

Bifaziale Photovoltaik – Potenziale und Hürden für den Markteintritt

W. Mühleisen¹, L. Neumaier¹, C. Hirschl¹, J. Löschnig², E. Bende³, S. Zamini⁴, B. Kubicek⁴

¹ Silicon Austria Labs GmbH, Europastr.12, 9524 Villach, Österreich

² KIOTO Photovoltaics GmbH, Wernersdorf 111, 8551 Wies, Österreich

³ TNO - Solar Energy, Westerduinweg 3, 1755 LE Petten, The Netherlands

⁴ Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Österreich

Abstract

Bifaziale Photovoltaik ist 2019 schon eine leistungsstarke Technologie sowohl in Nischenanwendungen als auch auf Flachdächern. Eine durchgeführte Recherche, welche Möglichkeiten sich bieten zeigt auf, dass bereits Ideen und Ansätze in Form von Anlagen umgesetzt sind. Zusätzlich hat sich gezeigt, dass Produkte oder Systeme noch Verbesserungspotenzial haben und die Industrie noch mehr mit der Wissenschaft zusammenarbeiten sollte. Durchgeführte Versuche auf Minimodulbasis mit verschiedenen Materialkombinationen sowie Designideen führten letztendlich dazu große Standardmodule mit transparenter Rückseitenfolie zu bauen und den bisher genutzten Herstellungsprozess für Standardmodule minimal anzupassen. Im Testaufbau mit einer höher aufgeständerten Ost-West Anlage unter realistischen Bedingungen konnte nachgewiesen werden, dass bei einem bifazialen PV Modul gegenüber einem monofazialen Standardmodul ein Mehrertrag bis in den zweistelligen Prozentbereich möglich ist. Ein Einsatz solcher Systeme mit hohen bifazialen Erträgen wird aber nur gelingen, wenn alle im Paper genannten Hürden überwunden und Potenziale unter Einhaltung der Wirtschaftlichkeit genutzt werden.

1. Einführung und Problemstellung

Bifaziale Photovoltaik hat sich 2019 und in den davor 3-4 zurückliegenden Jahren stark weiterentwickelt. Im EU-Projekt „BIFACE“ sind Forschungsaktivitäten hinsichtlich Design bifazialer PV Module sowie dem Gesamtsystem betrieben worden. Sowohl die Technologie als auch Kostensenkungen und neue Einsatzfelder geben genug Potenzial für einen raschen Zuwachs an Marktanteilen für die zweiseitige Lichtnutzung [1]. Diskussionen über die Verbauung landwirtschaftlicher Flächen können mit der 90° Ost-West Aufstellung oder Aufstellung auf Wasserflächen neu aufgerollt werden (Abb. 1 & Abb. 2) [2,3].



Abb. 1: 90° aufgeständerte bifaziale PV Module im Feld (Quelle Next2Sun, D)



Abb. 2: Aufgeständerte bifaziale PV Module auf Wasseroberfläche (Quelle Sunfloat, NL)

Sehr großes Potenzial besteht bei Industriedächern, welche mithilfe reflektierender Untergründe, wie weißen Dachfolien oder Farbanstrichen, mehr Licht auf die lichtnutzenden Rückseiten bifazialer Photovoltaikmodule werfen und somit zusätzliche Energie produzieren. Bisher genutzte Standardmodule könnten somit durch effizientere bifaziale Paneele ersetzt werden, wobei sich die geringen System-Mehrkosten bereits nach kurzer Laufzeit amortisiert haben. Unterkonstruktionen für bifaziale PV Module unterscheiden sich zu Systemen für monofaziale Standardmodule insofern, dass höhere Aufständungen und Abstände zum Untergrund eingesetzt werden, oder auf störende Querstreben hinter den Modulen konstruktiv verzichtet wird [4] (Abb. 3, Abb.4).



