

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Band: 114 (2022)
Heft: 3

Artikel: Photovoltaik und Wasserkraftspeicher in der Schweiz : Synergien und Potenzial
Autor: Maddalena, Gioele / Hohemut, Benjamin / Evers, Frederic
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1002772>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 06.10.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Photovoltaik und Wasserkraftspeicher in der Schweiz – Synergien und Potenzial

Gioele Maddalena, Benjamin Hohermuth, Frederic Evers, Robert Boes, Annelen Kahl

Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde das Potenzial von schwimmenden Photovoltaikanlagen (floating PV, FPV) und von an Talsperren montierten Photovoltaikanlagen (dam mounted PV, DMPV) an 23 Schweizer Speicherseen respektive Talsperren untersucht.

Jeder Standort wurde mit einer Bewertungsmatrix anhand der Hauptkriterien «Akzeptanz», «Energie und Potenzial» sowie «Wirtschaftlichkeit» bewertet. Für den Bereich «Energie und Potenzial» wurde eine GIS-Analyse zur Bestimmung der geeigneten Fläche unter Berücksichtigung von Beschattung durchgeführt und die erwartete Energieproduktion wurde mithilfe des Tools SUNWELL berechnet.

Die Anwendung der Bewertungsmatrizen führte zu separaten Ranglisten der Standorte für FPV und DMPV. Nach Ausschluss der am wenigsten geeigneten Standorte beträgt die geschätzte mögliche Gesamtstromproduktion 350 bis 450 GWh/a für FPV und 11,5 bis 14,5 GWh/a für DMPV.

Ein Vergleich mit bereits realisierten oder geplanten Anlagen in der Schweiz zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen gemäss der entwickelten Bewertungsmethodik. Die Ermittlung der möglichen Flächen ist zuverlässig, die Stromproduktion wird jedoch tendenziell leicht unterschätzt.

Das erwartete Produktionspotenzial für die untersuchten 23 Standorte ist verglichen mit der gemäss Energieperspektiven 2050+ angestrebten Photovoltaikproduktion von 34 TWh/a eher gering, im Vergleich zur aktuellen Produktion von 2 TWh/a jedoch erheblich. Zudem liefern PV-Anlagen im Gebirge bis zu 50 Prozent der Jahresproduktion im Winter und die Installation an bestehender Infrastruktur schont natürliche Ressourcen. Eine weitere Abklärung der Machbarkeit für die in dieser Studie identifizierten Standorte sowie die Abschätzung des gesamtschweizerischen Potenzials scheint darum lohnenswert.

Résumé

Dans ce travail, le potentiel des installations photovoltaïques flottantes (floating PV, FPV) et des installations photovoltaïques montées sur des barrages (dam mounted PV, DMPV) a été étudié sur 23 lacs de retenue ou barrages suisses.

Chaque site a été évalué à l'aide d'une matrice d'évaluation sur la base des critères principaux «Acceptation», «Energie et potentiel» et «Rentabilité». Pour le domaine «Energie et potentiel», une analyse SIG a été effectuée pour déterminer la surface appropriée en tenant compte de l'ombrage et la production d'énergie attendue a été calculée à l'aide de l'outil SUNWELL.

L'application des matrices d'évaluation a permis d'établir des classements distincts des sites pour le FPV et le DMPV. Après exclusion des sites les moins appropriés, la production totale d'électricité potentielle estimée est de 350 à 450 GWh/a pour le FPV et de 11,5 à 14,5 GWh/a pour le DMPV.

Une comparaison avec des installations déjà réalisées ou prévues en Suisse montre une bonne concordance avec les résultats obtenus selon la méthode d'évaluation développée. La détermination des surfaces potentielles est fiable, mais la production d'électricité a tendance à être légèrement sous-estimée.

Le potentiel de production attendu pour les 23 sites étudiés est plutôt faible par rapport à la production photovoltaïque de 34 TWh/a visée selon les perspectives énergétiques 2050+, mais il est considérable par rapport à la production actuelle de 2 TWh/a. De plus, les installations PV en montagne fournissent jusqu'à 50 % de la production annuelle en hiver et l'installation sur des infrastructures existantes permet de préserver les ressources naturelles. Il serait donc intéressant d'étudier la faisabilité des sites identifiés dans cette étude et d'évaluer le potentiel à l'échelle de la Suisse.

Einleitung

Die Energiestrategie 2050 (ES2050) sieht einen massiven Ausbau der Energieproduktion aus Photovoltaik (PV) von heute rund 2 TWh/a auf 34 TWh/a im Jahr 2050 vor (BFE, 2020). Die intermittierende, wetterabhängige Stromproduktion von PV-Anlagen birgt Herausforderungen für die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit, speziell im Winterhalbjahr. Eine mögliche Lösung zur Verminderung dieser Probleme ist die Kombination von mehreren

Erzeugungsarten mit unterschiedlichen Produktionsmustern. Die Eigenschaften von PV und Wasserkraft ergänzen sich diesbezüglich sehr gut; Speicherwasserkraft ist flexibel und kann unregelmässige Leistungsabgabe von PV glätten, und PV-Produktion schont die Speicherseen in Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung. Dies ermöglicht eine stabile, wetterunabhängige Energieversorgung (An et al., 2015). Im Fall von Pumpspeicherkraftwerken kann das Speicherbecken als Batterie wirken und überschüssige Energie aus der PV-

Anlage beispielsweise zur Mittagszeit aufnehmen und in den Abendstunden wieder ans Netz abgeben (Lee et al., 2020).

Alpine PV-Anlagen erbringen nicht nur grössere Gesamtjahreserträge als Anlagen im Mittelland (Kahl et al., 2019). Sie liefern ausserdem noch bis zu 50 Prozent ihrer Produktion im Winterhalbjahr (und somit etwa doppelt so viel wie in den Niederungen). Grund dafür sind die wolken- und nebefreieren Bedingungen im Winter, eine dünnere Atmosphäre, der Albedoeffekt des Schnees sowie eine höhere



Effizienz bei tiefen Temperaturen (*Osman & Alibaba, 2015*). Damit können alpine PV-Anlagen zur Schliessung der drohenden Winterstromlücke beitragen (*Kahl et al., 2019; Axpo, 2021a; Rohrer, 2021*). Da grosse alpine Freiflächenanlagen wie das Projekt Gondosolar auf viel Widerstand stossen (*SRF, 2022*), lohnt es sich, das Potenzial von PV-Anlagen an bestehender alpiner Infrastruktur genauer zu betrachten. Für die Kombination von Wasserkraft und PV gibt es zwei Varianten: sogenannte floating photovoltaics (FPV) sind auf dem Wasser schwimmende Anlagen, während dam mounted photovoltaics (DMPV) direkt an der Talsperre angebrachte PV-Anlagen sind.

