CÓMO OBTENER ESA GANANCIA EXTRA QUE PROMETE LA TECNOLOGÍA BIFACIAL

En los últimos años se ha visto una tendencia al alza en el uso de módulos bifaciales. La tecnología ya había sido estudiada desde hace décadas, pero debido a los altos costes involucrados no se ha llegado a expandir hasta el último año, cuando los procesos de fabricación han conseguido optimizar los módulos bifaciales para competir con el monofacial. La recompensa en generación solar al pasar de uno a otro tipo está actualmente en torno al 8-10%, porcentaje se conoce como ganancia bifacial, en la que entran en juego múltiples factores.

Hay tres parámetros básicos que afectan directamente a la bifacialidad de un proyecto fotovoltaico. Ordenados de mayor a menor relevancia, son:

- Cantidad de irradiancia: cuanto mayor sea la cantidad de luz recibida, más recurso solar se va a poder transformar en energía eléctrica. La mayor parte de esa irradiancia capturada viene en forma de irradiancia directa, que se reflejará en aquellas áreas del suelo en las que no afecte la sombra de los módulos solares.
- Albedo: define la proporción de irradiancia que se refleja desde el suelo. Depende del tipo de terreno presente y varía a lo largo del año. Como referencia de albedo, en un suelo arenoso común se toma 0,25 como valor medio.
- Factor de vista: depende de la geometría y posición de la superficie colectora de irradiancia, los módulos, con respecto a la superficie emisora de irradiancia, el suelo. De ahí que sea clave analizar el seguidor utilizado, su adecuación a la condición bifacial. O lo que es lo mismo, analizar en detalle la amplitud con la que los módulos del seguidor consiguen captar la irradiancia reflejada en el suelo.

De estos tres factores, los dos primeros están implícitamente definidos para cada proyecto. La irradiancia depende de la localización geográfica. En cuanto al albedo, si bien hay técnicas para mejorarlo, hoy en día no se está claro hasta qué punto la inversión y mantenimiento de mejora de albedo va a ser una aplicación común en proyectos bifaciales. En cambio, el factor de vista sí varía en un mismo proyecto y con un mismo albedo según el seguidor solar que se use.

Aproximación analítica de la bifacialidad

Altura normalizada

Según una aproximación analítica, la irradiancia reflejada y capturada por un colector es independiente del tamaño que tenga, siempre que dicho colector se disponga a una distancia proporcional a la superficie que refleja la radiación solar, y esta última refleje la luz en un ancho igualmente proporcional. Esto es lo que se conoce como altura normalizada del seguidor solar.

En un colector mayor, se disponen más células fotovoltaicas y a más altura. La anchura de suelo que refleja irradiancia también es mayor, luego eventualmente el porcentaje de captura de irradiancia trasera es la misma independientemente del tamaño de seguidor considerado.

Sin embargo, por condicionantes ajenos a la bifacialidad como puede ser una altura adecuada de montaje del seguidor,

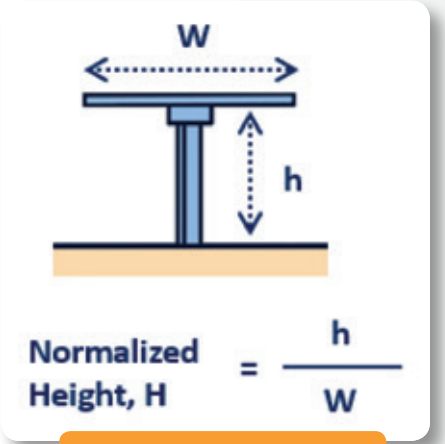


Figura 1. Concepto de altura normalizada
Figure 1. Normalised height concept

HOW TO OBTAIN THE EXTRA ENERGY GAIN PROMISED BY BIFACIAL TECHNOLOGY

There has been an increasing trend in the use of bifacial solar panels over the last few years. The technology has already been assessed decades ago, but due to the high costs involved, it has failed to expand until this past year, when manufacturing processes have managed to optimise bifacial panels to compete with their monofacial counterparts. By shifting from one type of panel to the other, a solar generation gain of around 8-10% can be achieved. This percentage is known as bifacial gain and is conditioned by multiple factors.

