

„Energie und Umwelt – Meine Idee für morgen“

Arbeitstitel der Promotion:

Techno-economic analysis of bifacial photovoltaic power plants

Kandidat:

Dimitrij Chudinzow, M.Sc.

Tel.: 0711 - 685 87870; 0177-6174836

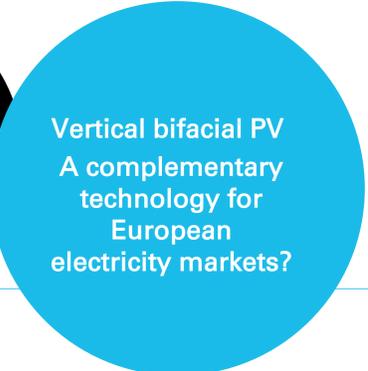
E-Mail: dimitrij.chudinzow@ier.uni-stuttgart.de

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),

Universität Stuttgart

Fakultät 4: Energie-, Verfahrens- und Biotechnik

Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart



BACKGROUND

East-west oriented vertical bifacial PV power plants (VBPV) have a diurnal generation profile with two peaks: One peak in the morning and one in the afternoon. Such a profile may be advantageous from a business perspective, since it may increase revenues at electricity markets. Also, from an electricity system perspective, VBPV could lead to overall system costs' savings.

RESEARCH QUESTIONS FROM A...

BUSINESS PERSPECTIVE

1. Which benefits offers VBPV in terms of the electricity production and revenues as compared to south-oriented monofacial PV (Conventional PV, C-PV)?
2. How big is the location's impact?

ELECTRICITY SYSTEM PERSPECTIVE

3. Does VBPV's unique generation profile allow to reduce overall system costs of the German electricity system?

METHODOLOGY

- 12 investigated locations; electricity production simulated according to [1]. The bifaciality ($\eta_{PV, rear}/\eta_{PV, front}$) has been set to 85%.
- For analysing the revenues, the metric „value factor“ (VF) was used: $VF = \text{Specific revenues} [\frac{\text{€}}{\text{MWh}}] / \text{Average spot price} [\frac{\text{€}}{\text{MWh}}]$
- For analysing VBPV's impact on Germany's electricity system, the market model „E2M2“ was used, following a „greenfield“ approach [2]. The objective function was to minimize overall system costs, while achieving given targets of renewably generated electricity (RE) and CO₂ reduction as compared to 1990. In all scenarios, the ratio of investment costs for VBPV and C-PV was varied.

RESULTS FOR THE BUSINESS PERSPECTIVE

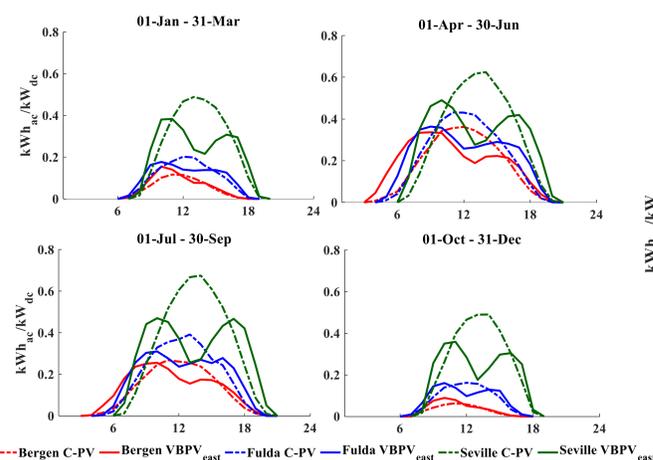


Figure 1
Hourly averaged specific electricity production of four quarters of a year for the northernmost investigated location Bergen, central location Fulda and southernmost location Seville. The index (east/west) indicates the configuration of VBPV (e.g. „VBPV_{east}“: the more efficient front side is facing east).

