

Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie

***Photovoltaik-Potentiale im
Gebäudesektor in Österreich bis 2040
und Abschätzung der Photovoltaik-
Potentiale auf weiteren Infrastrukturen***

Hubert Fechner
FH-Prof. Dipl. Ing. MSc. MAS

Wien, Juli 2024

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
1.1. Relevanz der Studie	4
1.2. Aufgabenstellung dieser Studie.....	5
1.3. Potentialbegriffe	6
1.4. Variabilität der Potentiale	7
1.5. Vorliegende Potentialerhebungen im Photovoltaikbereich mit Relevanz für Österreich.....	8
2. Auswirkungen der Entwicklungen der letzten Jahre auf die Ermittlung der PV-Potentiale in Österreich	9
2.1. Verstärkte Motivation zur Eigenstromerzeugung, größere Unabhängigkeit, vereinfachte Förder- und Genehmigungsprozesse.....	9
2.2. Deutlicher Zuwachs an „als für PV nutzbar anzusehende verbaute Flächen“	9
2.3. Neue Nutzungs-/Vermarktungsmöglichkeiten des Überschuss-Stromes.....	10
2.4. Flächenbedarf pro Leistungseinheit	11
3. Aktueller Stand der photovoltaischen Verbreitung und Nutzungsarten in Österreich	12
3.1. Status der Photovoltaikverbreitung in Österreich	12
3.2. Verteilung auf Größenklassen	13
3.3. Freiflächen – Dächer – Aufteilung	14
4. Berechnung der aktuell (mit 1.1.2024) für Photovoltaik in Österreich zur Verfügung stehenden Flächen und deren PV-Nutzbarkeit	15
4.1. Gebäude.....	15
4.1.1. Gebäudegrunddaten	15
4.1.2. Flächenermittlung – durch Gebäude in Anspruch genommene Grundfläche.....	16
4.1.3. Physikalisch/Theoretisches Potential - Photovoltaik-Potentialerhebung Gebäude: Methodischer Zugang – Solarkatasteranalyse mit nachfolgendem Abschichtungsverfahren.....	17
4.1.4. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Ein- („EFH“) und Zweifamilienhäusern („ZFH“) in Österreich	18
4.1.5. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Mehrfamilienhäusern und sonstigen Gebäuden im Bereich Büro, Handel, Freizeit, Gesundheit etc. in Österreich.....	20
4.1.6. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Hallen in Österreich.....	20
4.1.7. Photovoltaik Potential an Fassaden von Gebäuden	21
4.1.8. Physikalisch/theoretisches Photovoltaik-Gesamtpotential der Gebäudedach- und Fassadenflächen	22
4.1.9. Ermittlung der technischen Photovoltaik-Gebäudepotentiale.....	22
4.1.10. Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential	25
4.1.11. Abschichtungsfaktoren aufgrund weiterer Gründe	26
4.1.12. Bereits genutztes Dächer-Potential (durch PV und Solarthermie).....	29

4.1.13.	Schlussfolgerung aus den Potentialabschätzungen bei Gebäuden in Österreich	30
4.2.	Deponien.....	32
4.2.1.	Grundsätzliches zur Photovoltaik-Eignung von Deponien	32
4.2.2.	Potentiale.....	33
4.2.3.	Beispiele für PV auf Deponien.....	33
4.3.	Verkehrsflächen.....	34
4.3.1.	Schallschutzwände - Generell	34
4.3.2.	Potential bei Schallschutzwänden	35
4.3.3.	Potential bei Bahnsteigüberdachungen/Gleisüberdachungen.....	36
4.3.4.	PV-Parkraumüberdachungen - Generell	36
4.3.5.	PV-Potenzial auf Parkraumüberdachungen.....	37
4.3.6.	Weitere PV-Potentiale mit Bezug zum Verkehrsbereich	38
4.3.7.	Randstreifen zu Autobahnen, Schnellstraßen oder Schienenwegen	38
4.4.	Floating PV	39
4.5.	Militärische Flächen	39
4.6.	Konversionsflächen.....	40
5.	Gesamt-Potential – abseits von Freiflächen – Zusammenfassung.....	41
6.	PV-Preistrends bis 2030, Kosten je Flächenkategorie und nationale Wertschöpfung.....	41
6.1.	Kostenentwicklung.....	41
6.2.	Mögliche nationale Wertschöpfung.....	42
7.	Aktuelle Barrieren und Lösungsansätze	43
7.1.	Länderziele und beschleunigte Umsetzung.....	43
7.2.	Optimierung der PV-Nutzung - Management von PV-Überschüssen.....	43
8.	Schlussfolgerungen.....	44
9.	Literaturverzeichnis.....	46
10.	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	49
11.	Anhang - Bandbreite der Ergebnisse.....	50

Kurzfassung

Die Entwicklung der Photovoltaik und die Rahmenbedingungen der Markteinführung haben sich in den letzten Jahren fundamental verändert. Diskussionen über die Energieabhängigkeit des Landes, schwer kalkulierbare Strompreise und sinkende Einspeisetarife aber auch Infrastrukturen, die vor einem massiven Umbau stehen, sind die Rahmenbedingungen für diese Ermittlung der photovoltaischen Potentiale in Österreich auf Gebäuden und anderen Infrastrukturen.

Die in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Kosten für photovoltaische Module eröffnen nun diverse weitere Möglichkeiten Photovoltaik an Gebäuden anzubringen; technologische Weiterentwicklungen haben dazu beigetragen, dass die Wirkungsgrade gestiegen sind und damit die Flächenerfordernis pro installierter Leistungseinheit gesunken ist. In dieser Studie werden daher auch Flächen als Potential angegeben, die bislang aus wirtschaftlicher Sicht als nicht nutzbar eingestuft wurden.

Wesentlich ist es, die Potentialbegriffe klar zu definieren, wobei in dieser Studie eine exakte Unterscheidung zwischen physikalisch-theoretischen Potenzialen, technischen und wirtschaftlichen Potentialen sowie den sich als realisierbare Potentiale final ergebenden Werten definiert wurde.

Ausgehend von aktuell (1.1.2024) installierten 6,3 GW photovoltaischer Leistung, bzw. 6,3 TWh/a, von denen etwa 85% auf Gebäuden installiert sind, wurde ein gesamtes wirtschaftliches Gebäude-Potential von etwa 27 TWh/a für Österreich ermittelt, wobei als realisierbar etwa 14-18 TWh/a ermittelt wurden. Von diesem Gesamtpotential sind aktuell bereits ca. 5 TWh/a tatsächlich umgesetzt.

Die weiteren, noch offenen Gebäudepotentiale von etwa 9-13 TWh/a gelten unter der Annahme, dass sich die derzeitigen Rahmenbedingungen fortsetzen. Szenarien, die auf signifikant veränderten Rahmenbedingungen fokussieren, sind nicht Teil dieser Studie.

Neben dem Potential an Gebäuden wurden auch die möglichen Potentiale auf anderen Infrastrukturen des Verkehrsbereiches, auf Gewässern und auf Deponien ermittelt. Diese liegen mit etwa 2,5 bis 3 TWh/a aber in einem vergleichsweise geringen Bereich. Die bereits umgesetzten Projekte in diesem Sektor verändern das noch offene Potential nur unwesentlich.

Verglichen mit den Zielwerten für 2040, nach denen Photovoltaik gemäß Österreichischen Integrierten Netzinfrastrukturplan 41 TWh/a bzw. entsprechend der Stromstrategie von Österreichs Energie 30 GW (d.h. etwa 30 TWh) bereitstellen muss, reichen die Potentiale an Gebäuden und anderen Infrastrukturen daher keinesfalls aus, um diese Ziele zu erreichen.

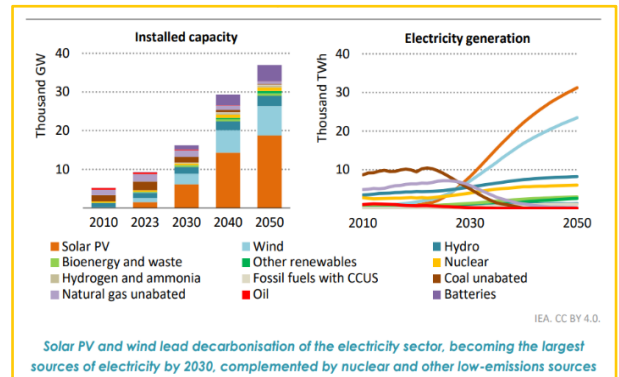
Das Erreichen der Klimaziele wird es daher notwendig sein, diese Gebäudepotentiale ambitioniert zu nutzen aber neben den Gebäuden und anderen Infrastrukturen speziell auch die Photovoltaik auf landwirtschaftlich genutzten Flächen und Flächen im Grünland voranzutreiben und die aktuellen Barrieren abzubauen.

1. Einleitung

1.1. Relevanz der Studie

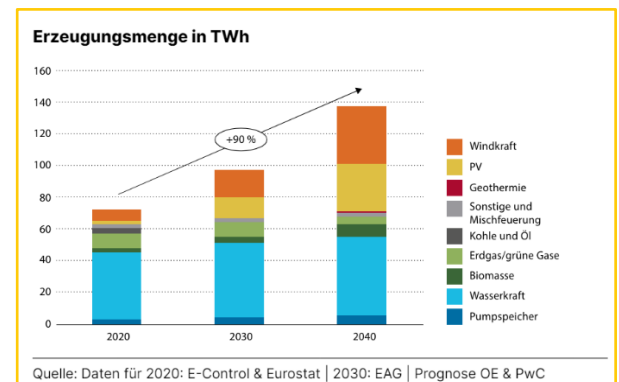
Im Net Zero Energy Scenario der Internationalen Energieagentur (IEA), das als erforderlich angesehen wird, um die Klimaerwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen, wird die zukünftige Dominanz der Photovoltaik im weltweit installierten Stromerzeugungssportfolio deutlich sichtbar [IEA 2023].

Abbildung 1: Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA)



Die Stromstrategie von Oesterreichs Energie vom September 2022 geht davon aus, dass der Strombedarf in Österreich bis 2040 gegenüber 2020 um etwa 90% steigen und nahezu 140 TWh/a erreichen wird. 30 GW an installierter Leistung und etwa 30 TWh/a Energie würden in diesem Szenario aus der Photovoltaik kommen [OE Stromstrategie 2022].

Abbildung 2: Stromstrategie von Oesterreichs Energie, ÖE 2022



Das offizielle österreichische Regierungsziel ist mit 100% erneuerbarem Strom bis 2030 festgelegt (national bilanziell), wobei PV mit zusätzlichen 11 TWh gegenüber 2020 geplant ist; die Modellierung des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (NIP) geht sogar von 21 TWh aus [NIP 2024]; Weitergehende Ziele sind im NIP mit 41 TWh PV bis 2040 festgelegt [NIP 2024], was aufgrund der unterschiedlichen Installationsarten einer dafür notwendig zu installierenden PV-Modulleistung von zumindest 45-50 GW entsprechen dürfte¹. Die Entwicklungen der letzten beiden Jahre in Österreich mit PV-Installationsraten von über einem GW 2022 und über 2,6 GW 2023 könnten auf den Beginn eines 1-2 Gigawatt Jahresmarktes hindeuten, was die oben angeführten Ziele durchaus realistisch erscheinen lässt, sofern auftretende Barrieren in der weiteren Entwicklung frühzeitig erkannt und entfernt werden.

