

Floating PV: Nachhaltige Energie- erzeugung auf dem Wasser

Ein Leitfaden für Deutschland | Sommer 2025

FLOATING PV: Nachhaltige Energieerzeugung auf dem Wasser

Ein Leitfaden für Deutschland

Dr. Karolina Baltins
Konstantin Ilgen
Dr. Sebastian Gölz
Alexander Graef
Anna Heimsath
Johanna-Viktoria Rößner
Dr. Stefan Wieland
Dr. Harry Wirth

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Der Leitfaden wurde am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt und durch Forschungsarbeiten im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten Projekt »PV2Float« sowie im vom Leistungszentrum Nachhaltigkeit Freiburg (LZN) geförderten Projekt »FPV4Resilience« unterstützt. Die Autoren danken für die Unterstützung in diesen beiden Projekten.

Zitationsvorschlag:

Baltins, K., Ilgen, K., Gölz, S., Graef, A., Heimsath, A., Rößner, J.-V., Wieland, S., Wirth, H.
„FLOATING PV: Ein Leitfaden für Deutschland“, 2025, Fraunhofer ISE.

FPV – Nachhaltige Energieerzeugung auf dem Wasser

Floating-PV (FPV) bezeichnet schwimmende Photovoltaikanlagen, die auf Seen oder anderen Gewässern installiert sind. Seit einigen Jahren erlebt die Technologie einen regelrechten Boom. Die weltweit installierte Gesamtleistung von rund zehn Megawatt im Jahr 2014 wuchs auf über 7,7 Gigawatt im Jahr 2023 [1].

FPV stellt eine wachsende Nische der Photovoltaik dar und birgt weltweit ein bisher kaum genutztes Stromerzeugungs- und Klimaschutzpotenzial. Im Unterschied zu Freiflächensolaranlagen werden die PV-Module auf Schwimmkörpern installiert und auf einem stehenden Gewässer oder dem Meer ausgebracht. Auch in Deutschland gibt es sehr viele künstliche Gewässer, die aus technischer Sicht für schwimmende PV genutzt werden könnten.

Der vorliegende Leitfaden hat das Ziel, umfassende Informationen und praxisnahe Empfehlungen für schwimmende Photovoltaikanlagen bereit zu stellen und somit den Weg für eine erfolgreiche und effiziente Markteinführung zu ebnet. Er informiert über das Potenzial, den aktuellen Technologiestand sowie den rechtlichen Rahmen der schwimmenden Photovoltaik. Zudem bietet er wichtige Hinweise zur Planung und zum Betrieb von FPV-Anlagen und analysiert das Nachhaltigkeitspotenzial dieser innovativen Technologie.

Der Leitfaden richtet sich an eine breite Zielgruppe, darunter Kommunen, Unternehmen (wie beispielsweise aus der Kies- und Betonindustrie), Stadtwerke, Energieversorger sowie die Photovoltaikbranche und die interessierte Öffentlichkeit und soll dabei unterstützen, schwimmende PV-Anlagen optimal zu planen, umzusetzen und zu betreiben. Darüber hinaus werden im Leitfaden mögliche Herausforderungen beschrieben und Lösungsansätze geliefert.

Der Leitfaden erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Er wurde mit größter Sorgfalt erstellt, dennoch übernehmen die am Erstellungsprozess Beteiligten keine Haftung für den Inhalt. Bei der Planung und Umsetzung von Projekten ist es unerlässlich, eine individuelle Prüfung des Einzelfalls vorzunehmen, gegebenenfalls unter Einbeziehung von technischem, betriebswirtschaftlichem und rechtlichem Fachwissen.

Inhalt

FPV – Nachhaltige Energieerzeugung auf dem Wasser	4
I Abkürzungsverzeichnis	6
I I Tabellenverzeichnis	7
I I I Abbildungsverzeichnis	8
1 Überblick – Technologie und Potenziale der FPV	9
1.1 Einleitung.....	9
1.2 FPV-Anwendungen	10
1.3 Entwicklung	11
1.4 Nearshore- und Offshore FPV.....	14
1.5 Potenzial der schwimmenden PV.....	15
2 Technologie – Komponenten	19
2.1 Unterkonstruktion.....	20
2.2 Module und Modulmontage	21
2.3 Kabel und Wechselrichter	22
2.4 Verankerung	23
3 Planung und Betrieb	25
3.1 Standortfaktoren.....	25
3.2 Stromertrag	25
3.2.1 Einflussfaktoren und Prognose	25
3.2.2 FPV-spezifische Faktoren	27
3.3 Sicherheit.....	28
4 Nachhaltigkeit der FPV-Technologie	30
4.1 Wirtschaftlichkeit	30
4.1.1 Investitions- und Betriebskosten	30
4.1.2 Stromgestehungskosten und Rentabilität	31
4.2 Ökologische Auswirkungen.....	33
4.3 Lebenszyklusanalyse.....	36
4.4 Akzeptanz.....	39
5 Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland.....	41
5.1 Typen von Oberflächenwasserkörper.....	41
5.2 Wasserrechtliche Genehmigung	41
5.3 Baurechtliche-Genehmigungen für FPV	41
5.4 Förderrecht	43
5.5 Genehmigungsverfahren.....	43
6 Aktuelle Forschungsthemen und Dienstleistungen des Fraunhofer ISE	45
6.1 Forschungsthemen.....	45
6.2 Forschungsprojekte	46
6.3 Dienstleistungen	48
6.3.1 Standortbewertung und Grobkonzept	49
6.3.2 Ausschreibung und Genehmigung	50
6.3.3 Detailplanung	51
6.3.4 Installation und Inbetriebnahme.....	51
6.3.5 Regelbetrieb.....	52
7 Literatur	53

I Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
BauGB	Baugesetzbuch
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAPEX	Investitionskosten (Capital Expenditures)
CTPV	Canaltop-PV
DC	Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG-WRRL	Europäische Wasserrahmenrichtlinie
FPV	Floating PV
GW _p	Gigawatt Peak
ha	Hektar
HDPE	High-Density Polyethylen
HSE	Gesundheit, Sicherheit und Umwelt
IEC	International Electrotechnical Commission
InPV	Integrierte Photovoltaik
kW _p	Kilowatt Peak
LCOE	Energiegestehungskosten (Levelized Cost of Energy)
MW _p	Megawatt Peak
O&M	Betrieb und Wartung
OPEX	Betriebs- und Verwaltungskosten (Operational Expenditures)
PDMS	Polydimethylsiloxan
PV	Photovoltaik
RCD	Fehlerstromschutzschalter
STC	Standardtestbedingungen
UBA	Umweltbundesamt
UV	Ultraviolett
WACC	Gewichtete Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital)
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

I I Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Schätzwerte der Kostenkomponenten für FPV	30
Tabelle 3: Datenquellen für LCA	36
Tabelle 4: Technische Parameter der FPV-Systeme	38

III Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: FPV-Systeme und ihre Anwendungsgebiete.....	11
Abbildung 2: Die weltweite Entwicklung der installierten Kapazität der schwimmenden Photovoltaik [11].....	12
Abbildung 3: Chronologische Entwicklung von FPV-Technologie weltweit ©Fraunhofer ISE	12
Abbildung 4: Installierte FPV-Anlagen in Europa, Stand 2025 © Fraunhofer ISE.....	13
Abbildung 5: FPV-Installationen in Deutschland, kategorisiert nach der kumulierten Kapazität der einzelnen Bundesländer© Fraunhofer ISE.....	14
Abbildung 6: Anzahl und Gesamtfläche aller künstlichen Seen in Deutschland je Bundesland (neu entstehenden Flächen in den Braunkohlerevieren wurden nicht berücksichtigt).....	15
Abbildung 7: Geschätzte Kapazität und jährlicher Energieertrag in Deutschland für nach Süden und Ost-West ausgerichtete FPV-Systeme mit einer Flächenbedeckung von 15 und 25%.....	16
Abbildung 8: Technisches Potenzial der FPV-Leistung und jährlicher Energieertrag bei einer 25%-Abdeckung durch FPV auf den künstlichen Gewässern Deutschlands ©Fraunhofer ISE.....	17
Abbildung 9: Graphische Darstellung des FPV-Potentials in Deutschland unter Einhaltung unterschiedlichen Vorgaben ©Fraunhofer ISE.....	18
Abbildung 10: Schematische Darstellung einer FPV-Anlage ©World Bank, ESMAP, SERIS...	19
Abbildung 11: FPV-Anlage mit Ost-West-Aufständigung ©Zimmermann PV-Stahlbau.....	19
Abbildung 12: Membranbasierte FPV-Anlage ©Ocean Sun.....	21
Abbildung 13: Typische Verankerungssysteme am Gewässerboden (rechts) und am Land (links) ©RWE.....	23
Abbildung 14: Verankerungstypen bei FPV-Anlagen ©Fraunhofer ISE.....	24
Abbildung 15: Vergleich der Modulübertemperaturen einer FPV-Anlage mit denen einer konventionellen Anlage ©Dörenkemper et al. [23].....	27
Abbildung 16: Kostenverteilung FPV mit statischer Südausrichtung ©Fraunhofer ISE.....	31
Abbildung 17: LCOE verschiedener FPV-Systemkonfigurationen ©Fraunhofer ISE.....	32
Abbildung 18: Wesentliche Einflüsse und mögliche Veränderungen infolge von Floating-Photovoltaik-Anlagen auf das Ökosystem eines Sees (abgewandelt nach Mehl et al (2023))......	34
Abbildung 19: Tiefenprofilkarten der drei Untersuchungsstandorte im Projekt: Lac des Toules à Bourg-Saint-Pierre (links, Romande Energie Holding SA, Schweiz), Leimersheim (Mitte, Erdgas Südwest GmbH, Deutschland), und Sekdoorn (rechts, BayWa r.e., Niederlande) ©Fraunhofer ISE.....	35
Abbildung 20: Systemgrenzen der schwimmenden PV-Systemen ©Fraunhofer ISE.....	37
Abbildung 21: Darstellung des Genehmigungsablaufs ©Fraunhofer ISE.....	44
Abbildung 22: Übersicht über Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen des Fraunhofer ISE.....	49

1 Überblick – Technologie und Potenziale der FPV

1.1 Einleitung

Die Energiewende ist eine der größten globalen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Angesichts der Notwendigkeit, Auswirkungen des Klimawandels zu minimieren, ist ein Übergang zur Deckung des gesamten Energiebedarfs mit erneuerbaren Energien erforderlich. Hierfür ist ein massiver Ausbau der installierten PV-Leistung notwendig.

Als wichtigen Baustein der Energiewende sieht das »Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien« (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) einen Ausbau der Photovoltaik auf 215 Gigawatt Peak (GW_p) bis 2030 und auf 400 GW_p bis zum Jahr 2040 vor [2]. Am Jahresende 2024 betrug die installierte Solar-Gesamtleistung in Deutschland 99,3 GW. [3].

Weil etwa die Hälfte dieses Zubaus (bis zu 22 GW_p pro Jahr) in der Freifläche erwartet wird, zeichnet sich erheblicher Flächenbedarf und steigender Druck auf das ohnehin knappe Flächenangebot ab.

Hier setzt die integrierte Photovoltaik (InPV) an. Diese basiert auf dem Prinzip der doppelten Flächennutzung, die den Flächenverbrauch neuer PV-Kraftwerke deutlich reduziert. Neben der schwimmenden Photovoltaik (Floating PV, FPV), sind hier Agri-PV (Flächendoppelnutzung für Strom- und Nahrungsmittelerzeugung) sowie PV auf und entlang von Verkehrswegen und bauwerksintegrierte PV als Beispiele zu nennen.

FPV bezeichnet die Installation von Solaranlagen auf Wasserflächen wie Seen, Stauseen, Wasserreservoirs und industriell genutzten Gewässern. Obwohl FPV nur einen sehr kleinen Anteil am heutigen PV-Markt ausmacht, der im mittelfristigen Zeitraum voraussichtlich stabil bleibt, birgt sie erhebliches langfristiges Potenzial und wird voraussichtlich eine signifikante Wachstumsdynamik aufweisen. Wasserflächen bieten erhebliches Potenzial zur Stromerzeugung durch PV-Kraftwerke. Der Bericht »Where Sun Meets Water« quantifiziert das theoretische Potenzial der Floating Technologie auf 400 GW_p, basierend auf einer Abdeckung von 1% der künstlichen Wasserreservoirs. Bei einer Abdeckung von 10% wird das Potenzial auf über 4 TW_p geschätzt [4]. In einer späteren Publikation aus dem März 2023, wird das praktische Potenzial der Stromerzeugung durch FPV-Systeme weltweit auf etwa 9 434 TWh pro Jahr geschätzt, vorausgesetzt, dass 30% der globalen Reservoirs abgedeckt werden. Selbst bei einer Reduzierung der Abdeckung auf 10% bleibt die geschätzte Stromerzeugung bei etwa 4 356 TWh pro Jahr [5].

Mit der Verwendung von Wasserflächen für PV-Anlagen können wertvolle Flächen für andere Zwecke freigehalten werden wie Landwirtschaft, Naturschutzgebiete oder städtische Entwicklung. Diese Technologie stellt somit eine nachhaltige und umweltfreundliche Lösung zur Nutzung erneuerbarer Energien dar, insbesondere in Regionen mit begrenztem Platz für landgestützte Solaranlagen.

Da Wasserflächen oft weniger beschattet sind als Landflächen, können schwimmende PV-Anlagen eine höhere Sonneneinstrahlung erhalten. Dies führt zu einer erhöhten Stromerzeugung im Vergleich zu vergleichbaren PV-Landanlagen. Das kühlende Wasser unter den schwimmenden PV-Modulen kann ebenfalls dazu beitragen, die erzeugte elektrische Leistung zu steigern, da niedrigere Modultemperaturen die Effizienz der Solarzellen erhöhen. Darüber hinaus können FPV-Kraftwerke dazu helfen, die Verdunstung von Wasser zu verringern, indem sie die Wasseroberfläche verschatten und teilweise bedecken sowie den Windangriff mindern. Besonders vielversprechend erscheinen zum einen industriell genutzte Gewässer, wie Kies- und Baggerseen, da hier der solare Strom direkt zur Dekarbonisierung der Industrie beiträgt. Betrachtet man die Umweltverträglichkeit, hat insbesondere die Nachnutzung industriell genutzter Gewässer wie Bergbau- oder Tagebauseen ein hohes Potenzial. Industrielle Gewässer bieten oft bereits eine Infrastruktur, die für die Installation von PV-Anlagen genutzt werden kann, wie zum Beispiel Zugangswege, Ankerpunkte und vorhandene Stromleitungen. Eine Nachnutzung

dieser Gewässer ermöglicht eine sinnvolle Revitalisierung ehemaliger Industriegebiete und gleichzeitige Gewinnung erneuerbarer Energie.

Das Potenzial der schwimmenden PV-Technologie wurde auch in Deutschland erkannt. In unterschiedlichen Potenzialstudien wurden die Wasserflächen untersucht und die zur Verfügung stehenden Flächen beziffert [6–8]. Mit geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen und Anreizen könnte Deutschland das Potenzial von schwimmenden PV-Anlagen nutzen, um seine Ausbauziele für erneuerbare Energien leichter zu erreichen.

Im Rahmen des Projekts »PV2Float«, gefördert vom BMWF unter FKZ 03EE1097A wurden relevante Aspekte ausführlich untersucht (7.2). Die bisherigen Erkenntnisse sind in diesem Leitfaden zusammengefasst.

1.2 FPV-Anwendungen

Die Technologien schwimmender Photovoltaikanlagen lassen sich in zwei Hauptkategorien unterteilen: Onshore-FPV, die auf Binnengewässern wie Stauseen, Seen oder künstlichen Teichen installiert werden, und Near- und Offshore-FPV, die für Nahküstenbereiche und offene Gewässer entwickelt wurden. Beide Varianten teilen grundlegende Prinzipien wie den Einsatz schwimmender Plattformen und Verankerungssysteme, unterscheiden sich jedoch erheblich in ihren Anforderungen und Herausforderungen.

Abbildung 1 zeigt verschiedene Systeme und deren Anwendungsgebiete, die primär nach den jeweiligen Einsatzbereichen aufgeteilt sind.

Onshore-FPV-Systeme profitieren von ruhigeren Wasserverhältnissen und geringeren mechanischen Belastungen, was die Konstruktion und Wartung erleichtert. Die Ausrichtung von Solarmodulen beeinflusst sowohl den Ertrag und die Belegungsichte als auch die Kosten und Wartungsanforderungen eines FPV-Systems. Die Module können entweder statisch oder nachgeführt angebracht werden. Onshore-FPV-Anlagen werden häufig in der Nähe von Städten oder Industriegebieten installiert, um Landressourcen zu schonen und gleichzeitig erneuerbare Energie bereitzustellen. Die Infrastruktur für Netzananschluss und Wartung ist vergleichsweise gut zugänglich, und die Umweltbelastungen sind überschaubar, sofern Standortbedingungen wie Wasserqualität und ökologische Verträglichkeit berücksichtigt werden.

Offshore-FPV-Systeme, die in ungeschützten Gewässern mit signifikanten Wellenhöhen über 2 Metern betrieben werden, müssen sich anspruchsvollen Umweltbedingungen stellen. Dazu gehören starke Winde, hohe Wellen und salzhaltige Meeresumgebungen, die Korrosion und Biofouling begünstigen. Dies erfordert robuste Materialien und innovative Unterkonstruktionen, beispielsweise flexible Membranplattformen, die sich Wellenbewegungen anpassen können. Auch die PV-Module selbst müssen deutlich widerstandsfähiger gegen mechanische Spannungen und Salzwasserkorrosion sein. Während Onshore-FPV-Systeme bereits weltweit in großem Umfang eingesetzt werden, befindet sich die Offshore-Technologie noch in einer früheren Entwicklungsphase.

Die Fortschritte beider Technologien verdeutlichen, wie flexibel FPV-Systeme an unterschiedliche Anforderungen angepasst werden können. In den nächsten Kapiteln wird die technologische und wirtschaftliche Entwicklung dieser Systeme genauer beleuchtet, einschließlich ihrer potenziellen Zukunftsperspektiven.

Primäres Anwendungsgebiet: Standgewässer	Primäres Anwendungsgebiet: Meer
Reiner Schwimmkörper  ©Fraunhofer ISE	Membran  ©OceanSun
Metall-Floßstruktur  ©Zimmermann	Flach  ©Oceans of Energy
Nachgeführt  ©Floating Solar	Aufgeständert  ©SolarDuck
Vertikal  ©SINNPower	

Abbildung 1: FPV-Systeme und ihre Anwendungsgebiete

1.3 Entwicklung

In den letzten Jahren hat die global installierte Leistung der schwimmenden Photovoltaik einen signifikanten Anstieg erfahren, der maßgeblich durch die kontinuierlich wachsenden Anlagengrößen begünstigt wird. Verglichen mit anderen erneuerbaren Energieträgern fiel der Anstieg bei FPV deutlich höher aus [9]. Die Abbildung 2 veranschaulicht die globale Entwicklung der installierten Kapazität der schwimmenden Photovoltaik. Laut den jüngsten Zahlen von »Ciel et Terre« ist die weltweit installierte Kapazität von schwimmender PV im Jahr 2023 auf 7,6 GW_p gestiegen, was der IEA PVPS-Bericht zu den Entwicklungstrends im FPV-Sektor bestätigt [10]. Besonders in den letzten vier Jahren ist ein bemerkenswerter Anstieg der installierten Kapazität zu verzeichnen, wobei in jedem Jahr ein Zuwachs von über 1 GW_p erreicht wurde. Die Onshore-FPV stellt den überwiegenden Anteil der installierten FPV-Anlagen dar.

Trotz des rasanten Wachstums des FPV-Marktes bleibt dieser im Vergleich zur Gesamtinstallation von Photovoltaik mit einem Anteil von nur 0,5 % ein Nischenmarkt. Dennoch bietet die FPV-Technologie zahlreiche Vorteile gegenüber Freiflächenanlagen, die einen wertvollen Beitrag zur Energiegewinnung und Ressourcenschonung leisten kann. Insbesondere ermöglicht die FPV durch die Doppelnutzung der verfügbaren Flächen bestimmten Industriesektoren, ihren Anteil an erneuerbaren Energien erheblich zu steigern.

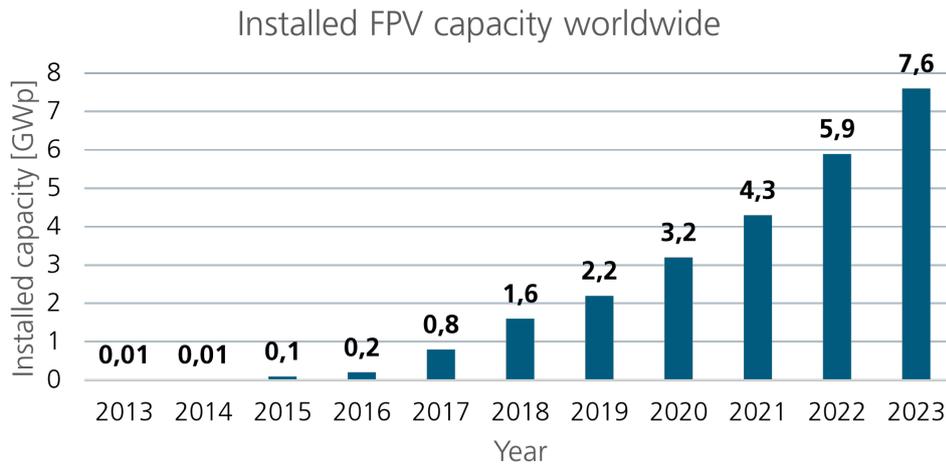


Abbildung 2: Die weltweite Entwicklung der installierten Kapazität der schwimmenden Photovoltaik [11]

Die chronologische Entwicklung der FPV-Technologie, einschließlich der bedeutendsten Installationen weltweit, ist in Abbildung 3 dargestellt. Die erste schwimmende PV-Anlage wurde bereits in den frühen 2000er Jahren in Japan installiert. Diese Anlage diente als Prototyp und legte den Grundstein für weitere Entwicklungen. Im Jahr 2008 wurde in den USA die erste kommerzielle FPV-Anlage in Betrieb genommen. Diese Anlage, installiert von der Firma »SPG Solar«, befindet sich in der Far Niente Winery in Kalifornien und hat eine Leistung von 175 kW_p. Sie markierte den Beginn der Nutzung schwimmender PV-Technologien in den USA [7]. Im Jahr 2013 wurde in Okegawa, Japan, die erste Großanlage mit ca. 1,2 MW_p in Betrieb genommen. 2016 wurde in Singapur eine erste schwimmende PV-Anlage in Betrieb genommen. Singapur ist aufgrund seiner begrenzten Landfläche und hohen Bevölkerungsdichte besonders daran interessiert, alternative Standorte für Solarenergie zu nutzen. Eine weitere bedeutende Entwicklung war die Inbetriebnahme einer schwimmenden PV-Anlage auf dem Alqueva-Stausee in Portugal mit einer Kapazität von 220 kW_p im Jahr 2017. China hat in den letzten Jahren eine führende Rolle in der Installation von schwimmenden PV-Anlagen eingenommen. Im Jahr 2018 wurde die weltweit größte schwimmende PV-Anlage in China in Betrieb genommen. Die Anlage mit einer Kapazität von über 40 MW_p befindet sich auf einem stillgelegten Tagebau in der Provinz Anhui. China hat seitdem mehrere Großprojekte realisiert. Dazu gehört beispielsweise die weltweit größte schwimmende PV-Anlage realisiert in 2022 von »Huaneng Power International« in der Provinz Shandong, die eine Kapazität von über 320 MW_p hat. Nahezu 90 % der installierten FPV-Kapazität befinden sich in Asien, wobei fast 50 % davon allein in China [4] verzeichnet werden. Es folgen Taiwan, Indien, Israel, Japan und Südkorea.