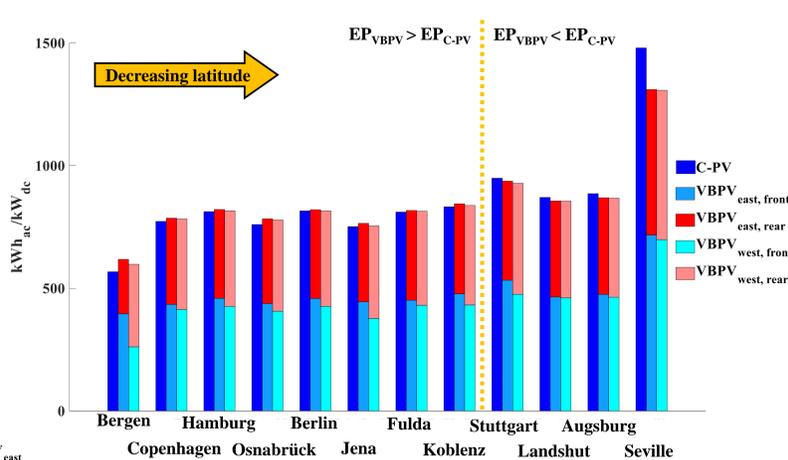


Figure 2
Simulated electricity production (EP) in investigated locations. Starting with the northernmost location Bergen, VBPV generates more electricity until reaching Stuttgart. From there, C-PV generates more electricity than VBPV.

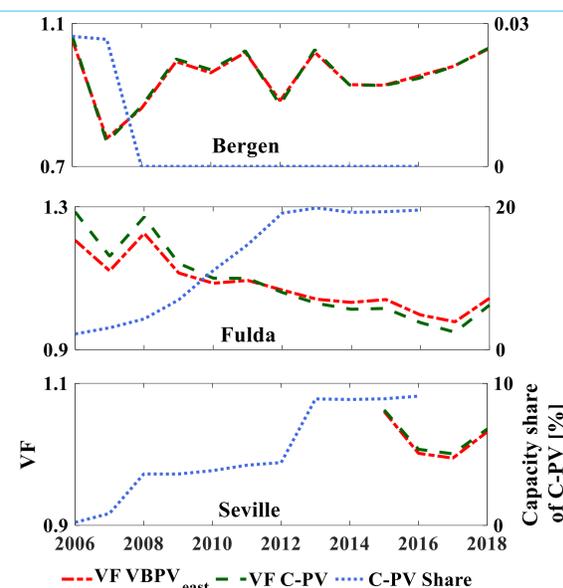


Figure 3
Calculated value factors (VF), based on historical market data. Since Norway's electricity system has almost no PV, the VF of VBPV and C-PV are roughly equal. In contrast, as Germany's PV share rose from 2011, VF_{VBPV} was always higher than VF_{C-PV}. In Spain, the VFs for both technologies are roughly the same.

RESULTS FOR THE ELECTRICITY SYSTEM PERSPECTIVE WITH GERMANY AS A CASE STUDY

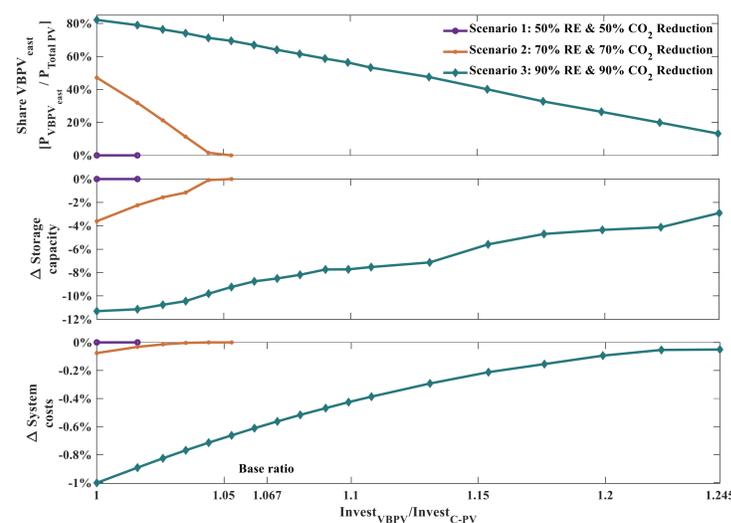


Figure 4a - Share of installed VBPV and total PV capacity

Stricter RE generation & CO₂ reduction targets lead to more installed VBPV capacity. In the first scenario, no VBPV is built at all, while in the third scenario VBPV is built for all analysed investment costs' ratios. When the investment costs for VBPV become more expensive as compared to C-PV, VBPV's share in total installed PV capacity decreases.

Figure 4b - Change in storage capacity as compared to a system without VBPV

Stricter RE generation & CO₂ reduction targets lead to less required storage capacity. The lower the investment costs' ratio for VBPV, i.e., the more VBPV is built, the less storage capacity is needed.

Figure 4c - Change in system costs as compared to a system without VBPV

Stricter RE generation & CO₂ reduction targets lead to more system costs savings. The lower the investment costs for VBPV, the higher the savings are. The more ambitious the targets are, the more important is VBPV's role in a cost-minimal electricity system.