Es ist daher unumgänglich, klare Strategien zu entwickeln, wie die Photovoltaikzukunft in Österreich zu gestalten ist; d.h. welche Rahmenbedingungen zu verändern sind, damit innerhalb des Wertesechsecks

¹ PV-Leistungen werden als DC-Leistung angegeben, da sie sich auf die Modulnormleistung (nach STC Bedingungen) beziehen. Die tatsächlich verwertbare AC-Leistung wird durch den Wechselrichter bestimmt, wobei die Werte üblicherweise geringer sind (speziell, wenn die Ausrichtung von 30 Grad Süd deutlich abweicht); die Wechselrichterleistung kann aber auch die Modulnormleistung übertreffen (z.B. in alpinen Lagen mit hohem Einstrahlungswerten); die „PV Engpaßleistung“ (lt. EAG§5 definiert als Modulspitzenleistung (Leistung in kWpeak) wird manchmal auch als AC-Leistung interpretiert.

- einer hohen gesellschaftlichen Akzeptanz > Ästhetik, Umweltverträglichkeit, z.B. „Bauwerkintegrierte PV“
- Standortvorteil für die heimische Wirtschaft generell durch sichere, planbare und günstige Stromversorgung aus erneuerbarer Quelle, erhöhter Nutzen für die österreichische Wirtschaft
- Einer volkswirtschaftlich optimalen Synergienutzung mit bestehender und zukünftig zu errichtender Energieinfrastruktur
- einer möglichst hohen nationalen Wertschöpfung; inländische PV-Komponenten/Dienstleistungen, Schaffung eines innovativen PV-Heimmarktes als Basis für eine erfolgreiche Exportwirtschaft
- Gesteigerte nationale Wertschöpfung durch eine verbesserte Handelsbilanz im Strombereich und generell geringere Energieimporte.
- von maximalem Nebennutzen durch z.B. neue Impulse für den Gebäude- und Landwirtschaftssektor, verschiedene Doppelnutzungen durch Schallschutz, Parkraum-Beschattungen, etc...

ein gesamtstaatliches wirtschaftliches (z.B. geringe Förderkosten, minimale Anpassungen der Energieinfrastruktur,...) aber auch ein zu definierendes ökosozial gewünschtes Optimum (maximaler Nebennutzen, höchste Akzeptanz) erreicht wird. In ausführlicher Weise sind diese Eckpunkte des österreichischen Photovoltaikausbaus in der „Österreichischen Photovoltaik-Strategie“ des Klimaschutzministeriums diskutiert [BMK 2024].

Die Frage, wie die PV in Österreich in der Breite umgesetzt werden soll, ist schlussendlich eine politische Frage, die durch klare und zielgerichtete Anpassungen von Rahmenbedingungen zu beantworten ist.

Die hier vorliegende Studie soll zu dieser Diskussion beitragen und die, aufgrund der aktuell vorliegenden Rahmenbedingungen realisierbaren Potentiale der Photovoltaik in Österreich aufzeigen, aber auch Barrieren anführen, die eine Umsetzung von theoretischen bzw. technischen Potentialen in gewünschten Anwendungsfeldern derzeit verhindern.

1.2. Aufgabenstellung dieser Studie

Ziel dieser Studie ist es, zu analysieren, welche Flächenpotentiale Photovoltaik in Österreich aktuell vorfindet und welche dieser Potentiale sich tatsächlich bis 2040 realisieren lassen.

Ausgehend von den **physikalisch/theoretischen** Brutto-Potentialen (mit PV-Technologie belegbare Fläche, die ungeachtet einer aktuellen Wirtschaftlichkeit und aktuellen gesetzlichen und normativen Vorgaben, Strom auf Basis aktueller Wirkungsgrade und des vorliegenden Strahlungspotentials erzeugen könnte) soll in einem nachfolgend beschriebenen Abschichtungsverfahren ermittelt werden, welche **technisch** umsetzbaren Potentiale sich in den folgenden Flächenkategorien tatsächlich realisieren lassen und welche auch bei gegebenen Rahmenbedingungen **wirtschaftlich** sind; als realisierbar werden schlussendlich jene Anlagen bezeichnet, die sich bei derzeitigen Rahmenbedingungen bis etwa 2040 **grundsätzlich realisieren** lassen, wobei in diesem letzten Schritt auch soziale und sozioökonomische Kriterien berücksichtigt sind,

Diskutiert werden in dieser Studie folgende Flächenkategorien:

- Wohn- und Bürogebäude, Gebäude für Gewerbe, Industrie, Kultur, Freizeit, Gesundheit, Infrastrukturbetreiber,... sowie Hallen (Landwirtschaft, Gewerbe, Industrie,...)
- Deponien
- Verkehrsflächen (Parkflächen, Schallschutz, ...)
- Schwimmende PV („Floating PV“)
- Militärflächen
- Konversionsflächen

Ziel ist eine Analyse, welche PV-Potentiale im Bereich der gebauten Infrastrukturen aktuell in Österreich tatsächlich vorliegen und welcher Anteil der bis 2040 erforderlichen 30 GW (OE) bzw. 41 TWh (NIP) bei aktuellen Rahmenbedingungen innerhalb der oben aufgezählten Flächenkategorien realistisch erreicht werden kann.

1.3. Potentialbegriffe

Folgende Potentialbegriffe sollen in dieser Studie verwendet werden [angepasst nach Methodik von Vincent Rits et al. 2007]

Wenn Potentiale diskutiert werden, ist es von zentraler Bedeutung, eine klare Begriffsdefinition voranzustellen:

- **Das physikalisch/theoretische PV-Gebäudepotenzial** bezieht sich in dieser Studie auf das gesamte physikalische Angebot der Photovoltaiktechnologie im aktuellen Reifegrad der Technologie - im betrachteten Untersuchungsgebiet ohne Berücksichtigung der variablen, in der praktischen Umsetzung vor Ort auftretenden Einschränkungen. Um nicht die gesamten Oberflächen aller Gebäude für dieses Potential heranzuziehen, wurde diesem Potential bereits eine Komponente zugeordnet: die grundsätzlich als „geeignet“ zu wählenden Flächen orientieren sich daran, an welchen Flächen des Daches bzw. der Fassade eine energetische Amortisation der PV-Anlage in Österreich in weniger als 3-Jahren möglich ist.² In dieser Studie wurden daher für dieses Potential Flächen berücksichtigt, die eine solare Einstrahlung von mehr als 800 kWh/m² und Jahr aufweisen³. Zusätzlich wird ein *PV-Technologie-Nutzungsfaktor* eingeführt, der die grundsätzlichen Spezifika der aktuell am Markt vorrangig eingesetzten PV-Systeme mit deren typischen Wirkungsgraden berücksichtigt, um zu einem physikalisch/theoretischen PV-Gebäudepotential zu kommen. Dieser berücksichtigt z.B. teilweise vorhandene Kleinteiligkeit der geeignet bestrahlten Flächen auf den Dächern, die Teilbarkeit der geeigneten Dachfläche auf Standard-Modulgrößen, Rahmen und notwendige Abstände, Verschaltungsmöglichkeiten, etc...
- **Das technische Potenzial** ist der Anteil des physikalisch/theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der vor Ort gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Da das technische Potenzial ebenso technologieabhängig ist, ändert sich das technische Potenzial über die Zeit hinweg; z.B. in Abhängigkeit von Normen und Gesetzen (z.B. den vorgeschriebenen Schnee- und Windlasten), Montagemöglichkeiten der Technologie, aber auch Ortsbild- oder Landschaftsschutz sind hier subsummiert.
- **Das wirtschaftliche Potenzial** bedeutet, dass die Gesamtkosten für die Energieumwandlung einer Energiequelle in der gleichen Bandbreite liegen wie die Kosten konkurrierender Systeme. Die Bestimmung des wirtschaftlichen Potenzials ist von Annahmen und schwankenden Einflussparametern abhängig (z.B. Investitionskosten, Strommarktpreis, Zinssatz, Abschreibungsdauer, Förderungen, Preisentwicklungen etc.). Das wirtschaftliche Potential hat einen Bezug zum physikalisch/theoretischen Potential, wie bereits oben erwähnt wurde.
- **Das erwartete/bis 2040 realisierbare Potenzial** ist der Anteil des wirtschaftlichen Potenzials, das überdies die Kriterien der „sozialen Realisierbarkeit“ erfüllt: **Die soziale Akzeptanz** berücksichtigt die positive oder negative Haltung von Individuen oder Gruppen gegenüber einem Energieträger, die nicht technisch, ökologisch oder wirtschaftlich begründet sind (z.B. die generelle Einstellung gegenüber erneuerbaren Energien/Photovoltaik, und die Zahlungsbereitschaft bzw. Investitionsfähigkeit im diskutierten Zeitraum bis 2040).

² Aus architektonischen Gründen werden aber auch Flächen mit PV-Modulen versehen, die lange energetische Amortisationszeiten erwarten lassen. (z.B. Nordfassaden); wenn diese PV-Fassade eine andere Fassadenkonstruktion ersetzt, ist dies aber ebenso gerechtfertigt. In den letzten 4 Jahren hat sich die durchschnittliche Moduleffizienz stark erhöht, zugleich sind die Modulpreise gesunken. Somit rücken auch Flächen mit Jahreseinstrahlungen unter 1000 W/m² vermehrt in den Fokus.

³ Typische Rücklaufzeiten liegen für Mitteleuropa bei 1,6 bis 2,5 Jahren bei einer Einstrahlung von 1200 W/m² [IEA PVPS Task 12]

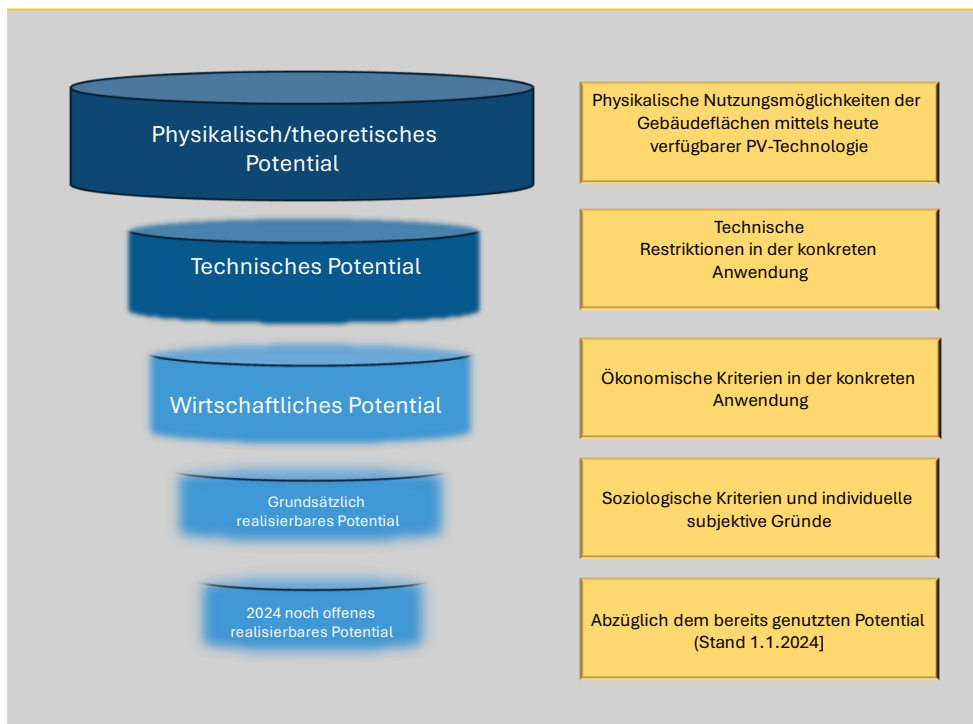


Abbildung 3: Methode der Potentialermittlung (eigene Darstellung)