Abbildung 3: Chronologische Entwicklung von FPV-Technologie weltweit ©Fraunhofer ISE

Die Prognosen zur globalen Installation von FPV bis zum Jahr 2030 variieren, wobei die meisten Schätzungen zwischen 20 und 30 GW_p liegen. Der dominierende Markt wird weiterhin in Asien, insbesondere in China und Indien, verbleiben. In Europa werden die Niederlande ihre Vorreiterrolle bei den Installationen behaupten, mit weiteren geplanten Kapazitäten von bis zu 2 GW_p.

Auch in Europa verzeichnet der Bau großer schwimmender Photovoltaikanlagen einen kontinuierlichen Anstieg. Im Jahr 2023 betrug die in Europa installierte Leistung von FPV etwa 450 MW_p [8]. Daten aus öffentlich zugänglichen Informationen zu den FPV-Projekten deuten darauf hin, dass im Zeitraum von 2024 bis 2025 zusätzlich etwa 90 MW_p installiert wurden, wodurch die insgesamt installierte Leistung in Europa 540 MW_p erreicht.

Abbildung 4 präsentiert eine Karte der in Europa installierten schwimmenden Photovoltaikanlagen. Die Größe der Symbole repräsentiert dabei die installierte Leistung jeder einzelnen Anlage, während die Farbskala die Höhe der insgesamt installierten Leistung in den einzelnen Ländern anzeigt. Die größten FPV-Anlagen lassen sich in den Niederlanden, Frankreich und Deutschland finden, wobei die Niederlande eine Vorreiterrolle bei den FPV-Installationen in Europa annimmt. Im Jahr 2021 errichtete »BayWa r.e.« mit den Parks Sellingen und Uivermeertjes die zwei größten FPV-Anlagen außerhalb Asiens, mit einer installierten Nennleistung von 41,1 MW_p. Dieser Rekord wurde im Jahr 2025 über-

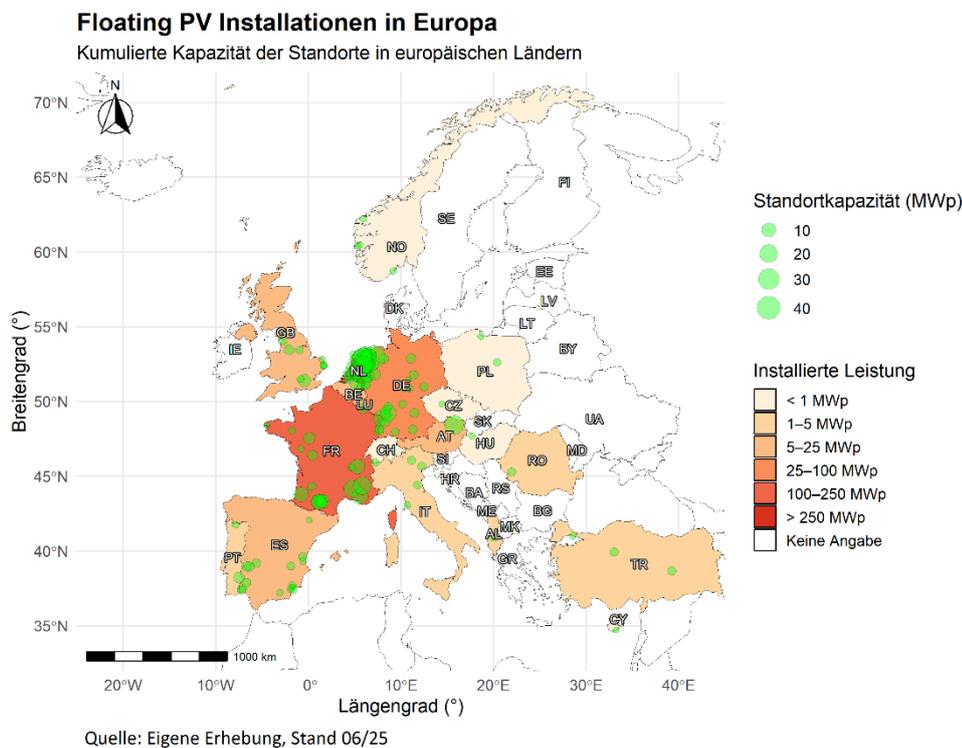


Abbildung 4: Installierte FPV-Anlagen in Europa, Stand 2025 © Fraunhofer ISE

troffen, als das Unternehmen »Ciel & Terre« das »lIots Blandin-Projekt« in Haute-Marne mit einer installierten Nennleistung von 72,3 MW_p erfolgreich abschloss, welches derzeit die größte Anlage in Europa darstellt.

FPV-geeignete Flächen auf künstlichen Seen sind auch in Deutschland ausreichend vorhanden, insbesondere kommen geflutete Tagebauflächen, Kiesgruben und teilweise Stauseen in Betracht. Laut den neuesten Zahlen aus dem Marktstammdatenregister sind in Deutschland bereits FPV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 44,2 MW_p in Betrieb. Darüber hinaus sind weitere Anlagen mit einer Leistung von über 79 MW_p derzeit im

Genehmigungsverfahren oder in der Bauphase. Abbildung 5 bietet einen Überblick über die räumliche Verteilung sowie den Status der FPV-Projekte in Deutschland.

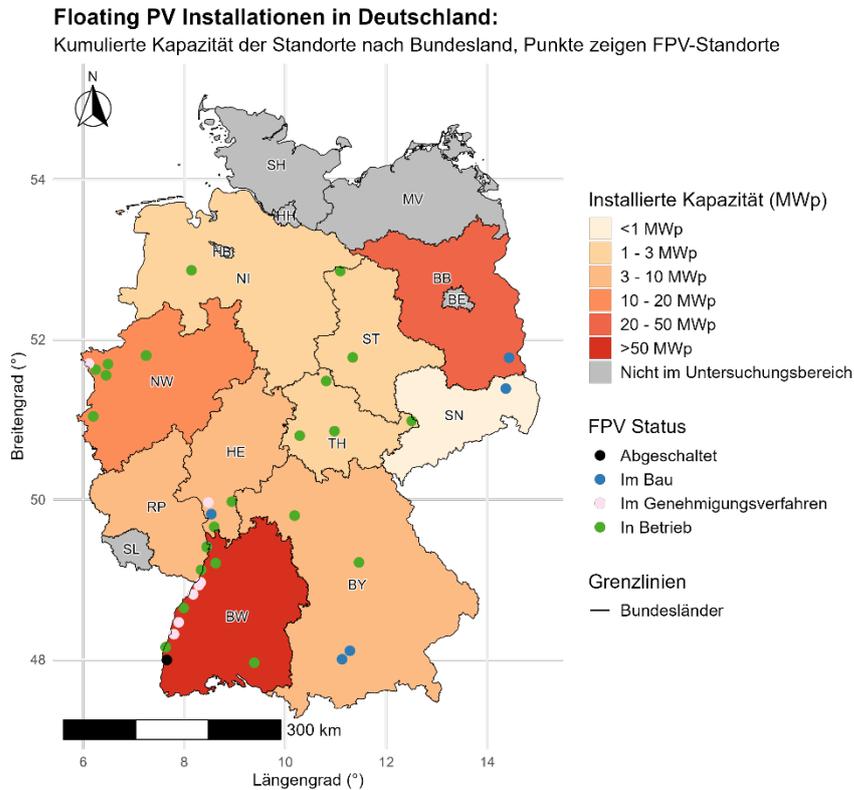


Abbildung 5: FPV-Installationen in Deutschland, kategorisiert nach der kumulierten Kapazität der einzelnen Bundesländer © Fraunhofer ISE

1.4 Nearshore- und Offshore FPV

Parallel zur Entwicklung auf Binnengewässern wurden diverse Ansätze zur Umsetzung von Nearshore-FPV (Nahküstenbereiche) und Offshore-FPV-Systemen (im offenen Meer) verfolgt. Sowohl modifizierte Stahl-Schwimmkörper als auch Membranlösungen ermöglichen höhere Wind- und Wellenstandfestigkeit, wobei auch weiterhin bei der Standortauswahl ein Augenmerk auf möglichst milde Wetterbedingungen gerichtet ist. Aktuelle Pilotprojekte erkunden Installationsmöglichkeiten in tieferen und unruhigeren Gewässern, oft in Kombination mit neuartigen Systemdesigns und Unterkonstruktionsvarianten, und sollen die technische Machbarkeit als Grundlagen für zukünftige Optimierungen der Wirtschaftlichkeit unter Beweis stellen. So beispielsweise im »SPIC Deep-Sea Floating PV Projects« in Shandong, China, im nearshore-FPV-Projekt des »Luoyang Shio Material Research Institute« in Xiamen, und im 42 km von der Küste entfernten Projekt der »China Energy Investment Group« in Dongtai [12].

Die aktuell weltweit größte Offshore-FPV-Anlage befindet sich seit November 2024 an der östlichen Küste Chinas, in der Nähe von Bohai-Meer. Die Anlage mit einer Kapazität von 1 GW erstreckt sich über eine Fläche von 1.223 Hektar und ist in Synergie mit Aquakultur-Aktivitäten unter der Anlage ausgelegt [13]. Zusätzlich befindet sich im Ostchinesischen Meer aktuell eine weitere Aquakultur-Offshore-FPV-Anlage mit einer Kapazität von 1.15 GW im Bau, die Inbetriebnahme war für April 2025 geplant [14]. Weitere nennenswerte Kraftwerke umfassen eine 440 MW-Installation vor der Küste Taiwans [15]. Hinsichtlich Offshore-FPV wird in Europa in erster Linie an Kombinationen mit Offshore-Windkraft, sowie stabileren und zuverlässigeren Anlagenkonstruktionen geforscht, so beispielsweise im »Merganser-Projekt« [16]. Auch hinsichtlich der ökologischen

Auswirkungen der Anlagen, und insbesondere deren Optimierung starten erste Forschungsaktivitäten, wie beispielsweise in Projekt »STEWART«(siehe Kap. 6.2).

1.5 Potenzial der schwimmenden PV in Deutschland

Die Nutzung künstlicher Gewässer für schwimmende Photovoltaikanlagen birgt in Deutschland ein erhebliches Potenzial, das im Rahmen des Projekts »PV2Float« durch systematische Analysen erfasst wurde. Die Bewertung erfolgt in mehreren Schritten, die zwischen theoretischem, technischem, rechtlichem und wirtschaftlich-praktischem Potenzial unterscheiden. Diese Einteilung ermöglicht eine realistische Einschätzung, welche Wasserflächen für FPV-Anlagen tatsächlich geeignet sind und welche Rahmenbedingungen dabei zu beachten sind.

Theoretisches Potenzial:

Das theoretische Potenzial umfasst die Gesamtfläche aller künstlichen Stillgewässer mit mindestens einem Hektar Größe, unabhängig von weiteren Einschränkungen. In Deutschland wurden dabei 6.043 künstliche Seen identifiziert, die zusammen eine Fläche von etwa 90.000 Hektar ergeben. Rund 70 Prozent dieser Flächen entfallen auf Kiesgruben, während der Rest aus Stauseen, Rückhaltebecken und anderen Wasserflächen besteht. Diese Gewässer bilden die physische Grundlage für eine mögliche Nutzung von FPV-Systemen. Abbildung 6 zeigt die Verteilung der geeigneten Seen nach Bundesländern und verdeutlicht, dass diese Ressourcen in ganz Deutschland vorhanden sind.

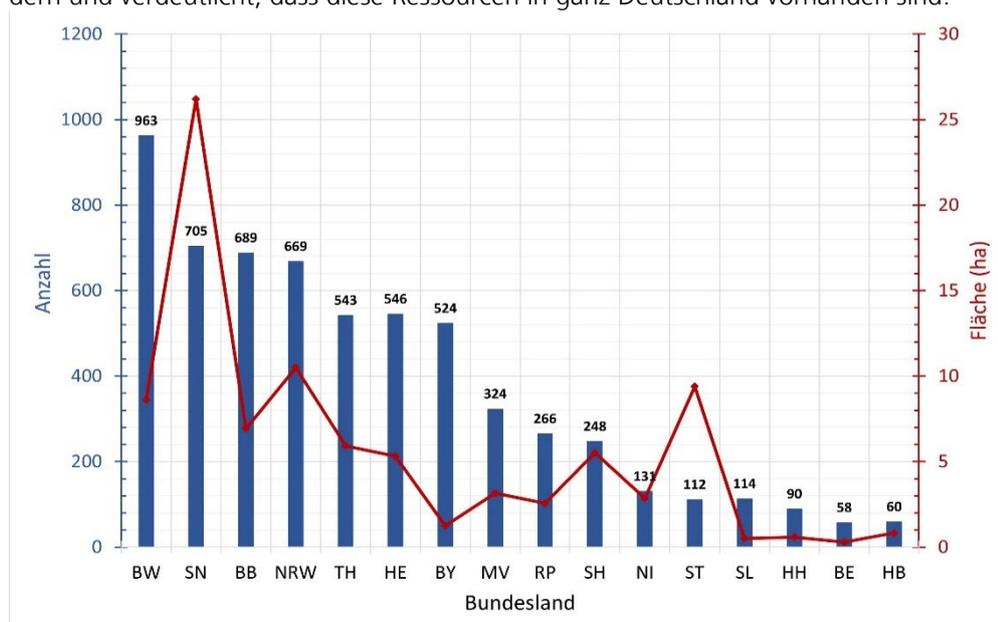


Abbildung 6: Anzahl und Gesamtfläche aller künstlichen Seen in Deutschland je Bundesland (neu entstehenden Flächen in den Braunkohlerevieren wurden nicht berücksichtigt)

Technisches Potenzial:

Das technische Potenzial berücksichtigt neben der Gewässergröße auch technische Einschränkungen wie Mindestwassertiefe, Verschattung und einen Randstreifen von 20 Metern, in dem eine FPV-Nutzung in der Regel nicht möglich ist. Die installierbare Leistung wurde basierend auf bestehenden FPV-Systemen und Simulationen berechnet. Bei einer Flächenabdeckung von 15 Prozent ergibt sich ein Potenzial von 13,7 bis 19,1 GW_p. Eine Ausweitung auf 25 Prozent Abdeckung erhöht dieses auf bis zu 32 GW_p, was einem jährlichen Energieertrag von etwa 28,5 Terawattstunden entspricht.

Abbildung 6 und Abbildung 7 veranschaulichen sowohl die installierbare Leistung als auch den geschätzten Energieertrag für unterschiedliche Szenarien zur Flächenabdeckung.

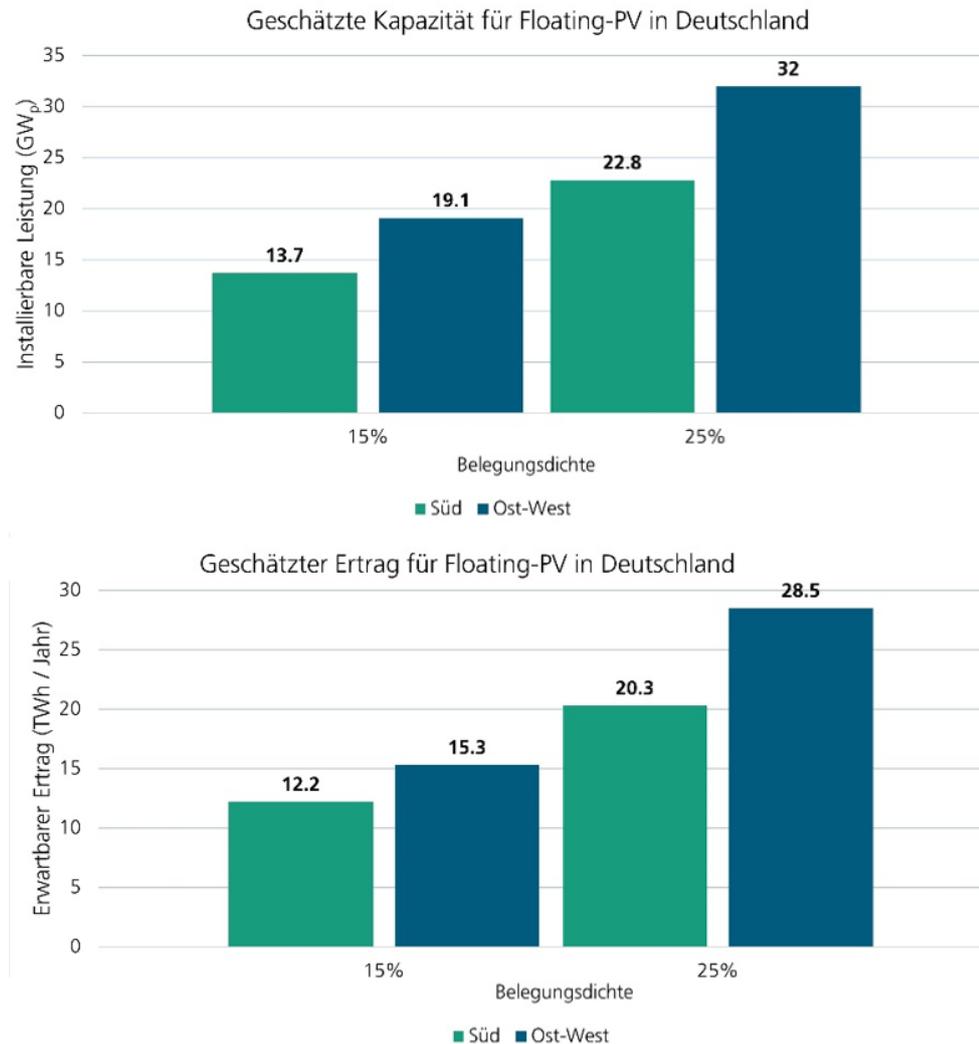


Abbildung 7: Geschätzte Kapazität und jährlicher Energieertrag in Deutschland für nach Süden und Ost-West ausgerichtete FPV-Systeme mit einer Flächenbedeckung von 15 und 25%

Die räumliche Verteilung (Abbildung 8) zeigt, dass besonders in Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt hohes Potenzial vorhanden ist. Aber auch in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen wurden signifikante Potenziale identifiziert.

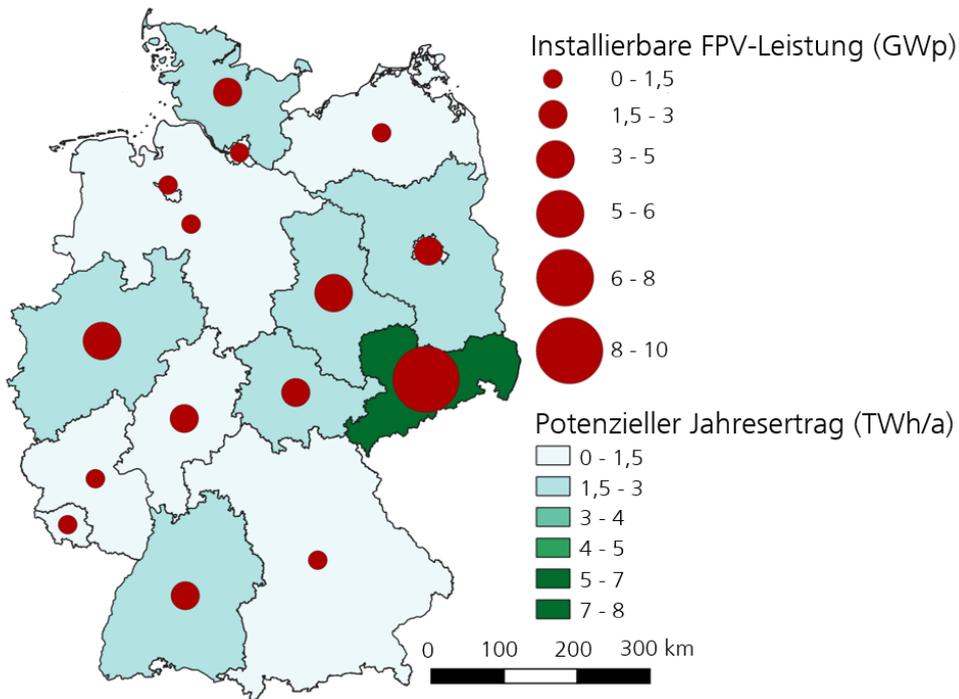


Abbildung 8: Technisches Potenzial der FPV-Leistung und jährlicher Energieertrag bei einer 25%-Abdeckung durch FPV auf den künstlichen Gewässern Deutschlands ©Fraunhofer ISE

Rechtliches Potenzial:

Die rechtliche Nutzbarkeit von Wasserflächen für FPV wird durch gesetzliche Vorgaben und Umweltauflagen eingeschränkt. Besonders Schutzgebiete wie Biosphärenreservate, Nationalparks, Naturschutzgebiete oder Hochwasserrückhalteräume sind für FPV ausgeschlossen. Darüber hinaus müssen FPV-Systeme so gestaltet sein, dass keine negativen Auswirkungen auf die Gewässerökologie entstehen. Dies betrifft sowohl die Wasserqualität als auch Flora und Fauna. Umfassende Studien, die den Einfluss von FPV auf Artenvielfalt, Lebensräume und das Landschaftsbild untersuchen, sind aktuell im Gange. Erste Erkenntnisse deuten darauf hin, dass durch eine sorgfältige Planung und geeignete Technologien negative Auswirkungen weitgehend vermieden werden können.

Die Einhaltung des Wasserhaushaltsgesetzes (§36 Abs. 3 WHG) ist bei der Planung eine zentrale Voraussetzung. Die rechtlichen Vorgaben in Deutschland schränken das Potenzial auf 11,8 GW_p (Südausrichtung) bzw. 16,5 GW_p (Ost-West-Ausrichtung) ein (s. Abbildung 8).

Wirtschaftlich-praktisches Potenzial:

Das wirtschaftlich-praktische Potenzial berücksichtigt neben den technischen Möglichkeiten auch wirtschaftliche und infrastrukturelle Faktoren. Dabei wird geprüft, welche Gewässer sich unter Berücksichtigung von Kriterien wie der Nähe zu Netzeinspeisepunkten (maximal fünf Kilometer Entfernung) tatsächlich für FPV eignen. Diese Analyse reduziert das Potenzial erheblich, zeigt jedoch ein realistisches Bild der umsetzbaren Kapazitäten.

Die Ergebnisse der wirtschaftlich-praktischen Analyse weisen ein Potenzial von 1,8 GW_p für Südausrichtung und bis zu 2,5 GW_p für Ost-West-Ausrichtung aus. Diese Kapazitäten sind zwar deutlich geringer als das technische Potenzial, zeigen jedoch, dass auch unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein relevanter Beitrag zur Energiewende geleistet werden kann.