CONCLUSIONS...

FOR THE BUSINESS PERSPECTIVE

1. Among the investigated locations, VBPV generated always more electricity than C-PV at higher latitudes (>50°N).
2. In Germany, whose electricity system is characterized by high shares of C-PV capacity, VBPV allows to generate higher specific revenues at electricity markets since 2011.

FOR THE ELECTRICITY SYSTEM PERSPECTIVE

1. For the case of the German electricity system: when high shares of renewably generated electricity (RE) and high CO₂ reduction targets are to be achieved, VBPV plays a major role at equal investment costs in the two most ambitious scenarios.
2. At equal investment costs and in the most ambitious scenario, the use of VBPV reduces required storage capacity by >10% and overall system costs by 1% as compared to a system without the possibility to use VBPV.

Yes, VBPV is a complementary technology for European electricity markets with high shares of PV, because when comparing to C-PV

1. it offers higher electricity generation at higher latitudes (>50°N) and higher value factors in the investigated German locations,
2. depending on the scenario, VBPV can reduce the required storage capacity and overall system costs in the German electricity system.

References

[1] Chudinow, Dimitrij; Haas, Jannik; Díaz-Ferrán, Gustavo; Moreno-Leiva, Simón; Eltrop, Ludger (2019): Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic power plant. In: Solar Energy 183, S. 812–822. DOI: 10.1016/j.solener.2019.03.071.
[2] Sun, Ninghong (2013): Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Dissertation (PhD thesis). Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Techno-economic analysis of bifacial photovoltaic power plants

1. Hintergrund & Motivation

Eine neue Photovoltaik-Technologie ist dabei die weltweiten PV-Märkte umzukrempeln: die bifaciale (doppelseitige) PV. Bifaciale PV Anlagen haben den entscheidenden Vorteil auf beiden Modulseiten Strahlung (Himmelsstrahlung und bodenreflektierte Strahlung) absorbieren und Strom erzeugen zu können. Hierdurch können eine größere Leistungsdichte, geringere Stromgestehungskosten und bei vertikaler Aufstellung ggf. systemdienliche Einspeiseprofile generiert werden. Die Abb. 1 und Abb. 2 zeigen zwei existierende bifaciale PV Anlagen in geneigter und vertikaler Ausführung.



Abb. 1: Geneigte bifaciale PV Anlage in Chile.



Abb. 2: Vertikale bifaciale PV Anlage (VBPV) im Saarland.

Obwohl das Konzept bifacialer PV bereits seit den 1950ern bekannt ist, wurden über Jahrzehnte hauptsächlich konventionelle monofaciale PV Zellen und Module entwickelt und vertrieben. Jedoch ist eine Trendumkehr bereits zu beobachten: Immer mehr Megawatt-Anlagen werden weltweit in Betrieb genommen und die „*International Technology Roadmap for Photovoltaic 2018*“ geht in 2028 von einem Marktanteil bifacialer siliziumbasierter PV von fast 40% aus. Dennoch existieren noch offene Fragestellungen und Herausforderungen auf technischer und wirtschaftlicher Ebene, welche der weiteren Durchdringung bifacialer PV im Wege stehen und welche im Rahmen dieser Arbeit beleuchtet werden.

2. Zielsetzung der Arbeit

Vor dem kurz erläuterten Hintergrund adressiert diese Arbeit folgende Fragestellungen:

1. Die Berechnung der reflektierten Bodenstrahlung (Albedo-Strahlung) ist geometrisch komplex, weswegen in der Wissenschaft und Industrie noch kein Konsens darüber herrscht, wie der Energieertrag bifacialer PV Anlagen adäquat simuliert werden soll. Folglich ist es das erste Ziel dieser Arbeit, eine verbesserte Simulationsmethodik für fixierte und einachsige nachgeführte bifaciale PV Anlagen zu entwickeln.
2. Mithilfe der entwickelten Simulationsmethodik sollen vertikale bifaciale PV Anlagen (VBPV) auf betriebswirtschaftlicher Ebene holistisch untersucht und konventionellen PV (C-PV) Anlagen gegenübergestellt werden. Hierzu werden unter unterschiedlichen Standortbedingungen die Einnahmen- und Kostenseite untersucht. Dies soll die Frage beantworten, unter welchen Randbedingungen VBPV, welche gegenwärtig höhere Investkosten aufweisen, C-PV gegenüber einen ökonomischen Vorteil aufweisen.
3. VBPV mit einer Nord-Süd-Achse erzeugen ein Tagesprofil mit zwei Spitzen (Abb. 3). Es wird daher die Hypothese untersucht, ob VBPV eine systemdienliche Technologie darstellen und zur Systemkostenreduktion innerhalb eines nationalen Elektrizitätssystems beitragen können.

