

# Performances du Photovoltaïque Bifacial : résultats et analyses de notre test comparatif

Le 26 Mai 2020,

**Le déploiement de la technologie bifaciale sur le marché est en pleine croissance, mais il demeure encore des incertitudes et un manque de retour d'expérience notamment en termes de performances. System Off Grid s'est donc penché sur le sujet en testant cette technologie sur le terrain pendant une année. Nous partageons ici nos résultats et notre analyse.**

## Entre promesses et incertitudes

Les modules bifaciaux ont le vent en poupe<sup>1</sup> : en 2019, 15% des nouvelles installations dans le monde incluaient déjà cette technologie<sup>2</sup>. Avec des coûts de fabrication en baisse et des promesses de production bonifiée de 5 à 30%<sup>3,4</sup>, la technologie bifaciale atteindra 50 % de part de marché d'ici 2030. Il existe diverses architectures bifaciales, les deux technologies dominant le marché sont les suivantes :

- la technologie principale est le PERC bifacial qui reprend le concept d'un module PERC (Passivated Emitter and Rear Contact) standard avec un contact arrière modifié de telle sorte que l'absorption des photons est possible sur la face arrière du module. Cette configuration n'est en réalité pas symétrique et le rapport entre la puissance mesurée sur la face arrière et la face avant, appelé facteur de bifacialité, tourne en général autour de 70%
- les cellules à hétérojonction qui possèdent un facteur de bifacialité de l'ordre de 95%, sont constituées en général d'une couche de silicium de type-n prise en sandwich entre deux couches de silicium amorphe. La cellule est complétée par un dépôt symétrique d'oxyde conducteur transparent et de contacts métalliques. Bien que plus efficace, cette technologie reste néanmoins plus coûteuse

Un des obstacles auquel est confronté le bifacial est le manque de retour d'expérience, ce qui pour l'instant modère les élans des investisseurs et financeurs. A travers l'analyse de notre centrale photovoltaïque équipée de modules bifaciaux, nous proposons ici d'alimenter les retours d'expérience notamment concernant les performances.

## Un test en conditions réelles

Le Gyrolab, bâtiment abritant les bureaux de la société System Off Grid en Vendée, est un véritable laboratoire énergétique. Une centrale photovoltaïque de 8.9kWc en autoconsommation avec stockage couvre plus de 70% des besoins énergétiques du site. Elle est constituée de 24 modules standards en toiture ainsi que de 6 modules bi-verres installés en brise-soleil sur le devant du bâtiment (Figure 1), orientés sud-est (-33°) avec une inclinaison de 15°. Trois d'entre eux (V1, V2 et V3) possèdent une architecture bi-verre classique (modèle CS Wismar Excellent GlassGlass 300PERC60 balance) tandis que les trois autres (B1, B2 et B3) incluent en plus une technologie bifaciale (modèle CS Wismar

<sup>1</sup> <https://www.pv-magazine.fr/2019/11/06/lavenement-du-bifacial/>

<sup>2</sup> ITRPV 2019, International technology roadmap for photovoltaic (ITRPV) : <https://itrpv.vdma.org/>

<sup>3</sup> <https://fr.longi-solar.com/home/products/performance.html> (consulté le 17 Décembre 2019)

<sup>4</sup> <http://www.yinglisolar.com/fr/products/42> (consulté le 17 Décembre 2019)

GlassGlass 290PERC60 bifacial). Chaque module est équipé d'un optimiseur de puissance couplé à l'onduleur central permettant de récupérer sa production individuelle.

