

NADA SERÁ IGUAL QUE ANTES: O QUIZÁS SÍ

Alberto Ceña
Secretario General, AEMER

Este artículo repasa la situación sobrevenida por la crisis actual, fundamentalmente la bajada del precio del mercado y la simulación que podría tener en el futuro, con elevada penetración renovable. Asimismo, analiza la participación de las diferentes formas de generación en la formación de los precios y su posible afección a los perfiles de consumo. En él se comenta también, la incidencia que puede tener en el mantenimiento de las plantas, la previsible incidencia en los contratos PPAs, así como algunas propuestas para cuando la situación de crisis se termine y, en la medida de lo posible, corriamos situaciones pasadas.

No sabemos qué pasará el día después, pero una parte del futuro se nos ha venido encima: la bajada del precio de venta de la electricidad. No tengo tan claro que la integración prevista de las renovables suponga una reducción directa de los precios del mercado; el coste variable tiene que ser compensado y, dependiendo de la modalidad contractual de los servicios de mantenimiento, puede ser interesante ofrecer precios altos y/o parar la planta.

En este momento el precio del mercado está en el entorno a los 30 €/MWh con bajadas los fines de semana al entorno de los 27 €/MWh y con factores de apuntamiento próximos a 0,93 para la eólica y a 1 para la fotovoltaica; aunque algunos días “normales” se empezaba ya a vislumbrar la curva de pato (demanda neta descontada la generación renovable que provoca rampas a primera y última hora del día, así como bajadas de precio al medio día) que irá a más a medida que nos acerquemos al verano “normal”, con la consiguiente reducción de este coeficiente solar. En el caso de la eólica estaríamos pues en un ingreso medio de 28 €/MWh y, de momento, ligeramente superior para la fotovoltaica.

En el debate sobre coste variable y precio ofertado resulta curioso el caso de la hidroeléctrica: fija el precio del mercado mayorista un 48% de las horas, de hecho 54% en horas punta y el 40% en horas valle; a pesar de sus bajos costes variables (o precisamente por eso) y gracias a su capacidad de almacenamiento. Por el contrario, las otras tecnologías renovables/cogeneración que fijan precio lo hacen en un porcentaje del 24% y mayor en horas valle, un 30%, lo que muestra que no todas tienen la versatilidad hidráulica para ofertar precios en periodos caros.

NOTHING WILL BE THE SAME AS BEFORE. OR PERHAPS IT WILL

Alberto Ceña, General Secretary of AEMER, the Spanish Association for the Maintenance of Renewable Energy



This article reviews the situation being experienced due to the current crisis, essentially the fall in the market price, and the simulation of what could happen in future, with a high renewable penetration. It also analyses how the different ways power is generated take part in price formation and the possible impact on consumption profiles. This article also discusses the impact it might have on plant maintenance, the foreseeable impact on PPA contracts, as well as some proposals for when the crisis is over and, insofar as it is possible, how we correct past situations.

We do not know what is going to happen tomorrow, but part of the future has already caught up with us: the fall in the retail price of electricity. I am not at all sure that the expected integration of renewables represents a direct reduction in the market prices; the variable cost has to be offset and, depending on the contractual terms of maintenance services, it might be more advantageous to offer high prices and/or stop the plant.

Right now, the market price stands at around 30 €/MWh with falls at weekends to about 27 €/MWh and other peak factors close to 0.93 for wind power and 1 for PV. Although some “normal” days are already starting to be seen, the duck curve (net demand discounting renewable generation which causes steep rises at the beginning and end of the day, as well as price falls at midday) will start to be more customised as we approach the “normal” summer, with the consequent reduction in this solar coefficient. In the case of wind power, the average income would thus be 28 €/MWh with, for now, a slightly higher figure for PV.

As regards the debate on variable cost versus the price offered, the case of hydropower is curious: the wholesale market price is set at 48% of the hours, specifically, 54% during peak times and 40% during off-peak hours, despite its low variable costs (or precisely for this reason) and thanks to its storage capacity. By contrast, the other renewable/CHP technologies that set prices do so at 24% and more during off-peak hours, at 30%, proving that not all of them have the hydraulic versatility to offer prices during expensive periods.



Foto cortesía de | Photo courtesy of: COMSA/Gdes

From the point of view of maintenance, several consequences of these low prices can be envisaged. Firstly, those plants with a fixed remuneration scheme, above all PV plants, which are subject to Royal Decree 413/2014, would suffer less from the possible loss of production due to lower plant availability and as such would not be pressurised to undertake the usual maintenance of prior to this crisis. The force majeure provided for by the Decree on the state of emergency implies a specific level of contractual coverage. However it is important that, given the circumstances, the criteria of the operating hours threshold provided for by this Royal Decree is not applied, to avoid jeopardising the remuneration scheme.