Abb. 3: Skizze aufgeständerte bifaziale PV Module auf Flachdach (Quelle: Opsun, USA)



Abb. 4: Foto aufgeständerte bifaziale PV Module auf Flachdach (System G+: Alumero, AT)

Bifaziale Photovoltaik muss jedoch sorgfältiger geplant und die Komponenten aufeinander abgestimmt werden, damit ein prognostizierter Mehrertrag gegenüber Standardaufbauten auch genutzt werden kann. Genau bei diesem Abstimmungspunkt muss angesetzt werden. Es wird am Markt beobachtet, dass 2018 auf der europäischen Intersolar-Messe noch mehr suboptimale bifaziale PV Module ausgestellt waren als 2019. Nichtsdestotrotz sind aber immer noch Optimierungen im Moduldesign bei einigen Modulproduzenten oder späteren Anlagenaufbauten nötig.

In diesem Punkt besteht die Notwendigkeit einer stärkeren Zusammenarbeit von Forschung und Industrie, da die Problematik bereits in wissenschaftlichen Veröffentlichungen von 2017 und früher aufgedeckt, aber offensichtlich nicht vollständig umgesetzt worden ist. Die ausgestellten Produkte der Intersolar-Messen 2018/2019 wurden in Abb.5 markiert. Die rot eingekreisten Bereiche zeigen kein gut gewähltes Design, grün eingekreiste Bereiche gelten als in Ordnung. Aber auch wenn bifaziale PV Module im Design optimal sind und keine Anschlussdosen oder Rahmenteile die Zellen abschatten [5], können immer noch Querstreben einer falsch gewählten Unterkonstruktion oder im Bereich der Zellen geführte Anschlusskabel eine Verschattung verursachen. Eine Auswahl geeigneter Unterkonstruktionshersteller sowie ein Verständnis für bifaziale Photovoltaik seitens Montageteam ist zusätzlich erforderlich. Auch eine Verwendung von Modulloptimierern kann von Vorteil sein, da gerade Reflexionen auf die Modulrückseiten nicht immer bei allen Modulen gleich homogen sind.



Abb. 5: Ausgestellte bifaziale PV Module auf der Intersolar 2018/19

2. Verschiedene Designs und Technologien

Für bifaziale PV Module gibt es verschiedene Design-Möglichkeiten. Es gibt Module mit oder ohne Rahmen, mit zentraler oder dreigeteilter Anschlussdose, mit ganzen oder halben Zellen, mit n-typ (PERT Technologie) oder p-typ Zellen (PERC Technologie), als Glas-Folien oder Glas-Glas Modul, mit Einbettungsmaterial Ethylvinylacetat (EVA) oder Polyolefin (PO), mit großem oder kleinem Zellzwischenabstand oder mit dicken oder dünnen Gläsern, um die meisten Variationsmöglichkeiten zu

nennen. Um eine Entscheidung zu treffen, welche Materialkombination sowie welches Design zum Einsatz kommt, wurden über 60 Proben im 6-Zell-Minimodulaufbau hergestellt und untersucht.



Abb. 6a: links – Herstellung 6er Modul; rechts – Variation Zellabstand

Bei der Variation des Zellabstandes in Abb. 6a hat sich gezeigt, dass es keinen Mehrertrag bringt die Zellen weiter als zwei bis drei Millimeter auseinander zu platzieren, um beispielsweise von den durchgedrungenen und wieder reflektierten Lichtstrahlen im Zellzwischenraum zu profitieren. Für ästhetische Zwecke oder Verschattungselemente sind Module mit mehr Zellzwischenraum dennoch eine gute Wahl.

Der Einsatz von halben Zellen, wie in Abb. 6b links dargestellt, erfordert in der Herstellung einen Schritt mehr und verursacht erst einmal Kosten sowie Zeitaufwand. Dies steht einer reduzierten Verlustleistung im späteren Solarmodul entgegen, womit höhere Leistungsklassen erzielt werden können. Die Verschaltung von Halbzellen erfordert ein anderes Modulkonzept und gilt als aufwendiger, weshalb die Entscheidung Vollzellen zu verbauen, getroffen wurde.