Beide Anordnungen besitzen Vor- und Nachteile. Aufgrund der grösseren möglichen Anlagenfläche auf dem Stausee im Vergleich zur Mauer-/Dammoberfläche haben FPV-Anlagen eine grössere potenzielle Energieproduktion als DMPV-Anlagen. Das weltweite Potenzial für schwimmende Photovoltaikanlagen ist in der Grössenordnung aller aktuell installierten fossilen thermischen Kraftwerke (*Almeida et al., 2022*). Weiter kann die Ausrichtung von FPV-Anlagen beliebig gewählt werden und ist nicht durch die Talsperre vorgegeben. Andererseits sind die Auswirkungen einer DMPV auf die Landschaft geringer und der Installationsaufwand tiefer, was die Umsetzung erleichtert. In der Schweiz gibt es drei bereits realisierte Projekte, die FPV-Anlage auf dem Lac des Toules im Kanton Wallis (*Romande Energie, 2021*) sowie die beiden DMPV-Anlagen an der Albigna-Tal-

sperre im Kanton Graubünden (*ewz, 2020*) und am Mutsee im Kanton Glarus (*Axpo, 2021b*).

Im Rahmen von zwei Masterarbeiten an der ETH Zürich wurde eine Bewertungsmethodik entwickelt und damit das Potenzial und die Eignung von FPV- und DMPV-Anlagen für 23 der grössten Speicherseen respektive Talsperren der Schweiz untersucht (*Rytz, 2020; Maddalena, 2021*).

Vorgehensweise

Es wurden zwei Bewertungsmatrizen erarbeitet, eine für FPV- und eine für DMPV-Anlagen, welche in drei Hauptkategorien unterteilt wurden: «Akzeptanz», «Energie und Potenzial» und «Wirtschaftlichkeit». In jeder Hauptkategorie wurden mehrere Unterkriterien definiert. Die Gewichtung der einzelnen Kriterien wurde nach dem Ermessen der Autoren festgelegt und orientierte sich an Potenzialstudien zum Wasserkraftausbau (*Ehrbar et al., 2019; Felix et al., 2020*). Eine Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass der Einfluss der Gewichtung auf die Rangliste der Standorte gering ist.

Bild 1 zeigt die Kriterien und Gewichtungen der Bewertungsmatrix für FPV-Anlagen. Die DMPV-Matrix ist vergleichbar aufgebaut, jedoch wurden dort die Kriterien «Auswirkungen auf die Landschaft», «Evaporation» und «Schwemmholz» nicht berücksichtigt. Insgesamt wurde dem Teil «Energie und Potenzial» eine höhere Gewichtung gegeben, um den ambitionierten Ausbauzielen der ES2050 gerecht zu werden. Für diese Hauptkategorie musste die

geeignete Fläche und die daraus resultierende Produktion abgeschätzt werden. Dazu wurde die nachfolgend beschriebene Vorgehensweise verwendet.

Die geeigneten Flächen wurden mit einer GIS-Analyse ermittelt, wobei drei Eignungskriterien berücksichtigt wurden: 1) Eine geeignete Fläche soll während mehr als 85 Prozent der Zeit zwischen 09:30 und 15:30 Sonneneinstrahlung aufweisen, d. h. nicht verschattet sein. Diese Zeitperiode enthält rund 75 Prozent der täglichen Strahlungsenergie, und Beschattungen ausserhalb dieser Zeit sind folglich weniger wichtig. Die repräsentative monatliche Beschattung respektive die Sonneneinstrahlung wurde basierend auf dem digitalen Geländemodell swissALTI3D (*Bundesamt für Landestopografie swisstopo, 2022*) mit dem Area Solar Radiation Tool von ArcGIS Pro für den 21. Tag jedes Monats eines Jahres bestimmt, wodurch zwölf Beschattungsraster mit einer räumlichen Auflösung von 30 m erzeugt wurden. Durch Addition der zwölf Monatsraster und Division durch die Gesamtzahl der berücksichtigten Jahresstunden lässt sich der Prozentsatz der Sonnenscheindauer berechnen. 2) Es wurde angenommen, dass FPV-Anlagen nicht auf Grund laufen sollten und folglich innerhalb der kleinsten Stauseefläche beim tiefsten Wasserstand, wie er im normalen Betrieb auftritt, zu liegen kommen. Dieses Kriterium soll verhindern, dass Schäden an der schwimmenden Unterkonstruktion auftreten; mittels hochfrequenten Orthofotos wurde dies abgeschätzt (*Planet Labs Inc, 2021*). 3) Um zu grosse Kosten beim Netzanschluss zu verhindern, wurde eine Anlage nur innerhalb von 2 km Abstand zum nächsten geeigneten Netzanschluss vorgesehen. Da keine detaillierten Informationen zugänglich waren, wurden mögliche Anschlusspunkte aus topografischen Karten abgeschätzt (z. B. Wärterhaus bei Talsperren, Restaurants).

Diese drei Kriterien führen zu einer Einschränkung der See- und Maueroberfläche, innerhalb derer eine mögliche FPV- und DMPV-Anlage eingezeichnet wurde. Für DMPV wurde zusätzlich berücksichtigt, dass sensible Bereiche der Talsperre, wie beispielsweise Entlastungsorgane, nicht mit PV-Modulen bedeckt werden.

Im Rahmen der ES2050 ist die Produktion im Winter zum Schliessen der drohenden Winterstromlücke von zentraler Bedeutung. Alpine PV-Anlagen können hier einen Beitrag leisten (*Kahl et al., 2019*). Daher wurde die oben unter 1) beschriebene GIS-Analyse zusätzlich auch nur für die Wintermonate durchgeführt, um Flä-

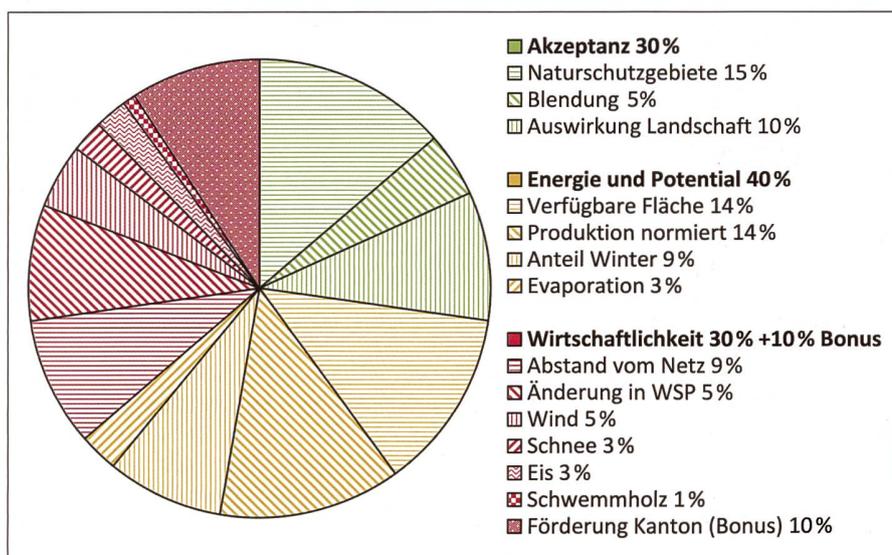


Bild 1: Kriterien und deren Gewichtung, die zur Bewertung der verschiedenen Standorte verwendet wurden, am Beispiel der Bewertungsmatrix für FPV. Der Bonus wurde für Anlagen hinzugefügt, die für zusätzliche kantonale Förderungen infrage kommen. Konkret sind das Anlagen, die in Graubünden liegen und die bestimmten Anforderungen bezüglich der Winterproduktion erfüllen (*AEV, 2020*).