By contrast, as regards the merchant risk plants (that include the auctions meaning that a bird

Desde la óptica del mantenimiento, estos bajos precios vislumbran varias consecuencias. En primer lugar, las plantas con régimen retributivo fijo sujeto al RD 413/2014, sobre todo fotovoltaicas, sufrirían menos por la posible pérdida de producción por la menor disponibilidad de las plantas, y por lo tanto, no tan presionadas por un mantenimiento tipo previo a esta crisis. La fuerza mayor prevista por el RD de situación de emergencia supone una cierta cobertura contractual. Ahora bien, es importante que, dadas las circunstancias, no se aplique el criterio de horas umbral de funcionamiento previsto en ese RD, para no comprometer el régimen retributivo.

Por el contrario, las plantas de riesgo *merchant* (donde se incluyen las subastas por aquello de que más vale pájaro en mano que lo que pase dentro de unos años) y que tanto en eólica como en fotovoltaica suponen casi la mitad de la potencia actual en funcionamiento, es importante mantener las plantas operativas para incluso funcionar de forma flexible, como he apuntado al principio de este artículo. En estos casos, el mantenimiento es importante pero, curiosamente, la respuesta no ha sido uniforme entre los propietarios/gestores de activos, en algunos casos se ha solicitado concentrarse en el correctivo y en otros seguir como si no hubiera un estado de alarma restrictivo, es decir, como siempre.

El simulacro de precios bajos es todavía de corta duración, la demanda de momento "solo" ha bajado un 7% y ha aumentado el consumo doméstico, la punta del mediodía es igual a la de la tarde cuando en situaciones normales es entre un 15% y 10% menor, lo que mejora los ingresos de las comercializadoras y fotovoltaicas. Sin embargo, la tendencia bajista ya se venía viendo desde primeros de año, fundamentalmente por los precios del gas importado, los costosos tubos africanos son ahora secundarios, a lo que habría que unir el efecto de la fotovoltaica mencionado, por lo que, una vez superada la crisis tampoco se esperan repuntes de precios, muy dependientes también de la evolución de la demanda industrial.

Por el lado de los proyectos con PPAs, según algunas fuentes suponen el 30% de los casi 8.000 MW que han entrado en funcionamiento recientemente, muchos de los contratos son de carga base, con margen para operar la planta y cumplir con lo comprometido, tanto en cantidad como en horas de funcionamiento. Sobre la cobertura de los precios, evidentemente es una buena noticia en estos momentos para los productores, pero la situación actual podría provocar el interés de aprovecharla para analizar y renegociar cláusulas contractuales.

Desde luego el escenario actual no es bueno para las empresas de mantenimiento y lo que es peor, el futuro parece que tampoco va a mejorar. Unos meses después de la pandemia nadie se acordará del esfuerzo realizado por los técnicos y no sólo por las difíciles condiciones en las que han tenido que soportar su trabajo, sino también por la asimetría con aquellos que hemos podido realizar nuestro trabajo de forma telemática.

Esto es así porque la experiencia nos ha demostrado que la memoria es corta y volveremos a las andadas: beneficios de corto plazo y crecien-



Foto cortesía de | Photo courtesy of: Ingeteam

in the hand is worth more than what might happen in a few years' time), which for wind and PV represent almost half of current operating capacity, it is important to keep these plants running and even operating more flexibly, as mentioned at the beginning this article. In these cases, maintenance is important but, strangely, the response has not been uniform between asset owners/managers. In some cases, requests have focused on corrective maintenance and in others, continuing as though there was no restrictive state of emergency in place, in other words, carrying on as normal.

This dry run of low prices is still short-lived. So far, demand has "only" fallen by 7% and domestic consumption has increased: the midday peak is the same as the afternoon peak, whereas under normal circumstances, it should be between 15% and 10% lower, which improves the revenue stream for distributors and PV plants. However, this downwards trend has already

been noticeable since early this year. This is essentially due to the prices of imported gas, the costly African pipelines are now secondary, to which has to be added the aforementioned effect of PV. All this means that once the crisis has passed, we do not expect to see price rebounds, however this very much depends on the evolution of industrial demand.