In der Untersuchung, ob eine reduzierte Glasdicke Vorteile bringt, sind Untersuchungen mit verschiedenem Einkapselungsmaterial bei Glas-Glas beziehungsweise Glas-Folien Aufbauten erfolgt (Abb. 6b rechts). Je dünner ein Glas ist desto biegsamer wird es und die Gefahr eines Herausrutschens aus der Befestigungsklemme steigt. Deswegen sollten Glas-Glas Module mit zwei Millimeter Glasdicke gerahmt verbaut werden. Für Glas-Folien Module eignet sich der Standardaufbau mit 3,0 mm dickem Frontglas und transparenter Rückseitenfolie. Es wird am Markt auch beobachtet, dass zu 2,5 mm dicken Gläsern gewechselt wird, was aber die Gefahr des Zellbruchs bei Hagelwetter erhöht. Dennoch, könnten Dünnglasmodule aufgrund des leichten Gewichts für Campinganwendungen oder ähnliches eingesetzt werden und hier den Vorteil der guten Handhabbarkeit ausspielen. In Sachen Glasdickenunterschied ist der Transmissionsgewinn zwischen einem 2,5 mm Glas zu einem 3,2 mm Glas kaum von Bedeutung. Was beobachtet wurde, ist der Unterschied von Glas-Glas zu Glas-Folienaufbauten. Für Glas-Folien Laminat zeigte sich eine reduzierte Transmission von – 3 % gegenüber Glas-Glas Laminaten. Das bedeutet, dass durch die transparente Rückseitenfolie im Vergleich zu einem Glas drei Prozent weniger Licht hindurchdringt und somit die dahinter liegenden bifazialen Solarzellen auch drei Prozent weniger Leistung für den Rückseitenanteil abgeben. Die Wahl des Einkapselungsmaterials zwischen EVA oder PO zeigte keinen gravierenden Unterschied im Lichtdurchlässigkeitsverhalten. Es wurden zwar Unterschiede für die Durchlässigkeit von blauem bis UV- Licht beobachtet, dennoch hatte ein unterschiedlicher „cut-off“ keinen nennenswerten Einfluss auf die Leistung. Die Entscheidung, welche Einbettung geeigneter ist, sollte je nach eingesetzter Materialkombination durch Alterungstests geprüft werden.



Abb. 6b: links – Variation ganze oder halbe Zellen; rechts – Variation Glasdicke

Bei der Auswahl für p-Typ PERC oder n-Typ PERT Technologie (Abb. 6c) spielt der Preis, die Ausbeute, Ästhetik und Verfügbarkeit letztendlich eine Rolle. Die Bifazialität, also das Verhältnis zwischen der Leistung bzw. dem Strom von Rück- zu Vorderseite (IEC TS 60904-1-2:2019), beschreibt wieviel durch die Rückseite im Vergleich zur Vorderseite bei gleicher Einstrahlung gewonnen werden kann. Die gemessene Bifazialität für PERC lag bei 63 % und für PERT bei 93 %. Für ein angenommenes bifaziales Modul mit 300 Wp Frontleistung und einer rückseitig reflektierten Einstrahlung von 1000 W/m² wäre die erzeugte Leistungsdifferenz von PERT zu PERC bei 81 W, bei realistischeren 200 W/m² reflektierter Rückseiteneinstrahlung aber nur noch bei 16,2 W. Je höher also die rückseitige Einstrahlung ist desto mehr lohnt sich die PERT Technologie mit höherer Bifazialität.



Abb. 6c: links –PERC Technologie vorne und hinten; rechts – PERT Technologie vorne und hinten

Die Minimodule sind auf einem Prüfstand getestet worden, welcher die Einstrahlung von der Vorder- und Rückseite sowie den Kurzschlussstrom des Moduls misst (Abb. 7).



Abb. 7: Verschiedene Designs im Test als Entscheidungsgrundlage zum Bau eines Großmoduls

Aufgrund der Erkenntnisse aus den 6-Zell-Minimodulen wurden 60-Zell-Module gebaut, laminiert und kontaktiert (Abb. 8). In einem weiteren Versuch wurde der Einfluss einer zellverschattenden Dose näher untersucht (Abb. 9).