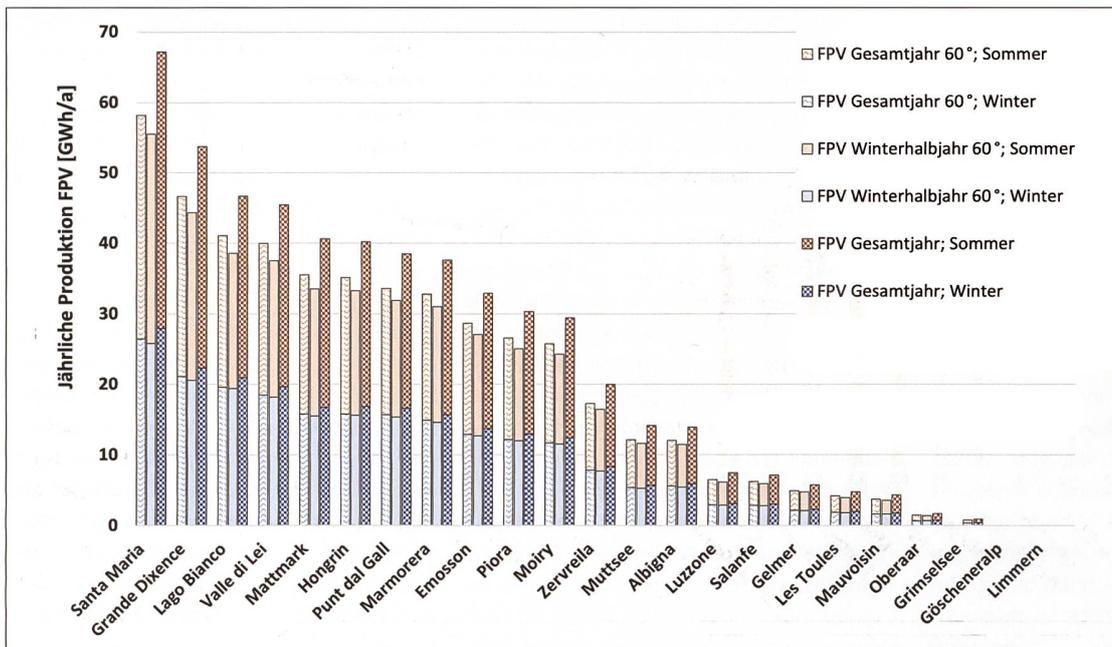


Bild 3: Jährliche Produktion für FPV-Anlagen. Jedes Szenario hat für jeden Standort einen Balken. Das Sommerhalbjahr ist rot eingefärbt, das Winterhalbjahr blau.

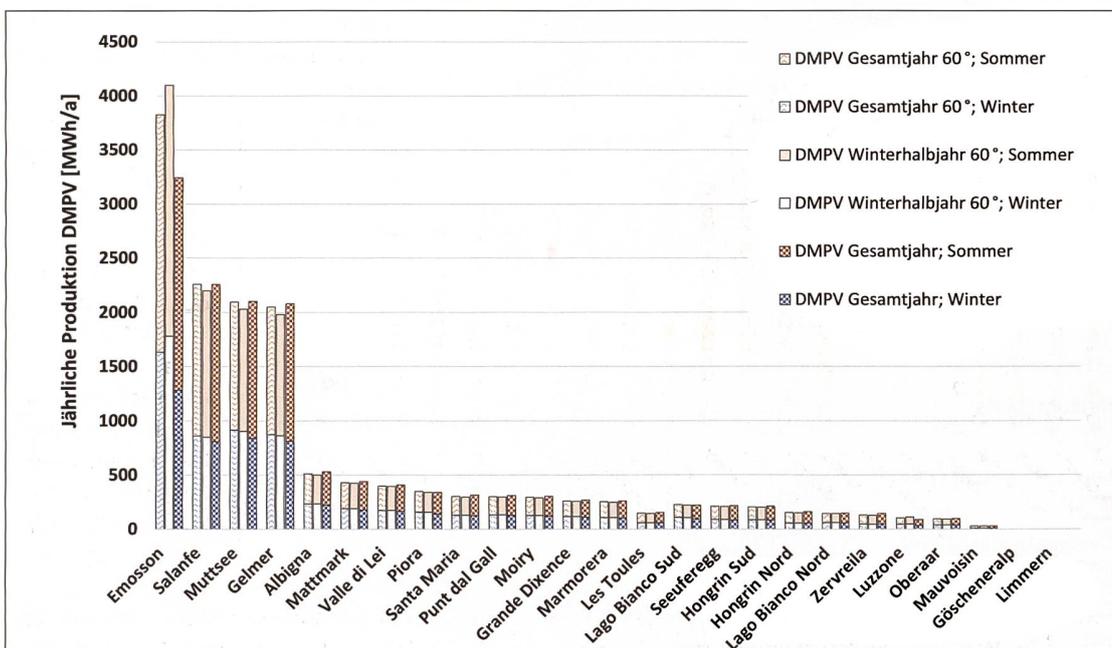


Bild 4: Jährliche Produktion für DMPV-Anlagen. Jedes Szenario hat für jeden Standort einen Balken. Das Sommerhalbjahr ist rot eingefärbt, das Winterhalbjahr blau.

Bewertung und Produktionspotenzial

Bilder 3 und 4 zeigen die potenzielle Energieproduktion für FPV- und DMPV-Anlagen gemäss den drei untersuchten Szenarien. Für jeden Standort sind daher drei Balken dargestellt, welche jeweils in Sommer- und Winterhalbjahr unterteilt sind. Die Energiemengen entsprechen dem Produkt von spezifischem Ertrag in kWh/(a m²) und der ermittelten geeigneten Fläche.