1.4. Variabilität der Potentiale

Die ermittelten Potentiale sind keineswegs fixe unveränderliche Tatsachen; folgende Änderungen sind zu berücksichtigen:

- Die physikalisch theoretischen Potentiale könnten durch bedeutende Wirkungsgradsteigerungen der Technologie oder bedeutende Zunahme von Flächen steigen. Bei der Entwicklung der System-Wirkungsgrade wurde bei den marktdominierenden kristallinen Silizium-Solarmodulen eine lineare Weiterentwicklung der letzten Jahre vorausgesetzt (5% Steigerung pro Dekade), die verfügbaren Flächen beziehen sich auf den Stand Ende 2023. Klimatische Änderungen (erhöhte Temperaturen und damit verringerte Wirkungsgrade - typisch 0,4% pro K Temperaturanstieg - oder eine Änderung der Jahressummen der Globalstrahlung) wurden nicht berücksichtigt, da diese maximal im unteren einstelligen Prozentbereich die Potentiale verändern würden.
- Die technischen Potentiale könnten z.B. durch Reduktion der Schnee- und Windlasten, Lockerung des Denkmal- bzw. Ensembleschutzes und anderer Vorgaben bzw. durch anderswertige bedeutende technische Weiterentwicklung steigen. Modul-Neuentwicklungen wie beispielsweise spezielle Leichtbaumodule oder marktfähige photovoltaische Fensterverglasungen aber auch neue PV-Folien könnten weitere Potentiale eröffnen.
- die wirtschaftlichen Potentiale könnten durch eine Änderung der Rahmenbedingungen (bei Strompreisen, Einspeisetarifen, Investitionskosten,...) verändert werden; ein weiteres signifikantes Sinken der PV Anlagenkosten ist bis 2030 bzw. 2040 nicht zu erwarten. Auch sind weitere Rückgänge bei Modulkosten gegenwärtig nicht zu erwarten und würden voraussichtlich durch tendenziell steigende andere Kostenfaktoren (Planungs- und Errichtungskosten, Netzkosten etc...) kompensiert werden.
- die soziale Akzeptanz ist vor allem durch Bewusstseinsbildung bzw. Abbau der Bürokratie bei der Errichtung veränderbar und hat sich in den letzten Jahren bei PV im gebauten Umfeld zugunsten der PV Technologie entwickelt. Diese wird im Weiteren als konstant angenommen.

Es wird generell in dieser Studie davon ausgegangen, dass sich die aktuell vorliegenden Rahmenbedingungen, die diese Potentiale bestimmen, bis 2040 nicht entscheidend ändern.

1.5. Vorliegende Potentialerhebungen im Photovoltaikbereich mit Relevanz für Österreich

Neben diversen historischen Ermittlungen von PV-Potentialen für Österreich [Faninger 2002, Streicher 2010, Fechner 2020] soll hier besonders auf Studien aus letzter Zeit hingewiesen werden, die sich dem Thema PV-Potentiale gewidmet haben:

- Die Studie „A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria“ kommt 2021 unter Berücksichtigung von Dachneigung, Dachverfügbarkeit (Fenster, Rauchfänge etc...), Eigenverschattung, Statik und Objektschutz, zu einem PV-Gebäudepotential für Österreich von 16,11 TWh/a [Mikovits et al. 2021].
- Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude wurde von Jan Remund, Simon Albrecht, David Stickelberger, Meteotest im Jahre 2019 ermittelt [Remund et al 2019]. Aus Solarkatasterwerten wurde ein Modell erstellt, das die mittlere und aktuelle monatliche Einstrahlung, die PV- und die Solarwärme-Produktion für jedes Dach und jede Fassade der Schweiz beinhaltet. 50% der Dachflächen (gesamt 153 km²) und 30% der Fassadenflächen (gesamt: 107,4 km²) wären wirtschaftlich nutzbar; unter der Annahme, dass 50% der Potentiale aus „persönlichen Gründen“ nicht genutzt werden, werden 23,3 TWh/a auf Dächern und 8,2 TWh/a auf Fassaden als „kurzfristig realisierbares“ Potential angenommen. Das gesamt ausschöpfbare Potential wird mit 67 TWh/a angegeben [BFE 2019]
- Für Deutschland wurde im April 2024 eine Potentialstudie veröffentlicht: KfW Research Fokus Volkswirtschaft „Das Potenzial für Haushaltsphotovoltaik in Deutschland“ [KfW 2024] mit dem zentralen Ergebnis: „Zum Ende des Jahres 2000 waren lediglich 0,1 % der Wohngebäude mit einer oder zwei Wohnungen mit einer Photovoltaikanlage bestückt. Ende 2010 waren es bereits knapp 3 % und Ende 2023 etwa 12 %. [...] Während der jährliche Zubau zwischen 2013 und 2018 bei durchschnittlich 0,3 Prozentpunkten lag, stieg dieser in den Jahren seit 2020 auf durchschnittlich 1,5 Prozentpunkte an. Im Jahr 2023 zeigte sich sogar ein Zubau von 3 Prozentpunkten. Angestiegene Strompreise und gefallene Materialkosten für Photovoltaikanlagen lassen auch zukünftig relevante Zubauraten erwarten“. Im Weiteren wird in dieser Studie auf die großen regionalen Unterschiede eingegangen, die mit Nord-Süd-Unterschieden begründet wird und damit, dass die Verbreitung von Haushaltsphotovoltaikanlagen tendenziell in weniger dicht besiedelten, ländlichen Räumen größer ist. Überdies wird angemerkt, dass Regionen mit höherem ungenutzten Photovoltaikpotenzial für Haushalte ein höheres Durchschnittsalter der Bevölkerung aufweisen; begründet wird das damit, dass ältere Menschen „womöglich eher davor zurückschrecken“ eine Photovoltaikanlage zu installieren, weil sich die Investition erst nach einigen Jahren amortisiert. Eine statistische Assoziation zwischen dem Potenzial für Haushaltsphotovoltaik und dem Pro-Kopf-Haushaltseinkommen wird nicht gesehen. In Städten werden die Verschattung und die Kleinheit der zur Verfügung stehenden Flächen als Hemmnis erwähnt.
- Eine weitere Studie von Garbe Industrial Real Estate kommt für Deutschland auf ein erschließbares Flächenpotenzial auf Dachflächen von Industrie- und Gewerbeliegenschaften (ab 5.000 Quadratmetern) von 29 GW [Garbe 2024].

2. Auswirkungen der Entwicklungen der letzten Jahre auf die Ermittlung der PV-Potentiale in Österreich

Potentiale sind, wie zuvor erwähnt, keinesfalls als statisch anzusehen, sondern ändern sich laufend in unterschiedlichem Ausmaß.

Die letzten etwa 5 Jahre waren von enormen Veränderungen gekennzeichnet, was die Potentiale der PV betrifft. Alle zuvor definierten Potentiale (physikalisch/theoretisch – technisch – wirtschaftlich – ökologisch – sozial) sind daher neu zu definieren und zu analysieren, wobei vor allem folgende Änderungen Grund für eine Neudefinition und -analyse sind:

2.1. Verstärkte Motivation zur Eigenstromerzeugung, größere Unabhängigkeit, vereinfachte Förder- und Genehmigungsprozesse

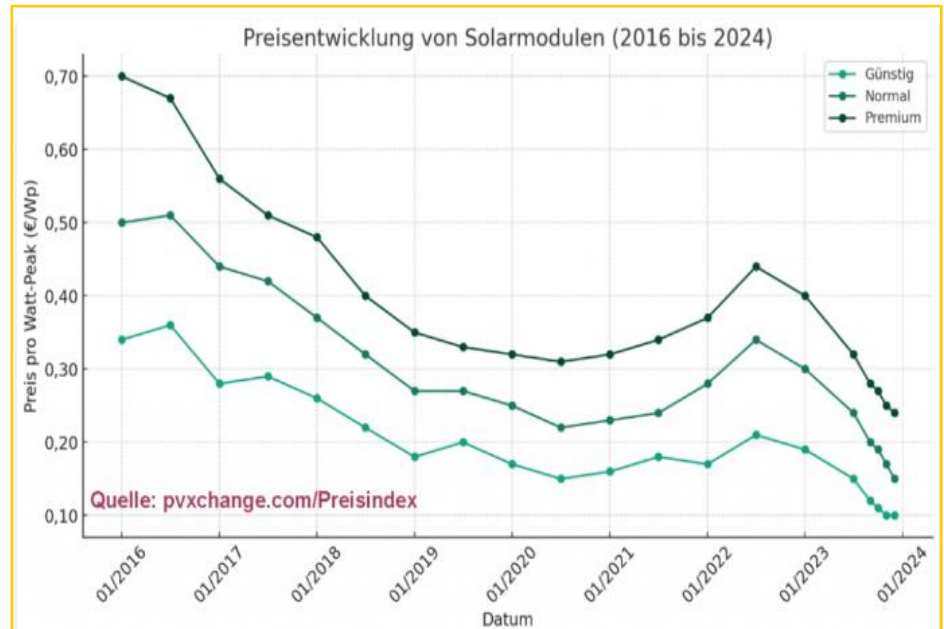
- Der Ukraine-Krieg mit einer plötzlichen starken Energiepreissteigerung hat bei breiten Bevölkerungsschichten ein Bewusstsein der Abhängigkeit von Energielieferungen geschaffen; Bei privaten und gewerblichen NutzerInnen stieg der Wunsch nach eigener, ökologischer, vor allem aber langfristig kalkulierbarer Stromerzeugung. Die 2023 beobachtbare Installationsrate in Österreich war pro Kopf die höchste je in einem EU-Land in einem Jahr installierte PV-Leistung [IEA PVPS Trends report 2023].
- Die vom Menschen verursachte Klimaerwärmung mit den fossilen Energiequellen als Hauptverantwortliche wird mittlerweile in nahezu allen Gesellschaftsschichten als Bedrohung erkannt, wobei sich Photovoltaik durch ihre universelle Anwendbarkeit mehr und mehr auch im Bewusstsein vieler als ein wesentlicher und vergleichsweise einfach nutzbarer Baustein in der Ablösung des fossilen Energiesystems etabliert.
- Zweifel an der Nutzbarkeit und Langlebigkeit der Technologie konnten in den letzten Jahren durch die Erfahrungen aus der „Anfangszeit“ verstärkt ausgeräumt werden; das Bewusstsein für die Doppelnutzung hat massiv zugenommen, bei vielen Bauten wird mittlerweile bereits in der Frühphase die PV mitgedacht, bestehende Bauten werden auf ihre nachträgliche PV-Nutzbarkeit analysiert. Die Ausbildungssituation hat sich verbessert, bei Energieberatungen ist die Empfehlung PV zu nutzen, inzwischen zum Standard geworden
- Vereinfachte Förder- und Genehmigungsprozesse: mit Jahresbeginn 2024 wurde das komplexe und viel kritisierte ÖMAG-Förderregime für Anlagen bis 35 kWp durch ein simples Aussetzen der Mehrwertsteuer, vorerst bis Ende 2025, ersetzt. In nahezu allen Bundesländern wurden in den letzten Jahren Maßnahmen gesetzt, die Errichtung einer Installation zu vereinfachen.