Abbildung 9 zeigt die schrittweise Eingrenzung des Potenzials – vom theoretischen Ansatz bis hin zur wirtschaftlich-praktischen Nutzbarkeit. Die Analyse verdeutlicht, dass die schwimmende Photovoltaik in Deutschland über ein beträchtliches, wenn auch teilweise eingeschränktes Potenzial verfügt.

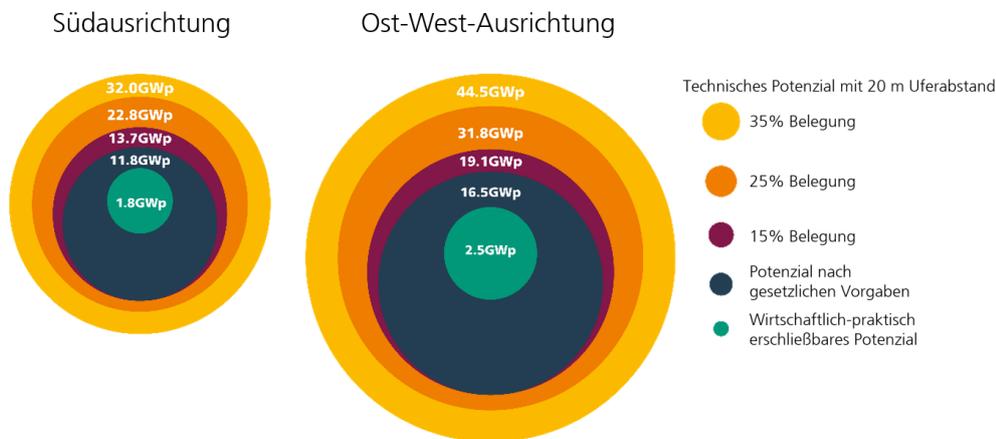


Abbildung 9: Graphische Darstellung des FPV-Potentials in Deutschland unter Einhaltung unterschiedlichen Vorgaben ©Fraunhofer ISE

Die vorliegende Untersuchung berücksichtigt nicht die Potenziale der neu entstehenden Flächen in den Braunkohlerevieren wie beispielsweise dem Lausitzer oder Mittelrheinischen Gebiet. Darüber hinaus stehen noch Untersuchungen zu den Potenzialen der Near-shore- und Offshore-Gebiete in Deutschland aus. Die Nutzung dieser Flächen für die FPV-Technologie in Deutschland birgt jedoch ein enormes Potenzial und kann die Möglichkeiten dieser Technologie maßgeblich erweitern.

Die Potenzialabschätzung dient als Grundlage, um mögliche Einsatzgebiete für FPV-Systeme in Deutschland zu identifizieren und erste Einschätzungen zur Nutzbarkeit zu liefern. Ob und in welchem Umfang die in der Studie betrachteten Wasserflächen tatsächlich für eine FPV-Nutzung geeignet sind, muss jedoch im Rahmen einer Einzelfallprüfung festgestellt werden, die spezifische Standortbedingungen, ökologische Vorgaben und technische Anforderungen berücksichtigt. In den folgenden Kapiteln werden Anforderungen an die einzelnen Komponenten näher beleuchtet, um ein umfassendes Verständnis der Möglichkeiten und Herausforderungen dieser Technologie zu bieten.

2 Technologie – Komponenten

Ein schwimmendes PV-Kraftwerk besteht aus einer Unterkonstruktion, oft Pontons oder schwimmende Plattformen. Auf diesen wird das Modulmontagesystem befestigt, das die PV-Module trägt. Die Module sind über Kabel mit Wechselrichtern verbunden, die den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Die Verankerung hält das Kraftwerk stabil und sicher auf dem Gewässer. Abbildung 10 stellt ein FPV-Kraftwerk schematisch dar.

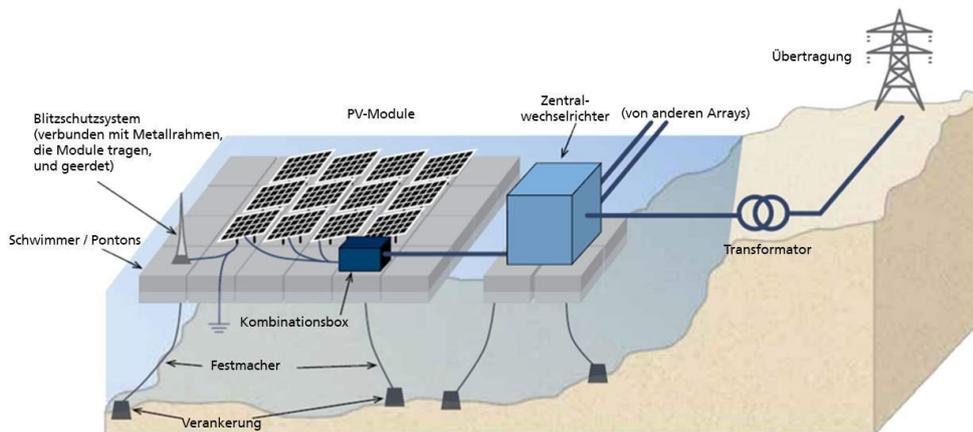


Abbildung 10: Schematische Darstellung einer FPV-Anlage ©World Bank, ESMAP, SERIS

Wie bei allen PV-Anlagen lassen sich auch in der FPV statische und nachgeführte Anlagen anhand ihrer Fähigkeit unterscheiden, dem Verlauf der Sonne zu folgen und die Einstrahlung auf Modulebene zu maximieren.

Statische Anlagen werden mit einer festen Ausrichtung installiert, entweder in Ost-West- oder Süd-Richtung. In Süd-Ausrichtung sind die Module statisch gegen Süden ausgerichtet und erhalten maximale Sonneneinstrahlung während der Mittagsstunden. Die Anlage bringt so zwar das Maximum an Jahresertrag, weist jedoch eine ausgeprägte Erzeugungsspitze am Mittag auf.



Abbildung 11: FPV-Anlage mit Ost-West-Aufständigung ©Zimmermann PV-Stahlbau

In Ost-West-Ausrichtung werden die Modulreihen abwechselnd nach Osten und nach Westen ausgerichtet. In Kombination empfangen sie die Sonneneinstrahlung gleichmäßiger über den Tag, weshalb die Stromerzeugungskurve deutlich flacher ausfällt.

Weil der Verschattungseinfluss in dieser Ausrichtung viel geringer ist, können die Reihenabstände erheblich verringert werden. Damit finden mehr Module auf der

gleichen Fläche Platz, reduzieren aber i.A. stärker den Lichteintrag ins Gewässer als Südaufständigungen, mit Auswirkungen auf die Energiebilanz und das Ökosystem des Gewässers (siehe Abschnitt 5.2). Abbildung 11 zeigt eine Anlage mit statischer Ost-West-Ausrichtung. Vorteile statischer Anlagen sind Einfachheit, geringere Kosten und Wartungsanforderungen. Eine neuartige Sonderform von Float-basierten FPV-Systemen stellen vertikale Anlagen dar. Hierbei werden die PV-Module in vertikaler Anordnung mithilfe entsprechender Rahmen direkt auf kleinen Schwimmkörpern montiert. Durch ein im Wasser befindliches Gegengewicht wird ein Kippen der Module auf die

Wasseroberfläche verhindert. Eine Beweglichkeit der Module mit Kippunkt um die Schwimmkörper-Achse ist jedoch erwünscht, um angreifende Windlasten abzuschwächen. Eine solche vertikale Anlagenvariante bietet den Vorteil, dass eine bedeutend größere Seefläche mit Modulen belegt werden kann, bis die in Deutschland gesetzlich vorgegebene Obergrenze von 15 % Belegungsgrad erreicht wird. Durch die vertikale Anordnung wird pro Modul in Relation zu herkömmlich installierten Anlagen nur ein Bruchteil der Seefläche benötigt. Der Einfluss dieser speziellen Form auf das Gewässer bedarf weiterer Untersuchungen.

Nachgeführte Anlagen passen die Position der Module mit einem einachsigen oder zweiachsigen Tracker an den Sonnenstand an. Ein einachsiger Tracker dreht die PV-Module entlang einer einzigen Achse, normalerweise in Nord-Süd-Richtung, um den Sonnenstand (Stundenwinkel) zu verfolgen. Dies ermöglicht eine optimierte Ausrichtung der Module, um die Leistung zu steigern. Ein zweiachsiger Tracker bewegt die Module sowohl entlang einer horizontalen als auch einer vertikalen Achse. Dadurch kann eine durchgängig optimale Ausrichtung der Module auf die Sonne beibehalten werden, was zu einer weiteren Steigerung der Energieerzeugung führt. Speziell bei FPV kann die Azimutnachführung über eine Drehung der ganzen Plattform realisiert werden, sodass nicht jedes Modul oder jede Modulreihe einen eigenen Nachführmechanismus benötigt.

Nachgeführte schwimmende PV-Anlagen bieten den Vorteil eines erhöhten Jahresstromertrags und eines gleichmäßigeren Erzeugungsprofils über den Tag. Sie sind besonders effektiv in Gebieten mit höherem Anteil an direkter Solarstrahlung. Allerdings sind nachgeführte Anlagen komplexer in Design, teurer in der Anschaffung, erfordern mehr Wartungsaufwand und könnten zusätzliche Belastungen für die Struktur der schwimmenden Plattform darstellen.

Die übliche Belegungsichte ist bei FPV höher als bei PV-Anlagen an Land in Süd-Ausrichtung, was sich positiv auf die FPV-Potenziale auswirkt. In den meisten wissenschaftlichen Studien wird die Belegungsichte von FPV zwischen 1,0 und 1,5 MW_p/ Hektar (ha) eingeordnet [17] [18] [19] [20]. Diese liegt damit im Schnitt höher als die Belegungsichte von Freiflächenanlagen, welche bei ca. 1 MW_p /ha liegt [19].

2.1 Unterkonstruktion

Die PV-Module befinden sich auf einer schwimmenden Unterkonstruktion. Diese setzt sich meist aus vielen einzelnen Schwimmkörpern (sog. Floats) zusammen. Die Schwimmkörper sorgen für Auftrieb und bestehen meist aus synthetischen Polymeren (Hochleistungskunststoffen) wie z. B. High-density Polyethylen (HDPE). Systeme mit starren Schwimmkörpern verfügen zusätzlich über eine Unterkonstruktion, die in der Regel aus metallischen Werkstoffen wie Stahl oder Aluminium besteht und die Verbindung der Schwimmkörper untereinander sowie die Befestigungsgrundlage für die Solarmodule und weiteren technischen Komponenten bietet.

Neben den floatbasierten Systemen sind außerdem membranbasierte Systeme zu nennen. Abbildung 12 zeigt eine solche Anlage. Die Membran wird auf der Wasseroberfläche platziert und kann durch ihre Flexibilität den natürlichen Bewegungen des Wassers folgen.



Abbildung 12: Membranbasierte FPV-Anlage ©Ocean Sun

Die Membran wird so konzipiert, dass sie schwimmfähig ist und die Last der PV-Module tragen kann, während sie gleichzeitig stabil genug ist, um den Witterungsbedingungen standzuhalten. Die flache Membran kann aus verschiedenen Materialien hergestellt werden, darunter Kunststoffe oder Verbundwerkstoffe. Sie wird so gestaltet, dass sie leicht zu installieren ist und eine ebene und stabile Oberfläche für die Befestigung der PV-Module bietet. Die Module werden flach auf die Membran aufgebracht. Eine membranbasierte Unterkonstruktion kann aufgrund geringeren Material- und Installationsaufwands kostengünstiger ausfallen als herkömmliche Unterkonstruktionen. Membranbasierte Unterkonstruktionen bieten insbesondere bei Offshore-Anwendung durch ihre Flexibilität große Vorteile. Die Membran mit den einzeln angebrachten Solarmodulen kann Wellenbewegungen folgen und somit einen Großteil der wirkenden Wellen- und Windkräfte durch Bewegung abfangen. Auf diese Weise kann das Gesamtsystem bei gleichbleibender Wetterbeständigkeit leichter ausgelegt werden als vergleichbare Pontonsysteme. Die Anforderungen an das Verankerungssystem sind somit geringer, was erhebliche Kosteneinsparungen ermöglicht. Besonders bei Offshore-FPV-Systemen trägt die Verankerung maßgeblich zu den Gesamtkosten der Anlage bei, da sie schwerer umsetzbar ist als bei Binnengewässern.

2.2 Module und Modulmontage

Auf der Unterkonstruktion wird das Modulmontagesystem befestigt, um die PV-Module zu installieren. Die Montageschienen werden mithilfe von Befestigungsklemmen oder Schrauben an der Montageoberfläche fixiert. Montageschienen sind langlebige Aluminium- oder Stahlprofile, die als Grundstruktur dienen und die Solarmodule tragen. An den Montageschienen werden Modulklemmen befestigt, die die Module aufnehmen. Mittelklemmen werden zwischen den benachbarten Solarmodulen entlang der Montageschienen platziert, um die Module in Position zu halten und eine gleichmäßige Abstandhaltung zu gewährleisten. Sie dienen dazu, die Solarmodule vertikal auszurichten und zu stabilisieren, um ein Durchhängen oder Verwinden zu verhindern.

Der Anstellwinkel der PV-Module variiert je nach Standort und Konfiguration. Speziell bei der FPV muss hier ein Kompromiss zwischen optimaler Sonnenausrichtung und Verringerung der Windlasten gefunden werden. Typische Neigungswinkel von kommerziellen FPV-Anlagen befinden sich zumeist zwischen 0 und 15°. An windexponierten Standorten kann dies geringer ausfallen, wohingegen bei windärmeren Standorten auch Neigungswinkel von über 30° möglich sind.

Für die PV-Module ergeben sich bei der Installation in FPV-Kraftwerken spezifische Anforderungen, die in diesen Anlagen berücksichtigt werden müssen. Die Module sollten eine hohe Wasserbeständigkeit aufweisen, um Korrosion und Schäden durch Feuchtigkeit zu vermeiden. Dies erfordert eine sorgfältige Abdichtung der Module und ihrer elektrischen Anschlüsse, um das Eindringen von Wasser zu verhindern. Außerdem müssen die Module robust und mechanisch stabil sein, um den Einwirkungen von Wind, Wellen und anderen Umweltfaktoren standzuhalten. Sie müssen in der Lage sein, sich an die Bewegungen des Wassers anzupassen und gleichzeitig ihre strukturelle Integrität zu erhalten. Weiterhin sollten die Module ein geringes Gewicht aufweisen, um die Belastung der schwimmenden Strukturen zu minimieren und die Stabilität der Anlage zu erhöhen.

Verschiedene Modultechnologien werden in schwimmenden PV-Kraftwerken eingesetzt, um diesen Anforderungen gerecht zu werden:

Glas-Glas-Module: Diese Module bestehen aus zwei Glasschichten, die die PV-Zellen mit dem Einkapselungsmaterial einschließen. Abhängig von Glasstärke und Materialqualität bieten sie eine hohe mechanische Stabilität und UV-Beständigkeit. Ein zusätzlicher Rahmen erhöht die mechanische Festigkeit und schützt die Modulkanten.

Flexible Dünnschichtmodule: Dünnschichtmodule, bspw. auf Basis von amorphem Silizium (aSi) oder CIGS-Technologien, mit flexiblen Deckschichten bieten geringes Gewicht und erhöhte Flexibilität.

Die Auswahl der geeigneten Modultechnologie für schwimmende PV-Kraftwerke hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der spezifischen Anforderungen des Projekts, der Umgebungsbedingungen und der gewünschten Leistung und Betriebsdauer der Anlage. Bei Onshore-FPV-Anlagen müssen PV-Module robust gegenüber erhöhten Feuchtigkeitsbelastungen und Temperaturschwankungen ausgelegt sein. Wind- und Wetterereignisse können je nach Standort erhebliche mechanische Belastungen verursachen. Maßnahmen wie der Schutz der Anlagen durch die Installation zusätzlicher Wellenbrecher werden häufig umgesetzt.

Für Offshore-FPV-Systeme gelten besonders hohe Anforderungen an die Beständigkeit der Module. Diese müssen sowohl stärkeren mechanischen Spannungen als auch langfristiger Salzwasserkorrosion widerstehen. Es empfiehlt sich daher, Module zu wählen, die nach IEC 61701 auf ihre Widerstandsfähigkeit gegenüber Salznebel getestet wurden und speziell für den Offshore-Einsatz geeignet sind [21]. Zunehmend rücken auch Dünnschichtmodule in den Fokus, da sie aufgrund ihrer höheren Flexibilität mechanischen Belastungen wie Wellenbewegungen besser folgen können als konventionelle kristalline Siliziumzellen.

2.3 Kabel und Wechselrichter

Die elektrische Auslegung muss strenge Sicherheitsstandards erfüllen, um das Risiko von Kurzschlüssen, Überlastungen oder anderen elektrischen Gefahren zu minimieren. Dies umfasst die Verwendung von wasserdichten Gehäusen, Sicherheitsvorkehrungen und Isolierungsmaterialien, um einen sicheren Betrieb des Systems zu gewährleisten.

Schwimmende PV-Kraftwerke können aus mehreren schwimmenden Plattformen bestehen, die miteinander verbunden sind. Die elektrische Verschaltung sollte daher modular gestaltet sein, um die Integration und Skalierbarkeit des Systems zu erleichtern. Dies ermöglicht auch eine einfachere Wartung und Fehlerbehebung.

Die Wechselrichter können bei einer FPV-Anlage am Ufer des Gewässers platziert werden oder – bei größeren Kraftwerken – auch direkt auf der schwimmenden Plattform. Der

erzeugte Strom gelangt über Gleichstrom- (DC) oder Wechselstrom- (AC) Kabel an Land, die sich ebenfalls auf Floats befinden oder am Gewässergrund verlaufen können.

Die Platzierung der Wechselrichter in FPV-Kraftwerken ist eine entscheidende Designentscheidung, die von verschiedenen Faktoren beeinflusst wird. Eine wesentliche Überlegung ist, dass die Wechselrichter in der Nähe der PV-Module platziert werden müssen, um den Gleichstrom (DC) von den Modulen in Wechselstrom (AC) umzuwandeln und Verluste zu minimieren. Durch die Platzierung der Wechselrichter auf der schwimmenden Plattform kann die Länge der stärker verlustbehafteten Gleichstromkabel minimiert werden, da der Gleichstrom nur über kurze Entfernungen transportiert werden muss. Dies führt zu einer effizienteren Energieübertragung und erhöht die Gesamtleistung des Systems.

Ab einer gewissen Anlagengröße kann es sinnvoll sein, die Modularität durch Platzierung der Wechselrichter auf den schwimmenden Plattformen zu erhöhen.

Das bedeutet, dass die Anlage leicht erweitert oder verkleinert werden kann, indem weitere schwimmende Teilplattformen mit Modulen und den dazugehörigen Wechselrichtern hinzugefügt oder entfernt werden. Dies ermöglicht eine dynamische Anpassung der Anlage an sich ändernde Anforderungen und Bedingungen. Diese flexible Skalierbarkeit kann Effizienz und Wirtschaftlichkeit schwimmender PV-Anlagen erhöhen.

2.4 Verankerung

Die Verankerung kann sowohl am Ufer als auch dem Gewässergrund stattfinden (Abbildung 13). Die Verankerung am Gewässergrund ist oftmals kostenintensiver, kann sich aber bis in Tiefen von 150 Meter als wirtschaftlich erweisen.

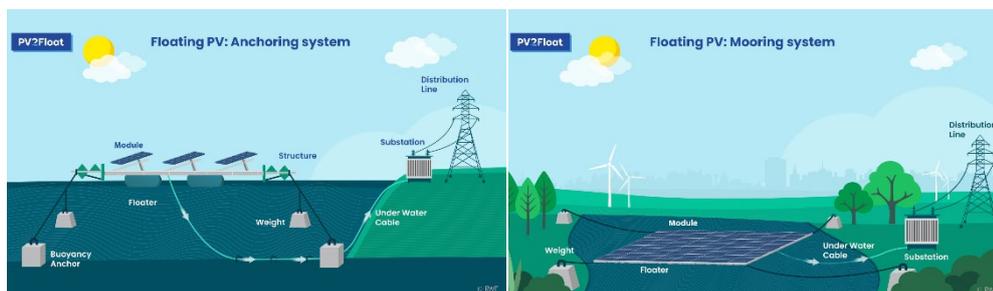


Abbildung 13: Typische Verankerungssysteme am Gewässerboden (rechts) und am Land (links)
©RWE

Abbildung 14 gibt einen Überblick über Verankerungstypen. Die Kraftwerke sind in der Regel fest verankert, können jedoch auch mit flexiblen Vertäuungen befestigt werden, um beispielsweise Wasserspiegelschwankungen auszugleichen. In Abhängigkeit von den eingesetzten Komponenten ergibt sich dadurch ein variierender Spielraum für Bewegungen. Bei der sog. Azimutnachführung bewegen sich die PV-Module entlang der Azimutrichtung, um die Sonnenposition über den Tag horizontal zu verfolgen. In einem solchen System muss die Verankerung flexibel sein, um die Drehung der gesamten schwimmenden Plattform zu ermöglichen.

Eine Möglichkeit sind **schwerkraftbasierte Anker**, die durch ihr Gewicht auf dem Gewässergrund ruhen und das schwimmende PV-System stabilisieren. Diese Anker sind oft massive Betonblöcke oder Stahlkonstruktionen, die auf dem Boden platziert werden und durch ihr Eigengewicht für eine sichere Verankerung sorgen.

Eine weitere Verankerungsmethode sind **eingebettete Anker**, die in den Gewässergrund eingelassen werden. Diese Anker bestehen typischerweise aus Stahl oder Beton und werden mithilfe von Spezialequipment in den Boden eingetrieben oder gebohrt.

Durch ihre feste Verbindung mit dem Gewässergrund bieten sie eine stabile Basis für das schwimmende PV-System.

Zuganker sind eine weitere Möglichkeit, schwimmende PV-Systeme zu verankern. Diese Anker bestehen aus starken Stahlseilen oder Ketten, die von dem PV-System zum Gewässergrund oder zu Ankerpunkten am Ufer verlaufen. Sie dienen dazu, das System in Position zu halten und es vor der Bewegung durch Strömungen oder Wellen zu schützen. Zuganker können entweder temporär oder dauerhaft installiert werden und bieten eine flexible Verankerungslösung.

Zusätzlich zur Verankerung im offenen Gewässer kann auch eine **Uferverankerung** verwendet werden. Diese Methode beinhaltet die Befestigung des PV-Systems an festen Strukturen entlang des Ufers, wie z. B. Anlegestellen, Pfeiler oder Uferbefestigungen. Uferverankerungen bieten eine stabile und leicht zugängliche Verankerungslösung, insbesondere in flachen Gewässern oder in der Nähe der Küste.

Insgesamt ist die Auswahl der Verankerungsmethode für schwimmende PV-Systeme von entscheidender Bedeutung für ihre Stabilität, Sicherheit und Leistungsfähigkeit. Durch die Berücksichtigung der lokalen Gewässerbedingungen, der Konstruktionspräferenzen und der langfristigen Anforderungen kann eine geeignete Verankerungslösung ausgewählt werden, um die Zuverlässigkeit und Effizienz des PV-Systems zu maximieren.

