

# Transición energética está saliendo mucho más costosa

Los precios de última subasta de energías renovables de octubre fueron entre 40 y 70 % más altos que hace dos años. Obligar a agentes a comprar y crisis logística impactaron valores de oferta.

## Retrasos de proyectos presionaron los precios

De acuerdo con el análisis de las fuentes consultadas, otro factor que incidió en que los precios de cierre fueran altos tuvo que ver con que, si bien en la subasta los proyectos se comprometieron a estar listos para el 2023, un año de tiempo no es viable teniendo en cuenta trámites como la licencia ambiental y los permisos.

Y es que estos factores, unidos a la demora mundial para la entrega de equipos por la crisis logística, hacen que los tiempos no den y esto también se traslada al precio, ya que para cumplir los contratos desde 2023 las plantas asignadas en el 2021 deben conseguir la energía en el mercado de bolsa.

Y prueba de ello es que las plantas renovables que fueron adjudicadas en la subasta del 2019 no van a comenzar a operar en el 2022, e incluso, para las que también participaron en la subasta del cargo por confiabilidad del 2019, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) convocó el 7 de octubre a una subasta de reconfiguración de venta de energía, en la que las plantas en construcción puedan desplazar la entrada de los proyectos.

“Como se sabe que los proyectos no van a estar listos, hay que incluir en el precio el riesgo de no llegar según la fecha estimada”, agregó la persona consultada.

Si bien a finales de octubre, en la tercera subasta de energías renovables, el Ministerio de Minas y Energía destacó que el proceso traerá al mercado eléctrico a cinco nuevas firmas extranjeras, con inversiones por 3,3 billones de pesos, y que la participación de estas fuentes estará en un rango entre el 14 y el 16 por ciento en la matriz energética, del lado del usuario final las cosas no serán tan positivas para el bolsillo.

Mientras que el 20 de diciembre, el Ministerio de Minas y Energía amplió hasta el 18 de febrero de 2022 el plazo para que los participantes presenten las garantías, a raíz de un retraso en una información del Dane, analistas y observadores del proceso advierten que luego de la subasta, que es parte de la transición energética, los usuarios terminarán pagando precios muy superiores a los que se vieron hace dos años.

En efecto, según un análisis de la compañía Óptima Consultores, que precisa que los 11 proyectos solares adjudicados equivalen al 4,5 por ciento de la capacidad actual de generación eléctrica, de una demanda objetivo de 2.014,8 gigavatios hora año que fijó el Gobierno en el mecanismo voluntario, que es al que acuden libremente compradores y vendedores, se adjudicaron 931,21 gigavatios hora año, es decir, el 46,2 por ciento de la demanda objetivo.

De acuerdo con el documento, de 44 comercializadores que hicieron oferta de compra en este esquema se adjudicaron solo 7, los cuales firmarán sus contratos de energía de largo plazo a 15 años desde 1.º de enero de 2023, a un precio promedio ponderado de 135,85 pesos por kilovatio hora, sin contar un cargo adicional llamado Cere, que es el componente de la tarifa a través del cual se paga el cargo por confiabilidad.

El valor sin Cere es, aproximadamente, 42 por ciento superior al precio promedio ponderado del mecanismo voluntario de la segunda subasta de 2019.

Entre tanto, en el mecanismo complementario, que se activó porque en el voluntario se adjudicó menos del 70 por ciento de la demanda objetivo, el precio de cierre promedio fue de 180,72 pesos por kilovatio hora (sin Cere), valor que es, aproximadamente, 70 por ciento superior al precio del mecanismo complementario de la segunda subasta de 2019.

En el análisis, los expertos de Óptima Consultores recalcan que bajo el mecanismo complementario se les asignó contratos de energía de largo plazo a 46 comercializadores, pero de estos hubo 15 que no participaron en la subasta, es decir que no constituyeron garantía de seriedad.

Según fuentes consultadas, el hecho de que el Gobierno hubiera insistido en una subasta incluyendo un mecanismo complementario obligatorio que abarcó a los comercializadores del mercado no regulado (los que atienden a los grandes consumidores) para asignarles energía a prorrata, y además en momentos de pospandemia, con el dólar trepado, la crisis logística y con la

tecnología de paneles solares disparada en costos, generó precios de cierre aún mayores en este tramo.

## Riesgos suben tarifas

De acuerdo con las fuentes, el hecho de obligar a participar a los comercializadores del mercado no regulado, además de sentar un mal prece-

dente para el mercado, les endilgó a estos agentes la obligación de una energía sobre la cual pueden tener en el futuro dificultades para su venta, dado que, bajo el precio total definitivo, que incluye el Cere, su valor puede no ser competitivo en el futuro.

“Cuando usted pone a todos estos comercializadores del mercado no regulado a comprar más caro una energía a 15 años, pues los perjudica porque ellos salen a buscar clientes en el día a día, cada año”, explica una persona consultada experta en el tema.

Debido a que los grandes consumidores de energía (mercado no regulado) tienen la opción de negociar y escoger su comercializador de energía según la mejor oferta de precio que encuentren, firmando contratos de tres a cinco años, existe el riesgo de que varios agentes se queden con una energía comprada a 15 años que no van a poder enajenar a un precio más alto para generar un ingreso en su actividad.

En otras palabras, pueden presentarse casos de riesgos financieros e incluso quiebras de algunos agentes.

Y agrega que esto va a tener una afectación en la tarifa al usuario final, porque si todos los comercializadores compraron un precio más caro, y hay menos competencia porque algunos comercializadores podrían salir, todos van a incluir, dentro de su oferta de energía, esa porción de la energía más costosa.

3,3  
billones  
de pesos

INVERSIONES  
DE LAS NUEVAS  
FIRMAS  
EXTRANJERAS  
DEL MERCADO  
ELÉCTRICO.

## PRECIOS Y CANTIDADES DE ENERGÍA EN LAS SUBASTAS DE RENOVABLES

Cifras en gigavatios hora año y pesos por kilovatio

AÑO 2019					
Subasta (mecanismo voluntario)			Mecanismo complementario (asignación obligatoria)		
Bloque	Energía adjudicada (gigavatios hora año)	Precio promedio ponderado (\$ kw/h)	Bloque	Energía adjudicada (gigavatios hora año)	Precio promedio ponderado (\$ kw/h)
1	1.105	96	1	253	107
2	2.521	97	2	341	105
3	192	97	3	87	109
Total	3.818	96	Total	681	106
AÑO 2021					
Subasta (mecanismo voluntario)			Mecanismo complementario (asignación obligatoria)		
Bloque	Energía adjudicada (gigavatios hora año)	Precio promedio ponderado (\$ kw/h)	Bloque	Energía adjudicada (gigavatios hora año)	Precio promedio ponderado (\$ kw/h)
1	282	147,67	1	66	189,7
2	649	130,71	2	614	178,78
3	-	-	3	66	189,7
Total	931	135,85	Total	746	180,72

Fuente: XM, operador del mercado eléctrico y Upme