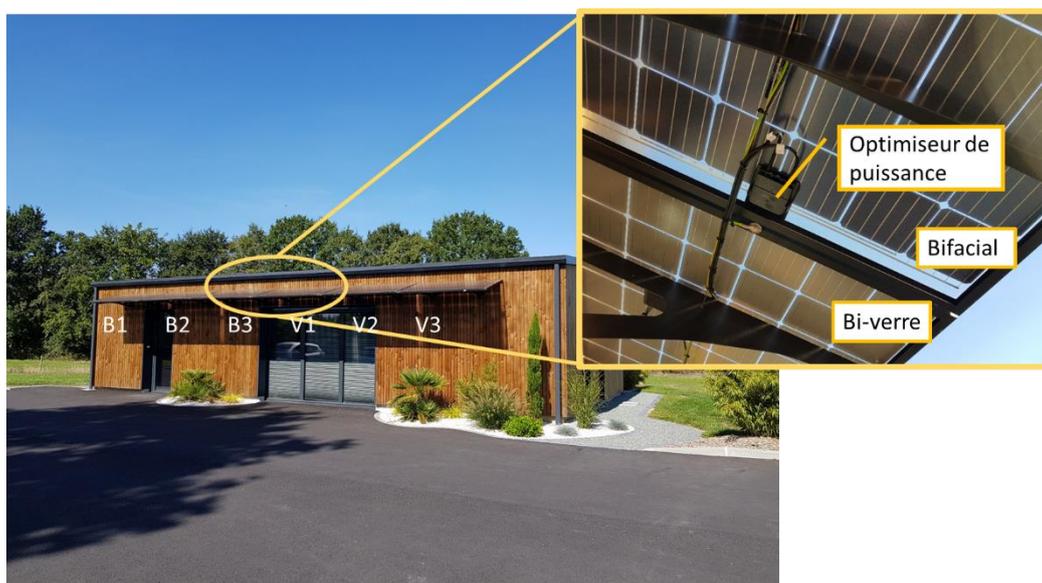


Figure 1: photographie du Gyrolab et des modules étudiés. On reconnaît le module bifacial à son aspect bleuté sur la face arrière correspondant aux cellules tandis que le module bi-verre présente lui un aspect grisâtre.

L'albédo qui est un paramètre important dans l'évaluation des performances de modules bifaciaux, correspond ici à celui d'un parking (bitume sombre : albédo <0.2). Les deux technologies sont donc dans des conditions de pose identiques permettant de réaliser un test comparatif. L'installation a été mise en service fin février 2019 et après un an d'exploitation, il est intéressant d'évaluer l'apport réel de la technologie bifaciale par rapport aux modules bi-verre classiques dans ces conditions.

## + 10 % sur l'année et une corrélation avec l'irradiation

- Gain sur l'année entière

Le tableau suivant résume la production par module sur cette première année d'exploitation. Tout d'abord, il convient de remarquer la différence de puissance crête « commerciale » (donnée pour la face avant dans le cas du bifacial) en faveur du bi-verre classique. En effet, la technologie bifaciale introduit une complexité et des pertes électriques supplémentaires qui dégradent légèrement le rendement en face avant. On remarque également que les tolérances positives entre les puissances réelles « flash test » et « commerciales » sont plus élevées pour les modules classiques.

ID module	Technologie	Puissance Crête Commerciale (Wc)	Puissance Crête Flash test (Wc)	Production annuelle (kWh)	Productible spécifique (kWh/kWc)
V3	Bi-verre	300	303,13	282,54	932,08
V2	Bi-verre	300	303,19	272,11	897,49
V1	Bi-verre	300	304,52	270,45	888,12
B3	Bifacial	290	291,31	285,41	979,75
B2	Bifacial	290	291,48	272,47	934,78
B1	Bifacial	290	291,54	267,93	919,02

Pour comparer la production des deux technologies, nous calculons le productible spécifique qui consiste à ramener la production à la puissance crête. Nous utilisons dans un premier temps la référence de la puissance crête réelle du « flash test » afin d'isoler le biais de la tolérance positive avec la puissance crête commerciale. Cette tolérance n'est en effet pas intrinsèque à la technologie.

On remarque que le productible spécifique est supérieur dans le cas des modules bifaciaux. La seule exception est le module B1 qui a une production annuelle inférieure au module V3, ce qui s'explique par un effet d'ombrage qui a lieu durant l'après-midi sur la partie gauche du bâtiment. Afin de s'affranchir des éventuels effets d'ombrage nous analyserons dans la suite de l'article les modules proches, autrement dit les modules B3 et V1.