Das Produktionspotenzial für FPV-Anlagen ist aufgrund der grösseren vorhandenen Flächen deutlich höher als für DMPV-Anlagen. Zudem kann auch die mögliche Optimierung durch SUNWELL einen Einfluss haben: Bei FPV-Anlagen wurde die Azimut-Ausrichtung der PV-

Module optimiert, wohingegen der Azimut bei DMPV durch die Ausrichtung der Tal-sperre vorgegeben wird. Die grösste Jahresproduktion wird erwartungsgemäss im Szenario «Gesamtjahr» erreicht. Im Fall von FPV, die auf der horizontalen Seeoberfläche liegen, ist ein flacherer Neigungswinkel von Vorteil für die Gesamtproduktion. Die Produktionseinbussen durch die Beschränkung der Neigungswinkel auf 60° liegen zwischen 10 bis 15 Prozent. Es ist aber zu beachten, dass eine flachere Neigung zu Verlusten durch Schneeeablagerungen führen könnte, welche in der Modellrechnung nicht berücksichtigt worden sind. Ausserdem verschiebt sich bei flacheren Modulen ein beträchtlicher Teil der Produktion in die Sommermonate und der wertvolle Winter-

strom geht somit verloren. Die optimale Ausrichtung der PV-Module ist daher in hohem Masse standort- respektive fall-spezifisch. Bei der separaten Betrachtung des Winter- und des Sommerhalbjahres in den verschiedenen Szenarien wird ersichtlich, dass die Winterproduktion im Szenario «Winterhalbjahr 60°» niedriger ist als in den anderen beiden Szenarien, obwohl SUNWELL die Ausrichtung der PV-Module dahingehend optimiert hat, dass die spezifische Energieproduktion pro Quadratmeter Moduloberfläche [kWh/(a m²)] im Winter maximal ist. Grund dafür ist, dass infolge der steiler geneigten PV-Module der Abstand zwischen den PV-Modulen erhöht werden muss; der sogenannte Ground Cover Ratio (GCR), d.h. der Anteil der nutzbaren Fläche ohne ge-

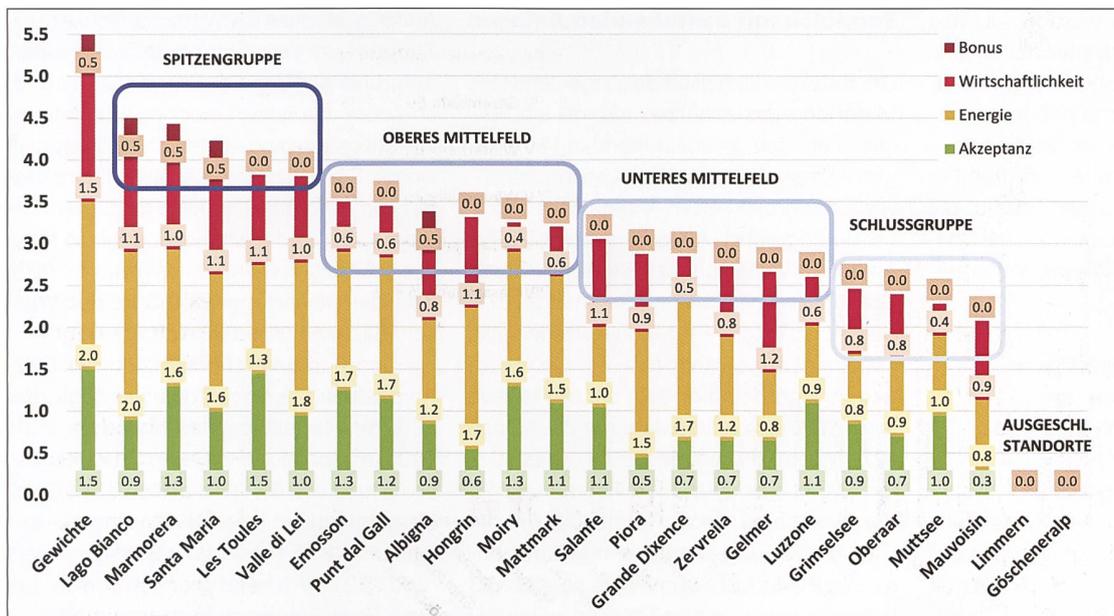


Bild 5: Rangliste der betrachteten FPV-Anlagen mit der Unterteilung in fünf Kategorien. Der erste Balken zeigt die Maximalpunktzahl in jeder Hauptkategorie.

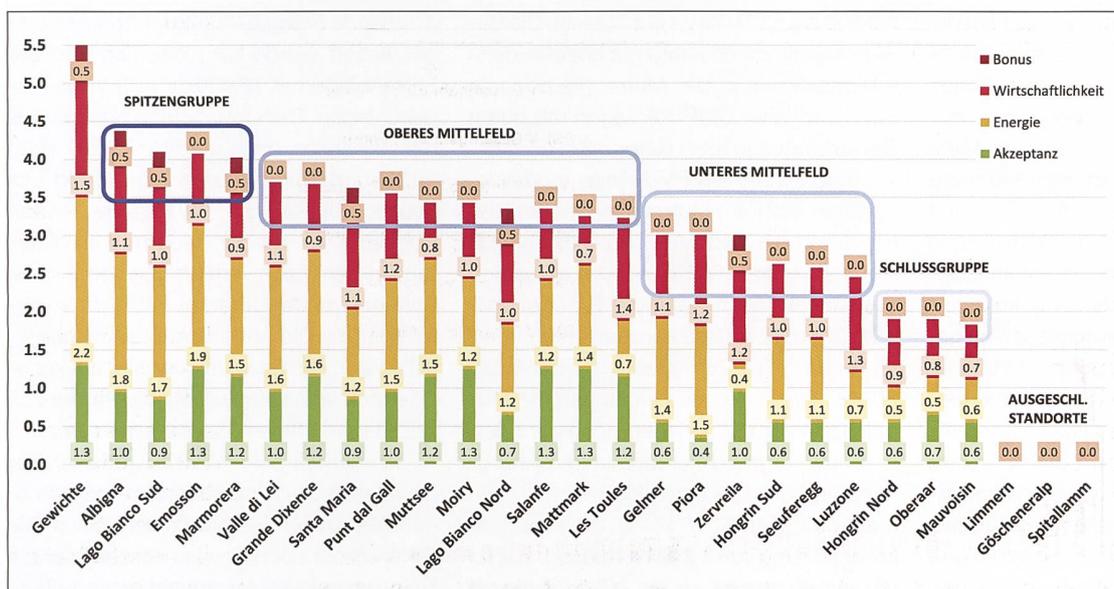


Bild 6: Rangliste der betrachteten DMPV-Anlagen mit der Unterteilung in fünf Kategorien. Der erste Balken zeigt die Maximalpunktzahl in jeder Hauptkategorie.

gegenseitige Beschattung wird kleiner. Die spezifische Ertragssteigerung im Winter durch steilere Neigungswinkel kann den Flächenverlust aufgrund des kleineren GCR nicht ausgleichen. Das Szenario «Winterhalbjahr 60°» zeigt demnach aus Sicht der Gesamtproduktion keine Vorteile für FPV-Anlagen. Die Produktion pro Quadratmeter Moduloberfläche ist – speziell im Winter – jedoch grösser als im Szenario «Gesamtjahr 60°». Wirtschaftlich gesehen ist dies vorteilhaft, weil dadurch die Amortisierungszeit verkürzt wird. Welche Variante sinnvoller ist und ob zeitweise eine gegenseitige Beschattung zugelassen werden soll, muss in detaillierteren, standortspezifischen Studien untersucht werden.