2.2. Deutlicher Zuwachs an „als für PV nutzbar anzusehende verbaute Flächen“

- Obwohl die Gesamt-PV-Systemkosten bei kleineren und mittleren Anlagen in den letzten Jahren wenig Veränderung erfahren haben, haben deutlich gesunkene Modulpreise bewirkt, dass die Modulfläche immer weniger die Gesamtkosten eines PV-Systems bestimmt. Waren 2011 noch etwa 60% und bis vor etwa 5 Jahren bei kleineren Anlagen noch etwa 40% den Modulkosten zuzurechnen, so sind es aktuell oft nur mehr etwa 30% [Innovative Energietechnologien 2011-2024]. Dies führt dazu, dass grundsätzlich mehr Gebäudeflächen und Gebäudenebenflächen genutzt werden, aber auch Flächen genutzt werden, die vor einigen Jahren nahezu nicht in Betracht gezogen wurden, wie Norddächer oder teilverschattete Strukturen, sowie NW/NO orientierte Anlagen, aber auch steilere Anlagen bis hin zu Fassaden und anderen Vertikalanwendungen (Zäune, Schallschutz, Sichtschutz, Sonnenschutz, Terrassengeländer etc..). Waren in den vergangenen Jahren maximale Energieerträge der nahezu einzige wesentliche Entscheidungsparameter, so sind heute mehr und mehr auch Ausrichtungen und Neigungen interessant,

die einen guten Ertrag zu Zeiten des Bedarfs, bzw. zu Zeiten hoher Energiepreise sicherstellen. Dadurch werden generell oft größere Anlagen realisiert, die zu einer höheren Eigendeckung und vermehrter Einspeisung bzw. Eigenspeicherung führen. Bei geringen Einspeisetarifen wird es nun Praxis werden, die Überschüsse vermehrt in zu speichern, bzw. lokale flexible Verbraucher speziell zu den Zeiten von PV-Überschüssen einzusetzen (E-Laden, Wärme/Kälteanwendungen etc...).

Abbildung 4: PV-Modulpreisentwicklung



- Der Zuwachs an verbauten Strukturen (Gebäude und andere Infrastruktur-bauten) erhöht grundsätzlich im Zeitverlauf die Potenziale.
- Technische Entwicklungen wie z.B. der inzwischen etablierte Leistungsoptimierer ermöglichen Lösungen, wo Verschattungen früher für einen Ausschluss sorgten.
- Für objekt- oder denkmalgeschützte Bereiche gibt es inzwischen vermehrt PV-Lösungen, die durch Form- und Farbgebung als akzeptabel eingestuft werden.

2.3. Neue Nutzungs-/Vermarktungsmöglichkeiten des Überschuss-Stromes

- Mittlerweile ist es nahezu Standard, PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher („Heimspeicher“) zu kombinieren, um Überschüsse später nutzen zu können. Dies führt grundsätzlich zu einer Größerdimensionierung der Anlagen. Neue Speichertechnologien, geringere Kosten der Speicher und kompaktere Bauweisen sowie vermehrte Angebote von flexiblen Strompreismodellen werden diese Entwicklung weiter antreiben,
- Das 2021 eingeführte Modell der Energiegemeinschaften und weiterer direkter Vermarktungsmöglichkeiten von Überschussstrom, Direktleitungen sowie verstärkte Möglichkeiten aggregierter Stromvermarktung sorgen für neue Vermarktungsmöglichkeiten des Überschussstroms.
- Die E-Mobilität aber auch der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen haben sich in den letzten Jahren kontinuierlich entwickelt und sind als weiterer starker Treiber für die Errichtung einer PV-Anlage im privaten und kommerziellen Bereich zu sehen.

All diese Effekte sind ausschlaggebend dafür, dass die Photovoltaikpotentiale quer über alle Potentialdefinitionen nun maßgeblich neu zu bewerten sind.

2.4. Flächenbedarf pro Leistungseinheit

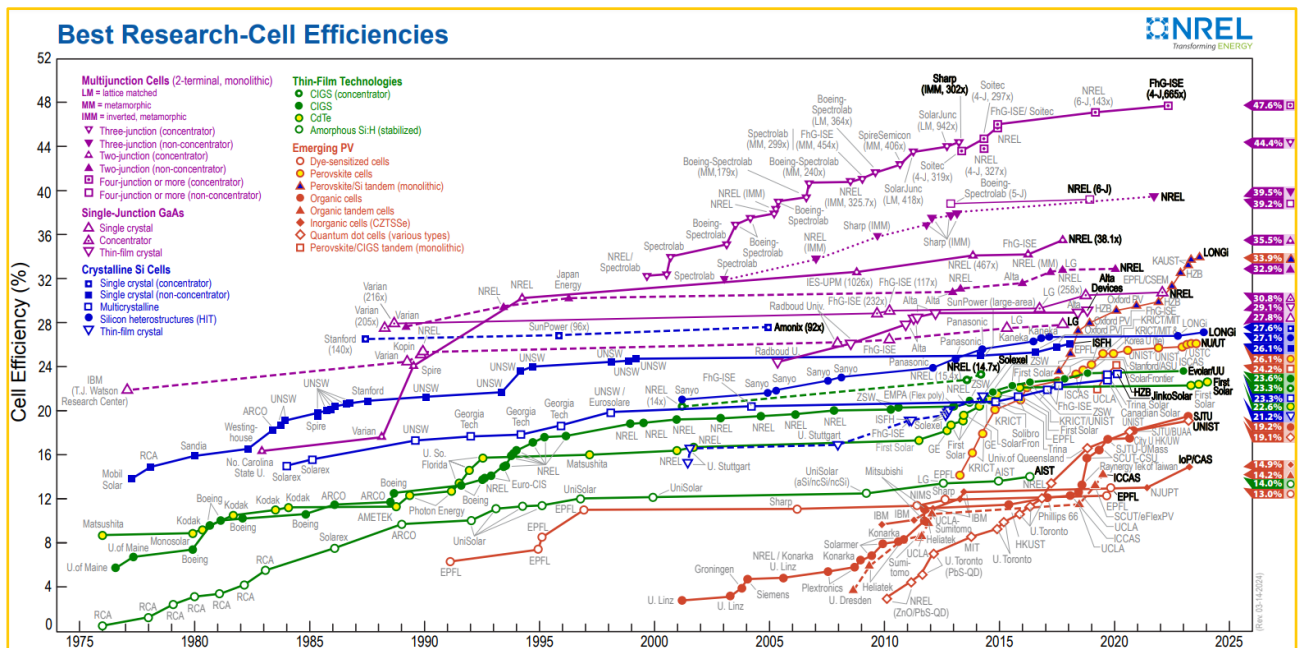


Abbildung 5: Entwicklung der PV-Zelleffizienzen seit 1976 [NREL 2024]

In der Abbildung ist die Entwicklung der unterschiedlichen PV-Zelltechnologien dargestellt. Die fortschreitende Verbesserung der Zellen bildet die Grundlage für immer effizientere Module. In der Massenproduktion dominieren monokristalline Si-Zellen das Marktgeschehen. Mit über 27% Zelleffizienz liegt diese Technologie schon sehr nahe am theoretischen Maximum von 30% für Silizium-Halbleiter. Eine Möglichkeit diese Grenze zu überwinden sind Tandem-Solarzellen. Große Erwartungen werden derzeit in monolithische Si-Perovskit Tandemzellen gesetzt, die einerseits bereits hohe Wirkungsgrade erreichen, aktuell 33,9%, und andererseits durch Anpassungen der vorhandenen Produktionslinien verarbeitet werden können. Diese könnten also einen Weg zu weiteren Effizienzsteigerungen von PV-Modulen in Richtung 30% und darüber hinaus eröffnen. Bisher sind jedoch keine kommerziellen Module mit dieser Technologie erhältlich. Die lange Lebensdauer und die umweltfreundliche Produktion, im Idealfall ohne Blei, müssen noch vor einer Massenproduktion bewiesen werden.

Aktuelle Trends bei Zellen und Modulen: Die Standardzellentechnologie PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) wird aktuell von N-Type TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) und HJT (Heterojunction) abgelöst; IBC (Interdigitated Back Contact), Halbzellen Bifazial Schindelmodule etc. ergänzen das aktuell typische Solarzell-Produktionsportfolio,

In den letzten Jahren wurden multikristalline Solarzellen zunehmend von den effizienteren monokristallinen Zellen aus dem Markt gedrängt. Module mit polykristallinen Zellen sind kaum noch erhältlich, dadurch ist die durchschnittliche Moduleffizienz deutlich gestiegen. Standardmodule haben aktuell Effizienzen von 20% bis 22%, Hochleistungsmodule über 22%, der Spitzenwert liegt aktuell bei über 24%. Für die kommenden Jahre wird eine weitere Zunahme der durchschnittlichen Moduleffizienz um etwa 0,5 Prozentpunkte pro Jahr angenommen, so dass für 2030 mit 24% als Standardmoduleffizienz gerechnet werden kann.

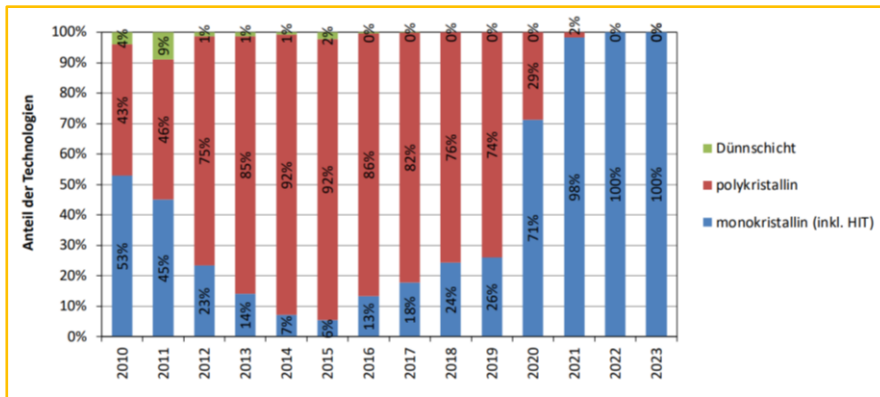


Abbildung 6: Markttrend von polykristallinen zu monokristallinen Solarzellen in Österreich

Der markante Preisverfall bei Zellen und Modulen seit Ende 2022 sorgt für eine beschleunigte Technologieentwicklung, da ältere Produktionslinien stillgelegt und vorhandene Linien aufgerüstet werden, um mit den neuen mithalten zu können.

3. Aktueller Stand der photovoltaischen Verbreitung und Nutzungsarten in Österreich

3.1. Status der Photovoltaikverbreitung in Österreich

Seit 1992 werden in Österreich Markterhebungen zum Einsatz der Photovoltaik durchgeführt. Bis einschließlich Ende 2023 gibt es aktuell somit eine Übersicht, wieviel PV in Österreich installiert ist. Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung ab dem Jahr 2010, die bis Ende 2023 zu einem Gesamtausmaß von etwa 6,3 GW installierter PV-Leistung geführt hat.