Le Gain Bifacial  $G_B$  sur la première année ( $G_B = \frac{\text{Productible spécifique } B_3}{\text{Productible spécifique } V_1} - 1$ ) est ainsi évalué à :

$$G_B = 10\%$$

En utilisant la puissance crête « commerciale » comme référence, le gain  $G_B$  perd 1 % et passe à 9%. Cet écart est logique dans la mesure où les modules classiques présentent des tolérances positives plus importantes sur la puissance crête, venant augmenter le productible spécifique et donc combler l'écart de performance avec le bifacial. Si ce phénomène n'est pas directement attribuable à la technologie mais au tri de cellules à l'assemblage, on peut néanmoins s'interroger sur les niveaux de tolérances positives que le bifacial offre en moyenne sur le marché. Notre échantillon de 6 modules ne nous permet pas à ce stade de répondre à cette question.

C'est dans tous les cas un premier résultat intéressant en faveur de la technologie bifaciale. Passons maintenant à une analyse plus détaillée.

#### ▪ Analyse mensuelle et corrélation avec l'irradiation

Lorsque l'on analyse les données mensuelles, on constate que le gain bifacial est plus élevé pour la période hivernale avec des valeurs aux alentours de 20%.

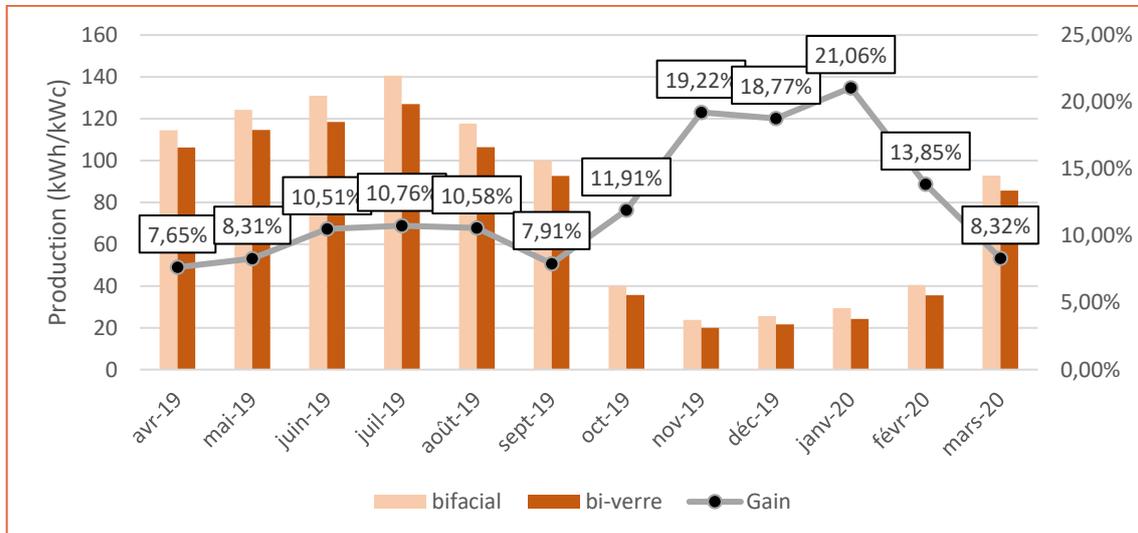


Figure 2: Gain bifacial mensuel sur la première année d'exploitation

On remarque cependant que le gain du mois de septembre ne suit pas cette tendance ce qui est corrélé avec un nettoyage de l'ensemble des modules effectué vers le 15 du mois. L'irradiation en face avant étant plus conséquente, le gain bifacial résultant est moindre. La technologie bifaciale permet donc dans une certaine mesure de limiter l'impact de l'encrassement des modules.

L'effet saisonnier observé est la résultante de plusieurs phénomènes : une irradiation différente durant cette période (composante directe moindre et des composantes de diffusion et de réflexion plus élevées) couplée à une modification de l'albedo favorisant la production en face arrière des modules bifaciaux.

Le Gyrolab étant équipé d'une sonde d'irradiation, nous nous sommes attachés à préciser la corrélation entre le gain du bifacial et l'irradiation reçue sur le site. Le phénomène représenté sur la Figure 3, confirme bien que des gains plus importants sont obtenus lors des journées les moins ensoleillées.