Bei den DMPV-Anlagen weisen vier Standorte eine deutlich höhere Jahresproduktion auf. Bei diesen vier Standorten kann die PV-Anlage aufgrund der Orientie-

rung der Talsperre luftseitig angeordnet werden, wodurch mehr Fläche als bei einer wasserseitigen Anordnung zur Verfügung steht. Insbesondere bei Emosson ist die mögliche Energieproduktion für «Winterhalbjahr 60°» höher als in den beiden anderen Szenarien. Grund dafür ist erneut der GCR: im Fall von DMPV, die auf den stark geneigten bis vertikalen Talsperren montiert werden, führt ein steilerer Neigungswinkel zu einem grösseren GCR und somit zu einer grösseren Modulfläche. Dieser Unterschied ist ausgeprägter bei Bogenmauern wie Emosson, als bei Gewichtsmauern wie z. B. Salanfe, Muttsee und Gelmer. Falls die Module in der praktischen Umsetzung als geschlossene Fläche im Winkel der Talsperre montiert werden, wäre diese Überlegung allerdings hinfällig. Jedoch ist dann aufgrund der suboptimalen Winkel mit einer niedrigeren Produktion zu rechnen.

Die Anwendung der Bewertungsmatrizen auf sämtliche untersuchte Standorte führt zu den in den Bildern 5 und 6 ersichtlichen Ranglisten für FPV und DMPV. Die Balken für die jeweiligen Standorte sind gemäss den drei Hauptkategorien unterteilt, um die Stärken und Schwächen der Standorte sichtbar zu machen.

Zur weiteren Diskussion wurden die Standorte in fünf Gruppen eingeteilt: Spitzengruppe, Oberes und Unteres Mittelfeld, Schlussgruppe sowie ausgeschlossene Standorte. Die Standorte der Spitzengruppe sind am besten geeignet und weitere Studien zur Machbarkeit sind empfehlenswert. Standorte im oberen Mittelfeld sollten in Anbetracht der ambitionierten Ziele der ES2050 ebenfalls berücksichtigt werden. Die Standorte im unteren Mittelfeld können weiterverfolgt werden, sofern die negativen Aspekte vertretbar sind (z. B. Tangierung von Schutzgebieten). Zudem

muss weiter abgeklärt werden, ob das vorhandene Produktionspotenzial für eine wirtschaftliche Umsetzung reicht. Standorte in der Schlussgruppe haben ein geringes Potenzial und weitere Studien dazu wären daher von niedrigerer Priorität. Für die ausgeschlossenen Standorte hat die GIS-Analyse bereits gezeigt, dass die Sonneneinstrahlung nicht für eine Weiterverfolgung ausreicht.

Fallbeispiel eines günstigen Standorts für den Bau von FPV- und/oder DMPV-Anlagen

Der Standort mit dem grössten Produktionspotenzial ist die Talsperre Santa Maria unmittelbar südlich des Lukmanierpasses. In diesem Fall könnten 55 bis 65 GWh/a mit FPV und rund 300 MWh/a mit DMPV erzeugt werden. Aufgrund der Lage auf der Nord-Süd ausgerichteten Passhöhe ist die Horizontlinie sehr tief und die möglichen Sonnenstunden entsprechend hoch – insbesondere auch im Winterhalbjahr. Mehr als die Hälfte des Sees ist während mehr als 95 Prozent der Zeit zwischen 9:30 und 15:30 Uhr im Gesamtjahr respektive rund ein Drittel des Sees im Winterhalbjahr bestrahlt (Bild 7). Angesichts der Lukmanierpass-Nationalstrasse, der Hochspannungsleitung über den See und eines Mobilfunkmasts werden die zusätzlichen landschaftlichen Auswirkungen der PV-Anlagen als gering beurteilt. Jedoch befindet sich direkt neben dem See ein im nationalen ökologischen Netzwerk (REN – réseau écologique national) inventarisiertes Feuchtgebiet und ein zum Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler (BLN) gehörendes Gebiet, sodass die Gesamtbewertung des Kriteriums «Akzeptanz» bei 1 Punkt von maximal 1,5 für FPV respektive 0,9 von maximal 1,3 für DMPV zu liegen kommt. Ob und in welchem Ausmass die inventarisierten Schutzgebiete durch PV-Anlagen beeinträchtigt wären, müssen detailliertere Untersuchungen zeigen. Im Kriterium «Energie und Potenzial» ist zu erkennen, dass vor allem für DMPV die Bewertung trotz der optimalen Ausrichtung der Mauer nach Süden relativ klein ist. Grund dafür ist, dass die PV-Module nur wasserseitig installiert werden können und die verfügbare Fläche für DMPV entsprechend klein ist. Im Kriterium «Wirtschaftlichkeit» erhält dieser Standort einen Bonus von 0,5 Punkten, da die Anlage im Kanton Graubünden liegt und aufgrund der hohen erwarteten Winterproduktion möglicherweise von einer kantonalen Förderung profitieren kann (AEV, 2020).

Vergleich mit bestehenden Anlagen

Um die Zuverlässigkeit der angewendeten Methode einzuschätzen, wurde ein Vergleich mit den drei bestehenden PV-Anlagen Albigna, Muttsee und Les Toules sowie einer projektierten Anlage am Lago di Lei durchgeführt. Albigna ist eine DMPV-Anlage im Val Bregaglia/Bergell im Kanton Graubünden, welche seit Sommer 2020 in Betrieb ist. Es gibt PV-Module wasserseitig auf einer Länge von 670 m und die erwartete Stromproduktion liegt bei 500 MWh/a (ewz, 2020). Im ersten Jahr hat die Anlage 527 MWh produziert (ewz, 2021). Diese Daten zeigen eine gute Übereinstimmung mit den Resultaten dieser Studie. Die mit der GIS-Analyse abgeschätzte mögliche Länge der PV-Module von 755 m liegt um 13 Prozent höher, aber die Produktion stimmt mit 502 bis 530 MWh/a gut überein. Die Bewertung stimmt ebenfalls gut überein, denn Albigna erzielt in der Matrix die höchste Punktzahl aller DMPV-Anlagen mit guten Bewertungen in allen Kategorien (Bild 6).

Eine zweite DMPV-Anlage wurde im Sommer 2021 am Muttsee im Kanton Glarus durch die Axpo AG und IWB gebaut. Am 8. Oktober 2021 wurde sie in Betrieb genommen, auch wenn der Bau der vollständigen 10 000 m² voraussichtlich erst im August 2022 fertiggestellt wird (Axpo, 2021a). Diese grosse Fläche von PV-Modulen ist trotz der geringen Höhe der Sperre (37 m) aufgrund der luftseitigen Anordnung und der fast einen Kilometer langen Mauer möglich (STK, 2021). Die Produktionserwartung von 3,3 GWh/a (Axpo, 2021b) ist deutlich grösser als die 2 GWh/a, die mit SUNWELL im Rahmen dieser Arbeit abgeschätzt wurde. Einerseits liegt dies an der grösseren PV-Modulfläche; in dieser Studie wurde die Fläche der Hochwasserentlastung bewusst freigehalten, wohingegen sie im Projekt bedeckt wurde. Zudem wird vermutet, dass dieser Unterschied teilweise auch auf eine Überschätzung des Herstellers respektive auf ungenaue Parametereingaben in das SUNWELL-Modell zurückzuführen sein könnte. So waren z. B. die Effizienz der Muttseeanlage und ihre Bifazialität zum Zeitpunkt der Studie noch nicht bekannt. Bifazialität beschreibt die Möglichkeit resp. Effizienz der Stromproduktion von der Rückseite der Module; im Vergleich zu monofazialen PV-Modulen sind 5 bis 30 Prozent höhere Erträge möglich (Frontini et al., 2019). Die Bewertungsmatrix platziert Muttsee im oberen Mittelfeld und würde eine Umsetzung der Anlage empfehlen, was sich offensichtlich mit den Einschätzungen der Betreiber deckt.