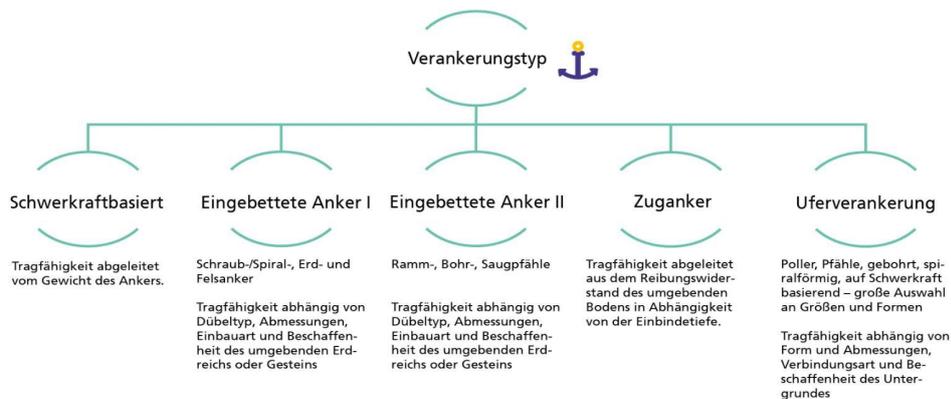


Abbildung 14: Verankerungstypen bei FPV-Anlagen ©Fraunhofer ISE

3 Planung und Betrieb

3.1 Standortfaktoren

Der ideale Standort für eine FPV-Anlage sollte ausreichend Sonneneinstrahlung und ein günstiges lokales Klima bieten. Falls eine Netzeinspeisung geplant ist, muss ein zugänglicher Netzanschlusspunkt vorhanden sein. Das Gewässer sollte mittlere Wassertiefen aufweisen: Es darf nicht zu flach sein, damit die Anlage bei Dürreperioden nicht auf Grund läuft, und nicht zu tief, um die Kosten für die Verankerung nicht unnötig zu erhöhen. Zudem sollte die FPV-Anlage nicht mit anderen Nutzungen der umliegenden Wasseroberfläche konkurrieren. Schließlich müssen geeignete regulatorische Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines FPV-Projektes gegeben sein [21].

Bei der Standortwahl sind folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Sonneneinstrahlung und Verschattung
- Lokale Klimabedingungen (wie z.B. Windrichtung und -geschwindigkeiten)
- Verfügbare Wasseroberfläche und deren Form
- Beschaffenheit und Form des Untergrunds
- Erwartete Wasserstände und Wellenhöhen
- Infrastruktur: Netzanschluss, Zugangsstraßen, Standorte für Wechselrichter und Transformatoren
- Zugangsrechte, Genehmigungen und rechtliche Vorschriften

Die geographische Lage bzw. die Klimazone, in der sich das Gewässer befindet, bestimmt (thermo-)mechanische Beanspruchungen und ist daher entscheidend für die Wahl des Systemdesigns. Die wichtigsten Belastungsfaktoren sind, je nach Standort, Wind und Wellen. Die vorherrschende Windrichtung sollte sowohl für extreme Böen als auch für die mittlere Windgeschwindigkeit ermittelt werden. Dies ist besonders wichtig in sturmgefährdete Regionen. Wellenlasten sind unter Berücksichtigung der Wasserströmungen, der Windlauflänge und gegebenenfalls der Gezeiten zu untersuchen. Bei alpinen Seen und Gewässern in höheren Breiten muss ein saisonales Gefrieren berücksichtigt werden. Auf Basis dieser ersten Überlegungen kann eine Vorauswahl der Schwimmkörper und des Verankerungssystems getroffen werden.

Für die Positionierung der schwimmenden Unterkonstruktion und die Auslegung der Verankerungssysteme muss die Bathymetrie analysiert werden. Bathymetrie beschreibt die Topographie des Gewässerbodens, einschließlich Größe, Form und Isobathen. Ein bathymetrischer Bericht enthält eine topographische Karte, Bohrprotokolle und ein detailliertes Relief des Gewässerbettes. Bathymetrische Vermessungsraster haben typischerweise Auflösungen von 100 x 100 Metern bis zu 2 x 2 Metern. Je nach Größe des Gewässers kann es sinnvoll sein, die erste Analyse mit geringerer Auflösung durchzuführen und anschließend die identifizierten geeigneten Gebiete detaillierter zu untersuchen [21].

3.2 Stromertrag

3.2.1 Einflussfaktoren und Prognose

Die Prognose und Bewertung des Stromertrags von FPV-Anlagen erfordern die Berücksichtigung mehrerer Faktoren, die die Leistung beeinflussen. Dazu gehören Einstrahlung, Abschattung, Schmutz, Schnee, Abweichungen von Standardbedingungen, Fehlanpassung, Verluste innerhalb der PV-Anlage sowie Wechselrichter- und Transformatorverluste. Das Verständnis und die Optimierung dieser Faktoren sind entscheidend für die Stromertragsmaximierung bei PV-Anlagen. Der folgende Abschnitt beschreibt die Faktoren, die bei der Prognose der PV-Performance berücksichtigt werden.

Einstrahlung auf Modulebene: Diese wird durch getrennte Berechnung der direkten und diffusen Strahlung in der horizontalen Ebene ermittelt. Bei dieser Berechnung werden der Sonnenstand und die Ausrichtung der Module berücksichtigt. Die auf die Moduloberfläche treffende Globalstrahlung wird z.B. mit Hilfe des Perez-Modells [22] bestimmt, um die direkten und diffusen Komponenten zu kombinieren.

Verschattungsverluste: Berücksichtigt werden Verluste durch Horizont-, Reihen- und Objektverschattung. Die Horizontabschattung wird durch umliegende Berge und Hügel verursacht und anhand des digitalen Höhenprofils des Standorts abgeschätzt. Reihenabschattung tritt bei sehr geringen Modulreihenabständen auf. Zur Schätzung der Verluste werden der Abschattungswinkel und der Abstand der Module verwendet. Objektverschattung wird durch nahegelegene Objekte wie Bäume oder Gebäude verursacht. Für jede Verschattungsart werden – als Funktion des Sonnenstands - in der Simulation die Verluste als Funktion des Zeitschritts anhand des Azimut- und Elevationswinkels ermittelt.

Soiling: Die Ertragsverluste durch Schmutz und Schnee auf der Moduloberfläche sind bei Neigungswinkeln von mehr als 15° auf ein halbes Prozent begrenzt, da in Deutschland davon ausgegangen wird, dass die Module durch Niederschlag gereinigt werden. Dieser Wert kann sich jedoch bei unzureichender Niederschlagsintensität oder -häufigkeit sowie landwirtschaftlicher oder sonstiger intensiver Nutzung der Fläche um die PV-Anlage erhöhen. In Extremfällen sind Leistungsverluste von mehr als vier Prozent zu erwarten. Diese Verluste hängen also primär von Standort und Reinigungskonzept ab. Eine besondere Herausforderung stellt Vogelkot dar, der PV-Module beschädigen und zur sog. Hotspot-Bildung führen kann, welche mit hohen Ertragsverlusten einhergeht. Die Module sollten daher regelmäßig auf Verschmutzungen überprüft und umgehend gereinigt werden.

Abweichungen von Standardtestbedingungen: Die im Datenblatt eines Solarmoduls angegebene Leistung basiert auf Messungen unter Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions, STC). Die tatsächlichen Umgebungsbedingungen können jedoch zusätzliche Verluste verursachen. Reflexionsverluste aufgrund nicht senkrecht einfallender Strahlung werden für diffuse und direkte Strahlung getrennt berechnet. Für die diffuse Komponente werden konstante Reflexionsverluste angenommen. Die spektralen Verluste werden technologieabhängig von der gesamten jährlichen Sonneneinstrahlung auf die Module abgezogen. Der Wirkungsgrad von Solarmodulen hängt neben der Bestrahlungsstärke u.a. auch von der Betriebstemperatur ab. Wenn die Modultemperatur von der unter STC (25 °C) abweicht, weicht auch die erzeugte Leistung in der Regel von der Nennleistung ab. Diesen Zusammenhang bildet der Temperaturkoeffizient ab, den das Modell zur Berechnung verwendet.

Mismatch-Verluste: Mismatch-Verluste entstehen, wenn Module unterschiedlicher Leistungsklassen, Ausrichtungen oder Neigungen an denselben Strang angeschlossen werden. Weitere Faktoren, die zum gesamten Mismatch-Verlust beitragen, sind Temperaturunterschiede innerhalb eines Modulstrings und unterschiedliche Kabellängen zu unterschiedlich weit entfernten Teilen des Kraftwerks.

Kabelverluste: Übertragungsverluste beim Stromtransport können anhand der Kabellängen und -querschnitte ermittelt werden. Üblicherweise liegen die Verluste im niedrigen einstelligen Prozentbereich.

Wechselrichterverluste: Die Wechselrichterverluste in einer PV-Anlage setzen sich aus Wirkungsgradverlusten, Leistungsbegrenzungsverlusten, Blindleistungsverlusten und AC-Leistungsdrosselungsverlusten zusammen und liegen bei etwa ein bis zwei Prozent.

Transformatorverluste: Hier spielt eine Rolle, ob in Mittel- oder Hochspannung umgewandelt werden soll. Generell kann von Verlusten von weniger als einem Prozent ausgegangen werden.

3.2.2 FPV-spezifische Faktoren

Der Ertrag von PV-Anlagen hängt maßgeblich von der Betriebstemperatur der Module ab. Auf Seen ist eine natürliche Modulkühlung durch das Wasser und tendenziell höhere Windgeschwindigkeiten als an Land möglich, sodass höhere Stromerträge als bei vergleichbaren Landanlagen zu erwarten sind [23].

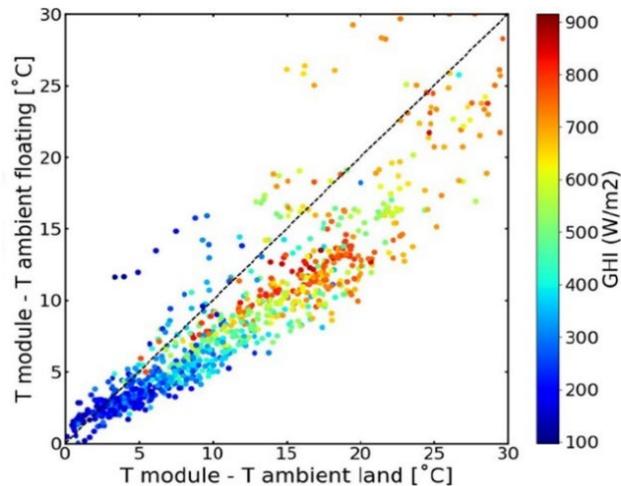


Abbildung 15: Vergleich der Modulübertemperaturen einer FPV-Anlage mit denen einer konventionellen Anlage ©Dörenkemper et al. [23]

Hierbei hat, neben der Entfernung der Module zur Wasseroberfläche, auch die Windzirkulation unterhalb der Module einen Effekt auf die Modultemperatur. Die Ertragssteigerung durch den Kühleffekt liegt in Abhängigkeit des Systemdesigns im Vergleich zu konventionellen PV-Anlagen in Deutschland bei wenigen Prozent. Mit steigender globaler horizontaler Einstrahlung kann sich der Kühleffekt verstärken, weshalb in ariden Gebieten mit einem höheren Kühleffekt zu rechnen ist.

Zahlreiche Untersuchungen befassen sich mit dem Kühleffekt. Dabei wurden FPV-Systeme in zwei Gruppen unterteilt, abhängig davon, ob die Rückseite des Moduls mit Luft oder Wasser in Berührung kommt. Insbesondere wurden wassergekühlte FPV-Module mit ihren luftgekühlten Äquivalenten verglichen. Eine Studie [24] ergab, dass wassergekühlte Module über einen Zeitraum von sechs Monaten 5 bis 7 Prozent höhere Erträge erzielten als horizontal montierte Module, die 32 mm über der Wasseroberfläche installiert waren.

Eine Untersuchung [25] stellte einen Temperaturunterschied von 3,5 °C zwischen einem FPV-System und einem landbasierten PV-System fest, was zu einem um fast zwei Prozent höheren Wirkungsgrad führte. Der Verdunstungseffekt sowie erhöhte Windgeschwindigkeiten kühlen die Unterseite der Module, wodurch die Betriebstemperaturen gesenkt werden [26].

Es ist jedoch zu beachten, dass Forschungsarbeiten zum thermischen Verhalten von FPV-Modulen oft standort- oder konstruktionsspezifisch waren, was allgemeingültige Schlussfolgerungen erschwert. Um ein besseres Verständnis der Kühlmechanismen und Einflussfaktoren zu erlangen, sollten mehr Fallstudien und Modelle zum thermischen Verhalten von FPV-Modulen zu aufgestellt werden. Zudem sind aufgrund des Einflusses der Wetterbedingungen auf die Wärmeübertragung längere Versuchszeiträume erforderlich, um Schlussfolgerungen auf Grundlage kurzer Zeiträume zu vermeiden.

Eine umfassende Literaturübersicht zu FPV-Systemen [27] präsentiert bestehende Modelle und diskutiert experimentelle Ergebnisse. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass

weitere experimentelle und vergleichende Studien angesichts der relativen Neuartigkeit der Technologie und der Vielfalt der verfügbaren Konstruktionen notwendig sind. Die Studie des Fraunhofer ISE [28] zeigt, dass maßgeschneiderte Modellierungsansätze erforderlich sind, um die Modultemperaturen in FPV-Systemen genau vorherzusagen, da Modelle für Freiflächenanlagen oft die komplexen thermischen Dynamiken dieser Installationen nicht erfassen können. Eine Verfeinerung der Modellparameter mit FPV-spezifischen Datensätzen hat jedoch zu einer signifikanten Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit geführt.

Insbesondere auf größeren Gewässern und unter Salzwasserbedingungen werden die Auswirkungen der Wellenbewegung auf die Leistung und den Ertrag von PV-Modulen als zunehmend relevant eingeschätzt, insbesondere durch den sog. wave-induced mismatch, also den welleninduzierten Mismatch.

Jüngste Forschungsarbeiten konzentrieren sich darauf, zu untersuchen, ob die unterschiedlichen Belastungen der Module durch die Wellenbewegung zu Modulschäden und einem geringeren Wirkungsgrad führen können. Während die meisten bestehenden schwimmenden FPV-Projekte in relativ ruhigen Gewässern installiert wurden, werden in Zukunft vermehrt Nearshore- und Offshore-FPV-Systeme installiert, bei denen Wellenbewegungen Lichtabsorption und Mismatch der Module beeinflussen und damit Erträge stärker fluktuieren lassen. Das Verständnis der Beziehung zwischen Wellenbewegung und Modulertrag ist entscheidend, um die Technologie zu optimieren, die Auswirkungen von wellenbedingtem Stress zu reduzieren und Stromerträge zu maximieren. Ein von der Firma TNO entwickeltes Modell ermöglicht es, diese wellenbedingten Mismatch-Verluste auf Jahresbasis zu berechnen, die je nach Standort variieren können. An Orten mit extremer Wellenintensität können sie bis zu 9 Prozent betragen, während sie an Standorten mit mittlerer Intensität nur etwa 3 Prozent ausmachen. Das Verhältnis von Wellenhöhe zu Wellenlänge beeinflusst diese Verluste ebenfalls maßgeblich. Dennoch können Gegenmaßnahmen und Mikro-Wechselrichter an den einzelnen Paneelen dazu beitragen, diese Verluste zu verringern [29].

Eine weitere Studie [30] untersuchte die Auswirkungen der Wellenbewegung auf die Sonneneinstrahlung von Offshore-Photovoltaikanlagen. Simulationen können die entstehenden Verluste abschätzen und zeigen, dass Rollbewegungen erhebliche Auswirkungen auf die Sonneneinstrahlung haben können, da sie sowohl die Modulneigung als auch -ausrichtung der PV-Module verändern. Diese Erkenntnisse verdeutlichen die Bedeutung der Berücksichtigung von Wellenbewegungen bei der Planung und Optimierung von Offshore-Photovoltaikanlagen.

3.3 Sicherheit

Die elektrische Sicherheit von schwimmenden PV-Anlagen ist von entscheidender Bedeutung, da die Anlagen in der Nähe von Wasser betrieben werden. Um das Risiko von Stromschlägen oder anderen elektrischen Gefahren zu minimieren, müssen strenge Sicherheitsstandards eingehalten werden. Dazu gehören die Verwendung von isolierten elektrischen Komponenten, die ordnungsgemäße Erdung der Anlage und die Installation von Fehlerstromschutzschaltern (RCDs) zur Überwachung von Leckströmen. Darüber hinaus müssen die Solarmodule und Verkabelungen vor Feuchtigkeit, Korrosion und anderen Umwelteinflüssen geschützt sein, um eine zuverlässige Leistung und Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Zur Wartung müssen die allgemeinen PV-Wartungspraktiken und -verfahren nach IEC 62446-2 [31] befolgt werden. Zusätzliche FPV-Betriebs- und Wartungs- (O&M) -Verfahren, -Techniken und -Kompetenzen müssen festgelegt werden, um Betriebszuverlässigkeit, Langlebigkeit, Sicherheit und Effizienz zu gewährleisten. Diese umfassen beispielsweise die elektrischen Komponenten, das Verankerungssystem, die schwimmende Unterkonstruktion. Die Überwachungspraktiken sollten gemäß IEC 61724-1 durchgeführt werden.

Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltrisiken (HSE) in FPV-Projekten müssen mit den folgenden Dokumenten identifiziert und verwaltet werden:

- HSE-Risikobewertung
- HSE-Managementplan
- Brandschutzplan
- Plan zur Anlagenextraktion bei Unfällen

Die größte schwimmende PV-Anlage Japans in Yamakura, mit einer installierten Leistung von 13,7 MW, bietet ein gutes Beispiel für die Anpassung von Sicherheitsmaßnahmen: Sie geriet nach dem Taifun Faxai (mit Windgeschwindigkeiten über 120 km/h) im September 2019 in Brand [32]. Als Hauptursachen des Unfalls wurden die Inselgröße und -form, die Spannungskonzentrationslast sowie bei der Dimensionierung zu niedrig ange-setzte Sicherheitsfaktoren identifiziert. Während der Rekonstruktion wird die Anlage daher in kleinere Inseln mit quadratischer Form aufgeteilt, um Spannungskonzentrationen zu vermeiden. Es wird deutlich, wie wichtig es ist, die richtigen Sicherheitsvorkehrungen, zu treffen.

In Bezug auf die mechanische Sicherheit müssen schwimmende PV-Anlagen robust gebaut sein, um den Einflüssen von Wind, Wellen und anderen Umweltbedingungen standzuhalten. Die Konstruktion der schwimmenden Plattformen erfordert eine sorgfältige Dimensionierung und Verankerung, um eine stabile Positionierung der Solarmodule auf dem Wasser zu gewährleisten. Es ist wichtig, dass die Struktur aus hochwertigen Materialien gefertigt wird und regelmäßig auf Schäden oder Verschleiß überprüft wird. Zusätzlich müssen schwimmende PV-Anlagen so konzipiert sein, dass sie den örtlichen Bau-bestimmungen und Umweltauflagen entsprechen, um Umweltverschmutzung und potenzielle negative Auswirkungen auf die umliegende Ökologie zu minimieren.

Um elektrische und mechanische Sicherheitsrisiken bei schwimmenden PV-Anlagen zu minimieren, ist eine gründliche Planung, Konstruktion und Überwachung erforderlich. Dies erfordert die Zusammenarbeit verschiedener Fachkräfte, darunter Ingenieure, Elektriker, Bauunternehmer und Umweltschutzexperten. Durch eine ganzheitliche Herangehensweise können potenzielle Risiken frühzeitig identifiziert und wirksame Sicherheitsmaßnahmen implementiert werden, um eine sichere und zuverlässige Leistung der schwimmenden PV-Anlagen zu gewährleisten.

4 Nachhaltigkeit der FPV-Technologie

Die FPV-Technologie weist ein signifikantes Potenzial zur Förderung nachhaltiger Energieerzeugung auf, erfordert jedoch eine umfassende Analyse der ökologischen, wirtschaftlichen und sozialen Dimensionen, um ihre Nachhaltigkeit ganzheitlich zu bewerten.

4.1 Wirtschaftlichkeit

4.1.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Kosten einer FPV-Anlage unterteilen sich in Investitionskosten (Capital Expenditures, CAPEX), Betriebs- und Verwaltungskosten (Operational Expenditures, OPEX) sowie evtl. anstehende Rückbaukosten. Die spezifischen Kosten (pro kW_p) für Investition, Betrieb und Wartung sowie Stromgestehungskosten sind standort- und designabhängig und sinken in der Regel mit steigender Anlagengröße. Fundierte quantitative Aussagen hierzu sind aktuell schwer treffen, da gerade in Deutschland bis dato nur wenige Anlagen umgesetzt sind und die Datenverfügbarkeit schlecht ist. Im Folgenden wird eine Grobabschätzung der zu erwartenden Kosten vorgenommen (Tabelle 1).

Komponente	Kosten	Quellenangabe
PV-Module	285 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert (Stand 2022)
Wechselrichter	37 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert
Unterkonstruktion	259-1.200 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert;[33] [34] [35]
Verankerung	83-162 €/kW _p	[35] [34]
Elektrik	144 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert;[33]
Projektentwicklung	66 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert;[33]
Installation	110 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert;[33]
Netzanschluss	76 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert
Sonstige	48 €/kW _p	[33] [34]
CAPEX in Summe	1.108-2.130 €/kW _p	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert
OPEX	14-17 €/(kW _p *a)	Realdaten eigener Erhebung, aggregiert

Tabelle 1: Schätzwerte der Kostenkomponenten für FPV

Die angesetzten Werte basieren teils auf Literaturrecherche [24] [25] [26] [27], teils auf eigens durchgeführten Realdatenerhebungen. Da die Datenlage zur ökonomischen Performance der integrierten PV noch dünn ist, müssen stellenweise aus Freiflächen-PV bekannte Werte sinnvoll übertragen und angepasst werden.

Die Kosten für einzelne Komponenten variieren je nach Anlagenkonfiguration. Bei nachgeführten Anlagen erhöhen sich die Kosten für Verankerung und ggf. Unterkonstruktion.

Die OPEX beinhalten jährliche Kosten für Überwachung, Monitoring, kaufmännische Betriebsführung, Rückstellung für zu ersetzende Wechselrichter und Reparaturen. Auch hier sind bei nachgeführten Anlagen aufgrund der technischen Komplexität und damit erhöhtem Wartungsaufwand Mehrkosten zu erwarten.

Wie Abbildung 16 zeigt, macht die Unterkonstruktion neben den PV-Modulen den Hauptteil der Investitionskosten aus.