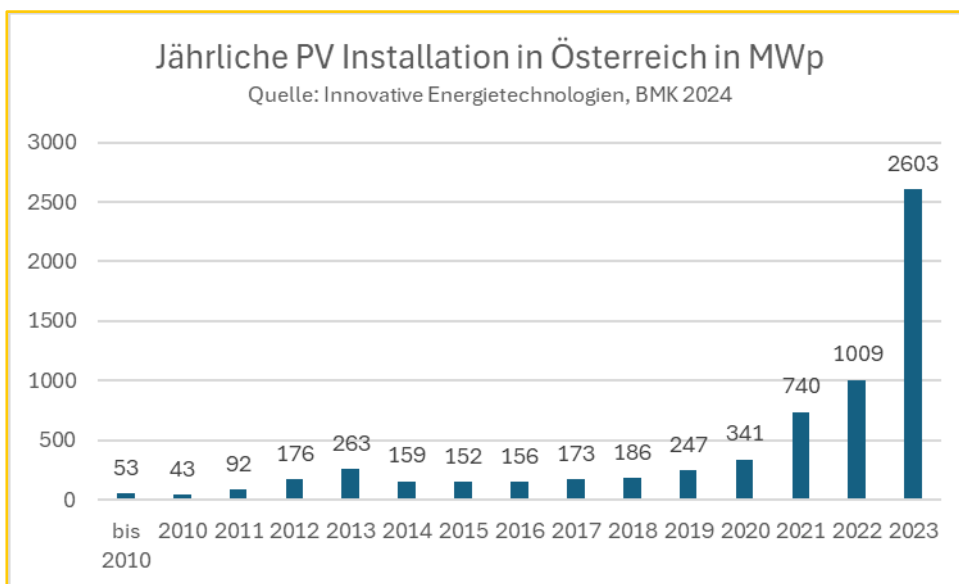


Abbildung 7: Jährliche PV-Installationen in MWp in Österreich bis 1.1.2024 [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al. 2024]

Die Aufteilung auf die einzelnen Bundesländer ist aus nachfolgender Abbildung zu erkennen:

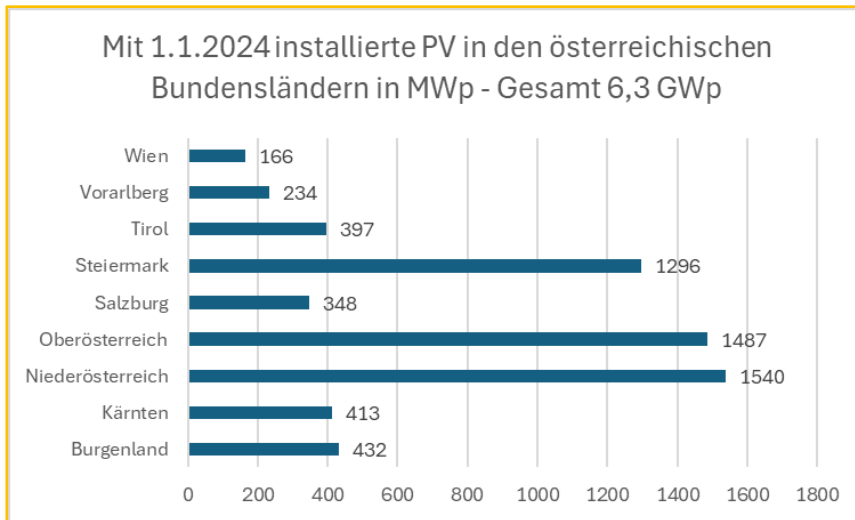


Abbildung 8: – Ausgangssituation – Gesamt installierte PV in Österreich nach Bundesland [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al. 2024], Wien Werte: [Wiener Sonnenstrominitiative 2024]

3.2. Verteilung auf Größenklassen

Aus der Herkunftsdatenbank kann auf die Verteilung auf Größenklassen geschlossen werden. Von den aktuell etwa 400.000 in Österreich registrierten und an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Photovoltaikanlagen sind 57,5% der gesamt installierten Leistung in Systemen bis maximal 50 kWp installiert. 96,7% der Anlagen befinden sich in diesem Leistungsbereich, 211 Anlagen über der 1 MW Grenze waren zum Stichtag in Österreich in Betrieb.

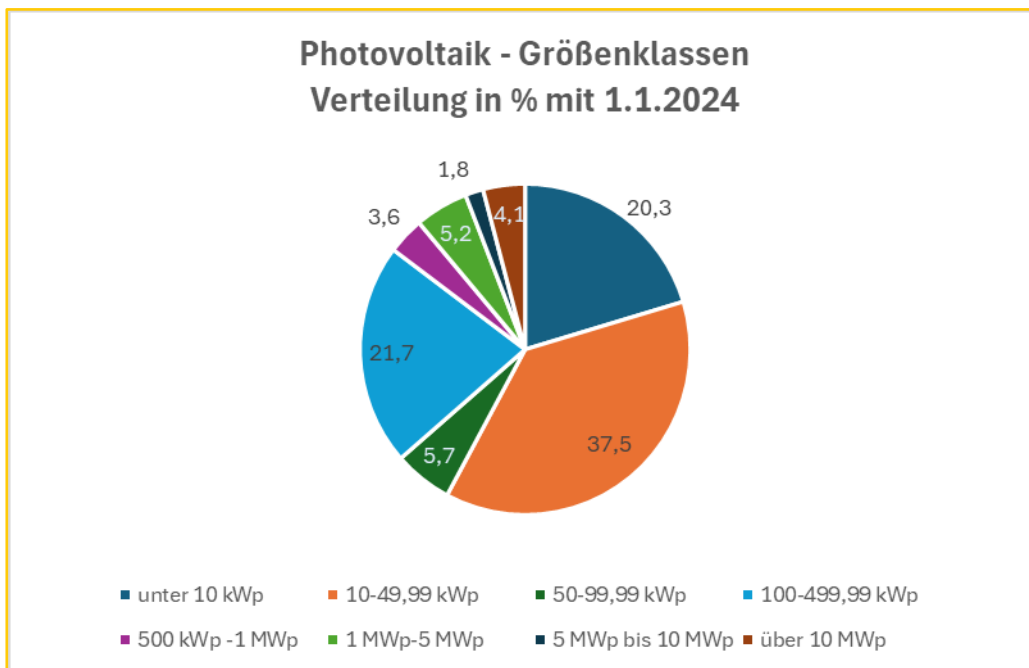


Abbildung 9: PV-Größenklassen in Österreich mit 1.1.2024

Größenklasse	Anzahl	Anteil der installierten Leistung in Prozent
unter 10	231.011	20,3
10-49,99	158.253	37,5
50-99,99	5.504	5,7
100-499,99	7.312	21,7
500-1 MW	343	3,6
1MW-5 MW	184	5,2
5MW bis 10 MW	15	1,8
über 10 MW	12	4,1

Tabelle 1: Anzahl der PV-Anlagen in den jeweiligen Größenklassen und prozentuelle Verteilung der installierten Leistung mit 1.1.2024

3.3. Freiflächen – Dächer – Aufteilung

Unter der Annahme, dass die Anlagen über 2 MW (gesamt etwa 550 MW) nahezu zu 100% als Freiflächen (bzw. Agri-PV) ausgeführt werden und bei den Anlagen zwischen 500 kW und 2 MW (gesamt etwa 400 MW) etwa 60 %, kann man von etwa 13 % Freifläche- bzw. Agri-PV ausgehen, was etwa **0,8 GW ergibt, die bis 1.1.2024 abseits von Gebäuden errichtet** bzw. in Betrieb genommen wurden. Auf Dächern wurden daher etwa 5,5 GW errichtet. [HKN, E-Control 2024, eigene Abschätzung]

Diese Größenordnung wird auch in der Marktstatistik 2023 [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al., 2024] angegeben.

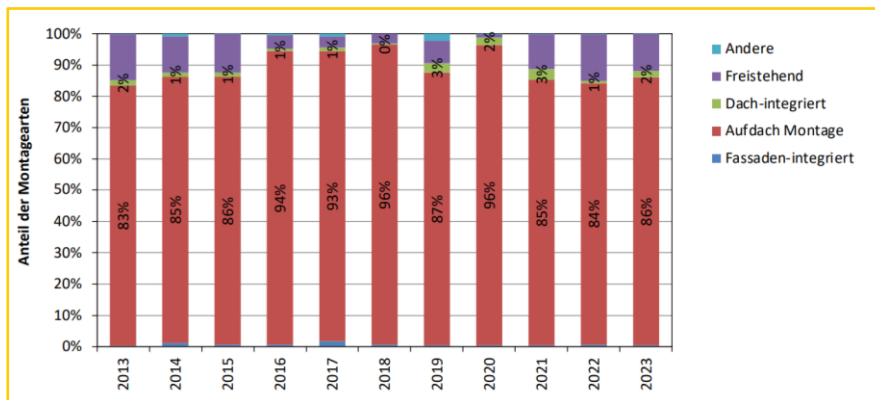


Abbildung 10: Montagearten von Photovoltaik in Österreich mit 1.1.2024 [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al., 2024]

4. Berechnung der aktuell (mit 1.1.2024) für Photovoltaik in Österreich zur Verfügung stehenden Flächen und deren PV-Nutzbarkeit

4.1. Gebäude

4.1.1. Gebäudegrunddaten

Die Publikation „Zensus Gebäude- und Wohnungszählung 2021“ [Zensus 2021], veröffentlicht im Oktober 2023 von Statistik Austria, bietet vielfältige Einblicke zu den Themen Gebäude- und Wohnungsbestand sowie zur Wohnsituation der Bevölkerung. Die Gebäude- und Wohnungszählung wird seit 2011 alle zehn Jahre als registerbasierte Vollerhebung (Registerzählung) des gesamten Gebäude- und Wohnungsbestandes jeweils zum Stichtag 31. Oktober durchgeführt.

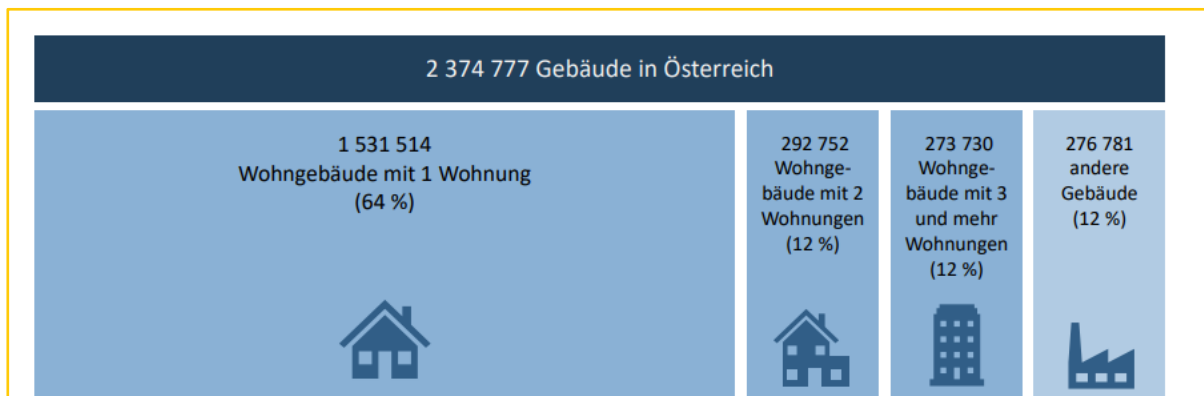


Abbildung 11: Gebäudebestand und Verteilung auf die Gebäudetypen 2021, Statistik Austria

Die Entwicklung des Gebäudebestands verlief seit 2011 sehr kontinuierlich [Zensus 2021], das gilt für 2022 und laut Brancheninformationen auch für 2023. Dies ist an nachfolgender Grafik zu erkennen, die die Anzahl der Baugenehmigungen zeigt [INFINA 2024].

