes estén evaluando sus proyectos a plazos mayores a los 20 años, también podría ser parte de la explicación.

Por lo tanto, observar valores inferiores a los 20 USD/MWh y por los tres bloques de energía, con una tecnología solar FV podría explicarse por una “apuesta fuerte” por tener una baja muy relevante de los costos de inversión para los sistemas de almacenamiento, junto con considerar además la posibilidad de obtener ingresos más allá de la energía y potencia participando en el mercado de servicios complementarios.

Considerando lo explicado, como Valgesta vemos posible lo anterior pero poco probable. Esperar que, en los próximos cinco años, que se den conjuntamente los tres puntos considerados (tasa de descuento muy bajas, baja en los costos de inversión de las nuevas tecnologías relevante y participación en otros mercados para lograr nuevos ingresos), es un escenario difícil de proyectar, al menos para los próximos cinco años.

4 APUESTA ASUMIENDO UN RIESGO COMERCIAL MÍNIMO

Además de los costos de desarrollo de la tecnología, un ofertante debe considerar el riesgo comercial que enfrenta su proyecto en el mercado eléctrico chileno (considerando el contrato de suministro). Este riesgo comercial está asociado a la variación en los ingresos y costos esperados de la ejecución del contrato considerando la participación del proyecto en el mercado físico o mercado spot. Lo anterior, debido especialmente a los riesgos asociados al nivel de generación y a los desacoples de los costos marginales. Como consecuencia de ello, en los precios de los contratos se suele agregar una prima asociada a este riesgo comercial.

El primer riesgo mencionado se refiere a la posibilidad de que la unidad de generación aumente o disminuya su generación con respecto al valor esperado (por ejemplo, por vertimiento de ERV), convirtiendo al suministrador en excedentario o deficitario y obligándolo a hacer frente a la variabilidad del costo marginal.

El segundo se debe a la posibilidad de que se produzcan diferencias de costos marginales entre los puntos de inyección y de retiro (debido a problemas de congestión), afectando por ello el resultado esperado.

De las ofertas realizadas cercanas que están por debajo de los 20 USD/MWh, se puede intuir que los oferentes consideraron un riesgo comercial bajo, es decir, que el SEN se encontrará adaptado y su operación será eficiente sin existir congestión en transmisión. Esto implica que sus proyecciones deben considerar que el desarrollo del sistema de transmisión nacional será el óptimo, eliminando futuros desacoples entre los costos marginales y la posibilidad de vertimientos debido a congestiones.

Como Valgesta no compartimos esta percepción de bajo riesgo comercial, especialmente antes del año 2030. Se proyectan claros desacoples de los costos marginales entre la zona norte y sur del país debido a las congestiones, por lo menos hasta la entrada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 500 kV, lo que se traduce en un impacto en el balance de inyección y retiro, y es de esperar que este tipo de desacoples sigan existiendo en alguna medida en el futuro. Debido a estos problemas de transmisión proyectados, tampoco existe certeza de poder generar la energía esperada. De esta manera consideramos relevante el riesgo de producción y el riesgo asociado a la localización de los puntos de retiro, no siendo consistente considerar la baja prima por riesgo comercial.

5 ACCESO A FINANCIAMIENTO

Las entidades bancarias suelen financiar nuevos proyectos de generación bajo la premisa de que el proyecto cuente con un respaldo de sus flujos futuros, como lo es un contrato de largo plazo o PPA. Muchos de los proyectos que ofertaron energía en el proceso de licitación 2021/01, podrán conseguir respaldo económico de una institución bancaria, pero otros serán fuertemente

cuestionados si sus ofertas no están bien sustentadas en base a lo indicado en el punto anterior de este documento.

Considerando el supuesto de que las ofertas más agresivas en precio internalizaron tasas de descuento muy bajas, que explicarían en parte los LCOE proyectados, no quedaría mucho espacio para ir a buscar financiamiento a tasas menores a la tasa de descuento (en caso contrario el proyecto pierde valor).

En consecuencia, el riesgo de acceso a financiamiento para estos casos se ve alto, incluso que podría ser la variable de fracaso del proyecto

Como consultora, vemos muy difícil que estos proyectos puedan conseguir financiamiento para los proyectos con ofertas más agresivas.

6 CONCLUSIONES

Las ofertas publicadas el lunes 30 de agosto para el proceso de licitación 2021/01 fueron sorprendentes, sobre todo por algunos casos en que los precios fueron muy bajos. A su vez, estos casos se observan como ofertas muy arriesgadas que podrían hacer fracasar la concreción del proyecto (maldición del ganador).

La razón de lo anterior es que una apuesta por una baja muy relevante de los costos de inversión para los sistemas de almacenamiento se ve como algo difícil de que se concrete en los próximos cinco años.

Por otro lado, los agentes con ofertas más agresivas probablemente asumieron un riesgo comercial bajo, que, en opinión de Valgesta no es lo que se observará en el sistema, al menos hasta 2030.

Por último, dado lo mencionado anteriormente, el acceso a financiamiento de aquellos proyectos con ofertas más agresivas se ve complejo pudiendo ser una barrera insalvable en estos casos.