Auffällig ist, dass die Wirtschaftlichkeit des Standorts im Vergleich zur Spitzengruppe – aufgrund der Lage auf rund 2500 m ü.M. und dem damit verbundenen erhöhten Installationsaufwand – eher schlecht beurteilt wurde. Die veranschlagten Investitionskosten von rund 3,6 CHF/kWp (Luzerner Zeitung, 2021) sind auch fast doppelt so hoch wie bei Albigna (1,7 CHF/kWp) (ewz, 2020), was die Bewertungsmethodik der Wirtschaftlichkeit grundsätzlich bestätigt.

Das Demonstrationsprojekt der FPV-Anlage beim Lac des Toules verfügt über 2000 m² Modulfläche auf etwas mehr als 6000 m² Seefläche mit einer Produktionserwartung von 0,8 GWh/a. Romande Energie plant jedoch eine Erweiterung der Anlage bis auf 35 Prozent der Seefläche, was rund 210 000 m² entsprechen würde, bei einer Produktionserwartung von 22 GWh/a (Romande Energie, 2021). Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine deutlich kleinere FPV-Anlage mit 78 400 m² (4 GWh/a) vorgeschlagen. Der Unterschied stammt aus der Annahme, dass die PV-Module nicht auf Grund laufen dürfen. Im Projekt Les Toules können die PV-Module jedoch trockenfallen, da der Seegrund im hinteren Teil sehr flach verläuft und somit keine Schäden an der Unterkonstruktion erwartet wurden. Die Änderung des Anstellwinkels durch das Stranden der Module könnte jedoch einen Einfluss auf die Produktion in Zeiten mit tiefem Wasserstand haben.

Ähnlich wie beim Muttsee wird auch hier die spezifische Produktion im Vergleich zu den Werten der Betreiber unterschätzt. Die Differenz ist noch etwas grösser, weil die Neigungswinkel der projektierten Anlage flacher sind als die im Bewertungsszenario «Gesamtjahr 60°» vorgegebene Grenze von 60°. Ohne diese Einschränkung (Szenario «Gesamtjahr») berechnet SUNWELL einen Winkel von 43° und eine Produktion von 5 GWh/a. Gegenüber dem effektiven Neigungswinkel von rund 30° bei der Anlage Les Toules bleiben trotzdem noch Unterschiede bestehen. Der Einfachheit halber wurden alle Module als monofazial modelliert; die installierten Module am Lac des Toules sind jedoch bifazial, was den verbleibenden Produktionsunterschied erklären kann. Trotz der kleinen Fläche und der tiefen Produktionserwartung platziert die Bewertungsmatrix Les Toules in die Spitzengruppe. Das ist vor allem dank der vollen Punktzahl in der Kategorie Akzeptanz möglich. Aufgrund der starken Nutzung der Landschaft bei Les Toules (Passstrasse Grand-St-Bernard, Höchstspannungsleitung) sind nur wenig zusätzliche negative Auswirkungen zu erwarten.

Am Lago di Lei soll noch 2022 eine 550m lange und 1795m² grosse DMPV-Anlage mit einer erwarteten Jahresproduktion von 380 MWh/a wasserseitig installiert werden (ewz, 2021; pv magazine, 2022). In der Bewertungsmethode wurde für diesen Standort eine etwas kürzere Anlagenlänge von ungefähr 520m angesetzt, wodurch auch die mit 1520m² abgeschätzte Gesamtmodulfläche kleiner ausfällt als projektiert. Die berechnete Jahresproduktion von 400 MWh/a liegt nur 5 Prozent über dem vom Betreiber erwarteten Wert. In der Bewertung liegt der Standort im oberen Mittelfeld und verpasst die Spitzengruppe nur knapp (Bild 6).

Schlussfolgerungen

Ziel dieser Studie war neben der Entwicklung einer Bewertungsmethodik auch die Abschätzung des Potenzials von PV-Anlagen an Speicherseen in der Schweiz. Auf Basis des Szenarios «Gesamtjahr 60°» und unter Ausschluss der Schlussgruppe wurde eine Bandbreite für die mögliche Jahresproduktion vorgeschlagen. Die untere Grenze der Produktionserwartung entspricht der Summe der Produktion der Anlagen der Spitzengruppe und des oberen

Mittelfelds. Die obere Grenze beinhaltet zusätzlich die Anlagen im unteren Mittelfeld. Es resultieren 347 bis 455 GWh/a für FPV und 11,5 bis 14,5 GWh/a für DMPV. Im Hinblick auf die Energieperspektiven 2050+ gemäss BFE (2020) sollte die Energieproduktion aus PV bis 2050 von heute 2TWh/a um 32 TWh/a gesteigert werden. Das heisst, dass die ermittelten Zahlen für FPV nur 1,1 bis 1,4 Prozent bzw. für DMPV sogar nur 0,04 bis 0,05 Prozent der geplanten Steigerung ausmachen. Auch wenn der Beitrag zur schweizweiten Jahresstromproduktion insgesamt gering ausfällt, sind folgende Punkte zu beachten:

- Die hohe Bedeutung der Energieerzeugung in den Wintermonaten sollte ein zentraler Punkt bei der Bewertung zukünftiger Investitionen im Energiebereich werden. Die gezielte Förderung von Anlagen mit steilen Neigungswinkeln im Mittelland (BFE, 2022) ist ein Schritt in diese Richtung.
- Bei unterschiedlicher Wetterlage im Mittelland und in den Bergen komplementieren sich die Produktionsprofile, d. h. alpine PV-Anlagen produzieren oft, wenn es im Mittelland bewölkt ist, und umgekehrt. Eine Kombination mit Windkraftanlagen verstärkt diesen ausgleichen-

den Effekt noch weiter (Dujardin et al., 2021). So können das Netz entlastet und Überkapazitäten vermieden werden.