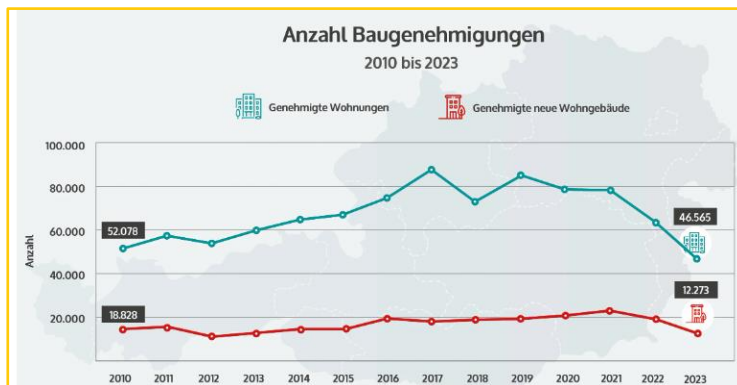


Abbildung 12: Anzahl der Baugenehmigungen in Österreich, Infina 2024

Erst 2024 wird ein deutlicher Rückgang und 2025 ein Einbruch bei den Fertigstellungen erwartet [WKO/EXPOREAL 2024]. Ob darauf eine Erholung folgt, oder eine Umstellung in Richtung Erneuerung und Ersatzbauten, um die fortschreitende Bodenversiegelung zu bremsen ist noch unsicher. Jedenfalls wird bei sinkenden Zinsen eine Erholung der Baukonjunktur erwartet.

Merkmale	insgesamt ¹	in neuen Wohngebäuden mit 1 oder 2 Wohnungen	in neuen Wohngebäuden mit 3 oder mehr Wohnungen	in neuen Nicht-Wohngebäuden ²	durch An-, Auf-, Umbautätigkeit an bestehenden Gebäuden ³
Wohnungen ¹	77 346	17 309	47 489	419	12 129
Gebäude ³	22 546	16 370	2 956	3 220	-

Q: STATISTIK AUSTRIA, Baumaßnahmenstatistik. – Datenabzug vom 15.09.2023. – Die Ergebnisse sind in Bezug auf die bis zum Datenabzug registrierten Nachmeldungen aufgeschätzt. – Rundungsdifferenzen wurden nicht ausgeglichen. – 1) Ohne durch An-, Auf-, Umbautätigkeit fertiggestellte Wohnungen in Wien. – 2) Inklusive Gebäude für Gemeinschaften, ohne sonstige bzw. Pseudobauwerke. – 3) Ohne sonstige bzw. Pseudobauwerke.

Tabelle 2: Im Jahr 2022 fertiggestellte Gebäude

Aus den vorliegenden Zahlen für 2021 und dem Zubau 2022 [Baumaßnahmenstatistik 2023] lässt sich unter Berücksichtigung des Rückbaus eine gute Abschätzung des aktuellen Gebäudebestands berechnen. Dafür wurden die Fertigstellungen der Gebäude 2022 für 2023 fortgeschrieben und die Verteilung von 2021 unverändert übernommen. Durch den vergleichsweise geringen Zubau in zwei Jahren ist keine relevante Änderung der Verteilung auf die verschiedenen Gebäudetypen zu erwarten.

Gebäudebestand zum 31.12.2023

für Ende 2023 wird daher folgende Verteilung der Gebäude angenommen (gesamt 2.409.773):

- 1.554.083 Einfamilienhäuser (EFH),
- 297.066 Zwei-Familienhäuser (ZFH) d.h. 1.851.149 EFH+ZFH
- 277.764 MFH
- 280.860 Büro/Industrie/Landwirtschaftliche Gebäude + Sonstige

4.1.2. Flächenermittlung – durch Gebäude in Anspruch genommene Grundfläche

Österreich hat 2023 eine Gebäudefläche von 772 km² (Regionalinformation, Stand 31.12.2023), was sich aber auf alle Gebäude bezieht (gesamt 3.017.404), d.h. inklusive solcher, die nicht für Zwecke des längerfristigen Aufenthalts gedacht sind, bzw. oft auch keinen Stromanschluss haben; darunter sind Gartenhütten, Heustadel, Trafohäuser und andere Bauten, wo eine Installation einer PV-Anlage in einigen Fällen zwar möglich wäre – vor allem wenn die Entfernung zu einem Wohn- oder Betriebsgebäude gering ist;

Zur Feststellung von bebauten Grundstücken werden bei Statistik Austria nur Gebäude herangezogen, die sich für die ganzjährige Wohnnutzung eignen. Mit der AG Raumbesichtigung wurde der Schwellwert für die Größe von Häusern, die dieses Kriterium erfüllen, mit mind. 50 m² festgelegt. Daher erfolgt eine Selektion nach diesem Größenkriterium [Gebhard Banko 2015].

Das ist insofern eine für das PV-Potential etwas einschränkende Annahme, da seit 2010 etwa 37.032 freistehende Garagen erbaut wurden, die mehrheitlich das 50 m² Kriterium nicht erfüllen dürften und daher nicht aufscheinen, jedoch vielfach eine Eignung als PV-Fläche aufweisen könnten.

Da eine PV-Nutzung dieser Gebäude jedoch generell nur selten in Frage kommen dürfte, speziell das Potential der freistehenden Garagen aber berücksichtigt werden soll, werden 80% dieser Flächen abgezogen (gesamt 25 km²), wobei die mittlere Grundfläche dieser gesamt 630.000 Gebäude mit 40 m² angenommen wird.

Die dadurch verbleibenden 747 km² Gebäudeflächen teilen sich folgendermaßen auf⁴:

- 1,851 Mio. 1- und 2-Familienhäuser, (darunter 84% EFH und 16% ZFH (siehe Abbildung) haben eine Grundfläche von typisch 160 m² ⁵. Daraus ergeben sich 297 km² Grundfläche der EFH und ZFH, - bei 90% Giebeldächern [Kaltschmitt 2013] ergibt das eine Dachfläche von 321 km².
- 277.764 Mehrfamilienhäuser (MFH): 110 km² ⁶
- 280.860 Sonstige, mit gesamt 316 km², diese teilen sich in Hotels und ähnliche Gebäude (44.191), Bürogebäude (47.279), Groß- und Einzelhandelsgebäude (43.753), Industrie- und Lagergebäude (89.465), Kultur, Freizeit, Gesundheit (37.477) und andere, d.h. Gemeinschaften, Verkehr, und Nachrichtenwesen (42.917) auf.

Aus regelmäßigen Informationen der Statistik Austria⁷ geht hervor, dass Hallen für Industrie und Landwirtschaft (landwirtschaftliche Nutzgebäude) etwa 19% des Gebäudeflächenbedarfs ausmachen - d.h. 142 km² von gesamt

⁴ <https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/wohnen/gebaeudebestand>

⁵ Mittlerer Wert aus Katastermessungen, inklusive Vordächer, und überdachte An- und Zubauten

⁶ 97 km² Quelle: Robert Lechner in (Putschögl Martin 2018 – Neubau 2020 1,3 km²⁶ - Gesamt 2016-2023 10km²

⁷ Mittelwert der Jahre 2020-2022, Quelle: Pressemitteilungen von Statistik Austria zum Wohnbau in den betreffenden Jahren

747 km² Gebäudegrundfläche. Daraus kann auf den Wert der „Sonstigen“, die nicht in die Kategorie Hallen fallen, geschlossen werden, der somit 198 km² beträgt.

Die „sonstigen“ Gebäude werden nachfolgend wie die Mehrfamilienhäuser analysiert, d.h. diese Flächen von 198 km² werden zu den MFH addiert, womit dieser Bereich „MFH+Sonstige“ eine Gesamtfläche von 308 km² umfasst.

Somit ergeben sich 3 Gebäudekategorien mit folgenden Grundflächen:

- EFH/ZFH: 297 km² Grundfläche bzw. 321 km² Dachfläche
- MFH + Sonstige (Büro, Handel, Kultur, Freizeit, Gesundheit, Verkehr, Nachrichtenwesen, etc.): 308 km²
Annahme: Grundfläche entspricht Dachfläche
- Industrie + Landwirtschaftliche Hallen/Nutzgebäude: 142 km²
Annahme: Grundfläche entspricht Dachfläche

Gesamtgrundfläche, wie bereits oben angeführt, 747 km².

4.1.3. Physikalisch/Theoretisches Potential - Photovoltaik-Potentialerhebung Gebäude: Methodischer Zugang – Solarkatasteranalyse mit nachfolgendem Abschichtungsverfahren

Folgende Faktoren finden bei der Ermittlung des physikalisch/theoretischen Potentials Beachtung:

- Solare Einstrahlung auf die unterschiedlich geneigten und orientierten Dachflächen
- Minimalgrenze der solaren Nutzbarkeit (800 W/m²a bzw. 700 W/m²a bei Fassaden) um die energetische Amortisation der PV-Anlage unter etwa 3 Jahren zu halten.
- Physikalische Umwandelbarkeit von solarer Strahlungsleistung in elektrische Leistung in einem aktuell marktdominierenden PV-System (monokristalline Technologie, 17% Gesamtsystemwirkungsgrad), was eine typische Nutzbarkeit aufgrund von Verunreinigung und typischer anlagenspezifischer Minderleistungen (Performance Ratio) von etwa 80% ergibt.
- Typische Nutzbarkeit (PV-Technologie-Nutzungsfaktor=0,6) aufgrund am Markt erhältlicher Standard-Modulgrößen, sich ergebender erforderlicher Randabstände, sicherheitstechnischer Fragen, Nichtnutzbarkeit kleiner Flächen, Aufständungen, Verschattungsvermeidung etc...

Aus untenstehender Tabelle erkennt man, dass beispielsweise auf bis zu 25 Grad geneigten Norddächer, aber auch bis zu 30 Grad geneigten Nordost- bzw. Nordwestdächer Einstrahlungen erzielt werden können, die etwa 2/3 der Maximaleinstrahlung (20-40 Grad Süd) erreichen. Überdies haben all diese von 20-40 Grad Süd abweichenden Ausrichtungen und Neigungen eine Erzeugungscharakteristik, die eine Spitzenproduktion zur Mittagszeit vermeidet und Randzeiten besser bedient; diese Anordnungen wirken sich daher überdies meist system- bzw. netztechnisch positiv aus.

	NORD		OST			SÜD			WEST			NORD	
	180	150	120	90	60	30	0	30	60	90	120	150	180
0	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
10	80	81	84	88	91	94	94	94	91	88	85	82	80
20	71	72	78	86	92	97	98	97	92	86	81	75	70
30	62	65	73	83	92	98	100	98	92	83	77	69	62
40	53	57	68	80	90	97	99	97	89	79	68	57	53
50	44	49	62	75	86	94	96	93	86	75	62	49	44
60	36	42	56	70	81	89	91	88	81	70	56	42	36
70	29	36	50	64	75	82	84	82	75	64	50	36	29
80	24	30	43	57	68	73	75	73	67	57	43	30	24

Tabelle 3: Orientierungen (Azimut) und Neigungen von Flächen auf Gebäuden, die für eine Nutzung mittels Photovoltaik als nutzbar angesehen werden

Gewählte Methode der Ermittlung der Gebäudepotentiale:

Aus dem Solarkataster der Steiermark können die Grundfläche der Gebäude und die Strahlungspotentiale auf dem Dach – unterteilt in „sehr gut geeignet“, „gut geeignet“ und „geeignet“ – jeweils in kWh/a ermittelt werden.