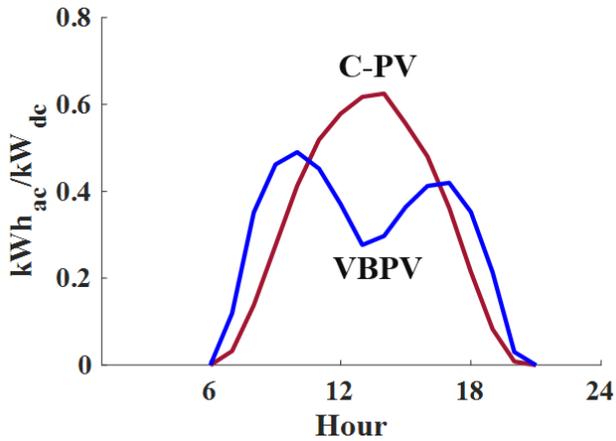


Abb. 3: Typisches Tagesprofil einer vertikalen bifacialen PV Anlage (VBPV) und einer konventionellen PV-Anlage (C-PV). Konventionelle, nach Süden ausgerichtete Anlagen haben eine Spitze um die Mittagszeit, während VBPV zwei Spitzen haben – eine vormittags und eine nachmittags.

3. Ergebnisse & Diskussion

3.1 Methodenentwicklung zur Ertragssimulation bifacialer PV Anlagen

Aufbauend auf dem aktuellen Stand der Technik wurde ein eigenes Simulationsmodell für fixierte und einachsige nachgeführte bifaciale PV Anlagen entwickelt. Es wurde darauf Wert gelegt, als besonders entscheidend angesehene Vereinfachungen bestehender Simulationsmodelle zu verbessern. Im Vergleich zu bis dahin bekannten Simulationsmethoden bietet die eigene Entwicklung unter anderem folgende Vorteile:

1. Die meisten Simulationsmodelle gehen von der Annahme unendlich langer Modulreihen aus. Zwar vereinfacht dies die Berechnung der bodenreflektierten Strahlung (zweidimensionale „Sichtfaktor“-Berechnung), ist aber gleichzeitig eine Fehlerquelle. Das eigene Modell umgeht diese Annahme und nutzt eine realistische dreidimensionale „Sichtfaktor“-Berechnung.
2. Gängige Simulationsmodelle betrachten eine einzelne Modulreihe isoliert, d.h. es wird nicht berücksichtigt, dass der Schattenwurf einer Anlage die bodenreflektierte Strahlung abschwächt und so den Ertrag anderer Modulreihen beeinträchtigt. Das eigene Modell berücksichtigt diesen Effekt.
3. Das eigene Modell unterteilt erstmals die absorbierte Strahlung in 8 Strahlungsbeiträge: Direkte Strahlung (DNI_{front} , DNI_{rear}), Diffuse Strahlung (DHI_{front} , DHI_{rear}), bodenreflektierte direkte Strahlung (ground-reflected irradiance, $GRI_{DNI-front}$, $GRI_{DNI-rear}$) und bodenreflektierte diffuse Strahlung ($GRI_{DHI-front}$, $GRI_{DHI-rear}$). Abb. 4 zeigt beispielhaft die simulierte Ertragsprognose für eine fixierte bifaciale geneigte PV Anlage in Chile.