Abb. 8: Bau der bifazialen 60-Zell-Module in der Fertigungslinie



Abb. 9: Bauweisen mit einer verschattenden Anschlussdose reduziert Bifazialität um 25 %

Kleinere und geteilte Anschlussdosen bieten den Vorteil die bifazialen Zellen auf der Modulrückseite weniger abzudecken, dennoch ist auch hier die Abschattung nachteilig (Abb. 10). Ein starker und umgreifender Rahmen ist ein weiterer Schattenspendler und sollte optimiert werden (Abb. 11). Im weiteren Verlauf wurden schmale Anschlussdosen und ein schlanker Rahmen ausgewählt, so dass die Abschattung auf der Rückseite eines bifaziale PV Moduls nicht mehr ein Problem darstellt. In Abb.12 sind die Verbesserungsschritte von links nach rechts dargestellt. Es sei erwähnt, dass ein Belastungstest zur Stabilitätskontrolle und Normerfüllung, einer durch die Norm IEC 61215 vorgegebene Schneelast mit dem neuen Rahmen, durchgeführt werden muss.



Abb. 10: Bauweisen mit drei verschattenden Anschlussdosen reduzieren Bifazialität um 10 %



Abb. 11: Bauweise mit drei verschattenden Anschlussdosen & Rahmen reduzieren Bifazialität um 18 %



Abb. 12: Optimierungsschritte von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität

3. Planung und Betrieb einer Testanlage mit bifazialen PV Modulen

Bevor die hergestellten bifazialen PV Module getestet und verglichen werden können ist eine Planung, wie und was gemessen werden soll erforderlich. Oft auf Konferenzen gesehen oder in der Literatur veröffentlicht wird meist nur eine Reihe oder sogar nur ein einzeln aufgestelltes bifaziales PV Modul gezeigt, um das Potenzial der Technologie zu demonstrieren. Dabei werden oft steile Aufstellwinkel oder meterhohe Aufständerungen gezeigt [6, 7], die mit umliegenden hoch reflektiven Folien noch zusätzlich Streulicht von allen Seiten auf die Modulrückseite bekommen. Mit so einem Konzept werden dann Leistungssteigerungen gegenüber einem nur frontseitig angestrahlten Modul im Bereich 20-30 % erzielt. Andere Forschergruppen erzielen beim Austausch von Standardmodulen gegen bifaziale Module in einer Freiflächenanlage mit Gras als lichtreflektierendes Medium um 5-8 % Mehrgewinn. Im Projekt BIFACE sollte ein kommerziell erhältliches Montagesystem, welches Module etwas höher als knapp über dem Boden aufständern kann und kostenoptimiert ist, eingesetzt werden. Die Module sind bei dem ausgewählten System (Aerocompact G+) in einer Höhe von 40 cm Modulunterkante zum Boden unter einem Winkel von 10° aufgestellt. Zusätzlich soll die CE-zertifizierte Unterkonstruktion mit Modulen und Ballastierung nicht zu schwer sein, um die Reserven für Wind- und Schneelasten noch einhalten zu können (EN 1991-1-4; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; EN 1991-1-3; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten; es sei angemerkt, dass die frühere DIN 1055 zurückgezogen wurde).

Um einen realistischen Aufbau für eine typische Ost-West Aufstellung realisieren zu können, sind zusätzlich Dummy Module um die zu vermessenden Module platziert worden (Abb. 13). So wird gewährleistet, dass zufällige Reflexionen auf Außenrandbereiche vermieden werden [8]. Für die Vermessung sind sechs Module zwischen den Dummy Modulen mit Moduloptimierern eingebaut und die Testanlage auf weiß reflektierendem Boden installiert (Abb. 14). Zur Auslesung der Leistungs- und Ertragsdaten wird ein Monitoringsystem genutzt. Aufgrund dessen, dass die Module vorab einzeln mit einem kalibrierten Industrieflasher (Berger) vermessen worden sind, lässt sich ein gewisser Offsetfehler herausrechnen. Verglichen werden jeweils drei Module pro Reihe zueinander. Um den Ertragsgewinn für ein bifaziales Modul mit transparenter Rückseitenfolie zu erhalten, ist ein baugleiches Modul mit

einer schwarzen und lichtundurchlässigen Rückseitenfolie als Referenz verbaut worden. In einem zweiten Vergleich werden bifaziale Module mit transparenter Rückseitenfolie verglichen, die einmal p-PERC und n-PERT Technologie mit unterschiedlicher Bifazialität verwenden. Die Untersuchung wurde gedoppelt ausgeführt, um mindestens zwei Paare vergleichen zu können also einmal für den ost-ausgerichteten und einmal für den west-ausgerichteten Generator. Die beiden Randmodule (C2E, C2W) zur Nordseite hin werden mit vermessen, gelten aber auch als Dummy Module.