- Als „sehr gut geeignet“ werden Flächen bezeichnet, die über 1100 kWh/m²a Strahlungsenergie erreichen.
- Als „gut geeignet“ werden Flächen bezeichnet, die über 900 kWh/m²a Strahlungsenergie erreichen.
- Als „geeignet“ werden Flächen bezeichnet, die etwa 800 kWh/m²a Strahlungsenergie erreichen. ⁸

Ansatz hier ist es nun, vorliegende Solarkatasterangaben auf Einzelobjektebene, bzw. Gruppen von Einzelobjekten – unterteilt in

- Ein- und Zweifamilienhaus (EFH/ZFH)
- Mehrfamilienhaus, + Sonstige etc.
- Hallen (Industrie, Landwirtschaft)

zu extrapolieren, um auf ein Gesamtsolarpotential im Gebäudebereich zu kommen.

Aus den aktuellen nationalen Laserscan-Daten wird nun daraus ein realistisches aktuelles Dachflächenpotential für Gesamt-Österreich ermittelt. In einem nachfolgenden Schritt wird dieses, aus den Solarkatasterwerten abgeleitete Brutto-Potential für PV-Nutzung kritisch diskutiert, um herauszufinden, wie groß die Differenz zwischen den ermittelten PV-Flächenpotentialen und den tatsächlich realisierbaren PV-Modulflächen ist.

4.1.4. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Ein- („EFH“) und Zweifamilienhäusern („ZFH“) in Österreich

Mit Hilfe der Solarkatasterwerte für die PV geeigneten Flächen wurde anhand von über 400 Ein- und Zweifamilienhäusern in der Steiermark – zufällig verteilt über die diversen ländlichen und urbanen Gebiete der Steiermark inklusive der Stadt Graz – ein Mittelwert der Solarstrahlung in für PV-Nutzung geeignetem Bereich (siehe oben) ermittelt. Dieser wurde auf die Grundfläche der Ein- und Zweifamilienhäuser bezogen. In der Steiermark ergab sich – ein mittlerer Wert von 550 kWh pro m² EFH/ZFH Grundfläche. Die Abweichung zwischen den obersteirischen Regionen und den südoststeirischen Regionen bzw. dem Raum Graz bewegt sich innerhalb von 2% Punkten und wurde daher im Weiteren vernachlässigt. Die durchschnittliche Einstrahlung auf die Horizontale variiert zwischen den Gebieten des alpinen Ausseerlandes und der Süd-Oststeiermark um etwa 6%. Die verringerte Auswirkung in

⁸ Die Globalstrahlung steht als eigener Layer im Digitalen Atlas des Landes Steiermark für das gesamte Bundeslandgebiet zur Verfügung. Die Berechnungsgrundlage bildeten moderne GIS-Methoden und das hochauflösenden Oberflächenmodell aus den Airborne Laserscanning-Befliegungen. Das Modell stellt die Jahressumme der direkten und diffusen Strahlung in Kilowattstunden (kWh) mit einer Rasterauflösung von 1 x 1 m dar.

der nutzbaren Solarstrahlung dürfte auf die höhere Verschattung bei dichterem Verbauung in urbanen Räumen (Graz, Gleisdorf, Fürstenfeld etc.) zurückzuführen sein. Entsprechend der Verteilung der EFH und ZFH in Österreich wurde noch die Notwendigkeit einer Strahlungskorrektur analysiert:

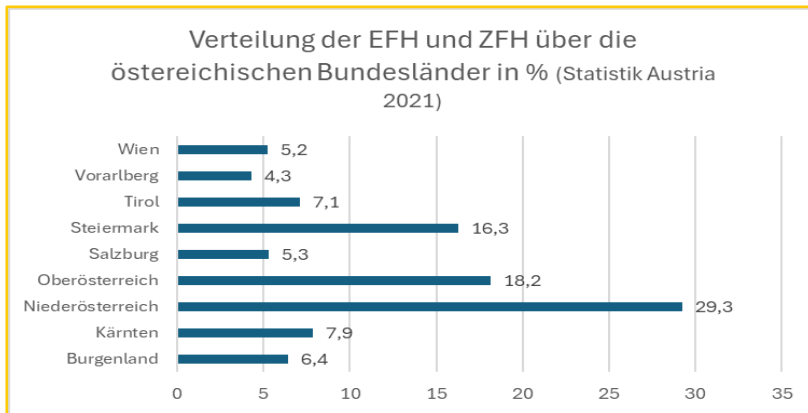


Abbildung 13: Bundesländerverteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser

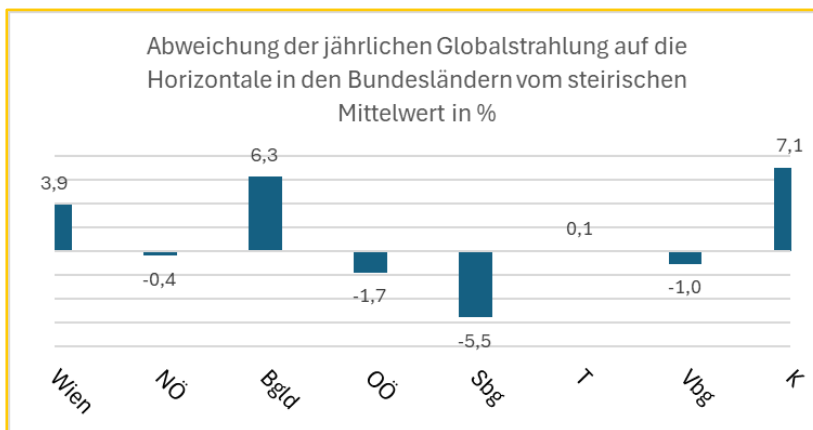


Abbildung 14: Abweichung der jährlichen Globalstrahlung auf die Horizontale in den Bundesländern vom steirischen Mittelwert in % [PVGIS 2024]

Die Strahlungskorrektur und die Korrektur entsprechend der Verteilung der EFH und ZFH über Österreich ergibt nur eine geringfügige Anpassung um 2 kWh/m²a – womit der steirische Mittelwert von 0,55 MWh/m²a bzw. 550 kWh/m²a als finaler, für Gesamtösterreich gültige Wert der nutzbare Solarstrahlung auf Dächer der EFH/ZFH in Österreich herangezogen werden kann.

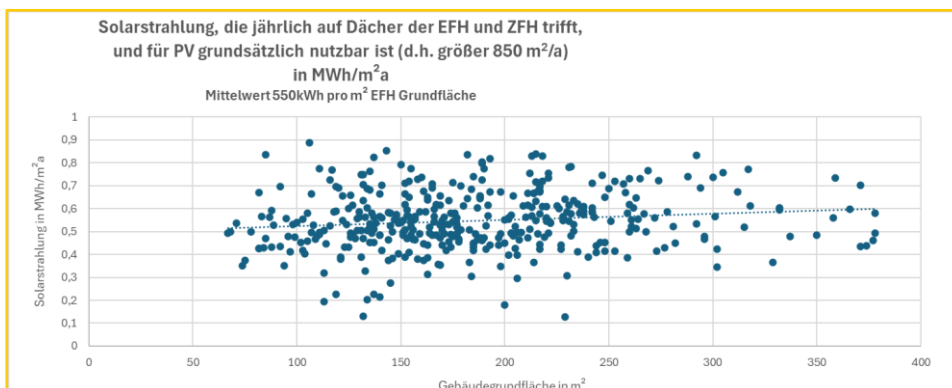


Abbildung 15: Solarstrahlung auf die Dächer von EFH und ZFH in der Steiermark [eigene Ermittlung aus Solarkatasterwerten]

Wie aus obenstehender Abbildung ersichtlich, wurden Einfamilienhäuser ab einer Grundfläche von 57 m² bis hin zu größeren Gebäuden bzw. Zweifamilienhäuser mit einer Grundfläche von bis etwa 370 m² analysiert. Schlecht nutzbare Gebäude weisen nur eine grundsätzlich nutzbare Solarstrahlung von etwa 100 kWh/m²a Gebäudegrundfläche auf, gut „besonnte“ von bis zu 852 kWh/m²a bezogen auf die gesamte Grundfläche des Gebäudes. Die Strahlungswerte wurden auf die im Kataster ausgewiesene Grundfläche des Gebäudes bezogen, da damit nachfolgend mit der Multiplikation der Gesamtfläche aller EFH und ZFH aus Statistik Austria Daten eine Ermittlung des Gesamtpotentials möglich ist.

Unter Berücksichtigung des Systemwirkungsgrads eines PV-Systems von 17% kann nun eine **physikalisch/theoretische Nutzbarkeit durch PV** ermittelt werden. Dieser Wert des Systemwirkungsgrades ist ein realistischer Wert, der sich aus Modulwirkungsgraden von aktuell typischen 20-22% ergibt, die bis 2030 im Mittel auf bis zu 24% ansteigen dürften. Davon abzuziehen sind Wechselrichterverluste und Leitungsverluste, sowie weitere typische Verluste im Betrieb (Verschmutzung etc...). Diese 17% entsprechen einer „Performance Ratio“ von etwa 0,8.

Somit können pro m² Grundfläche bei EFH und ZFH physikalisch/theoretisch im Mittel über alle EFH und ZFH in Österreich 550 kWh/a auftreffende Solarenergie grundsätzlich verwertet werden. Multipliziert man dies mit der Gesamtfläche aller EFH und ZFH Österreichs, die laut oben genannten Annahmen bei 297 km² Grundfläche bzw. 321 km² Dachfläche liegen dürfte und dem Systemwirkungsgrad von 17 %, so ergibt sich ein gesamtes physikalisch/theoretisches PV-Nutzungs-Potential von 30 TWh/a.

4.1.5. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Mehrfamilienhäusern und sonstigen Gebäuden im Bereich Büro, Handel, Freizeit, Gesundheit etc. in Österreich

Für Mehrgeschoßwohnhäuser und ähnlich strukturierte Bauten wurde dieselbe Systematik angewandt, wiederum wurden quer über die Steiermark hunderte derartige Gebäude auf das Einstrahlungspotential auf ihren Dächern analysiert.

Der Mittelwert ergab sich dabei zu 602 kWh/m²a nutzbare Solareinstrahlung pro Jahr und Quadratmeter Dachfläche. Strahlungskorrekturen sind analog den EFH/ZFH ohne signifikante Auswirkung. Mit dem PV-Systemwirkungsgrad von 17% und einer Grundfläche=Dachfläche von 110 km² auf Mehrfamilienwohnhäusern und 198 km² auf den sonstigen Gebäuden dieser Kategorie, die laut oben angeführten Annahmen bei 308 km² Grundfläche(=Dachfläche) liegt, so ergibt sich ein gesamtes physikalisch/theoretisches PV-Nutzungs-Potential von 31,5 TWh/a.