As regards projects with PPAs, some sources reckon that they account for 30% of the almost 8,000 MW to have come on line recently. Many are baseload contracts with a margin to operate the plant and fulfil commitments, both in terms of quantity



Foto cortesía de | Photo courtesy of: COMSA/Gdes



Foto cortesía de | Photo courtesy of: Ingeteam

tes. Será deseable, sin embargo, tener una visión más global y sostenible que prime la calidad de los servicios y los productos, lo cual implica un complejo cambio cultural. Las renovables han supuesto, en muchos casos y de forma similar al inmobiliario, la quiebra del modelo de negocio clásico que aprendimos en la universidad: los beneficios deberían estar ligados al valor añadido que generan o al riesgo que soportan. A lo largo de estos años hemos visto hacer dinero solo por el hecho de tenerlo y/o buenos contactos institucionales, en unas circunstancias de riesgo limitado y de nula creación de riqueza.

La reflexión anterior es clave pues la dura emergencia sanitaria va a colocar en sus justos términos la otra emergencia, la climática, pues todo el esfuerzo tendrá que ponerse en recuperar la capacidad productiva y el empleo, de lo contrario la reducción de la demanda va a acelerar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

Este tema adquiere todavía un tono más dramático si pensamos que la creación del tejido industrial debería ser la respuesta lógica a las políticas regulatorias que fomentaron el desarrollo de las renovables, si bien las primas no eran subvenciones, si eran un estímulo económico aportado por todos los consumidores. Lo comento porque las futuras ayudas públicas deben servir para primar la consolidación de los negocios existentes, pero con un perfil de continuidad, además de apoyar a empresas intensivas en mano de obra y activas en este complejo periodo, por ser esenciales para mantener fiable el suministro eléctrico.

En el fondo del debate está la globalización y la rapidez con la que se ha transmitido la enfermedad a partir del foco inicial de China (surrealista lo de además comprarles EPIs). Es tarde para analizar las razones por las que este país, y los asiáticos en general, se han convertido en la gran fábrica del mundo, pues si bien es cierto que los productos asiáticos han introducido deflación, al producir a un menor coste, han desmantelado la capacidad productiva de occidente, colocándonos ante una situación sensible ante esta y cualquier otra crisis.

No será fácil que la experiencia nos sea útil, pero desde AEMER estamos dispuestos a aportar nuestro granito de arena; se ha visto que el mantenimiento es imprescindible ante cualquier circunstancia y debemos hacer valer la importancia de su calidad y la de toda la cadena de valor asociada (logística, reparación, seguridad, PRL, ...), incluso en escenarios de precios de venta de electricidad bajos. Es el momento: ahora o nunca.

and operating hours. At times like these, price hedging is evidently good news for producers however, the current situation could arouse interest in using hedging to analyse and renegotiate contractual conditions.

Of course the current scenario is not good for maintenance companies. Worse still, there is seemingly no improvement in sight. Months after the pandemic has passed, no-one will remember the effort made by the technicians. Not only due to the difficult conditions in which they have had to undertake their work, but also due to the imbalance between those of us who have been able to do our work remotely.

This is because experience has shown us that our memories are short and that we always go back to our old ways: rising, short-term profit. It would be advisable to have a more global and sustainable

outlook that rewards quality services and products. But this entails a complex cultural change. In many cases, and in a similar way to real estate, renewables have broken the mould of the classic business model that we learned at university: profit must be linked to the added value generated or to the risk borne. Over the years, we have been able to make money simply by dint of the fact of having it and/or good institutional contacts, in situations of limited risk and zero wealth creation.

This last reflection is key, as the harsh health emergency comes at a time of another emergency, the climate emergency, as all efforts will have to be focused on recovering productive capacity and employment. If not, demand reduction will speed up compliance with decarbonisation objectives.

This issue becomes even more serious if we consider that the creation of the industrial framework should be the logical response to regulatory policies that foster the development of renewables, even though the feed-in tariffs were not subsidies, but rather an economic stimulus contributed to by every consumer. I mention this because future public funding must first value the consolidation of existing businesses, accompanied by a degree of continuity, in addition to supporting asset- and labour-intensive companies during this complex period, as they are essential for maintaining the stability of the power supply.

Behind this debate lies globalisation and the pace at which this disease has been transmitted from the initial hotspot of China (it is surreal to be buying PPE from that country). It is late to analyse the reasons why this country, and Asian territories as a whole, have become the great factory of the world. What is true is that Asian products have produced deflation, given their ability to manufacture at a lower cost, which has dismantled the productive capacity of the West and left us in a precarious position in the face of this and any other crisis.

It will not be easy, but maybe we will learn from this experience. At AEMER we are willing to play our part, no matter how small. We have seen that maintenance is essential in the event of any circumstance and we must defend the importance of its quality as well as the quality of the entire associated value chain (logistics, repair, security, PRL...), even during scenarios of low electricity sales prices. The time has come: now or never.