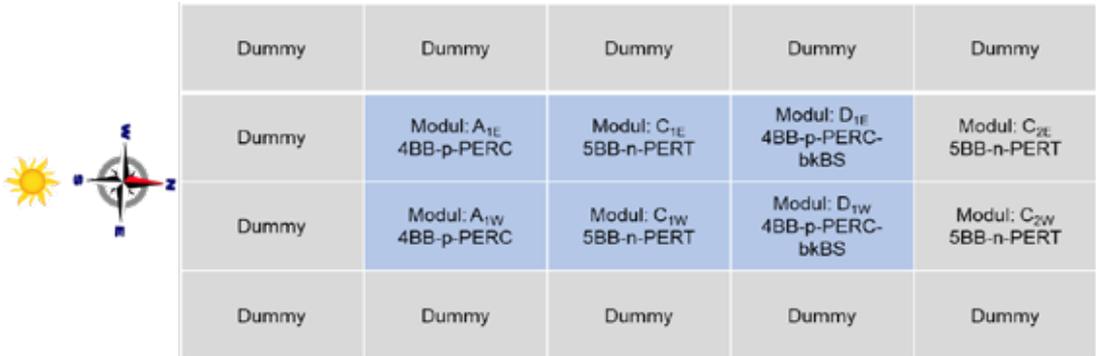


Abb. 13: Skizze vom Aufbau der bifazialen Testanlage



Abb. 14: Vorbereiten der reflektierenden Bodenfläche sowie Untersicht eines Moduloptimierers

Beim vollständigen Aufbau zeigt die Sicht unter den Generator, dass sowohl die Auflager der Unterkonstruktion, die Anschlussdosen und auch der Modulrahmen keine Abschattung der rückseitigen bifazialen Zellen zur Folge haben (Abb. 14 & 15). Ein vollständiger Aufbau des gesamten Systems ist in Abb. 16 dargestellt.



Abb. 15: Optimierung von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität



Abb. 16: Optimierung von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität

Um eine Auswertung für den Mehrertrag über zwei Monate darzustellen sind in nachfolgender Tabelle einerseits die gemessenen STC Leistungswerte von Vorder- und Rückseite, sowie die Erträge für den Zeitraum 15.8.2019 – 15.10.2019 eingetragen. Diese Zahlen sind als „Einschätzung“ für den Effekt zwischen einerseits dem Vergleich von mono- und bifazialen Modulen, sowie dem Vergleich von 63 % und 93 % Bifazialität zu verstehen. Als „Einschätzung“ deswegen, da einerseits Modulloptimierer toleranzbedingt Abweichungen in der Leistungsmessung aufweisen können, andererseits bei den

Modulen Schwankungen in den STC-Front- und Rückleistungsmessungen beobachtet wurden. Eine Kompensation für die Erträge (kWh) mithilfe der STC-Front- und Rückleistungen ist eine Möglichkeit. Da aber keine Einstrahlungswerte vorliegen, wird das System so betrachtet wie es steht.

Tab. 1: STC-Leistungswerte sowie unkorrigierte Erträge im relativen Vergleich zueinander

Technologie	STC-Wert Frontseite	STC-Wert Rückseite	Bifazialität	Ertrag 15.8--15.10.19
Modul A1E (<i>nach Osten ausgerichtetes p-PERC bifaziales Modul</i>)	299 Wp	187 Wp	63 %	71,4 kWh
Modul D1E (<i>nach Osten ausgerichtetes p-PERC monofaziales Modul</i>)	301 Wp	--	--	61,1 kWh
Modul C1E (<i>nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul</i>)	268 Wp	249 Wp	93 %	73,7 kWh
Modul C2E (<i>nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul</i>)	278 Wp	256 Wp	92 %	70,7 kWh
Modul A1W (<i>nach Osten ausgerichtetes p-PERC bifaziales Modul</i>)	300 Wp	190 Wp	63 %	72,3 kWh
Modul D1W (<i>nach Osten ausgerichtetes p-PERC monofaziales Modul</i>)	291 Wp	--	--	63,7 kWh
Modul C1W (<i>nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul</i>)	283 Wp	262 Wp	93 %	73,8 kWh
Modul C2W (<i>nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul</i>)	270 Wp	249 Wp	92 %	72,5 kWh