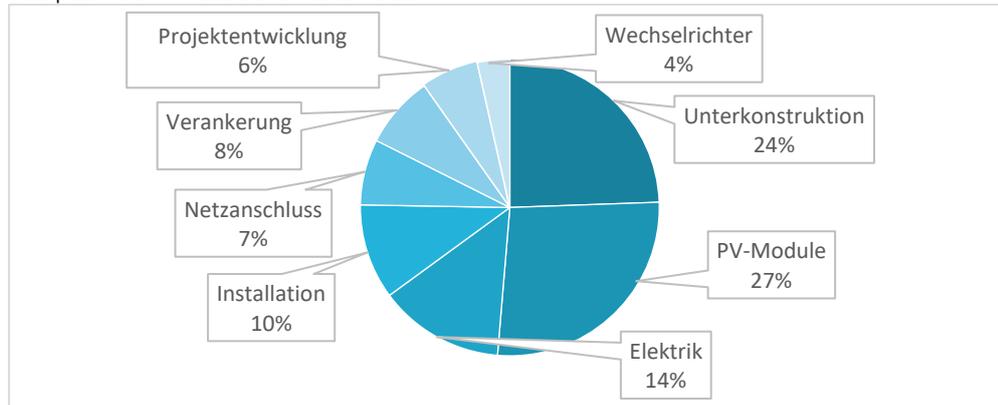


Abbildung 16: Kostenverteilung FPV mit statischer Südausrichtung ©Fraunhofer ISE

Beim Markthochlauf neuer integrierter PV-Technologien spielen Skaleneffekte eine entscheidende Rolle. Diese Effekte treten auf, wenn die Produktionsmenge erhöht wird und die Stückkosten pro Einheit sinken. Durch den Massenmarkt können Hersteller von Spezialkomponenten ihre Produktion effizienter gestalten, indem sie die Fixkosten auf eine größere Anzahl von Einheiten verteilen. Dies senkt die Produktionskosten, womit sich die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie auf dem Markt erhöht. Zudem können Skaleneffekte dazu beitragen, Investitionen in Forschung und Entwicklung zu amortisieren und die Innovationszyklen zu beschleunigen. So können durch Kostensenkung die Verbreitung und Akzeptanz integrierter PV-Technologien beschleunigt werden.

4.1.2 Stromgestehungskosten und Rentabilität

Bei Betrachtung stromerzeugender Technologien gelten die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) als wichtige Kenngröße. Um die LCOE zu bestimmen, werden die über die Lebensdauer des Systems diskontierten Kapital- und Betriebskosten mit dem ebenfalls diskontierten Energieertrag verrechnet. Hierfür wird das Weighted Average Cost of Capital (WACC)-Verfahren angewendet. Die LCOE geben an, wie viel Geld pro Energieeinheit (ct/kWh) investiert werden muss, um diese erzeugen zu können. Damit stellen sie eine Maßgabe dafür dar, welcher Verkaufspreis für die erzeugte Energie erzielt werden muss, damit das Investment sich lohnt.

Als ökonomische Parameter gelten für 2024 ein realer, PV-spezifischer WACC von 2,5 Prozent, sowie eine Inflation von 1,9 Prozent als realistisch. Daraus resultiert die Diskontierungsrate von 4,4 Prozent, mit der über 25 Jahre abgezinst wird [36].

Abbildung 17 veranschaulicht die LCOE verschiedener FPV-Systemkonfigurationen für vier Beispielskonfigurationen. Betrachtet wurden zwei statische (Süd- bzw. Ost-West-ausgerichtet) und zwei nachgeführte Systeme an einem Standort mit einer Jahreseinstrahlung von ca. 1000 kWh/(m²*a). Von den nachgeführten Systemen verfügt eines über eine Azimutnachführung, die durch Drehung der Plattform erfolgt, während das zweite zusätzlich eine Achse der Module selbst nachführt.

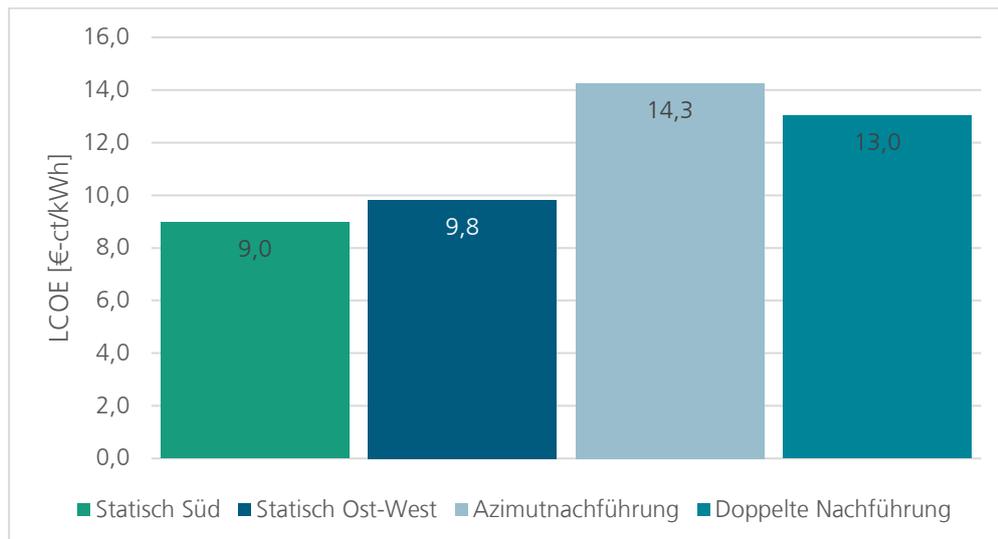


Abbildung 17: LCOE verschiedener FPV-Systemkonfigurationen ©Fraunhofer ISE

Die geringsten LCOE in Höhe von 9 ct/kWh hat das statisch südausgerichtete System. Auf Basis der getroffenen Annahmen ist dieses somit das wirtschaftlich rentabelste System.

Die LCOE des Ost-West Systems liegen trotz vergleichbarer spezifischer Investitions- und Betriebskosten schon merklich höher, da es aufgrund der Ausrichtung weniger Energie erzeugt. Allerdings wird hier der Mehrwert der komplementären Erzeugungsprofile bzw. der Verlust durch Abregelung von Erzeugungsspitzen nicht abgebildet.

Das Azimut-nachgeführte und das doppelt nachgeführte System benötigen zusätzliche Komponenten, um die Tracking-Funktion zu ermöglichen. Das erhöht die Kapitalkosten in beiden Fällen um rund 1.000 €/kW_p. Das Azimut-nachgeführte System kommt auf LCOE von 14,3 ct/kWh. Der zusätzliche Energieaufwand für die Nachführung ist hierbei vernachlässigt, sodass die reale ökonomische Performance etwas schlechter ausfallen würde. Somit ist es mit dem Azimut-nachgeführten System trotz des höheren spezifischen Ertrags nicht möglich, die Zusatzkosten der Nachführung zu kompensieren.

Der maximierte spezifische Ertrag von 1.173 kWh/(kW_p*a) ermöglicht es dem doppelt nachgeführten System, die LCOE trotz zusätzlicher Kosten für die Einzelnachführung der Modulreihen auf 13 ct/kWh zu senken. Eine doppelte Nachführung scheint somit ökonomisch rentabler als die reine Azimutnachführung. Gerade für die technischen Komponenten, die für die Nachführung erforderlich sind, ist es aufgrund mangelnder Umsetzungsbeispiele schwer, die Kosten abzuschätzen. Der Technologiereifegrad der nachgeführten Anlagendesigns, die die Module im Tagesverlauf nach der Sonne ausrichten, ist als eher gering einzustufen. Diese sind in Deutschland in Kombination mit FPV bisher nicht erprobt und erfordern ein hohes Investment. Aus wirtschaftlicher Sicht kann die kommerzielle Umsetzung nachgeführter Anlagen im niedrigen MW_p-Bereich für FPV-Anwendungen zum jetzigen Zeitpunkt daher nicht empfohlen werden.

Die Wirtschaftlichkeit von FPV-Anlagen hängt außerdem vom damit verfolgten Geschäftsmodell ab. Folgender Abschnitt gibt einen Überblick über gängige Konstellationen:

Eigenverbrauch und Netzeinspeisung: Bei diesem Geschäftsmodell wird der erzeugte Strom entweder für den Eigenverbrauch vor Ort genutzt oder in das Stromnetz eingespeist. Beim Eigenverbrauch kann die direkte Nutzung des erzeugten Stroms die Energiekosten senken und die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessern. Bei der Netzeinspeisung hängt die Rentabilität von den Einspeisetarifen ab.

Power Purchase Agreements (PPAs): Dabei schließen Betreiber von FPV-Anlagen langfristige Verträge mit Abnehmern ab, die sich verpflichten, den erzeugten Strom zu einem festgelegten Preis zu kaufen. PPAs bieten Stabilität und Planungssicherheit für die

Einnahmen der Anlagebetreiber und können dazu beitragen, die Finanzierung der Anlage zu erleichtern.

Crowdfunding und Bürgerbeteiligung: Durch die Beteiligung von Investoren und der lokalen Gemeinschaft an der Finanzierung und dem Betrieb von FPV-Anlagen können die Kapitalkosten verteilt und das Risiko für einzelne Investoren reduziert werden. Dies kann die Rentabilität der Anlage verbessern und die Akzeptanz in der Gesellschaft erhöhen.

Hybridisierung mit anderen Technologien: Die Integration von FPV-Anlagen mit anderen Technologien wie Batteriespeichern oder Windkraft kann die Gesamteffizienz und Rentabilität des Energieerzeugungssystems erhöhen. Durch die Kombination verschiedener erneuerbarer Energiequellen kann eine kontinuierliche Stromerzeugung gewährleistet und die Abhängigkeit von einzelnen Energiequellen reduziert werden.

Die Auswahl des geeigneten Geschäftsmodells hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich lokaler Marktbedingungen, regulatorischer Rahmenbedingungen, Finanzierungsmöglichkeiten und den Zielen der Anlagenbetreiber. Ein sorgfältig durchdachtes Geschäftsmodell ist entscheidend für den langfristigen wirtschaftlichen Erfolg von FPV-Anlagen.

4.2 Ökologische Auswirkungen

Die Auswirkungen von FPV-Anlagen auf das aquatische Ökosystem sind bisher nur wenig erforscht. Auch wenn die überwiegende Mehrzahl neuer FPV-Installationen in Europa auf künstlichen Gewässern wie Baggerseen oder Stauseen errichtet werden, bleibt die Umweltverträglichkeit dieser Anlagen ein zentrales Forschungsthema. Die Zahl an Studien in diesem Bereich hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen, jedoch basieren die vorhandenen Untersuchungen meist auf kleinskaligen experimentellen Designs, wohingegen empirische Messdaten und Studien an kommerziellen Anlagen bislang nur punktuell vorliegen. Resultierend aus den bislang wenig erforschten Umweltauswirkungen, existieren in Deutschland nationale gesetzliche Regelungen, welche die maximale Belegung der Wasseroberfläche durch FPV-Anlagen auf 15 Prozent der Wasseroberfläche bei mittlerem Wasserstand begrenzen und einen Mindestabstand von 40 Metern zum Ufer vorschreiben [37]. Die Umweltauswirkungen spielen in Genehmigungsverfahren oftmals eine Schlüsselrolle, da Umweltverträglichkeitsprüfungen oder umfangreiche begleitende Umweltüberwachungen häufig von den Behörden gefordert werden. Je nach Verfahren kann dies deutliche Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten haben. Ein erweitertes Verständnis dieser Auswirkungen durch ein wissenschaftliches Monitoring der Anlagen ist daher von hoher Relevanz für die Weiterentwicklung und Integration von FPV.

FPV-Anlagen können sich auf die abiotischen und biotischen Variablen des Gewässers auswirken. In Abbildung 18 sind einige dieser potenziell beeinflussten Variablen dargestellt. Die Auswirkungen von FPV können divers sein und stehen oftmals in direkter Wechselwirkung miteinander. Zu den Auswirkungen auf fettgedruckte Variablen liegen bereits erste Erkenntnisse vor, die durch verschiedene Studien und praktische Erfahrungswerte gestützt werden. Hinsichtlich der Wechselwirkungen mit anderen Organismen wie beispielsweise Amphibien, Insekten oder Säugern ist der Wissensstand hingegen noch stark begrenzt. Grundsätzlich besteht weiterhin großer Forschungsbedarf bezüglich der Auswirkungen von FPV-Anlagen auf das Gewässer. Insgesamt weisen die Wechselwirkungen eine hohe Abhängigkeit zum FPV-Systemdesign, Bedeckungsgrad und dem Gewässertyp auf.

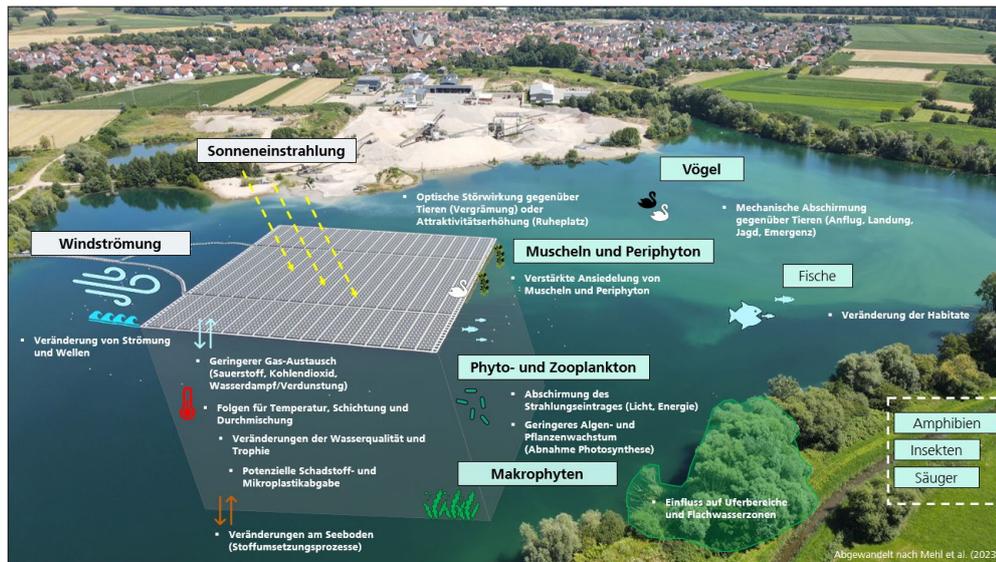


Abbildung 18: Wesentliche Einflüsse und mögliche Veränderungen infolge von Floating-Photovoltaik-Anlagen auf das Ökosystem eines Sees (abgewandelt nach Mehl et al (2023)).

Einen umfassenden Überblick über die potenziellen Umweltauswirkungen von FPV und deren naturschutzfachliche Einordnung bieten Mehl et al. [38] und Nobre et al. [39]. Nachfolgend werden ausgewählte Studien vorgestellt, welche bereits erste Ergebnisse zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen FPV und dem Gewässer enthalten. Diese Untersuchungen lassen sich in die Kategorien physikalische, chemische und biotische Prozesse im See einteilen [38, 39].

Im Hinblick auf die physikalischen Prozesse konnten Ji et al. [40] zeigen, dass FPV-Anlagen auf dem Xiangjiaba-Stausee (China) die Wassertemperatur und die Stabilität der Schichtung beeinflussen können, zusätzlich zu einer Reduktion der Verdunstung. Es wurde eine maximale Absenkung der Oberflächenwassertemperatur um bis zu 3,3 °C simuliert, und der Stausee könnte von einer reduzierten Verdunstung um bis zu 35 Millionen m³ profitieren. Auch Exley et al. [41] konnten durch die Simulation eines FPV-Systems auf dem Windermere-See (England) eine Abkühlung der Wassertemperatur nachweisen. Es wurde simuliert, dass bei einer hohen FPV-Belegung die Wassertemperatur an der Oberfläche um bis zu 8 °C sinken und die Schichtungsdauer um bis zu 200 Tage verkürzt werden kann. Dabei wurde jedoch davon ausgegangen, dass die simulierte FPV-Anlage die gesamte Einstrahlung und den Wind blockiert, was bei den meisten FPV-Systemen in der Realität nicht der Fall ist [41, 40].

Ein kommerzielles FPV-System in Deutschland wurde von Ilgen et al. [42] untersucht. Die 750 kW_p-Anlage befindet sich auf einem rund 70 Meter tiefen Baggersee. Die Messungen ergaben eine deutliche Verringerung der Wassertemperaturen an der Oberfläche, insbesondere an heißen Sommertagen. Nachts und in kälteren Perioden war das Wasser im Vergleich zum Freiwasser (Referenz) wärmer. Mithilfe eines hydrodynamischen Modells simulierten die Forschenden Szenarien mit unterschiedlichen FPV-Belegungsgraden und veränderten klimatischen Bedingungen. Sie stellten fest, dass eine Seebedeckung mit FPV zu einer instabileren und kürzeren thermischen Schichtung im Sommer führt. Ein signifikanter Rückgang der Sauerstoffkonzentration konnte nicht beobachtet werden. Eine weitere Untersuchung des Einflusses von FPV auf Gewässer wurde im Rahmen des Projekts »FPV4Resilience« durchgeführt. Das Fraunhofer ISE untersuchte über drei Jahre hinweg die Auswirkungen dreier Floating-PV-Anlagen auf künstlichen Seen (siehe Abb. 19). Bei keinem der drei Standorte mit unterschiedlichen Anlagendesigns und -größen konnten sie deutliche Auswirkungen auf die Wasserqualität feststellen. Leichte Änderungen in der Wassertemperatur und die Nutzung der PV-Systeme durch

Muschelkolonien könnten im Hinblick auf den Klimawandel auch einen positiven Beitrag zum Zustand der Gewässer leisten. Auch wenn Vögel vor Ort keine Scheu vor schwimmender PV zeigen, müssen die langfristigen Auswirkungen weiter untersucht werden.

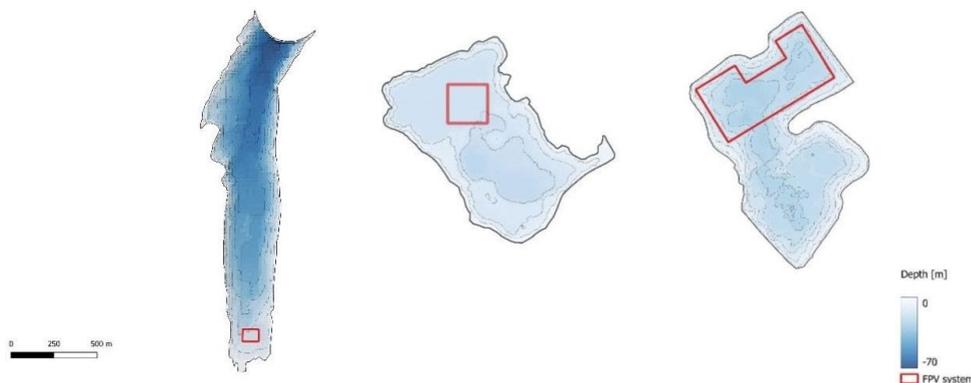


Abbildung 19: Tiefenprofilkarten der drei Untersuchungsstandorte im Projekt: Lac des Toules à Bourg-Saint-Pierre (links, Romande Energie Holding SA, Schweiz), Leimersheim (Mitte, Erdgas Südwest GmbH, Deutschland), und Sekdoorn (rechts, BayWa r.e., Niederlande) ©Fraunhofer ISE

Alle genannten Studien deuten zudem darauf hin, dass der Einfluss von FPV auf die physikalischen Prozesse in Seen dazu beitragen könnte, die Auswirkungen des Klimawandels abzumildern.

Hinsichtlich des Einflusses auf die chemischen Prozesse im See untersuchten Bax et al. [43] den Einfluss von drei verschiedenen Pilotanlagen auf die Wasserqualität des Oostvoornsees (Niederlande). Dabei wurde je nach Anlagendesign eine Reduktion der Einstrahlung um 73-100 Prozent gemessen. Während für die Wassertemperatur im Brackwasser nur sehr geringe Abweichungen von maximal -0,58 Prozent festgestellt wurden, waren die Abweichungen für gelösten Sauerstoff mit durchschnittlich 4-6 Prozent deutlich größer.

In einer weiteren Studie von de Lima et al. [44] wurden die Auswirkungen von FPV auf die Wasserqualität im FPV-Park Bomhofsplas (27,4 MW_p, Niederlande) untersucht [44]. Hier wurden Messungen der Wassertemperatur und des gelösten Sauerstoffs mit einer Unterwasserdrohne durchgeführt. Im Winter konnten unter FPV durchschnittlich 1,1 mg/l geringere Sauerstoffkonzentrationen gemessen werden, während diese im Sommer um 1,7 mg/l geringer waren.

In einer Studie von Ziar et al. [45] wurden verschiedene FPV-Prototypen und ihr Einfluss auf die Wasserqualität und Ökologie analysiert. Diese ergab, dass anoxische Bedingungen unterhalb von FPV nicht begünstigt wurden, während hypoxische Bedingungen, hier klassifiziert als Konzentrationen < 6 mg/l gelösten Sauerstoffs, etwa 80 Prozent häufiger auftraten. Außerdem wurde an dem untersuchten See in den Niederlanden eine dreifach geringere Biomasseakkumulation submerser Makrophyten unterhalb der FPV-Anlage festgestellt. In der Studie wurden jedoch nur Demonstratoren in einem sehr flachen See beobachtet. Die meisten kommerziellen FPV-Anlagen befinden sich im Freiwasser mit größeren Wassertiefen. Daher sind für die kommerziellen Kraftwerke signifikante Auswirkungen dieser Art wohl weniger zu erwarten.

Der Einfluss von FPV-Anlagen auf die Wasserqualität in einem flachen tropischen Reservoir in Singapur wurde durch Yang et al. [46] mithilfe von Modellierungen untersucht. Dabei wurde ein FPV-System mit einer Flächenbelegung von 30 Prozent simuliert. Die Ergebnisse zeigten eine durchschnittliche Erhöhung der Wassertemperatur um 0,3 °C sowie eine erhöhte Stabilität der Wasserschichtung. Gleichzeitig prognostizierte das Modell eine Reduktion von Chlorophyll-a, organischem Kohlenstoff und gelöstem Sauerstoff um 30 Prozent, 15 Prozent und 50 Prozent. Im Gegensatz dazu wurden Gesamtstickstoff und Gesamtphosphor unter dem System um 10 Prozent bzw. 30 Prozent erhöht. Diese

Ergebnisse deuten auf signifikante Unterschiede im Vergleich zu tieferen Reservoirs in anderen Klimazonen hin.