- PV-Anlagen an bestehender Infrastruktur schonen die Berglandschaft und natürliche Ressourcen im Vergleich zu Grossanlagen auf Freiflächen (z. B. Gondosolar) und sollten daher prioritär berücksichtigt werden.
- Diese Analyse umfasst 23 ausgewählte Speicherseen mit 26 Sperren. Dazu gehören die meisten der grössten Stauseen der Schweiz, aber nicht alle. Für die FPV wichtige Speicher mit grossen Flächen wie der Sihlsee oder der Wägitalersee wurden hier aufgrund der tieferen Höhenlage nicht untersucht. Das gleiche gilt für DMPV, speziell an Sperren, wo eine luftseitige Installation möglich wäre, wie beispielsweise Lago Sella oder Robie. Mit der Anwendung der Methode auf alle Speicher in der Schweiz wird geschätzt, dass das Potenzial eher zwischen 500–1000 GWh/a für FPV und 15–20 GWh/a für DMPV liegen könnte.
- Die vorgenommene Bewertung und Produktionsabschätzung beruhen auf vereinfachenden Annahmen. Die Annahmen, dass FPV-Anlagen nicht stranden dürfen, führt bei vielen Standorten zu

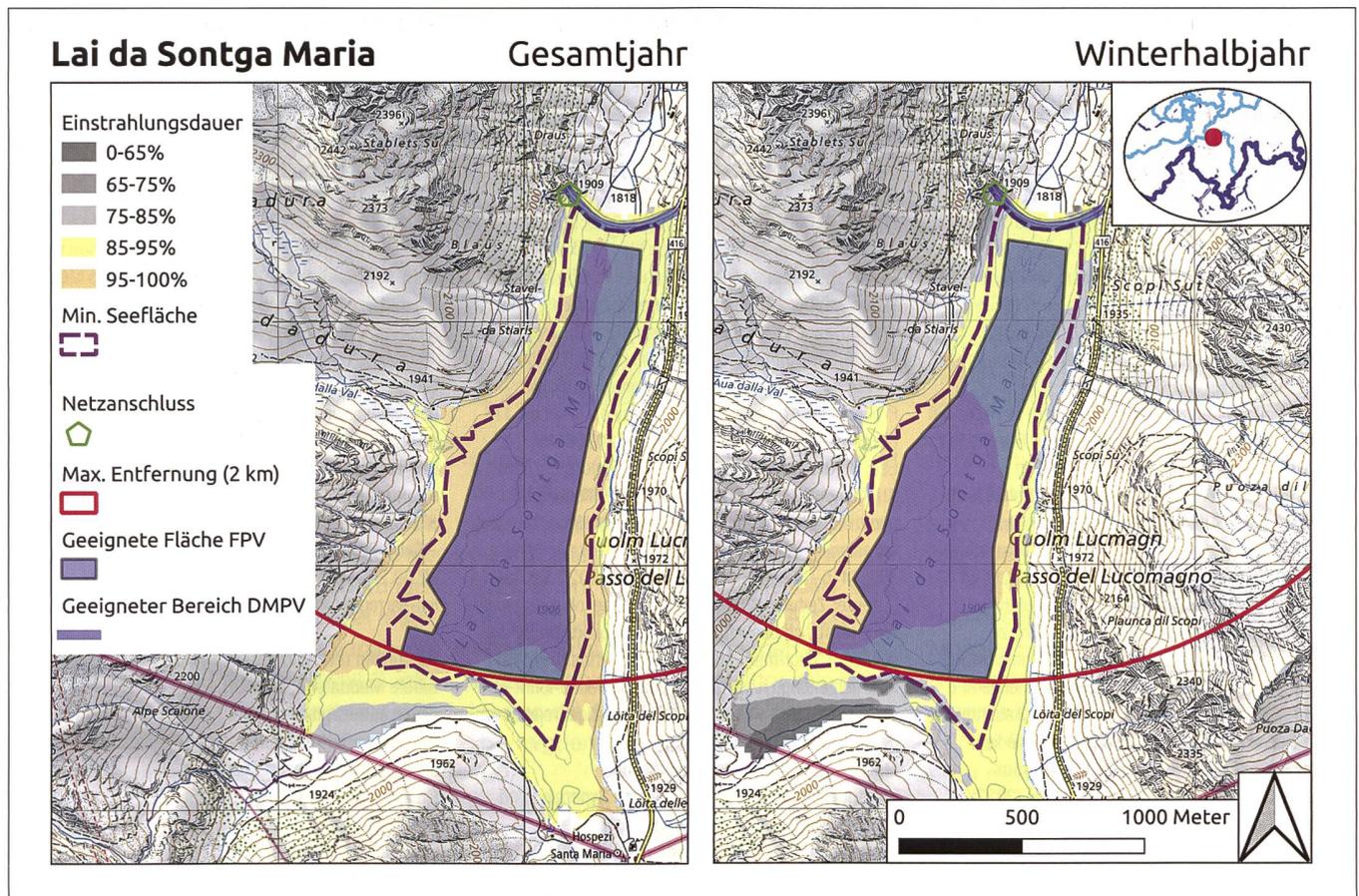


Bild 7: Ergebnisse der GIS-Analyse am Beispiel des Stausees Santa Maria (Quelle Geodaten: Bundesamt für Landestopografie swisstopo).

einer deutlichen Reduktion der geeigneten Fläche. Am Beispiel von Les Toules wurde gezeigt, dass das Produktionspotenzial deutlich vergrössert wird, wenn das Stranden von FPV-Anlagen zugelassen werden kann. Der Abstand zum nächsten Netzanschluss ist mit grosser Unsicherheit verbunden und limitiert aktuell bei gewissen Standorten die verfügbare Fläche ebenfalls stark. Weiter wurden alle Module als monofazial modelliert; die Verwendung von bifazialen Modulen würde die Produktion um 5 bis 30 Prozent erhöhen und sollte im Rahmen weiterer Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt werden.

Eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Sinne einer Investitionsrechnung geht über die Ziele dieser Studie hinaus. Zusätzlich gibt es noch einige technische

Aspekte, u. a. im Zusammenhang mit der Talsperrensicherheit, die noch weiter vertieft werden müssen. In dieser Studie wurden zwar Eis und Schwemmholz für die Bewertung von FPV-Anlagen berücksichtigt, es wurde jedoch davon ausgegangen, dass ein Losreissen der FPV-Module mit technischen Mitteln verhindert werden kann. Die Talsperrensicherheit muss sowohl für FPV- als auch DMPV-Anlagen immer oberste Priorität haben. Auch bei Extremhochwasser darf es zum Beispiel nicht zum Losreissen der FPV-Module kommen, welche zu einer Verklausung am Wehrbauwerk der Hochwasserentlastungsanlage führen könnten. Ebenso muss die geodätische Überwachung der Stauanlagen auch bei auf der Talsperre montierten DMPV-Modulen weiterhin möglich sein. Das in dieser Studie ausgewiesene Potenzial ist gemessen an der aktuellen PV-Jahrespro-

duktion von rund 2TWh/a nicht unerheblich und die Bewertungsmethodik liefert eine Priorisierung für detailliertere Machbarkeitsstudien. Zudem kann die Methode auf alle Speicher der Schweiz ausgeweitet werden, um das schweizweite Potenzial abzuschätzen und zu entscheiden, ob eine gezielte Förderung von PV-Anlagen mit hoher Winterproduktion sinnvoll ist.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei Sara Rytz, die im Rahmen ihrer Masterarbeit an der Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie der ETH Zürich im Herbstsemester 2020 eine Vorgängerstudie zur PV-Potenzialabschätzung an Talsperren erarbeitet hatte.