Three basic parameters directly determine PV project bifaciality. In order of relevance, starting with the most important, these are:

- Amount of irradiance: the greater the amount of light received, the more electricity can be generated from the solar resource. Most of this captured irradiance comes in the form of direct irradiance, which is reflected on those areas of the terrain not affected by shading from the solar panels themselves.
- Albedo: defines the proportion of irradiance reflected from the ground. It depends on the type of terrain and varies throughout the year. As a reference, common sandy terrain has an average albedo value of 0.25.
- View factor: depends on the geometry and position of the irradiance-capturing surface (the panels), in relation to the irradiance-emitting surface (the ground). An analysis of the tracker choice is therefore paramount to ensure bifaciality adequacy. In other words, a thorough analysis of the extent to which the tracker panels capture ground-reflected irradiance is essential.

Out of these three key factors, the first two are specifically defined for each project. Irradiance is determined by geographical location. As for albedo, although techniques exist to improve this parameter, the extent to which investing in and optimising albedo so that it becomes a common application in bifacial projects is not currently clear. By contrast, the view factor does vary within a project and with the same albedo, depending on the solar tracker used.

Analytical approach to bifaciality

Normalised height

According to an analytical approach, the irradiance reflected and captured by a collector is not related to collector size. As long as the collector is installed at a distance proportional to the surface that reflects solar irradiance, it should in return reflect light at a proportionally equal width. This is known as normalised solar tracker height.

In larger collectors, more PV cells are installed and at a greater height. The width of the irradiance-reflecting ground also increases, that meaning the percentage of rear-side irradiance capture is eventually the same, regardless of the size of the solar tracker used.

la configuración 2V en el mercado actual se sitúa en un escalón inferior de altura normalizada con respecto a la configuración 1V. Ello implica que en la configuración 2V se dé una mayor oblicuidad de los rayos que impactan sobre el colector, de manera que la irradiancia reflejada en las células sea de menor intensidad.

La mayor o menor eficiencia de esta condición geométrica está directamente relacionada con su factor de vista.

Por otro lado, existen dos ajustes básicos necesarios para precisar la irradiancia trasera calculada:

- *Mismatch*. El hecho de que los rayos reflejados impacten sobre las células fotovoltaicas con diferentes ángulos es lo que produce la diferencia en la parte de irradiancia captada. Este desajuste se conoce como *mismatch*, e implica directamente una reducción en la producción eléctrica de dichas células. Para valores comunes de albedo y geometría de seguidores solares, dicho valor está en torno al 1-3% de desajuste.
- *Shading factor*. La propia estructura del seguidor también genera una reducción en la generación energética. La viga de torsión y las correas de fijación son, en este sentido, los elementos que más sombra producen. En el mercado actual, en las configuraciones más comunes de seguidores solares, 1V y 2V, estamos hablando de que se tienen, respectivamente, vigas de torsión con elementos cuadrados de 100 mm o 150 mm de ancho situados a escasos 200 mm de la superficie colectora, que es la mesa de módulos fotovoltaicos.

Independientemente del seguidor proyectado, se producirá una afección por sombras en las células fotovoltaicas centrales, más cercanas a la viga de torsión. Para valores comunes de albedo y geometría de seguidores, el valor de *shading factor* está en el rango del 3 a 6%.

No solo el tubo de torsión, la propia correa también se encuentra a lo largo de la trayectoria de los rayos que vienen en diagonal desde el suelo a los paneles solares. Cuanto más grande sea la correa, más interferencia se producirá. En este sentido, una correa 1P común de 440 mm produce menos afección en términos de sombreado que la habitual correa 2P de 2350 mm. Este requisito o restricción de longitud proviene directamente de las opciones de fijación de los módulos, donde es necesaria la fijación en ambas mitades de cada módulo.