Der Einfluss von FPV auf die trophische Kaskade jenseits der Primärproduktion wurde bisher nur wenig untersucht. Dennoch geben zwei Studien erste Einblicke in die potenziellen Auswirkungen von FPV auf Zooplankton und Fischpopulationen. In einer ersten Studie wurde eine Reduktion der Chlorophyll-a-Konzentration bei der Untersuchung von FPV-Anlagen in Feuchtgebieten im Huainan-Kohlenbergbauggebiet in China durch Li et al. [47] festgestellt. Zusätzlich untersuchte die Studie die Auswirkungen auf Rotiferengemeinschaften (Zooplankton) und zeigte, dass diese sich zwischen Feuchtgebieten mit und ohne FPV unterscheiden. Die Ursachen für diese Unterschiede liegen in den veränderten Lichtverhältnissen und Wassertemperaturen, die in mit FPV bedeckten Feuchtgebieten zu einer geringeren Dichte, aber einer höheren Artenvielfalt der Rotiferen führten. Eine zweite Studie von Château et al. [48] nutzte ein mathematisches Modell, um die ökologischen Auswirkungen von FPV auf Milchfisch-Teiche (*Chanos chanos*) in Taiwan vorherzusagen. Die Ergebnisse zeigten, dass FPV die Fischproduktion aufgrund eines geringeren Sauerstoffgehalts leicht reduziert. Allerdings sind die Energiegewinne erheblich, und die Autoren kamen zu dem Schluss, dass Taiwans großes FPV-Potenzial in der Aquakultur einen bedeutenden Beitrag zu den erneuerbaren Energiezielen leisten könnte .

4.3 Lebenszyklusanalyse

Die Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Analysis, LCA) bewertet die Umweltwirkungen schwimmender Photovoltaikanlagen über ihren gesamten Lebenszyklus – von der Materialgewinnung und Produktion bis zum Betrieb. In einer Studie, die im Rahmen des Projekts »PV2Float« durchgeführt wurde, wurden drei unterschiedliche FPV-Unterkonstruktionen untersucht. Diese Systeme wurden im Pilotmaßstab entwickelt und dienen als Grundlage, um die Umweltauswirkungen der Konstruktionen zu vergleichen. Die Entsorgungsphase wurde in dieser Analyse nicht berücksichtigt.

Die Untersuchung orientierte sich an den Prinzipien der ISO 14044, die eine standardisierte Bewertung ermöglicht. Es wurden sowohl primäre Daten wie direkte Messwerte und projektspezifische Informationen, als auch sekundäre Daten, beispielsweise aus veröffentlichten Literaturquellen und der Ecoinvent-Datenbank verwendet. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die genutzten Datenquellen.

»

Primärdaten inkl. Quellen	Sekundäre Daten inkl. Quellen
Materialliste (BoM) der Befestigungsstrukturen (Gewicht, Typ, Zusammensetzung)	Daten zu den Strommischen der Länder (Ecoinvent 3.8)
Lieferantendaten für die Rohstoffe, Verarbeitungswege	PV-Module, Wechselrichter, BoS-Bestände (Fraunhofer ISE-Interne Daten)
Energieverbrauch der Anlage	Verkehrsträger und Kapazitäten (Ecoinvent 3.8, veröffentlichte Literatur)

Tabelle 2: Datenquellen für LCA

Für die Berechnungen wurde die Software »SimaPro« genutzt. Die Berechnungsmethode EF3.0 (angepasst) wurde verwendet, da sie den von der Europäischen Kommission empfohlenen Standard zur Umweltbewertung darstellt.

Die Systemgrenzen sind in Abbildung 20 dargestellt und umfassen:

1. **Produktionsphase (A1-A3):** Rohstoffgewinnung, Herstellung der PV-Module, Montagestrukturen, Wechselrichter und weiterer Komponenten.
2. **Bauphase (A4-A5):** Transport zum Standort und Installation der Systeme.

3. **Nutzungsphase (B1-B7):** Wartung, Reinigung und Austausch von Wechselrichtern während der 30-jährigen Lebensdauer.

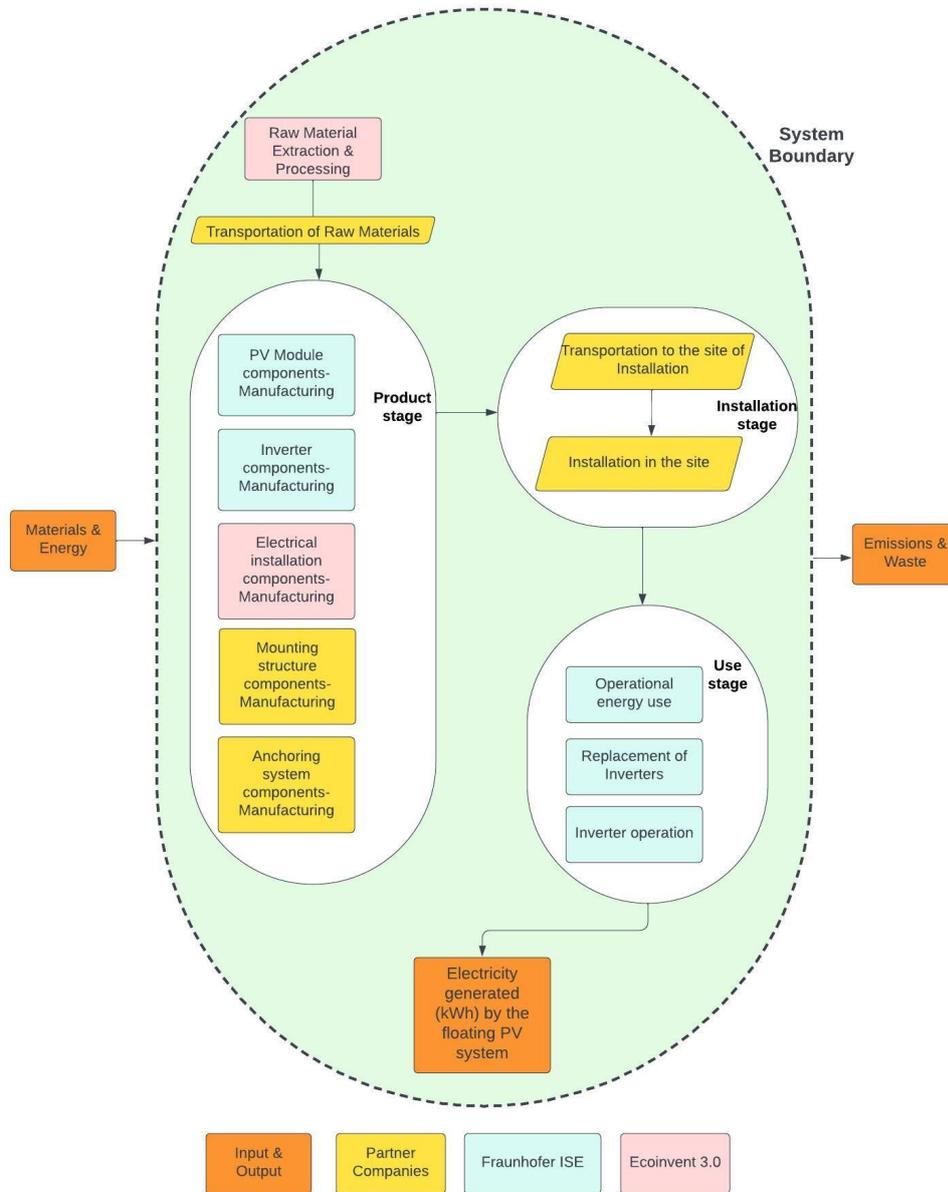


Abbildung 20: Systemgrenzen der schwimmenden PV-Systemen ©Fraunhofer ISE

Die Ergebnisse der LCA beziehen sich auf die funktionale Einheit von „1 kWh Stromproduktion“ (nach[49]). Zusätzlich wurde ein Referenzfluss von 45 kW_p für die drei FPV-Systeme definiert, um die Ergebnisse auf Pilotanlagen mit vergleichbarer Größe zu standardisieren. Tabelle 4 listet die technischen Parameter der untersuchten FPV-Systeme auf, darunter verwendete Materialien, Modultechnologien und Wirkungsgrade.

FPV-Systeme basierend auf Daten von Partnerunternehmen	FPV-1	FPV-2	FPV-3
Standort	Südwestdeutschland		
Hauptmaterial der Montage-/Tragstruktur	HDPE	Stahl, HDPE	HDPE, PVC
PV-Modul-Technologie	540 W _p Bifaziales monokristallines Glas-Glas-Modul		
Wirkungsgrad der Solarmodule	21.5%		
Lebensdauer des Systems	30 Jahre		
Wechselrichter-Technologie	SMA Sunny Tripower 25000TL		
Lebensdauer des Wechselrichters	10 Jahre		
Degradationsrate der PV-Module	0.045		

Tabelle 3: Technische Parameter der FPV-Systeme

Die Analyse ergab deutliche Unterschiede in den Umweltwirkungen der drei FPV-Konstruktionen:

- **FPV-1:** HDPE-Schwimmer verursachen die Hauptbelastung.
- **FPV-2:** Metalllegierungen in der Unterkonstruktion tragen erheblich zur Gesamtbelastung bei.
- **FPV-3:** Die Kombination aus HDPE, PVC und Stahlseilen in der Verankerung stellt einen Umwelt-Hotspot dar.

Die PV-Module selbst verursachen jedoch die größte Umweltbelastung, da ihre Produktion besonders energie- und ressourcenintensiv ist.

Insgesamt tragen die Komponenten des Balance of System (BoS) – wie Montagestrukturen und Wechselrichter – zwischen 30 und 40 Prozent zum Treibhauspotenzial (GWP) der Systeme bei. Die frühen Lebenszyklusphasen (A1-A3) sind hierbei besonders kritisch, da sie die energieintensivsten Prozesse wie Materialgewinnung und Verarbeitung umfassen [50].

Eine Sensitivitätsanalyse untersuchte die Auswirkungen unterschiedlicher Annahmen, wie:

- Systemgröße (größere Anlagen zeigten eine bessere Ressourceneffizienz),
- geografische Standorte (sauberer Strommix reduziert Emissionen),
- Herstellungsstandorte der Module (Transportwege beeinflussen die Umweltbilanz).

Die Ergebnisse zeigen, dass Materialauswahl und Herstellungsverfahren die Umweltverträglichkeit von FPV-Systemen maßgeblich beeinflussen. Recyclingstrategien für Materialien wie HDPE könnten langfristig dazu beitragen, die Umweltauswirkungen zu verringern.

Die Untersuchung zeigt mehrere Schlüsselbereiche für die weitere Forschung zu schwimmenden PV-Systemen auf. Die langfristige Überwachung von Betriebsdaten, wie z. B.

Energieertrag und Degradationsraten, ist für die Validierung von Schätzungen des CO₂-Fußabdrucks und die Verbesserung der Systemleistung unerlässlich. Eine Konzentration auf das Verständnis von Degradationsmustern, die für schwimmende PV-Anlagen spezifisch sind, ist entscheidend für die Verbesserung der Energieerzeugung und der Langlebigkeit des Systems. Darüber hinaus wird die Erforschung von End-of-Life-Szenarien, insbesondere von Recyclingoptionen für Materialien wie HDPE, dazu beitragen, die Umweltauswirkungen zu minimieren und den Abfall im Lebenszyklus dieser Systeme zu reduzieren.

4.4 Akzeptanz

In der Debatte um die schwimmende PV wird der Begriff der Akzeptanz sehr unterschiedlich und teilweise sehr weit gefasst. Generell taucht der Begriff überall dort auf, wo etwas, das auf höherer Ebene erwünscht oder sinnvoll erscheint, auf lokalen Widerstand stößt. Der (befürchtete) Mangel an Akzeptanz scheint also bei der Bevölkerung und den beteiligten Akteuren zu liegen. Dabei wird übersehen, dass Akzeptanzbarrieren auch in Strukturen oder Abläufen liegen können. Beispiele hierfür sind bürokratische Hürden für private Betreiber von FPV-Anlagen, inkonsistente politische Vorgaben oder die Verhinderung des EE-Ausbaus durch Bürokratie oder fehlende Ressourcen auf kommunaler Ebene in den Genehmigungsbehörden.

Das hier verwendete Akzeptanzkonzept basiert auf der Differenzierung von Wüstenhagen et al., die drei Facetten der Akzeptanz unterscheiden [51]:

- Sozio-politische Akzeptanz
- lokale Akzeptanz
- Marktakzeptanz

Die sozio-politische Akzeptanz beschreibt die übergreifende Akzeptanz der Gesellschaft als Ganzes, d.h. die Unterstützung oder Befürwortung der generellen Umsetzung von Floating PV. Lokale Akzeptanz bezieht sich auf die Akzeptanz von spezifischen Installationen von FPV durch die betroffenen Anwohnende oder lokalen Entscheidungsträger:innen. Die Marktakzeptanz beschreibt die Aufnahme der FPV durch die Marktteilnehmenden und dem damit verknüpfte Markthochlauf von FPV.

Die fünf am meisten erwarteten Themen für die lokale Akzeptanz von FPV werden durch folgende Faktoren und Ausprägungen abgebildet:

Wenn die Bewohnenden den (1) lokalen wirtschaftlichen Nutzen der FPV und die (2) Energiewende insgesamt positiv bewerten, wirkt sich dies positiv auf die lokale Akzeptanz aus. Darüber hinaus sind (3) das Vertrauen in den Prozess und die am Planungsprozess beteiligten Akteure, (4) die Erwartung negativer Auswirkungen auf Natur und Mensch sowie (5) die Meinung anderer im Projektgebiet (soziale Norm) von Bedeutung.

Im Folgenden werden einige dieser Akzeptanzthemen im Kontext FPV diskutiert:

- Lokaler wirtschaftlicher Nutzen: Die meisten Projekte werden von nicht ortsansässigen Projektentwicklern durchgeführt. Ihr Hauptgeschäftsfeld ist der Verkauf von Strom aus FPV durch direkte Stromabnahmeverträge mit Industriekunden oder durch den Verkauf an das Stromnetz auf der Grundlage nationaler Einspeisetarife. In beiden Fällen ist der direkte wirtschaftliche Nutzen für die Gemeinde, in der sich die FPV Anlage befindet, auf Einnahmen durch die Gewerbesteuer begrenzt, wobei 70 Prozent der Gewerbesteuer üblicherweise am Standort der Anlage anfallen und 30 Prozent am Sitz der Vorhabenträger:innen zu zahlen sind. Konzepte wie die finanzielle Beteiligung der Gemeinden oder Bürger am FPV-Projekt könnten diesen durch einen Anteil am wirtschaftlichen Gewinn eine zusätzliche Einnahmequelle verschaffen. Eine weitere Option für lokale wirtschaftliche Vorteile könnte sich aus

einem lokalen Betreiber-Unternehmen (oder einer lokalen Genossenschaft) ergeben, so dass die komplette Gewerbesteuer an die jeweilige Gemeinde gezahlt wird. Eine letzte Option wäre die Projektentwicklung durch eine Bürgergenossenschaft, die sowohl den Gewinn für ihre Mitglieder einnimmt als auch alle Steuern an die Kommune zahlt und sogar den Strom an ihre Mitglieder oder andere lokale Kunden verkaufen könnte (d.h. als Energiegemeinschaft). Solche Projekte haben nicht die gleichen Margen wie kommerzielle Projekte und sind daher bei FPV noch nicht zu finden.

- Energiewende als positive Einstellung: Je nach den bisherigen Erfahrungen mit Erneuerbare Energien (EE)-Projekten in ihrem lokalen Umfeld ist eine positive Einstellung eher gering.
- Erwartung von negativen Auswirkungen auf Natur und Mensch: Neben möglichen Umweltauswirkungen auf die Gewässerökologie und das Umfeld des >Gewässers könnten negative Auswirkungen durch FPV vor allem in den visuellen Auswirkungen auf das Landschaftsbild (d.h. visuelle Auswirkungen auf das Gewässer) und in der Beeinträchtigung, Einschränkung oder gar dem Ausschluss anderer Nutzungen des Gewässers (Erholungsnutzung, Fischerei, Wassersport etc.) gesehen werden.

Bisher gibt es zu allen Akzeptanzfaktoren noch keine belastbaren empirischen Studien, die Einschätzungen beruhen auf Erfahrungen von Projektentwickler:innen und wurden bspw. im Forschungsprojekt »PV2Float« in Interviews empirisch erhoben: Im Rahmen des Forschungsprojekts »PV2Float« führt das Fraunhofer ISE eine qualitative Studie mit 7 Personen durch, die sich im Rahmen des Strukturwandels in den drei betroffenen Revieren (Rheinisches, mitteldeutsches und Lausitzer Revier) auch mit dem Potential von FPV beschäftigen. Sie schätzen hinsichtlich der Akzeptanz, dass in der breiten Bevölkerung FPV bisher nicht bekannt ist. Bewertungen zu Akzeptanz von FPV wurde ihrer Einschätzung ausschließlich von anderen EE abgeleitet. Ebenso schätzen sie, dass FPV eine untergeordnete Rolle in der Stromversorgung und im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energie-Technologien in den Regionen spielen wird. Sie rechnen nicht mit gravierenden Vorbehalte gegenüber FPV, die die Verbreitung verhindern könnten.

Insbesondere auf der Ebene der kommunalen und regionalen Behörden bestehen viele Unklarheiten hinsichtlich der Installation von FPV wie korrekte Genehmigungsverfahren, Abschätzung der Kosten, Auswirkungen auf Umwelt. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus der Befragung zum Genehmigungsablauf: Viele Behörden gehen vorsichtig und zaghaft mit der Genehmigung um, da sie besorgt über die Auswirkungen von FPV-Anlagen auf die Gewässerökologie sind. Weitere Forschungsergebnisse zur genauen Analyse der technischen Voraussetzungen, Wirtschaftlichkeit und ökologischen Auswirkungen schwimmender Photovoltaik-Anlagen in Deutschland sind deshalb auch zur Sicherung der gesellschaftlichen Akzeptanz notwendig, um diese Unsicherheit zu minimieren.

5 Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland

5.1 Typen von Oberflächenwasserkörper

Das deutsche Umweltbundesamt (UBA) unterteilt die Oberflächenwasserkörper in Fließgewässer, Seen und Talsperren sowie Übergangs-, Küsten- und Meeresgewässer. Oberflächenwasserkörper können entweder natürlich, erheblich verändert oder künstlich sein. Oberflächenwasserkörper gelten als erheblich verändert, wenn die Wasserstruktur so stark verändert wurde, dass ihr ursprünglicher Referenzzustand nicht mehr als Bewertungsmaßstab herangezogen werden kann. Staudämme in aufgestauten Flüssen beispielsweise stellen „erheblich veränderte“ Wasserkörper dar, weil der Aufstau des Gewässers zu einer Änderung seiner Kategorie führt: von einem Fließgewässer zu einem See. Künstliche Gewässer sind Gewässer, die von Menschenhand an Stellen geschaffen wurden, an denen vorher kein Wasser vorhanden war. In Deutschland sind dies vor allem Tagebauseen, die im Zusammenhang mit dem Braunkohletagebau entstanden sind, und Steinbruchseen sowie Kanäle und Entwässerungsgräben. Bei den erheblich veränderten und künstlichen Gewässern ist das Umweltziel nicht der „ökologische Zustand“, sondern das „ökologische Potenzial“.

Alle Typen bis Nr. 14 der UBA-Typologie sind natürliche Seen. Der Typ 99 „Sondertyp künstlicher See (z. B. Abgrabungssee)“ ist der Typ künstlicher Gewässer, dem schwimmende PV-Anlagen derzeit zugeordnet werden. Dementsprechend ist die Erstellung des Regelungsrahmens an diese Gewässer gebunden, da die Nutzung anderer Typen für schwimmende PV in Deutschland bisher nicht vorgesehen ist.

5.2 Wasserrechtliche Genehmigung

Übergeordnete Grundlage für alle gesetzlichen Regelungen zum Gewässerschutz ist dagegen die »Europäische Wasserrahmenrichtlinie« (EG-WRRL 2000), die den Schutz aller Gewässer auf ökologischer Grundlage in den Mittelpunkt stellt. Auf Bundesebene regelt das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) alle Belange. Die Länder haben aber die Möglichkeit, eigene Regelungen zu treffen, solange sie sich im Rahmen des WHG bewegen. Die erforderliche Erlaubnis zur Nutzung von Gewässern wird von den Landeswasserbehörden geprüft und erteilt.

Folgende wichtige Regelung für FPV sind im §36 WHG aufgeführt:

- (3) Eine Solaranlage darf nicht errichtet und betrieben werden
 1. in und über einem oberirdischen Gewässer, das kein künstliches (im Sinne des § 3 Nr. 4 WHG) oder erheblich verändertes Gewässer (im Sinne des § 3 Nr. 4 WHG) ist und
 2. in und über einem künstlichen oder erheblich veränderten Gewässer, wenn ausgehend von der Linie des Mittelwasserstandes
 - a) die Anlage mehr als 15 Prozent der Gewässerfläche bedeckt oder
 - b) der Abstand zum Ufer weniger als 40 Meter beträgt

Diese Regelung korrespondiert mit der Förderregelung im EEG (s. 5.1.4)

5.3 Baurechtliche-Genehmigungen für FPV

Für die Installation von FPV in Deutschland ist neben einer wasserrechtlichen Erlaubnis bzw. Nutzungsgenehmigung zudem eine Baugenehmigung erforderlich.

In Deutschland regelt das Baurecht die Zulässigkeit, Grenzen, Ordnung und Förderung der baulichen Nutzung des Bodens. Das Bauplanungsrecht ist ein Teilgebiet des öffentlichen Baurechts. Ihm kommt die Aufgabe zu, die rechtliche Qualität des Bodens und seine Nutzbarkeit festzulegen. Es regelt mit dem Flächennutzungsplan und der Bauleitplanung die flächenbezogenen Anforderungen an ein Bauvorhaben.

Der Unterschied zwischen Flächennutzungsplan und Bauleitplanung (genauer: Bebauungsplan) liegt in ihrer Funktion und ihrem Anwendungsbereich. Der Flächennutzungsplan ist ein vorbereitender Bauleitplan, der die städtebauliche Entwicklung in den Grundzügen für das gesamte Gemeindegebiet darstellt. Der Bebauungsplan hingegen ist verbindlich und regelt die bauliche Nutzung für bestimmte Teilbereiche des Gemeindegebiets. Es ist das Recht der Gemeinden, zu entscheiden, ob, was und wie in der Gemeinde geplant wird. Die sogenannte Planungshoheit ist Teil des verfassungsrechtlich geschützten Selbstverwaltungsrechts der Gemeinden.

Die Baugenehmigung wird in der Regel im Rahmen des Bauleitplanverfahrens erteilt. Aufgabe der Bauleitplanung ist es, die im Flächennutzungsplan skizzierte städtebauliche Entwicklung und die im Bebauungsplan detaillierten rechtlichen Regeln für bestimmte Bereiche zu steuern und sinnvoll zu gestalten. Sie soll die bauliche und sonstige Nutzung der Flächen vorbereiten und leiten.