Mit Hilfe dieser Messwerte kann aus den Untersuchungen geschlossen werden, dass bei dem gewählten Aufbau eine Verbesserung des Ertrags im Bereich von 13,5 – 16,8 % durch den Tausch von monofazialen zu bifazialen Modulen erzielt werden kann. Eine zusätzliche und ähnliche Verbesserung kann durch den Tausch von bifazialen p-PERC Modulen (63 % BF) durch n-PERT Technologie (93 % BF) erreicht werden. Dieser Schluss resultiert aus der Tatsache, dass die n-PERT Module im Schnitt noch etwas mehr Ertrag als die p-PERC Module geliefert haben, trotz einer geringeren STC-Frontleistung von 20-30 Wp.

5. Zusammenfassung

Das Projekt „BIFACE“ beschäftigte sich mit verschiedenen Verbesserungsmöglichkeiten rund um das bifaziale Photovoltaik-Modul, sowie einem Einsatz auf Industrieflächdächern. Um einen aktuellen Stand zu erhalten, wurden Recherchen in wissenschaftlicher Literatur sowie bei Messebesuchen durchgeführt.

Hierbei wurde festgestellt, dass die als „neues Design“ präsentierten bifazialen Solarpaneels nicht durchgehend optimiert waren, was aber Jahre zuvor in der Wissenschaft bereits als „bad practise“ behandelt worden ist. In einer eigens durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchung wurden über 60 Stück verschiedene 6-Zell-Minimodule getestet und drei Designs für große 60-Zell-Module ausgewählt. Das Ziel ein Industrieflachdach mit einer geeigneten kommerziellen Unterkonstruktion und gut designten bifazialen Modulen (Vergleich monofazial p-PERC, bifazial p-PERC und bifazial n-PERT) auszurüsten und zu testen wurde Mitte August 2019 erreicht. Das System, aufgebaut mit bifazialen Glas-Folien Modulen und schlanker Unterkonstruktion, wurde über einen Zeitraum von 15.8.219 bis 15.10.2019 mittels Moduloptimierer in einem Monitoring System erfasst und ausgewertet. Eine Verbesserung durch den Einsatz von bifazialen PV Modulen konnte durch Ertragsgewinne im zweistelligen Prozentbereich ermittelt werden.

6. Danksagung

Diese Arbeit ist im Rahmen des Projekts “BI-FACE” entstanden. Das “BI-FACE” Projekt wird unterstützt durch SOLAR-ERA.NET und kofinanziert von FFG und RVO. SOLAR-ERA.NET wird von der Europäischen Kommission innerhalb des EU Rahmenprogrammes für Forschung und Innovation HORIZON 2020 unterstützt (Co-fund ERA-NET Action, N° 28).

7. Literaturverzeichnis

- [1] I. Romijn, “Bifacial solar cells - a brief overview”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [2] H. Hildebrandt, “Next2Sun - 3 MWp vertical E-W oriented system in Germany”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [3] R. Kreiter “Floating bifacials - Reflections on power”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [4] N. Eisenberg et al. “Comparison of different bifacial systems Design parameters influence analysis”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [5] J. Lopez-Garcia et al., “Temperature coefficients of n-type bifacial silicon PV modules under natural and simulated sunlight”, 4th bifipV workshop, Konstanz, 26th October 2017
- [6] C. Hansen et al., “A Detailed Performance Model for Bifacial PV Modules”, PVSEC33, 6BV.2.35, 2017
- [7] J. S. Stein et al. “Field Performance of Bifacial PV Modules and Systems”, 8th PVPMC Performance Modeling and Monitoring Workshop, Santa Anna Pueblo, New Mexico, 2017
- [8] I. Shoukry et al. “Modelling of bifacial gain for stand-alone and in-field installed bifacial PV modules”, Energy Procedia 92, 6th International Conference on Silicon Photovoltaics (SiliconPV), 2016