Altura de la correa de fijación

Entrando en detalle en la magnitud del sombreado del tubo de torsión, vemos que la altura de la correa puede variar su valor. La correa

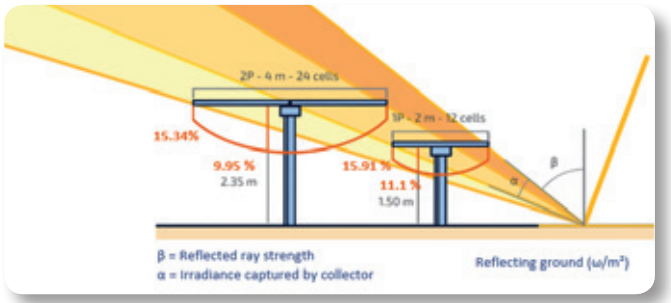


Figura 3. Seguidores solares con distinta condición geométrica
Figure 3. Solar trackers with different geometrical conditions

Figura 4. Cálculo de sombras producidas por la viga de torsión
Figure 4. Torque tube shade calculation

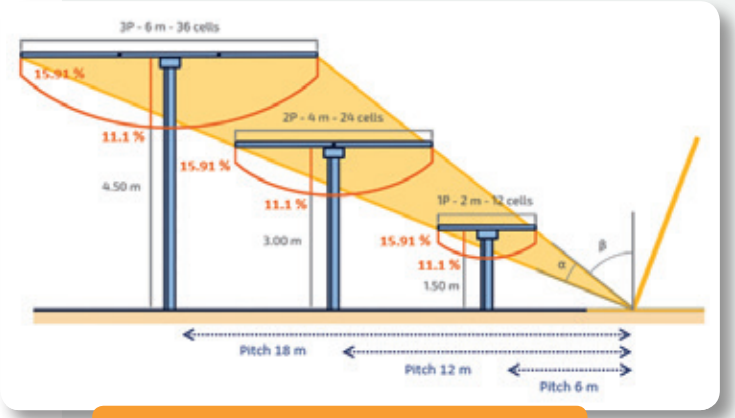


Figura 2. Seguidores solares con altura normalizada equivalente
Figure 2. Equivalent trackers with normalised height values

However, due to conditioning factors not relating to bifaciality, such as an adequate solar installation height, the 2P array currently available in the market is positioned at a lower normalised height step compared to the 1P array. This means that in a 2P configuration, the obliquity of the solar rays impacting on the collector increases, with a less intense reflected irradiance on the cells.

The increased or decreased efficiency of this geometrical condition is directly linked to its view factor.

Moreover, two basic parameters are required to accurately calculate rear-side irradiance:

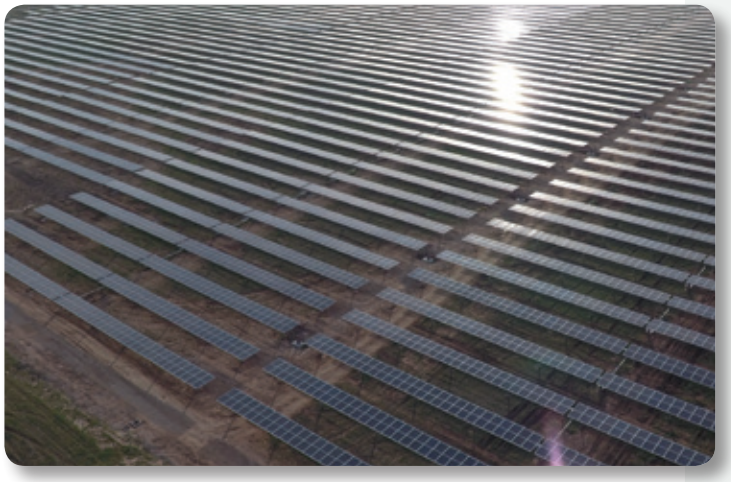
- *Mismatch*. The fact that reflected rays impact on the PV cells at different angles leads to differences in the amount of captured irradiance. This variation is known as mismatch and directly translates into a reduction in the power generated by those cells. For common solar tracker geometry and albedo values, the mismatch ranges from 1-3%.
- *Shading factor*. The structure of the solar tracker itself also implies a reduction in power generation. In this regard, the torque tube and the purlins are the elements responsible for most of the shading. In today's market, and considering the most common solar tracker configurations, 1P and 2P, we are referring respectively to a torque tube of square elements with a width of 100 mm or 150 mm installed, at a mere 200 mm from the capturing surface, which is the PV panel row.

Regardless of the tracker to be used, shading mostly affects the central PV cells, which are closer to the torque tube. For common tracker geometry and albedo values, the shading factor ranges from 3-6%.