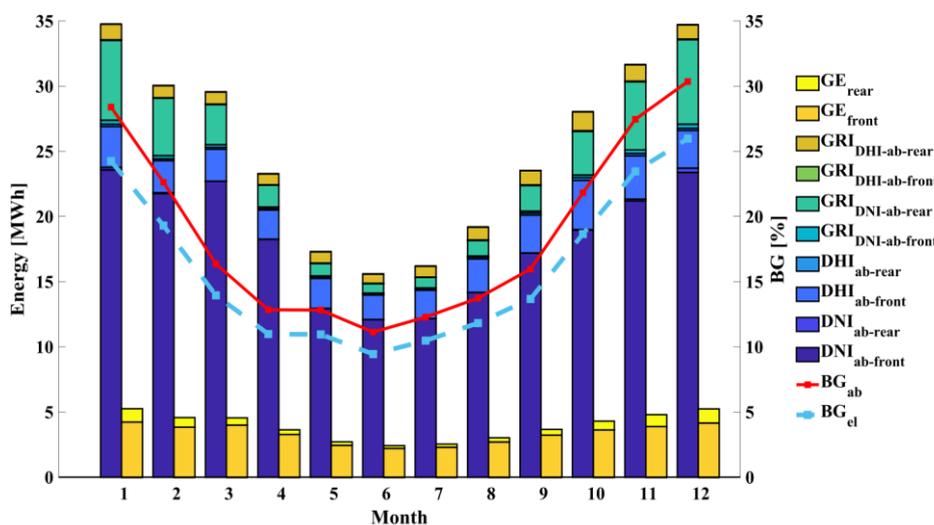


Abb. 4: Simulierte Energieproduktion einer bifacialen, geneigten PV Anlage in Chile und die Zusammensetzung der absorbierten Strahlung. Abkürzungen: BG_{ab} , Bifacial Gain_{absorbed irradiation} (rückseitig absorbierte Strahlung/vorderseitig absorbierte Strahlung); BG_{el} : Bifacial Gain_{generated electricity} (rückseitig erzeugte Elektrizität/vorderseitig erzeugte Elektrizität).

Weiterhin konnte mit dem eigenen Modell der Einfluss der Bodenschatten auf wichtige Größen bestimmt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass Bodenschatten einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf den Energieertrag ausüben können (Abb. 5).

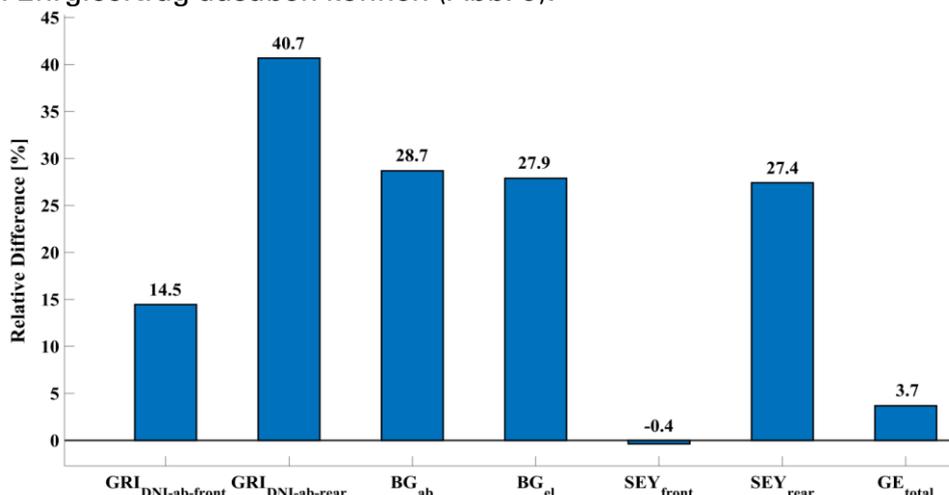


Abb. 5: Berechnung des Einflusses von Bodenschatten auf ausgewählte Parameter. BG_{ab}: Bifacial gain¹ bezogen auf absorbierte Strahlung; BG_{el}: Bifacial gain bezogen auf erzeugten Strom; SEY: Specific electricity yield [Wh_{dc}/Wh_{front}]; GE_{total}: Total generated electricity.

3.2 Betriebswirtschaftliche Analyse für Europäische Standorte

PV Anlagen gehören zu den Schlüsseltechnologien, die Europa das Erreichen der eigenen Klimaziele ermöglichen sollen. Wird Deutschland als Beispiel betrachtet, haben Förderinstrumente wie das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) zu einem rasanten Anstieg der Nutzung erneuerbarer Energien (EE), durch die großzügige Einspeisevergütung aber auch zu hohen finanziellen Belastungen der Endkunden geführt. Aus diesem Grund sollen seit dem EEG-2017 Betreiber von größeren EE-Anlagen den Strom am Strommarkt veräußern umso mittelfristig nicht mehr von Fördermechanismen abhängig zu sein. Diese Zielsetzung wird jedoch dadurch erschwert, dass die allermeisten PV Anlagen zeitgleich Strom produzieren (Peak um die Mittagszeit, siehe Abb. 3) und dadurch die Strompreise in dieser Zeit fallen. Dies führt dazu, dass bestehende PV Anlagen ihre eigene wirtschaftliche Grundlage gefährden. Vor diesem Hintergrund wird untersucht, ob VBPV durch ihr unikales Einspeiseprofil höhere Einnahmen an verschiedenen Standorten in Europa erzielen und so die Erreichung und Finanzierbarkeit der Europäischen Klimaziele unterstützen können. Zu diesem Zweck wurden 12 Europäische Standorte untersucht, wobei C-PV als Referenz berücksichtigt wurde. Die folgende Abb. 6 zeigt den spezifischen jährlichen Energieertrag der untersuchten Standorte. Es ist zu erkennen, dass oberhalb eines gewissen Breitengrades von ca. 48°-50° (zwischen Stuttgart und Koblenz) VBPV mehr Strom erzeugt als C-PV.