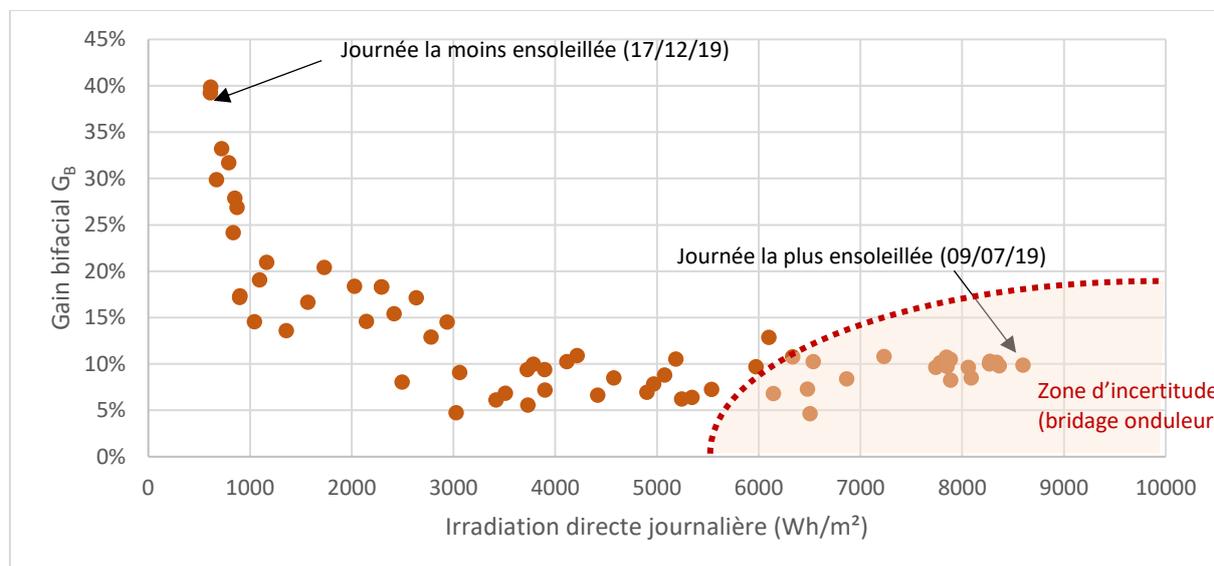


Figure 3: Gain bifacial  $G_b$  en fonction de l'irradiation reçue par une sonde installée sur le toit du Gyrolab.

Une étude<sup>5</sup> du laboratoire national sur énergies renouvelables américain (NREL) corrobore notamment ces observations avec des gains bifaciaux élevés lorsque l'irradiation sur la face avant diminue.

## Conclusions

Malgré des conditions de test non optimisées, une production supplémentaire annuelle de 10% pour les modules bifaciaux est observée et donne un ordre de grandeur pour ce type d'application (exemple ombrières de parking). Ce test met également en avant un phénomène saisonnier lié à la quantité et le type d'irradiation reçue. En effet le gain atteint 20% lors des mois d'hiver, et démontre ainsi la pertinence de la technologie bifaciale pour les régions les moins ensoleillées. Nous avons également pu observer comment le bifacial permet d'atténuer l'impact de la poussière sur la performance, ce qui en fait un excellent candidat pour les sites exposés.

Ces résultats sont à compléter avec une analyse comparative à plus grande échelle des niveaux de tolérances positives entre les puissances crêtes réelles « flash test » et « commerciales » des deux technologies. Une tolérance positive moindre atténuerait alors la surperformance du bifacial, de façon marginale à priori.

De futures expérimentations sont donc prévues au Gyrolab et sur des sites réels, afin de multiplier les retours d'expérience et continuer ainsi d'améliorer la précision des simulations réalisées par System Off Grid en phase d'avant-projet.

Clément BROSSARD

Florian OLIVA

Gérant  
System Off Grid

Chef de Projet R&D  
System Off Grid

Le 26/05/2020

<sup>5</sup> Chris Deline et al., Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction, PVSC-46, Chicago, IL 2019