Not only the torque tube but the purlin itself is also located along the trajectory of the ground-reflected rays coming diagonally towards the PV panel. The larger the purlin, the more the interference produced. As such, a typical 1P purlin of 440 mm produces less shading than the common 2P purlin of 2350 mm. This length requirement or restriction comes directly from the fixing options of the modules, where fixing in both halves of each module is needed.

Purlin profile height

Turning in detail to the magnitude of the torque tube shading, we see that the height of the purlin can vary its value. The purlin is the tracker part that connects the PV modules to the torque tube and creates a space between them.



es la parte del seguidor que conecta los módulos fotovoltaicos al tubo de torsión y crea un espacio entre ellos.

Si se entra a analizar más en detalle la altura de la correa de fijación de paneles, se aprecia que el valor de *shading factor* se reduce en apenas un 0,1%.

Las sombras generadas por la viga de torsión prácticamente se diluyen de la misma manera en la superficie colectora, independientemente de la distancia a esta, en ese orden de magnitud.

En cuanto a la distribución de las sombras, se aprecia que según se va ampliando la separación entre el elemento que genera sombra y el que la capta, la sombra se va dispersando no sólo en las células intermedias sino también en las contiguas.

Para evitar la mayor parte de la sombra del tubo de torsión, y producir una ayuda sustancial, la correa debe rondar los 15,35 metros de altura, un concepto ideal que no se puede implementar en proyectos reales.

La menor altura de la correa produce un pico concentrado más alto en la irradiancia capturada. Esta diferencia eventualmente provoca un desajuste eléctrico que produce una reducción de producción solar. Como primer enfoque en la magnitud del desajuste, vemos un valor natural debido al efecto de borde de alrededor del 1,4% para los valores de albedo comunes (línea azul en la Figura 6). Añadiendo el tubo de torsión como elemento de creación de sombra, ese valor aumenta a alrededor del 2-3% (línea naranja).

El diseño actual de STI Norland define la correa con una altura de 60 mm, lo que permite a los paneles bifaciales comunes, de marco de 30 mm, tener una altura libre entre la viga de torsión y la cara trasera del panel en torno a los 90 mm. El *mismatch* aquí es de un 2,8%.

Como se ve en la distribución en la Figura 6, la reducción afecta no solo a las celdas intermedias 6 y 7, sino también a las adyacentes 4, 5, 8 y 9. Esto significa que la sombra de la viga de torsión se extiende por gran parte de la parte trasera del módulo.

Dejar un espacio entre los dos módulos en la configuración 2V no evita esa sombra. Además, implica bajar el factor vista del seguidor a medida que la superficie fotovoltaica aumenta en ancho pero no en altura.

La sombra del tubo de torsión impacta en la parte trasera del módulo, independientemente del espacio entre los módulos:

An in-depth analysis of the purlin height reveals that the shading factor value reduces by barely 0.1%.

Torque tube-induced shading practically vanishes in the absorbing surface in a similar order of magnitude, regardless of the distance to the capturing surface.

In terms of shade distribution, Figure 4 illustrates how, as the gap between each shading element and capturing element increases, the shade starts to disperse, not only onto the intermediate cells but also on their neighbours.

In order to avoid most of the torque tube shade, and to be of substantial help, the purlin should be around 15.35 metres high, an ideal concept impossible to implement in real-life projects.

The lower purlin height produces a higher concentrated peak in the captured irradiance. This difference eventually causes an electrical mismatch that causes a reduction in solar production. As a first assessment of the extent of the mismatch, a natural value can be observed due to the edge effect of around 1.4% (the blue line in Figure 6) for common albedo values. Adding the torque tube as the shade-creating element, this value increases to around 2-3% (orange line).

The current design of STI Norland defines a purlin with a height of 60 mm, which allows common bifacial panels with a 30-mm frame to have a free space of 90 mm between the torque tube and the rear side of the panel. The mismatch value here is about 2.8 %.