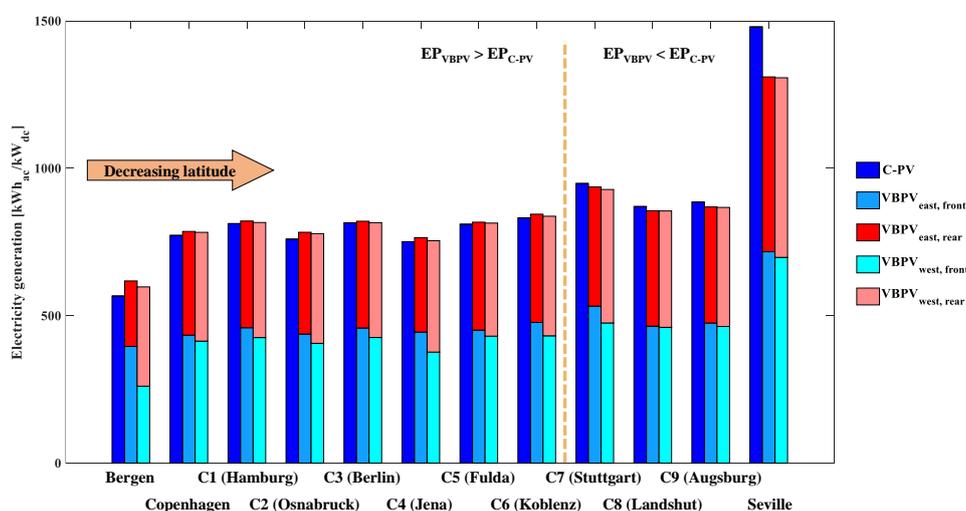


Abb. 6: Simulierte jährliche Stromproduktion an 12 Europäischen Standorten. C-PV: Konventionelle, monofaciale PV Anlage. Der erste Begriff im Index (east/west) gibt an, wohin die effizientere Seite der bifacialen Anlage orientiert ist. EP: Electricity production.

¹ Allgemein bezeichnet der „Bifacial gain“ den zusätzlichen Energieertrag durch die Rückseite, bezogen auf den Ertrag der Vorderseite.

Basierend auf den simulierten Erträgen und historischen Börsenpreisen wurden Marktwertfaktoren² für C-PV und VBVP berechnet (Abb. 7).

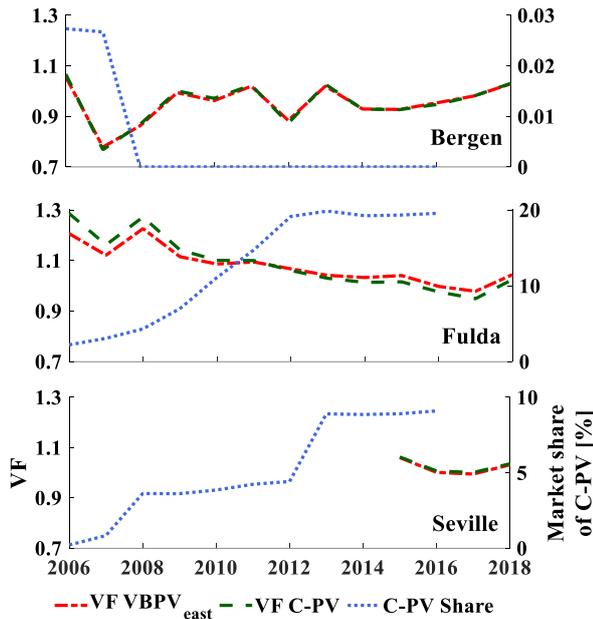


Abb. 7: Marktwertfaktoren (Value factor, VF) basierend auf simulierter Stromproduktion und historischen Börsenstrompreisen aus Norwegen (NO5), Deutschland und Spanien. Die rechte Y-Achse gibt den Marktanteil von PV-Strom an. Norwegen hat kaum PV Anlagen, sodass die VF von C-PV und VBVP nahezu identisch sind. In Deutschland zeigt sich, dass ca. ab 2011 VBVP_{east} (effizientere Seite nach Osten ausgerichtet) höhere Marktwertfaktoren erzielt als C-PV. In Spanien erzielt C-PV minimal höhere Marktwertfaktoren.