Quellen:

- ÄEV. (2020). Förderprogramm Kanton Graubünden, Photovoltaikanlagen für Winterstrom, Leitfaden und Bedingungen. (Amt für Energie und Verkehr Graubünden ÄEV)
- Almeida, R.M., Schmitt, R., Grodsky, S.M., Flecker, A.S., Gomes, C.P., Zhao, L., Liu, H., Barros, N., Kelman, R. & McIntyre, P.B. (2022). Floating solar power could help fight climate change – let's get it right. *Nature*, 606. <https://doi.org/10.1038/d41586-022-01525-1>
- An, Y., Fang, W., Ming, B. & Huang, Q. (2015). Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7 (6), 063133. doi: 10.1063/1.4939056
- Äxpö (2021a). Alpínsolar, Zugriff am 02.09.2021 auf <https://www.alpinsolar.ch/ch/de/home.html>
- Äxpö (2021b). Die grösste alpine Solaranlage der Schweiz. (Factsheet). Zugriff am 02.09.2021 auf https://www.alpinsolar.ch/content/dam/alpinsolar/downloads/211008_ALPIN_FS_Alpin-Solar_DE.pdf
- BAFU et al. (2020). Klimawandel in der Schweiz. Indikatoren zu Ursachen, Auswirkungen, Massnahmen. Umwelt-Zustand Nr. 2013: 105 S.
- BFE (2012). Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion. (Bundesamt für Energie BFE)
- BFE (2018). Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes. (Bundesamt für Energie BFE – Abteilung Medien und Politik)
- BFE (2020). Energieperspektiven 2050+, Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse. (Bundesamt für Energie BFE – Sektion Analysen und Perspektiven)
- BFE (2022). Bundesrat startet Vernehmlassung zur Anpassung der Förderinstrumente für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (Bundesamt für Energie BFE – Medienmitteilungen), Zugriff am 27.05.2022 auf <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-87797.html>
- Bundesamt für Landestopografie swisstopo (2022). Geodaten und Applikationen. Zugriff am 27.05.2022 auf <https://www.swisstopo.admin.ch/de/home.html>
- Dujardin, J., Kahl, A. & Lehning, M. (2021). Synergistic optimization of renewable energy installations through evolution strategy. *Environmental research letters*, 16(6). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abfc75>
- Ehrbar D., Schmockler L., Vetsch D., Boes R. (2019). Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugs-gebieten der Schweiz. *Wasser, Energie, Luft* 111(4): 205-212.
- Äwz (2020). Albigna Solar – Erste hochalpine Solar-Grossanlage. (Factsheet). Zugriff am 26.02.2022 auf https://www.ewz.ch/dam/ewz/Ueberewz/Newsroom/Solar_Albigna/06_ewz_Factsheet_Solar_Albigna.pdf
- Äwz (2021). Hochalpine Solaranlagen: neue Anlage auf der Staumauer Lago di Lei und hohe Winterproduktion bei Albigna. Zugriff am 05.07.2022 auf <https://www.ewz.ch/de/ueber-ewz/newsroom/medienmitteilungen/Lagodilei-Solar.html>
- Felix D., Müller-Hagmann M., Boes R. (2020). Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz. *Wasser, Energie, Luft* 112(1): 1-10.
- Frontini F., Cacciavio M., Renken C. (2019). Leitfaden bifaziale Module Anwendung von bifazialen Solarmodulen Einsatzmöglichkeiten an Gebäuden, Dimensionierung der Anlagenkomponenten. Leitfaden im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE
- Kahl, A., Dujardin, J. & Lehning, M. (2019). The bright side of PV production in snow-covered mountains. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116 (4), 1162–1167. doi: 10.1073/pnas.1720808116
- Lee, N., Grunwald, U., Rosenlieb, E., Mirlitz, H., Aznar, A., Spencer, R. & Cox, S. (2020). Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential. *Renewable Energy*, 162, 1415–1427. doi: 10.1016/j.renene.2020.08.080
- Luzerner Zeitung. (2021). Energiewende lohnt sich nicht: Äxpö lässt sich deshalb bei Prestigeprojekt von Denner sponsern. Zugriff am 26.02.2022 auf <https://www.luzernerzeitung.ch/wirtschaft/energiewende-lohnt-sich-nicht-axpo-lasst-sich-deshalb-bei-prestigeprojekt-vondenner-sponsern-ld.2088665>
- Maddalena G. (2021). Photovoltaik und Wasserkraftspeicher in der Schweiz - Synergien und Potenzial. Masterarbeit im FS2021 an der Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich.
- Ösman, M. M. & Alibaba, H. Z. (2015). Comparative Studies on Integration of Photovoltaic in Hot and Cold Climate. *Scientific Research Journal (SCRJ)*, 3, 48-60.
- Planet Labs Inc. (2021). Planet, Homepage. Zugriff am 06.09.2021 auf <https://www.planet.com>
- pv magazine (2022). Äwz verkauft 1795 Quadratmeter seiner neuen Photovoltaik-Staumauer an Bürger. Zugriff am 05.07.2022 auf <https://www.pv-magazine.de/2022/06/13/ewz-verkauft-1795-quadratmeter-seiner-neuen-photovoltaik-staumauer-an-buerger/>
- Rohrer, J. (2021). Photovoltaik in den Alpen wird unumgänglich. *Erneuerbare Energien*, 2021(2). <https://doi.org/10.21256/zhaw-22416>
- Romande Energie. (2021). Parc solaire flottant du lac des Toules. Zugriff am 02.09.2021 auf <https://www.solaireflottant-lestoules.ch>
- Rytz S. (2021). Photovoltaics and Hydropower Reservoirs in Switzerland - Synergies and Potenzial. Masterarbeit im HS2020 an der Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich.
- Schmetz, J., Pili, P., Tjemkes, S., Just, D., Kerkmann, J., Rota, S. & Ratier, A. (2002). An introduction to Meteosat Second Generation (MSG), *Bulletin of the American Meteorological Society*, 83(7). [https://doi.org/10.1175/1520-0477\(2002\)083<0977:AITMSG>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0477(2002)083<0977:AITMSG>2.3.CO;2)
- SRF. (2022). Ob Gondo soll das grösste Solarkraftwerk der Schweiz entstehen. Zugriff am 12.05.2022 auf <https://www.srf.ch/news/schweiz/sonnenstrom-ausden-bergen-ob-gondo-soll-das-groesste-solarkraftwerk-der-schweiz-entstehen>
- STK (2021). Liste der Schweizer Sperren (unvollständig) – Schweizerisches Talsperrenkomitee STK. Zugriff am 02.09.2021 auf <http://www.swissdams.ch/de/les-barrages/liste-des-barrages-suissees>

Autorinnen und Autoren:

Gioele Maddalena, D-BAUG, ETH Zürich, gioele.m.96@gmail.com
Dr. Benjamin Hohermuth, VAW, ETH Zürich, hohermuth@vaw.baug.ethz.ch
Dr. Frederic Evers, VAW, ETH Zürich, evers@vaw.baug.ethz.ch
Prof. Dr. Robert Boes, VAW, ETH Zürich, boes@vaw.baug.ethz.ch
Dr. Annelen Kahl, SLF annelen.kahl@slf.ch