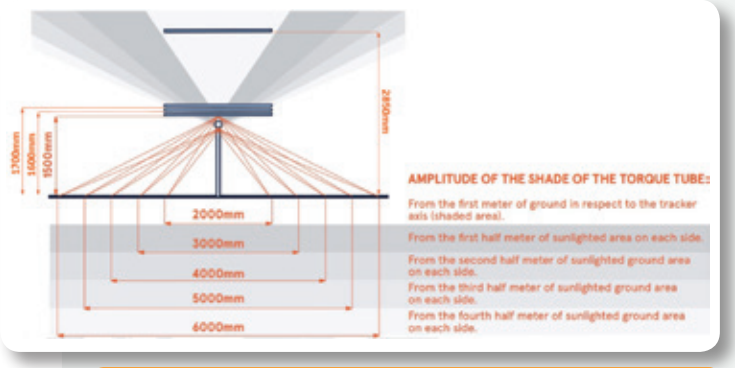


Figura 5. Torque tube shade intensity | ***Figure 5. Torque tube shade intensity***

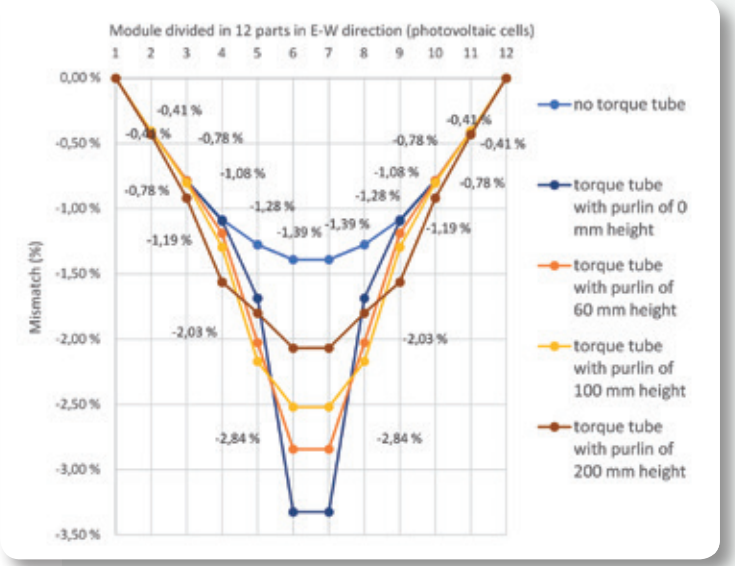


Figura 6. Relación entre *mismatch* y la altura de la correa
Figure 6. Electrical mismatch vs. purlin height

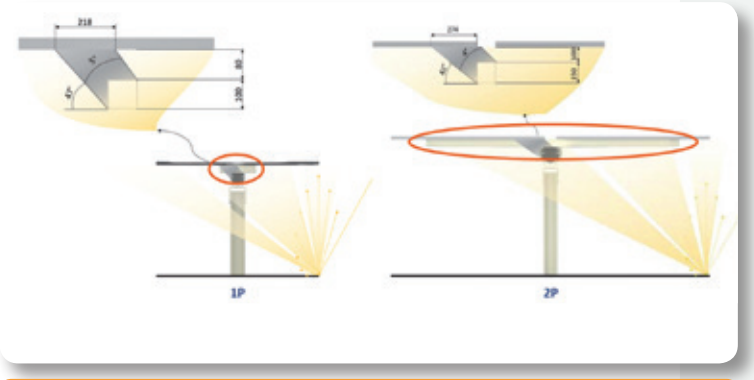


Figura 7: Distribución de la sombra de la viga de torsión sobre la cara trasera del módulo
Figure 7: Torque tube shade distribution on the rear side of the module

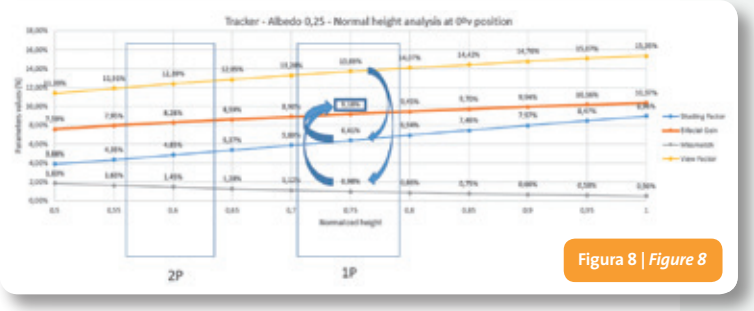


Figura 8 | *Figure 8*

Conclusiones del estudio de bifacialidad

Teniendo presentes los diferentes parámetros bifaciales, se puede analizar cómo aumenta la ganancia bifacial en función de la altura normalizada del seguidor solar.