Weiterhin wurde an ausgewählten Standorten der Kapitalwert von C-PV und VBVP_{east} im ersten Betriebsjahr berechnet³, um so die Rentabilität der Anlagen vergleichen zu können.

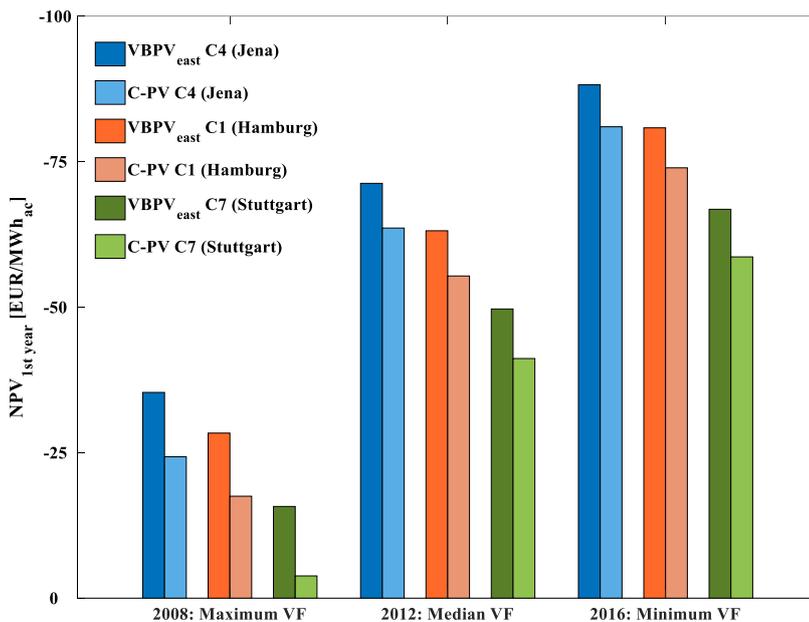


Abb. 8: Kapitalwert von C-PV und VBVP_{east} an ausgewählten Standorten in den Jahren 2008, 2012 und 2016, basierend auf simuliertem Energieertrag und historischen deutschen Börsenstrompreisen. Es ist deutlich zu erkennen, dass beide Technologien einen negativen Kapitalwert aufweisen und C-PV immer einen höheren Kapitalwert erzielt, wobei der Abstand zwischen beiden Technologien von Jahr zu Jahr sinkt. Dies zeigt, dass VBVP in der Lage ist mit den gegenwärtigen deutschen Börsenstrompreisen höhere Einnahmen zu erzielen und die noch höheren Investkosten (ca. +7% verglichen mit C-PV) immer besser kompensieren zu können.

3.3 Systemeffekte durch VBVP

Basierend auf dem zuvor erwähnt Einspeiseprofil von VBVP (Abb. 3), welcher komplementär zu dem Profil von C-PV ist, wurde die Hypothese formuliert, dass der Einsatz von VBVP innerhalb eines nationalen Stromversorgungssystems zu kostensenkenden Effekten führen kann. Diese Hypothese wurde am Beispiel Deutschlands überprüft. Hierzu wurde ein lineares, kostenminimierendes Strommarktmodell (European Electricity Market Model, E2M2) in Kombination mit einem „Greenfield“-Ansatz benutzt. Mithilfe von E2M2 wurden unter unterschiedlichen Randbedingungen (Szenarien) kostenminimale Stromsysteme ermittelt und miteinander verglichen⁴.

² Marktwertfaktor einer Technologie = Börsenerlöse der Technologie [€/MWh] / Durchschnittlicher Börsenstrompreis [€/MWh].

³ Es wurde angenommen, dass die PV Anlage im selben Jahr in Betrieb genommen wurde, für welches der Kapitalwert berechnet wurde. Degradationsverluste wurden nicht berücksichtigt. Es wurde ein Zinssatz von 5% und eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen.

⁴ Keine Berücksichtigung von Verteilnetzen (Annahme einer „Kupferplatte“), Zinssatz 5%.