Im Zuge der Genehmigung von FPV sind zwei Verfahren zu berücksichtigen:

- Die Flächennutzungsplanänderung ist notwendig, wenn sich die strategischen Zielvorstellungen der Stadtentwicklung ändern. Die Änderung bezieht sich auf die allgemeine Nutzung der Flächen und nicht auf die konkreten Bauvorschriften, da der Flächennutzungsplan nicht rechtsverbindlich für Baugenehmigungen ist, aber als Grundlage für die Bebauungspläne dient.
- Im Fall von FPV liegt für die Fläche (d.h. das Gewässer und die Uferflächen) oft kein Bebauungsplan vor, da sie meist im Außenbereich liegt. Dementsprechend gilt der § 35 (2) BauGB, nach dem der Außenbereich vor baulicher oder sonstiger Inanspruchnahme zum Beispiel durch Freizeitnutzungen und damit allgemein vor Zersiedelung geschützt werden soll. Eine Ausnahme stellen Privilegierte Bauvorhaben dar, die auch im Außenbereich, also den Flächen, für die kein qualifizierter Bebauungsplan besteht und die außerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegen, zulässig sind. Gemäß § 35 (1) BauGB gilt „Im Außenbereich ist ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist“ sowie dessen Satz 3, „wenn es der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, Telekommunikationsdienstleistungen, Wärme und Wasser, der Abwasserwirtschaft oder einem ortsgebundenen gewerblichen Betrieb dient, [...]“ fallen. Diese Regelung wird üblicherweise für FPV auf Gewässern mit aktivem Abbau angewandt, wenn ein Großteil des erzeugten PV-Stroms direkt vom Abbaubetrieb (bspw. Kieswerk) verbraucht wird. Die Aufstellung eines Bebauungsplans wird in manchen Bundesländern bei FPV im Außenbereich gefordert in anderen Bundesländern nicht.

Im Außenbereich ist § 36 BauGB das Einvernehmen der Gemeinde erforderlich.

Die Genehmigungen bzw. die wasserrechtliche Erlaubnis für FPV-Anlagen berührt wie gezeigt das Wasser- und Baurecht. Allerdings hängt die rechtliche Zuordnung bei künstlichen und noch zu Abbau genutzten Gewässern auch vom Abbaugut bzw. die Entstehungsgeschichte des Gewässers ab. In Deutschland fallen Sand- und Kiesabbau unter Wasser- und Baurecht, Quarzsandabbau dagegen unter Bergbaurecht. Tagebauseen, von denen insbesondere die aufgrund des Kohleausstiegs bis 2038 noch entstehenden Gewässer ein maßgebliches Flächenpotenzial für FPV bieten, unterstehen dem Bergbaurecht, so dass bei Projektierungen von FPV auch entsprechende Bergbaubehörden einbezogen werden müssen.

5.4 Förderrecht

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz fördert die Umstellung unserer Energieversorgung auf regenerative Energien. Die gängigste Form der Förderung ist die EEG-Einspeisevergütung. Das heißt, dass jede Kilowattstunde, die ins öffentliche Netz eingespeist wird, über 20 Jahre hinweg garantiert vergütet wird.

Bis 2023 war FPV als Teil einer Kraftwerkskombination - also in Verbindung mit einem Speicher - im Rahmen der Innovationsausschreibung förderfähig. In der Gesetzesnovelle EEG 2023 wird FPV als neue Förderkategorie in das EEG aufgenommen und gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 2 Buchst. j und § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EEG 2023 vergütungsfähig. Dies eröffnet Finanzierungsmöglichkeiten auch ohne Speicherung. Der Gesetzgeber verschärfte allerdings auch die wasserrechtlichen Anforderungen für FPV erheblich:

Mit der Novelle des »Erneuerbare-Energien-Gesetzes« (EEG) 2023 wurde eine Änderung des »Wasserhaushaltsgesetzes« (WHG) vorgenommen (vgl. 5.1.2), so dass ein Solarpark aktuell keine Förderung erhält (und auch nicht genehmigungsfähig ist), wenn sie

1. an und über einem Gewässer [installiert wird], das nicht künstlich oder erheblich verändert ist
2. in und über einem künstlichen (§ 3 Nr. 4 WHG) oder (§ 3 Nr. 5 WHG) erheblich veränderten Gewässer [installiert wird], und
 - a) die PV-Anlage mehr als 15 Prozent der Wasseroberfläche bedeckt oder
 - b) der Abstand zum Ufer weniger als 40 Meter beträgt.

5.5 Genehmigungsverfahren

Grundsätzlich sind eine wasserrechtliche Genehmigung und eine Baugenehmigung erforderlich. Für den Weg zur Erlangung dieser beiden Genehmigungen ist zu Beginn die entscheidende Frage: *Liegt ein überwiegender Eigenverbrauch des erzeugten Stroms durch einen standortgebundenen Gewerbebetrieb vor?* Kann dies bejaht werden, wird die schwimmende Photovoltaikanlage als privilegiertes Vorhaben im Außenbereich nach §35 BauGB Absatz 1 Satz 3 behandelt („[...] dient einem ortsansässigen Gewerbebetrieb“), und verfolgt einen anderen Genehmigungspfad als FPV-Kraftwerke, die kein überwiegender Eigenverbrauch anstreben, sondern die vollständig ins Netz einspeisen.

Die Zuständigkeiten auf den beiden Genehmigungspfaden sind dementsprechend unterschiedlich. In jedem Fall werden jedoch die betroffenen Interessengruppen beteiligt ebenso werden Stellungnahmen der Naturschutzbehörde, weiterer Träger öffentlicher Belange und der anliegenden Gemeinden eingeholt.

Um die genehmigungsrechtliche Seite besser zu beleuchten, wurden am Fraunhofer ISE im Rahmen des Forschungsprojekts »PV2Float« Interviews mit Genehmigungsbehörden und Projektentwicklern von sechs Floating-Photovoltaik-Projekten in fünf Bundesländern geführt. Basierend auf den Interviewaussagen und weiteren Recherchen wurde ein Ablaufschema (Abb. 21) für Genehmigungsprozesse entwickelt [52].

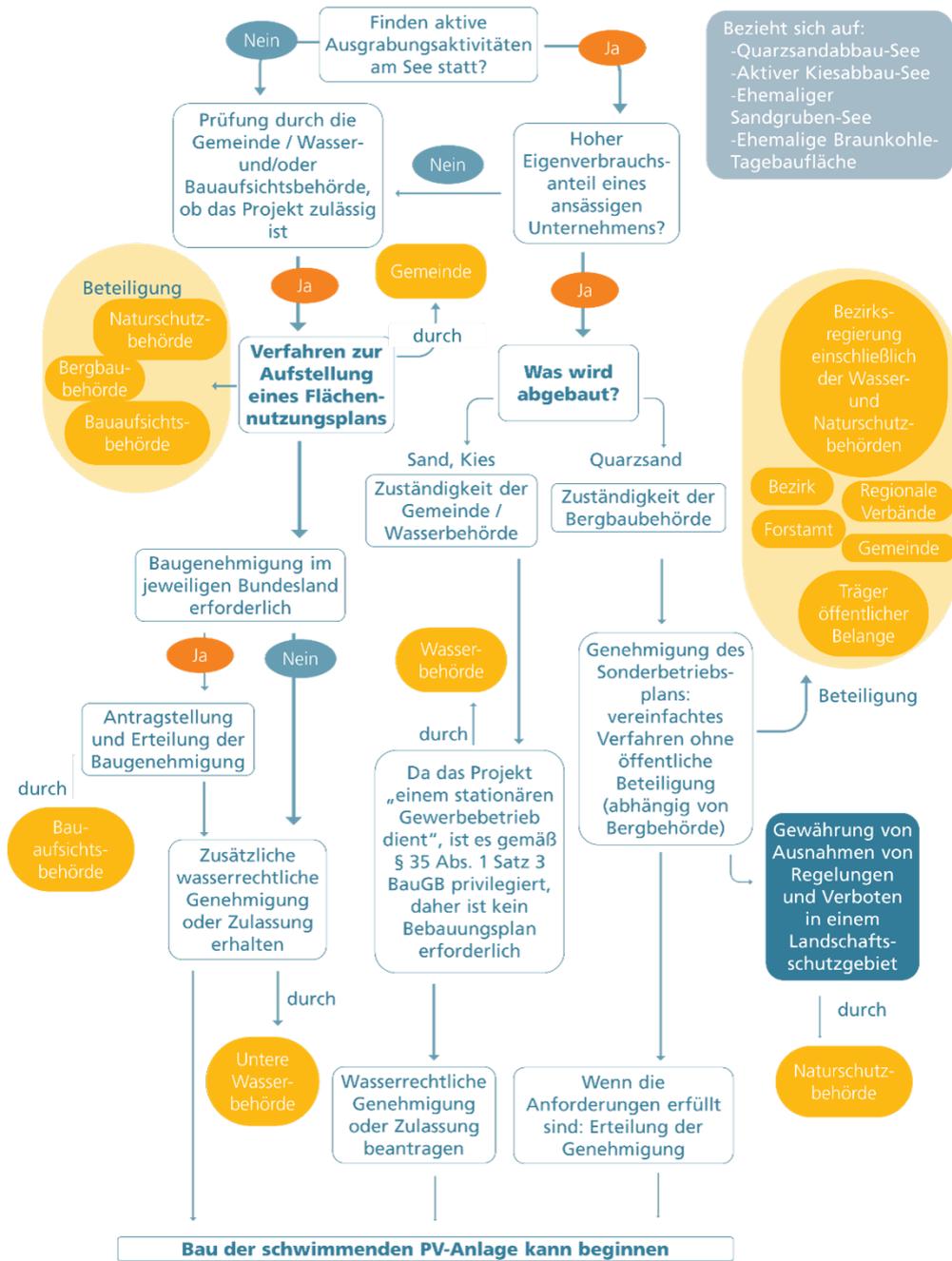


Abbildung 21: Darstellung des Genehmigungsablaufs ©Fraunhofer ISE

6 Aktuelle Forschungsthemen und Dienstleistungen des Fraunhofer ISE

6.1 Forschungsthemen

Die Forschung zu FPV in Deutschland steht vor zahlreichen Herausforderungen und bietet gleichzeitig ein enormes Potenzial für die Weiterentwicklung dieser Technologie. Die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte von FPV-Anlagen müssen dringend genauer untersucht werden, um die bestehende Unsicherheit zu minimieren. Insbesondere sind Themen wie die optimale Belegung von Seeflächen und potenzielle Umweltauswirkungen von großem Interesse. Langzeitstudien im Freiland sind erforderlich, um fundierte Aussagen über die Umweltauswirkungen von FPV-Anlagen treffen zu können. Dabei sollten verschiedene Faktoren wie das FPV-Design, die belegte Fläche und der Gewässertyp berücksichtigt werden. Quantitative Studien, die Messungen und Simulationen des Ökosystemzustands auf höheren Trophieebenen umfassen, sind erforderlich, um den Einfluss von FPV-Anlagen auf die Umwelt besser zu verstehen. Diese Forschungsarbeiten können dazu beitragen, Monitoring- und hydro-ökologische Modellierungssysteme zu entwickeln, um den potenziellen Einfluss einer FPV-Anlage vorherzusagen und optimale Systemdesigns für spezifische Gewässer zu empfehlen.

Außerdem ist die Quantifizierung des Kühleffekts und seine Modellierung durch Simulationen von entscheidender Bedeutung, um zuverlässig Stromerträge zu prognostizieren und Anlagendefekte im Abgleich mit digitalen Zwillingen zu identifizieren. Darüber hinaus ist eine umfassende Lebenszyklusanalyse erforderlich, um die Umweltauswirkungen von FPV-Anlagen über ihren gesamten Lebenszyklus zu bewerten. Weiterhin sollten Materialanforderungen für Offshore-FPV definiert werden, um die Entwicklung für diesen besonderen Anwendungsfall zu beschleunigen.

Die elektrische Sicherheit von Floating-PV-Anlagen muss genau untersucht werden, um mögliche Gefahren im Betrieb zu minimieren. Ebenso ist es wichtig, Wege zu finden, wie Genehmigungsprozesse beschleunigt werden können, um den Ausbau erneuerbarer Energien im allgemeinen und integrierter PV im Speziellen wie angestrebt zu forcieren. Die Einführung eines technischen Standards für FPV in Deutschland (in Form einer DIN-Spezifikation oder DIN-Norm) könnte den Markthochlauf dieser Technologie erheblich beschleunigen. Ein solcher Standard würde einheitliche Richtlinien und Vorgaben für das Design, die Installation, den Betrieb und die Wartung von FPV-Anlagen festlegen. Ein technischer Standard gewährleistet eine einheitliche Qualität der Systeme, indem er Mindeststandards für Materialien, Konstruktionen und Verfahren festlegt. Dies hilft, die Zuverlässigkeit und Langlebigkeit der Anlagen zu verbessern und potenzielle Risiken und Fehlerquellen zu minimieren. Durch die Standardisierung von Design- und Installationsverfahren können Effizienzgewinne erzielt und die Kosten für Planung, Bau und Betrieb von FPV-Anlagen gesenkt werden. Dies kann dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit von FPV im Vergleich zu konventionellen PV-Systemen zu verbessern. Gleichzeitig würde ein technischer Standard Klarheit und Transparenz bezüglich der regulatorischen Anforderungen und Vorschriften für FPV-Anlagen schaffen. Dies beschleunigt behördliche Entscheidungen und Genehmigungsverfahren, da alle Beteiligten sich auf einheitliche Standards beziehen können. Ein etablierter technischer Standard vermittelt Vertrauen bei Investoren, Versicherern, Regierungsbehörden und der Öffentlichkeit, da er eine klare Basis für die Bewertung von FPV-Anlagen bietet. Dies kann dazu beitragen, das Risiko für involvierte Parteien zu verringern und die Akzeptanz von FPV-Projekten zu erhöhen.

6.2 Forschungsprojekte

Im Folgenden wird eine Auswahl neuerer Forschungsprojekte des Fraunhofer ISE vorgestellt, um aktuelle Ansätze der Technologieentwicklung zu illustrieren.

PV2Float

Ziel des Projekts ist die Entwicklung einer im industriellen Maßstab umsetzbaren FPV-Technologie, deren Wettbewerbsfähigkeit auf erhöhten Stromerträgen sowie verbesserter Material- und Prozesseffizienz basiert. Dabei sollen die Belange der Sicherheit, Nachhaltigkeit, Akzeptanz und Umweltverträglichkeit einbezogen werden. Insbesondere werden die technischen bzw. sozio-ökonomischen Voraussetzungen zur Erschließung von FPV-Potenzialen untersucht und deren nachhaltige Nutzung betrachtet. Im Zuge dessen werden standardisierte Prüfverfahren für Systemkomponenten entwickelt, besonders geeignete Modulaufbauten ermittelt und effiziente Genehmigungs- und Partizipationsprozesse erarbeitet.

Zu den wichtigsten Projektpartnern gehören u. a. das Fraunhofer ISE, die Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) sowie die RWE Renewables GmbH. Das Projekt wird durch Fördermittel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unterstützt.

Mehr Infos zu Projekthinhalten und -hintergründen finden sich auf der [Projektwebsite](#).

FPV4Resilience

Dieses Projekt soll quantitativ die Wechselwirkung der FPV-Anlagenkonfiguration und Klimaresilienz des Gewässers erörtern. Ziel des Projekts ist es, die Auswirkungen mehrerer FPV-Anlagenkonfigurationen auf verschiedene Seentypen zu untersuchen. Dies soll genutzt werden, um bei der FPV-Anlagenplanung betroffene aquatische Ökosysteme bestmöglich vor vom Klimawandel bedingten Veränderungen abzusichern. Anhand verschiedener Faktoren wie bspw. Flächenbelegungen oder Modulneigungswinkel soll eine Beeinflussung der Energiebilanz im See berechnet werden, die sowohl den Einflüssen des Klimawandels größtmöglich entgegenwirkt als auch Stromerträge maximiert. Thermische und ökologische Veränderungen werden dabei durch ein auf FPV angepasstes hydrodynamisches Modell berechnet. Zudem sollen Prognosen durch Modellvalidierung anhand von Messdaten und Simulation unterschiedlicher Anlagengrößen verlässlicher gemacht werden. Weiter soll aus hydrologischen und meteorologischen Kenngrößen eine zweckmäßige Definition der Klimaresilienz von Standgewässern abgeleitet werden. Anschließend werden über Simulationen optimale Systemzustände zwischen FPV-Stromertrag und Klimaresilienz bestimmt und mit Messdaten abgeglichen. Das bedeutet, dass der maximale Stromertrag unter höchstmöglicher Klimaresilienz oder die maximale Klimaresilienz des Gewässers bei höchstmöglichem Ertrag durch die Anpassung von Anlagenparametern wie bspw. der Flächenbelegung oder Modulneigungswinkel abgeschätzt wird. So kann das Projekt dazu beitragen, Anlagenplanungen um ökologische Fragestellungen zu erweitern sowie Genehmigungsverfahren für FPV-Anlagen zu beschleunigen.

Das Projekt wird vom Leistungszentrum Nachhaltigkeit Freiburg (LZN) finanziert und vom Fraunhofer ISE in Zusammenarbeit mit der Professur für Hydrologie der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg bearbeitet.

Mehr Infos zu Projekthinhalten und -hintergründen finden sich auf der [Projektwebsite](#).

Floating PV-Anlagen – Teil 2: Untersuchung von naturschutzfachlichen Auswirkungen von schwimmenden PV-Anlagen auf Stillgewässern

Im Rahmen des vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) im Rahmen des Nationalen Artenhilfsprogramms geförderten Projekts wird untersucht, wie schwimmende Photovoltaikanlagen auf künstlichen Stillgewässern die Ökologie beeinflussen. Das Fraunhofer ISE arbeitet dabei mit weiteren Partnern, darunter lanaplan GbR und biota GmbH, zusammen.

Im zweiten Teil des Projekts, das von 2024 bis 2028 läuft, werden dreijährige Feldstudien durchgeführt, um die Auswirkungen von FPV auf abiotische Parameter wie Wasserqualität sowie auf Artengruppen wie Phyto- und Zooplankton, Vögel und Fledermäuse zu bewerten. Ziel ist es, ökologische Anforderungen für die Standortwahl und Gestaltung solcher Anlagen zu entwickeln.

Das Vorhaben umfasst die Aktualisierung des Forschungsstands durch Literaturanalysen, die Durchführung systematischer Felduntersuchungen und die Ableitung von Empfehlungen für den naturverträglichen Ausbau der Technologie. Ein Abschlussworkshop bietet die Möglichkeit, die Ergebnisse mit Expertinnen und Experten zu diskutieren und weiteren Forschungsbedarf zu identifizieren. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen dazu beitragen, FPV-Anlagen ökologisch verträglich zu gestalten und gleichzeitig die Anforderungen gemäß § 36 Abs. 3 des Wasserhaushaltsgesetzes zu berücksichtigen.

Mehr Infos zu Projektinhalten und -hintergründen finden sich auf der [Projektwebsite](#).

STEWART – Science-based environmentally friendly new layout for floating PV

Im Projekt "STEWART" wird ein innovatives und nachhaltiges Konzept für schwimmende Photovoltaikanlagen entwickelt, das ökologische, ökonomische und regulatorische Anforderungen miteinander verbindet. Ziel des Projekts ist es, die Umweltverträglichkeit von FPV-Systemen zu verbessern, ihre Effizienz zu steigern und wirtschaftliche Lösungen für eine breitere Anwendung zu schaffen. Hierzu wird ein besonderer Fokus auf die Wechselwirkungen zwischen FPV-Systemen und Gewässern gelegt, einschließlich Lichtverfügbarkeit, Kühlung und möglicher Verschmutzung durch Vogelkot.

Ein zentrales Ziel des Projekts ist die Entwicklung nachhaltiger Designprinzipien für FPV-Systeme, ergänzt durch einen Leitfaden, der ökologische und rechtliche Rahmenbedingungen berücksichtigt. Zudem werden neue Konstruktionsprinzipien und Wartungsprotokolle formuliert, die die Systemleistung verbessern und ungeplante Wartungseinsätze reduzieren sollen. Ein weiteres wichtiges Element ist die Entwicklung eines Tools zur automatischen Erkennung von Verschmutzungen und die Untersuchung möglicher Gegenmaßnahmen, um die Belastung durch Vogelkot zu minimieren. Darüber hinaus sollen Strategien zur Senkung der Wartungskosten und zur Optimierung der Betriebseffizienz erarbeitet werden. Begleitend wird die regulatorische und gesetzliche Basis für FPV in Europa analysiert, um politische Entscheidungsträger bei der Gestaltung zukunftsfähiger Rahmenbedingungen zu unterstützen.

Das Projekt wird vom Fraunhofer ISE koordiniert, mit Unterstützung durch Erdgas Südwest, Romande Energie, den Industrieverband Steine und Erden e.V., INNOSEA, die Technische Universität des Nahen Ostens, die Ege Universität, HelioRec, die Universität Sapienza in Rom sowie Tonucci & Partners. Dieses interdisziplinäre Konsortium kombiniert technische, ökologische und wirtschaftliche Expertise, um die Entwicklung der schwimmenden Photovoltaik als zukunftsfähige Technologie voranzutreiben. Mehr Infos zu Projektinhalten und -hintergründen finden sich auf der [Projektwebsite](#).

SurePV – Sustainable, Reliable and Efficient floating PV power plants

Aktuelle Forschungsthemen und Dienstleistungen des Fraunhofer ISE

Im EU-geförderten Projekt SuRE wird ein umfassendes Konzept für die Weiterentwicklung schwimmender Photovoltaikanlagen (FPV) in Europa erarbeitet. Ziel ist es, die Wettbewerbsfähigkeit von FPV-Systemen gegenüber fossilen Brennstoffen und landverbrauchenden erneuerbaren Energien zu erhöhen. Hierzu sollen innovative Ansätze zur Reduktion der Stromgestehungskosten (LCOE), zur Erweiterung der Anwendungsmöglichkeiten und zur Minimierung ökologischer Auswirkungen entwickelt werden. Im Mittelpunkt steht die Optimierung von drei führenden europäischen FPV-Technologien. Die Projektpartner Ciel et Terre (Frankreich), Zimmermann PV-Steel Group (Deutschland) und Sunlit (Norwegen) setzen gemeinsam mit weiteren Akteuren Pilotprojekte um, darunter zwei 5-MW_p-Anlagen und ein 105-kW_p-Demonstrator. Neben technologischen Innovationen werden neue Verfahren für Betrieb und Wartung, Modelle zur Ertragsprognose sowie nachhaltige Materiallösungen erforscht.

Das Projekt legt zudem großen Wert auf die ökologische Nachhaltigkeit von FPV. Unter der Leitung von Forschungseinrichtungen wie dem Fraunhofer ISE, TNO (Niederlande) und IFE (Norwegen) werden die Auswirkungen von FPV auf Gewässerökologie und Biodiversität untersucht. Ergebnisse fließen in Leitlinien für umweltfreundliche Designs und mögliche Minderungsmaßnahmen ein. Weitere Themen umfassen End-of-Life-Recycling und die Integration recycelter Materialien. Neben technischen und ökologischen Aspekten adressiert SuRE auch wirtschaftliche und gesellschaftliche Hürden. Verbesserte Modelle für Energieertragsprognosen und Investitionsbewertungen sollen die Akzeptanz und Finanzierung von FPV-Anlagen erleichtern. Öffentlichkeitsarbeit und Dialogformate fördern zudem die gesellschaftliche Integration der Technologie.

Das Konsortium umfasst Technologieanbieter, Forschungseinrichtungen und Unternehmen wie SABIC (Niederlande), Deltares (Niederlande) und Metsolar (Litauen). Gemeinsam wird ein Beitrag zur europaweiten Etablierung der FPV-Technologie geleistet, um den Ausbau erneuerbarer Energien weiter voranzutreiben.

Mehr Infos zu Projekthinhalten und -hintergründen finden sich auf der [Projektwebsite](#).