Considerando un albedo común de 0,25, podemos llegar a intuir que la ganancia bifacial aumenta varias décimas porcentuales al aumentar la altura normalizada en 0,05. O lo que es lo mismo, aumentar la altura del seguidor 1V en 100 mm con un colector de 2 m.

En la Figura 8 se muestran los dos escalones de bifacialidad en el que se encuentran las dos configuraciones habituales en el mercado, 1V y 2V, para la posición puntual de 0° (que a su vez es la que más irradiancia trasera produce, en términos absolutos de W/m²).

Como se aprecia en el gráfico, la bifacialidad recompensa la mayor altura normalizada de módulos en seguidores solares. Esto lleva a pensar que, si el coste lo permite, los seguidores se puedan disponer a una altura mayor a la habitual con el panel monofacial con soportes más largos.

Para definir el punto óptimo de altura habría que considerar otros factores técnicos que complican el análisis, como puede ser el tipo de suelo o la carga de viento, además de la dificultad añadida que resulta de tener que montar un seguidor a mayor altura.

En cualquier caso, el panel bifacial ha cogido fuerza estos últimos años y en el futuro próximo veremos dónde se encaja esta tecnología, que sin duda es prometedora y que presenta ventajas obvias y consistentes.

As the distribution in Figure 6 shows, the reduction not only affects intermediate cells 6 and 7, but also adjacent cells 4, 5, 8, and 9. This means that the torque tube shade spreads over a large part of the rear side of the module.

Leaving a gap between the two modules in the 2P configuration does not avoid that shade. It also means lowering the view factor of the tracker as the PV surface increases in width but not in height.

The torque tube shade impacts on the rear side of the module, irrespective of the gap between modules (Figure 7).

Bifaciality analysis conclusions

Considering the different bifacial parameters, it is possible to assess how bifacial gain increases depending on the normalised solar tracker height.

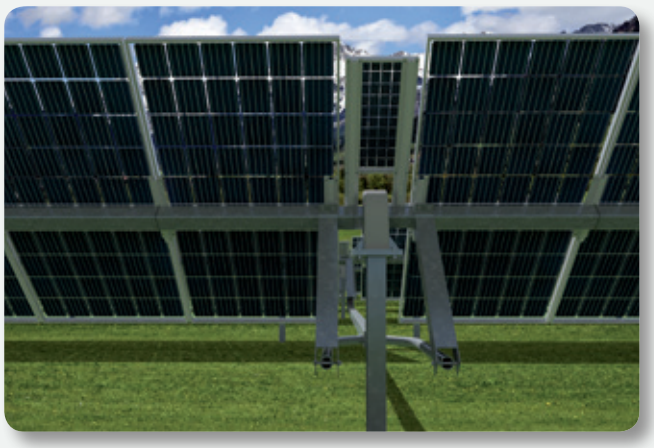
For a common albedo of 0.25, bifacial gain can be expected to increase a few tenths of a percentage when the normalised height increases by 0.05. In other words, the height of a 1P tracker should be raised 100 mm for a 2-metre collector.

Figure 8 illustrates the two bifaciality steps for the two most common configurations in the market (1P and 2P), for a specific position of 0° (which generates the greatest rear-side irradiance in absolute terms of W/m2).

As can be seen, bifaciality is more beneficial where the normalised solar tracker module height is increased. This suggests, if costing permits, that trackers can be installed higher from the ground if monofacial panels with larger supports are used.

To define the optimal height, other technical factors must be considered that make the analysis more complex, such as the type of soil or wind load, in addition to the additional difficulty of installing trackers at an increased height.

In any case, bifacial panels have become increasingly popular over the last few years. Now it is a matter of understanding how this promising technology, which offers clear and consistent advantages, evolves in the future.



Javier Tamayo
Ingeniero de diseño, STI Norland
Design Engineer, STI Norland