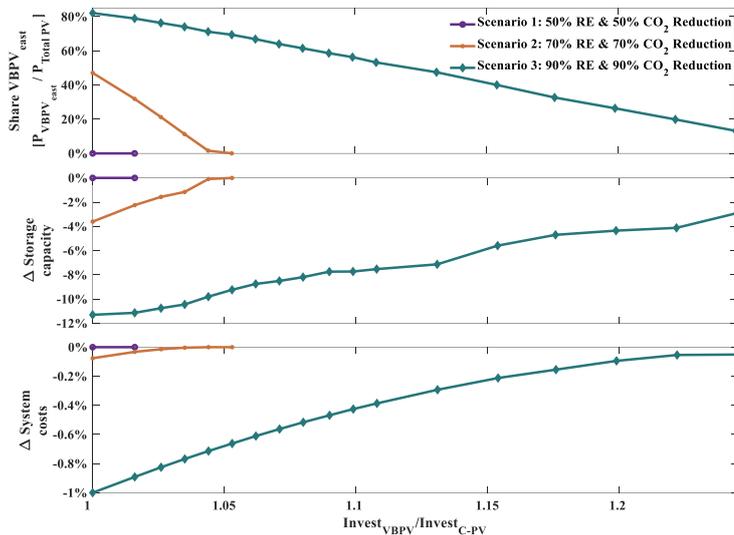


Abb. 9: Ergebnisse eines kostenminimalen Stromsystems für 3 Szenarien:

1. 50% Strom aus EE & 50% CO₂ Reduktion⁵
2. 70% Strom aus EE & 70% CO₂ Reduktion
3. 90% Strom aus EE & 90% CO₂ Reduktion

Auf der X-Achse wurde das Verhältnis der Investkosten von VBPV und C-PV variiert. Bei der Ermittlung der Differenzwerte (Δ) wurde als Referenz das gleiche System ermittelt, jedoch ohne die Option VBPV bauen zu können.

Basierend auf Abb. 9 können folgende Schlussfolgerungen getroffen werden:

- Aufgrund höherer O&M-Kosten (wegen höherer Pacht durch doppelten Reihenabstand) wird VBPV im 1. Szenario auch bei gleichen Investkosten nicht gebaut (oberer Graph).
- Je ambitionierter die Klimaziele (Szenarien 2 und 3), desto mehr VBPV wird gebaut (oberer Graph).
- Je mehr VBPV gebaut wird, desto geringer ist der Bedarf an Stromspeichern und desto höhere Einsparungen können erzielt werden (mittlerer und unterer Graph).
- Im 3. Szenario werden selbst bei 25% höheren Investkosten von VBPV immer noch VBPV Anlagen gebaut. Bei gleichen Investkosten können im 3. Szenario 1% an Systemkosten eingespart werden (unterer Graph).

4. Zusammenfassung & Ausblick

Diese Arbeit hat zum Ziel bifaciale PV Anlagen (fixiert und einachsigen-nachgeführt) von einem technischen und ökonomischen Standpunkt ganzheitlich zu bewerten und in heutigen Europäischen Marktbedingungen einzuordnen. Hierzu wurde ein Modell zur Ertragssimulation entwickelt, welches, verglichen mit dem aktuellen Stand der Technik, zusätzliche Funktionalitäten aufweist.

Mithilfe des Ertragsmodells wurde der Einfluss des Standortes auf vertikale bifaciale PV Anlagen (VBPV) ermittelt. Es zeigte sich, dass über einem Breitengrad von ca. 49° VBPV mehr Strom erzeugt als eine konventionelle, monofaciale, nach Süden ausgerichtete Anlage (C-PV). Basierend auf historischen Börsenstrompreisen konnte ebenfalls gezeigt werden, dass in Deutschland VBPV ca. ab dem Jahr 2011 höhere Marktwertfaktoren erzielt hätte als C-PV.

Durch die Analyse des Kapitalwertes im ersten Betriebsjahr am Beispiel Deutschlands wurde ermittelt, dass C-PV in allen drei untersuchten Jahren einen höheren Kapitalwert erzielen, der Abstand zu VBPV aber von Jahr zu Jahr sinkt.

Mithilfe eines kostenminimierenden Strommarktmodells (E2M2) konnte schließlich gezeigt werden, dass in einem Stromsystem, welches durch sehr hohe Anteile an erneuerbarem Strom und sehr geringe CO₂-Emissionen gekennzeichnet ist, VBPV eine entscheidende Rolle einnimmt und zur Reduktion von Systemkosten beitragen kann.

⁵ Verglichen mit 1990.