6.3 Dienstleistungen

Dank unserer langjährigen Erfahrung in der Modul- und Anlagentechnologie sowie im Kraftwerksmonitoring sind wir optimal aufgestellt, um unser Dienstleistungsspektrum gezielt auf die speziellen Anforderungen der schwimmenden Photovoltaik auszurichten. Wir bieten umfassende Studien, fundierte Analysen sowie PV- und Gewässermonitoring für Planungsbüros, EPCs und Anlagenbetreiber an, um deren Projekte optimal zu unterstützen.

Unsere Expertise erstreckt sich über alle Entwicklungsphasen von Floating PV-Projekten. In unseren Dienstleistungen berücksichtigen wir technische, wirtschaftliche und ökologische Anforderungen, um optimale Lösungen zu entwickeln. Abbildung 22 präsentiert eine Auswahl unseres Dienstleistungsangebots, das im Folgenden näher erläutert wird.

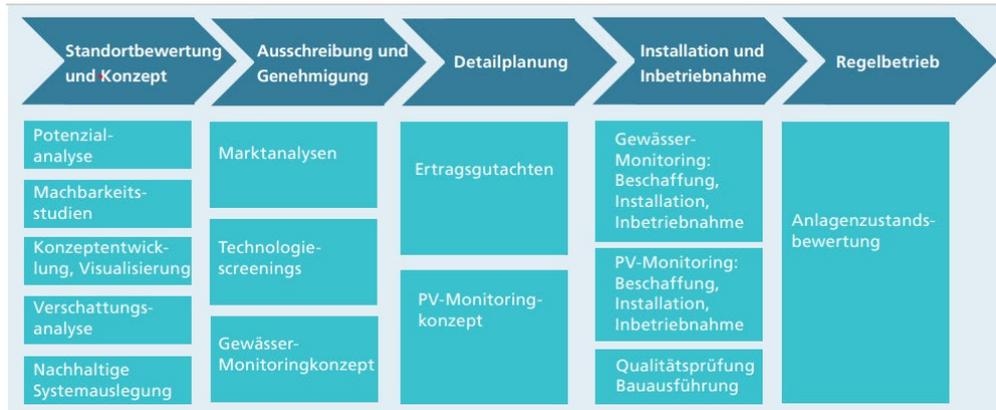


Abbildung 22: Übersicht über Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen des Fraunhofer ISE

6.3.1 Standortbewertung und Grobkonzept

Potenzialanalysen

Eine Potenzialanalyse für Schwimmende Photovoltaik beginnt mit einer GIS-gestützten Eignungsbewertung des Areals. Dabei werden verschiedene Kriterien wie die Sonneneinstrahlung, Gewässertypen und örtliche Gegebenheiten berücksichtigt. Anschließend werden potenzielle Aufständerungsflächen identifiziert, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten wie Wassertiefe, Wasserqualität und Umweltvorschriften. Die Ergebnisse dieser Analyse liefern Informationen über die Eignung eines Standorts für Floating PV, einschließlich potenzieller Erträge, technischer Realisierbarkeit und rechtlicher Rahmenbedingungen.

Machbarkeitsstudien

Eine Machbarkeitsstudie für Floating PV beinhaltet die Konzeption geeigneter Systemlösungen, wobei Parameter wie Modultechnologie, Ausrichtung, Neigungswinkel und Reihenabstand festgelegt werden. Dies erfolgt durch umfassende Analyse der örtlichen Gegebenheiten, einschließlich Strahlung-, Wind- und Wellenverhältnisse sowie des Gewässerzustands. Die Studie liefert detaillierte Informationen über die technische Umsetzbarkeit, die erwarteten Erträge, potenzielle Risiken und die Wirtschaftlichkeit des Projekts. Sie ermöglicht eine fundierte Entscheidungsfindung für die weitere Planung und Umsetzung des Floating-PV-Projekts.

Konzeptentwicklung, Visualisierung

Im Rahmen der Konzeptentwicklung untersucht das Fraunhofer ISE zunächst verschiedene FPV-Konzepte und bewertet deren Eignung für den spezifischen Standort. Dabei werden wesentliche Parameter wie die Anlagengröße, die Ausrichtung und die Montagestruktur, die Modultechnologie und der Neigungswinkel sowie das Verankerungssystem analysiert und miteinander verglichen. Ziel ist es, die am besten geeignete Lösung für die Standortanforderungen zu identifizieren. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wird anschließend ein System entworfen. Dabei berücksichtigt das Fraunhofer ISE wichtige Aspekte wie den Modulreihenabstand, die Höhe der PV-Module, sowie deren Neigungswinkel und Ausrichtung. So entsteht ein optimiertes Konzept, das sowohl die technischen als auch die standortspezifischen Gegebenheiten einbezieht und eine hohe Effizienz und Stabilität des Systems sicherstellt. Zur besseren Veranschaulichung des Projekts

werden Visualisierungen erstellt. Diese helfen nicht nur bei der internen Planung, sondern auch bei der Kommunikation mit Stakeholdern, Behörden und Investoren.

Verschattungsanalyse

Eine Verschattungsanalyse untersucht die Auswirkungen von Hindernissen wie Bäumen, Gebäuden oder anderen Strukturen auf die solare Einstrahlung und damit auf die Leistung der PV-Anlage. Mittels computergestützter Simulationen oder physischer Messungen wird geprüft, in welchem Umfang und zu welchen Tages- und Jahreszeiten Verschattungen auftreten. Ziel ist es, eine optimale Modulanordnung zu finden, um Ertragsverluste zu minimieren.

Nachhaltige Systemauslegung

Die nachhaltige Systemauslegung für Floating PV basiert auf standortspezifischen hydroökologischen Prognosen. Mithilfe fortschrittlicher Modelle werden potenzielle Auswirkungen auf Wassertemperatur, Sauerstoffgehalt und Biomasseproduktion bewertet. Die Ergebnisse der Simulation liefern Einblicke in potenzielle Veränderungen des Ökosystems und helfen dabei, mögliche Umweltauswirkungen zu bewerten.

6.3.2 Ausschreibung und Genehmigung

Marktanalysen

Marktanalysen sind essenziell, um aktuelle Trends, Preisentwicklungen und technologische Fortschritte in der FPV-Branche zu bewerten. Dabei werden verschiedene Anbieter, Komponenten und Dienstleistungen hinsichtlich Preis-Leistungs-Verhältnis, Qualität und Verfügbarkeit verglichen. Zudem werden wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Subventionen, Einspeisevergütungen und regulatorische Anforderungen berücksichtigt, um eine optimale Beschaffungsstrategie für das Projekt zu entwickeln.

Technologiescreenings

Ein Technologiescreening umfasst die systematische Bewertung verschiedener FPV-Technologien und Komponenten in Bezug auf Effizienz, Langlebigkeit, Wartungsaufwand und Umweltverträglichkeit. Je nach Standortbedingungen können unterschiedliche Technologien besser oder schlechter geeignet sein – etwa bifaziale Module zur Nutzung reflektierter Strahlung oder spezielle Montagesysteme für schwimmende oder geneigte Flächen. Das Screening stellt sicher, dass die ausgewählten Komponenten sowohl technisch als auch wirtschaftlich optimal auf die spezifischen Anforderungen des Projekts abgestimmt sind.

Gewässer-Monitoring-Konzept

Für das gewässerökologische-Monitoring schwimmender Photovoltaik entwickelt das Fraunhofer ISE ein umfassendes Messkonzept. Auf der Gewässerebene Parameter wie beispielsweise Wassertemperatur, Sauerstoff- oder Chlorophyllgehalt gemessen werden. Basierend auf standort- und anlagenspezifischen Anforderungen werden Layouts der Sensorik entwickelt und die erforderlichen technischen Komponenten ausgewählt, z. B.

Wetterstationen und Energiezähler. Die Genauigkeit und zeitliche Auflösung werden vorab abgeschätzt. In einem Workshop mit dem Auftraggeber können wir die Auslegungskriterien festlegen. Die Ergebnisse werden in einem jährlichen Bericht ausgewertet und bieten Einblicke in die potenziellen Veränderungen im Gewässer.

6.3.3 Detailplanung

Ertragsgutachten

Ein Ertragsgutachten liefert eine detaillierte Prognose über die zu erwartende Stromproduktion der FPV-Anlage. Es basiert auf Standortfaktoren wie Sonneneinstrahlung, Modulausrichtung, Temperaturprofilen und Verschattungseinflüssen. Die Berechnung erfolgt mit der am Fraunhofer ISE entwickelten Software Zenit®, deren Simulationskette speziell für die unterschiedliche FPV-Systeme angepasst wurde. Ertragsgutachten sind eine wichtige Grundlage für Investitionsentscheidungen und Finanzierungsanträge.

PV-Monitoring-Konzept

Das PV-Monitoring-Konzept legt fest, wie die Anlageneffizienz und Betriebszustände kontinuierlich überwacht werden. Dazu gehört die Auswahl oder Entwicklung geeigneter Sensorik zur Messung von Einstrahlung, Modulleistung, Netzzurückspeisung und Betriebsparametern. Ein modernes Monitoring-System kann automatisierte Fehlererkennung und Performance-Analysen durchführen, um frühzeitig Probleme zu identifizieren und die Wartung zu optimieren.

6.3.4 Installation und Inbetriebnahme

Gewässer-Monitoring: Beschaffung, Installation, Inbetriebnahme

Die Installation eines Gewässer-Monitoring-Systems umfasst die Beschaffung, Montage und Inbetriebnahme von Messgeräten, die relevante Umweltparameter erfassen. Dies kann Sensoren zur Messung der Wasserqualität, Strömungsgeschwindigkeit oder Temperatur beinhalten. Die erhobenen Daten werden häufig in Echtzeit über digitale Plattformen bereitgestellt, um langfristige Analysen zu ermöglichen.

PV-Monitoring: Beschaffung, Installation, Inbetriebnahme

Für das PV-Monitoring werden Messsysteme zur Überwachung der Anlageneffizienz und zur Fehlererkennung installiert. Dazu gehören Sensoren zur Messung von Modul- und Umgebungsparametern sowie Softwarelösungen zur Datenauswertung. Die Installation umfasst neben der Hardware auch die Einrichtung der Kommunikations- und Datenspeichersysteme.

Qualitätsprüfung Bauausführung

Nach Abschluss der Bauphase werden Inspektionen durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Anlage nach den festgelegten Qualitäts- und Sicherheitsstandards errichtet wird. Dazu gehören die Überprüfung der Montagestrukturen, elektrische Tests zur Identifikation fehlerhafter Module oder Verkabelungen sowie Funktionsprüfungen der Wechselrichter und Überwachungssysteme.

Anlagenzustandsbewertung

Bei der schwimmenden Photovoltaik handelt es sich um eine vergleichsweise neue Technologie. Hierbei werden zumeist etablierte Verfahren und Normen beispielsweise hinsichtlich der elektrischen Sicherheit übertragen. Allerdings unterscheiden sich die Umgebungsbedingungen zwischen Land- und FPV-Anlagen maßgeblich. Erhöhte Feuchtigkeit sowie Wind- und Wellenlasten stellen hohe Anforderungen an die Systemkomponenten. Um einen fehlerfreien Betrieb und eine hohe Performance der Anlage langfristig sicherzustellen, bieten wir eine speziell auf FPV-Anlagen zugeschnittene Anlagenzustandsbewertung an. Dazu gehören visuelle Inspektionen, thermografische Analysen zur Identifikation von Hotspots, elektrische Messungen und Vergleiche der Ist-Werte mit den Prognosen aus dem Ertragsgutachten. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für Wartungsstrategien und Effizienzoptimierungen.

Weitere Informationen zu den FuE-Leistungen des Fraunhofer ISE finden Sie auf unseren [Webseiten zum Thema »Schwimmende Photovoltaik«](#).

- [1] *Selj, J.; Wieland, S.; Tsanakas, I.*: Floating Photovoltaic Power Plants: A Review of Energy Yield, Reliability, and Maintenance Ausgabe 2025.
- [2] *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWI*: Neuer Schwung für erneuerbare Energien, 2022, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html> [Zugriff am: 14.05.2025].
- [3] *Publisher*: Bundesnetzagentur - Presse - Ausbau Erneuerbarer Energien 2024, 2025, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html [Zugriff am: 14.05.2025].
- [4] Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report Executive Summary | ES-MAP, <https://www.esmap.org/node/170459> [Zugriff am: 14.11.2023], 2023.
- [5] *Jin, Y.; Hu, S.; Ziegler, A.D. et al.*: Energy production and water savings from floating solar photovoltaics on global reservoirs. *In: Nature Sustainability* 6 (2023), Heft 7, S. 865-874. <https://doi.org/10.1038/s41893-023-01089-6>.
- [6] *Cazzaniga, R.; Rosa-Clot, M.; Rosa-Clot, P. et al.*: Integration of PV floating with hydroelectric power plants. *In: Heliyon*, Vol. 5 (2019), Iss. 6, e01918. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01918>.
- [7] US vineyard uses space saving floatovoltaics. *In: Renewable Energy Focus* 9 (2008), Heft 4, S. 64-65. [https://doi.org/10.1016/S1471-0846\(08\)70142-2](https://doi.org/10.1016/S1471-0846(08)70142-2).
- [8] *Sheridan, J.*: Recent Developments in the global FPV market. S&P Global, 2023.
- [9] *Cazzaniga, R.; Rosa-Clot, M.*: The booming of floating PV. *In: Solar Energy*, Vol. 219 (2021), pp. 3-10. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.057>.
- [10] *Gaëtan Masson*: Trends in Photovoltaic Applications 2024 – REPORT IEA PVPS T1-43:2024 Ausgabe 2024.
- [11] *Rodriguez-Gallegos, C.D.; Gandhi, O.; Sun, H. et al.*: Global floating PV status and potential. *In: Progress in Energy* 7 (2025), Heft 1, S. 15001. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ad9074>.
- [12] *Fan, S.; Ma, Z.; Liu, T. et al.*: Innovations and development trends in offshore floating photovoltaic systems: A comprehensive review. *In: Energy Reports* 13 (2025), S. 1950-1958. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.01.053>.
- [13] *Heynes, G.*: China's CHN Energy completes world's largest open sea floating solar PV project, 2024, <https://www.pv-tech.org/chinas-chn-energy-completes-worlds-largest-open-sea-floating-solar-pv-project/>.
- [14] *Huasun*: China's First Offshore Pile-based PV-fishery Project Powered by Huasun HJT Modules Nears Grid Connection in April 2025, 2025, https://www.pv-magazine.com/press-releases/chinas-first-offshore-pile-based-pv-fishery-project-powered-by-huasun-hjt-modules-nears-grid-connection-in-april-2025/?utm_source=Global+%7C+Newsletter&utm_campaign=ca31477459-daily_nl_g&utm_medium=email&utm_term=0_6916ce32b6-ca31477459-494221513.
- [15] *Jowett, P.*: Hexa Renewables commissions world's largest offshore floating solar plant, 2024, <https://www.pv-magazine.com/2024/11/06/hexa-renewables-commissions-worlds-largest-offshore-floating-solar-plant/#:~:text=Singapore%2Dbased%20Hexa%20Renewables%20has,leased%20from%20the%20Taiwanese%20government>.
- [16] *RWE AG*: Merganser, <https://www.bamboo-offshoresolar.eu/>.
- [17] Höhere Wirkungsgrade bei Organischer Photovoltaik – neuer Solarzellenrekord auf 1 cm² - Fraunhofer ISE. *In: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/hoehere-wirkungsgrade-bei-organischer-photovoltaik-neuer-solarzellenrekord-auf-1cm.html> [Zugriff am: 01.08.2021].

- [18] *World Bank Group; SERIS; ESMAP: Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners.* World Bank Group and ESMAP and SERIS, Washington DC Ausgabe 2019.
- [19] *Rosa-Clot, M.; Tina, G.M. (Hrsg.): Floating PV plants.* Academic Press, London, United Kingdom, 2020.
- [20] *Spencer, R.S.; Macknick, J.; Aznar, A. et al.: Floating Photovoltaic Systems: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental United States.* In: *Environmental Science & Technology*, Vol. 53 (2019), Iss. 3, pp. 1680-1689. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b04735>.
- [21] *World Bank Group; SERIS; ESMAP: Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report.* WorldBank, Washington DC Ausgabe 2019.
- [22] PII: 0038-092X(90)90055-H.
- [23] *Dörenkämper, M.; Wahed, A.; Kumar, A. et al.: The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore.* In: *Solar Energy*, Vol. 214 (2021), pp. 239-247. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.11.029>.
- [24] *Kjeldstad, T.; Lindholm, D.; Marstein, E. et al.: Cooling of floating photovoltaics and the importance of water temperature.* In: *Solar Energy*, Vol. 218 (2021), pp. 544-551. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.022>.
- [25] *Liu, L.; Wang, Q.; Lin, H. et al.: Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems.* In: *Energy Procedia* 105 (2017), S. 1136-1142. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.483>.
- [26] *Sahu, A.; Yadav, N.; Sudhakar, K.: Floating photovoltaic power plant: A review.* In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66 (2016), S. 815-824. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>.
- [27] *Micheli, L.: The temperature of floating photovoltaics: Case studies, models and recent findings.* In: *Solar Energy* 242 (2022), S. 234-245. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.039>.
- [28] *Nicola, M.; Berwind, M.: Improving Module Temperature Prediction Models for Floating Photovoltaic Systems: Analytical Insights from Operational Data.* In: *Energies* 17 (2024), Heft 17, S. 4289. <https://doi.org/10.3390/en17174289>.
- [29] *Bellini, E.: Waves, wind & floating PV.* In: *PV Magazine* (2020).
- [30] *Bugeja, R.; Mule' Stagno, L.; Branche, N.: The effect of wave response motion on the insolation on offshore photovoltaic installations.* In: *Solar Energy Advances* 1 (2021), S. 100008. <https://doi.org/10.1016/j.seja.2021.100008>.
- [31] *International Electrotechnical Commission IEC: DIN EN IEC 61724-1 VDE 0126-25-1:2022-11 Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen.* International Electrotechnical Commission IEC, 2022 -11.
- [32] *Bellini, E.: Japan's largest floating PV plant catches fire after Typhoon Faxai impact.* In: *PV Magazine* (2019).
- [33] *Ramasamy, V.; Margolis, R.: Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies.* National Renewable Energy Laboratory NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf> [Zugriff am: 12.01.2023], 2021.
- [34] *Campana, P.E.; Wästhage, L.; Nookuea, W. et al.: Optimization and assessment of floating and floating-tracking PV systems integrated in on- and off-grid hybrid energy systems.* In: *Solar Energy* 177 (2019), S. 782-795. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.045>.
- [35] *Kichou, S.; Skandalos, N.; Wolf, P.: Floating photovoltaics performance simulation approach.* In: *Heliyon* 8 (2022), Heft 12, e11896. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11896>.
- [36] *Kost, C.; Shammugam, Shivenes, Fluri, Verena, Peper, Dominik; Memar, A.D. et al.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – Juni 2021.* Fraunhofer ISE Ausgabe 2021.
- [37] *Bundesamt für Justiz: §36 Wasserhaushaltsgesetz – WHG.* Bundesamt für Justiz, 2023.

- [38] Mehl, D.; Johnson, D.; Kühl, A. et al.: Schwimmende PV-Anlagen: Auswirkungen auf Arten, Lebensräume und Landschaftsbild (und Ansätze zur Vermeidung). Teilvorhaben 1: Erstellung eines Untersuchungskonzeptes für die naturschutzfachlichen Auswirkungen von schwimmenden PV-Anlagen in Stillgewässern. Bundesamt für Naturschutz Ausgabe 2024.
- [39] Nobre, R.; Boulêtreau, S.; Colas, F. et al.: Potential ecological impacts of floating photovoltaics on lake biodiversity and ecosystem functioning. *In: Renewable and Sustainable Energy Reviews* 188 (2023), S. 113852. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113852>.
- [40] Ji, Q.; Li, K.; Wang, Y. et al.: Effect of floating photovoltaic system on water temperature of deep reservoir and assessment of its potential benefits, a case on Xiangjiaba Reservoir with hydropower station. *In: Renewable Energy*, Vol. 195 (2022), pp. 946-956. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.06.096>.
- [41] Exley, G.; Hernandez, R.R.; Page, T. et al.: Scientific and stakeholder evidence-based assessment: Ecosystem response to floating solar photovoltaics and implications for sustainability. *In: Renewable and Sustainable Energy Reviews* 152 (2021), S. 111639. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111639>.
- [42] Ilgen, K.; Schindler, D.; Wieland, S. et al.: The impact of floating photovoltaic power plants on lake water temperature and stratification. *In: Scientific Reports*, Vol. 13 (2023), Iss. 1, p. 7932. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-34751-2>.
- [43] Bax, V.; van de Lageweg, W.I.; Hoosemans, R. et al.: Floating photovoltaic pilot project at the Oostvoornse lake: Assessment of the water quality effects of three different system designs. *In: Energy Reports* 9 (2023), S. 1415-1425. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.12.080>.
- [44] Lima, R.L.P. de; Paxinou, K.; C. Boogaard, F. et al.: In-Situ Water Quality Observations under a Large-Scale Floating Solar Farm Using Sensors and Underwater Drones. *In: Sustainability*, Vol. 13 (2021), Iss. 11, p. 6421. <https://doi.org/10.3390/su13116421>.
- [45] Ziar, H.; Prudon, B.; Lin, F.-Y. et al.: Innovative floating bifacial photovoltaic solutions for inland water areas. *In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 29 (2020), Iss. 7, pp. 725-743. <https://doi.org/10.1002/pip.3367>.
- [46] Yang, P.; Chua, L.H.C.; Irvine, K.N. et al.: Impacts of a floating photovoltaic system on temperature and water quality in a shallow tropical reservoir. *In: Limnology* 23 (2022), Heft 3, S. 441-454. <https://doi.org/10.1007/s10201-022-00698-y>.
- [47] Li, W.; Wang, Y.; Wang, G. et al.: How do rotifer communities respond to floating photovoltaic systems in the subsidence wetlands created by underground coal mining in China? *In: Journal of Environmental Management*, Vol. 339 (2023), p. 117816. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.117816>.
- [48] Château, P.-A.; Wunderlich, R.F.; Wang, T.-W. et al.: Mathematical modeling suggests high potential for the deployment of floating photovoltaic on fish ponds. *In: The Science of the total environment* 687 (2019), S. 654-666. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.05.420>.
- [49] Frischknecht, R.; Stolz, P.; Heath, G. et al.: Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic 2020. IEA-PVPS, 4th edition Ausgabe April 2020.
- [50] Vácha, M.; Kodymová, J.; Lapčík, V.: Life-cycle assessment of a photovoltaic panel: Assessment of energy intensity of production and environmental impacts. *In: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 1209 (2021), Heft 1, S. 12027. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1209/1/012027>.
- [51] Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M.J.: Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *In: Energy Policy* 35 (2007), Heft 5, S. 2683-2691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001>.
- [52] Gölz, S.; Zuber, B.: Floating-Photovoltaik und der herausfordernde Weg zur „Schwimmerlaubnis“. *In: PV Magazine* (2023).

Kontakt

Dr. Karolina Baltins
pvmmod.fpv@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