4.1.6. Das Photovoltaik-Potential auf Dächern von Hallen in Österreich

Für Industrielle und landwirtschaftliche Hallen und ähnlich strukturierte Bauten wurden wiederum quer über die Steiermark hunderte derartige Gebäude auf das Einstrahlungspotential auf ihren Dächern analysiert.

Der Mittelwert ergibt sich dabei zu 842 kWh/m²a nutzbare Solareinstrahlung pro Jahr und Quadratmeter Dachfläche/Grundfläche. Strahlungskorrekturen sind analog den EFH/ZFH ohne signifikante Auswirkung.

Mit dem PV-Systemwirkungsgrad von 17 % und einer Grundfläche von 142 km² ergibt sich hier ein gesamtes physikalisch/theoretisches PV-Nutzungs-Potential von 20,3 TWh/a.

4.1.7. Photovoltaik Potential an Fassaden von Gebäuden

Bislang lagen zu PV-Potentialen an Gebäudefassaden in Österreich keine genaueren Abschätzungen vor. Erstmals wurde nun ein Modell entwickelt, das mithilfe der Programmiersprache Python die solare Einstrahlung auf Gebäudefassaden in Österreich simuliert und quantifiziert. Die Berechnung der solaren Einstrahlung auf Gebäudefassaden ist ein komplexes Unterfangen, das präzise Daten und computerbasierte Modellierungstechniken erfordert. Das hier entwickelte Modell berücksichtigt verschiedene Faktoren wie Geländeverschattung, Sonnenstand und Gebäudegeometrie, um eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Einstrahlungsverhältnisse zu erzielen. Aufgrund fehlender Daten bezüglich der Baumverschattung kann dieser, im Übrigen oft sehr variable Faktor, im vorliegenden Modell nicht berücksichtigt werden [Fries 2024].

Datengrundlage

Für die Entwicklung des Modells werden mehrere Datensätze herangezogen, die eine detaillierte Beschreibung der Geländetopographie, der Sonneneinstrahlung und der Gebäudestrukturen in Österreich liefern. Ein digitales Geländemodell mit einer Auflösung von 10x10 Metern, das vom österreichischen Datenportal data.gv.at⁹ bezogen wird, dient als Grundlage für die Berechnung der Geländeverschattung. Die Sonnenstandsdaten werden aus dem Photovoltaik-Rechner der Europäischen Union gewonnen, der für jede Ausrichtung einer Fassade den Höhenwinkel und den Azimut der Sonne sowie die Direkt-, Diffusions- und Reflektionsstrahlung bereitstellt [PVGIS 2024]. Ein digitales Landschaftsmodell für Bauwerke, das vom Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen zur Verfügung gestellt wird, enthält Informationen über die Geometrie und Höhe der Gebäude [BEV 2024].

Berechnung der Gebäudeverschattung

Ein zentraler Aspekt des Modells ist die Berücksichtigung der Verschattung durch benachbarte Gebäude. Für jede Fassade wird ein Satz von Richtungsvektoren berechnet, der dazu dient, zu überprüfen, ob in der entsprechenden Richtung eine Verschattung vorliegt. Anhand der Sonnenstandsdaten wird berechnet, ob in der Richtung des Vektors zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Verschattung vorliegt, die höher als der Sonnenstand ist. Diese Berechnungen erfolgen für jeden Zeitpunkt im Jahr. Auf Grundlage der Richtungsvektoren kann zu jedem Zeitpunkt der Sonnenposition bestimmt werden, ob ein Gebäude die Fassade verschattet. Dies wird für jeden Höhenmeter einer Fassade berechnet, und anschließend wird der Durchschnittswert der Fassade ermittelt. Zusätzlich wird die diffuse Einstrahlung sowie deren Verschattung unter Berücksichtigung dieser Richtungsvektoren quantifiziert [Fries 2024].

Berechnung der Geländeverschattung

Neben der Gebäudeverschattung spielt auch die Verschattung durch das umgebende Gelände eine wichtige Rolle. Mithilfe von ARCGIS Pro und dem 10x10-Meter-Höhenmodell wird die jährliche solare Einstrahlung für jeden Punkt berechnet. Auf diese Weise können, mit einigen zusätzlichen Berechnungen, die solaren Einstrahlungswerte für jedes Gebäude und jede Fassadenfläche bestimmt werden [Fries 2024].

Ergebnisauswertung

Die berechneten Einstrahlungswerte werden verwendet, um die gesamte solare Einstrahlung auf die Gebäudefassaden zu ermitteln. Dazu wird die Fassadenfläche mit den spezifischen Einstrahlungswerten multipliziert. Für das Endergebnis werden nur Fassadenflächen berücksichtigt, die eine Mindestfläche von 20 m² und eine Mindesteinstrahlung von 700 kWh pro Jahr aufweisen.

Zusätzlich wird angenommen, dass aufgrund von Fensterflächen und schwer verbaubaren Abschnitten nur 50% der Fassadenflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen genutzt werden können [BFE 2019]. Zusätzlich wird der Wirkungsgrad von Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt, welcher mit 17 % angenommen wurde, um eine realistische Abschätzung der nutzbaren Solarenergie zu erhalten. Infolge der genannten Filter und Annahmen ergeben sich etwa 120 Quadratkilometer nutzbare Fassadenfläche. Diese Flächen könnten zur Installation von Photovoltaikanlagen verwendet werden, mit einer geschätzten Gesamtstromerzeugung von etwa 14,7 TWh pro Jahr [Fries 2024].

⁹ Data.gv.a.t - Medieninhaber und Herausgeber, Österreichisches Bundeskanzleramt, Ballhausplatz 2, 1010 Wien

4.1.8. Physikalisch/theoretisches Photovoltaik-Gesamtpotential der Gebäudedach- und Fassadenflächen

Um vom für PV geeigneten Einstrahlungspotential, das rein auf die aufgrund ausreichender Strahlung nutzbaren Dachflächen bezogen ist, zum nutzbaren Potential für PV-Anwendungen zu kommen ist, wie bereits zuvor angeführt, noch ein **PV-Technologie-Nutzungsfaktor** zu berücksichtigen; dieser begründet sich mit aufgrund am Markt erhältlicher Standard-Modulgrößen, Modulrahmen, sich ergebender erforderlicher Randabstände, Begehbarkeiten, sicherheitstechnischer Fragen, Nichtnutzbarkeit kleiner Flächen, Aufständereien, Verschattungsvermeidung etc...- und wird in Übereinstimmung mit dem steiermärkischen Solarkataster für Dächer mit 0,6 angenommen.

Mit diesen Werten ergeben sich folgende **mittlere physikalisch/theoretische mit aktueller PV-Technologie PV-nutzbare Erzeugungswerte über alle Gebäude** (unabhängig von der solaren Eignung) in Österreich

Kategorie	Grundflächen (Dachfläche)	Physikalisch/theoretisches PV-Ertragspotential	Mit PV-Technologie-Nutzungsfaktor (0,6)
	km ²	TWh/a	TWh/a
EFH/ZFH:	297 (321)	30	18
MFH+Sonstige	308 (308)	31,5	18,9
Industrie/LW-Hallen	142 (142)	20,3	12,2
Fassadenfläche	120	14,7	8,8
Gesamtgebäudepotential			57,9

Tabelle 4: Potentialermittlung: Zusammenstellung der Kategorien aus Katasterwerten

Das jährliche physikalisch/theoretische Stromerzeugungspotential das grundsätzlich mit heutiger PV-Technologie auf heute existierenden Gebäudedächern und Fassaden nutzbar wäre, liegt aktuell somit in einem Bereich von etwa **58 TWh**. Eine ausführliche Begründung der aktuell höheren Werte gegenüber früheren Potentialstudien findet sich in Kapitel 2.

4.1.9. Ermittlung der technischen Photovoltaik-Gebäudepotentiale

Vom theoretisch/physikalischen Potential zum technischen Potential

Folgende Faktoren finden bei der Abschichtung vom physikalisch/theoretischen Potential zum technischen Potential Beachtung:

- Gebäude- und andere technische Faktoren:
 - Statik, normative Vorgaben (z.B. Schneeschutz)
 - Elektrotechnische Gebäudeausrüstung, Dachaufbauten
 - spezielle sicherheitstechnische Vorgaben (z.B. AUVA-Empfehlungen)
- Flächenkonkurrenz/legistische Barrieren
 - Solarthermie
 - Dachbegrünung bzw. Dachgarten
 - Dachflächenfenster
 - Andere Dachnutzung (Erholungsraum, Dach-Pool,...)
- Denkmal-/Ensemble-/Ortsbildschutz

Entsprechend der oben angeführten 3 Kategorien (EFH/ZFH – MFH/Sonstige – Hallen) soll nun diskutiert werden, welche Einflussfaktoren existieren, die das theoretisch/physikalische PV-Erzeugungspotential auf Gebäuden laut

Solarkatasterberechnungen auf Basis des aktuellen Gebäudebestandes (2023) von 56 TWh auf das technische und weiter auf das wirtschaftliche und schlussendlich das als realisierbar angesehene Potential reduzieren.

Die Faktoren im Detail:

- **Statik:** Bei Photovoltaikanlagen gibt es nicht nur die Gebäudestatik zu beachten, sondern auch die Systemstatik. Sie beinhaltet die Unterkonstruktion, die Befestigung am Dach, sowie eventuelle Beschwerden; Erhöhte Schneelasten laut Norm erschweren zusätzlich die Anbringung von PV-Anlagen auf Hallendächern. Die zusätzliche Last aufgrund des Gewichtes von Montagesystem und Modulen kann bis zu 20 kg/m² betragen. In Österreich wurden die Belastbarkeiten von Gebäudeeindeckungen im April 2006 durch die ÖNORM B 1991-1-3:2006-04-01 gesetzlich vorgegeben. Von den etwa 150 km² bestehenden Hallendächern in Österreich dürften etwa 50% nicht für die Montage einer PV-Anlage geeignet sein.¹⁰ Bei Neubauten sollten die statischen Anforderungen nun auf die PV jedenfalls Rücksicht nehmen, weswegen man bei diesen eine statische Eignung voraussetzen kann. Leichtgewichtsmodule sind am Markt verfügbar und reduzieren die zusätzliche Dachlast signifikant, deren Einsatz ist in der Praxis jedoch gering, obwohl diese seit Jahren verfügbar sind. Oberösterreich hat diesbezüglich ein spezielles Förderprogramm: „PV-Dächer – Prüfung der Tragfähigkeit von bestehenden Dächern für die Installation von netzgeführten Photovoltaikanlagen“;
- **Elektrotechnik:** Bei EFH/ZFH, Wohn- Büro und anderen Bauten liegen statische Probleme recht selten vor, elektrotechnische Barrieren treten aber manchmal an deren Stelle. So ist laut Elektrotechnikgesetz (Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992) in der Fassung vom 1.4.1993 nach jeder „wesentlichen Änderung oder Erweiterung einer elektrischen Anlage die elektrotechnische Anlage eine Anpassung an die aktuellen „Grundsätze der Normalisierung und Typisierung von elektrotechnischen Anlagen“ erforderlich, was oftmals Kosten verursacht, die die Kosten der PV Anlageninstallation signifikant erhöhen und damit die Realisierung scheitern lassen.
- **Dach- und Fassadenbegrünung – andere Dachnutzungsarten:** Neben Dachflächenfenstern, die speziell im EFH/ZFH Bereich etabliert sind und bei Ausbauten des Dachgeschosses bei MFH zusehendes eingesetzt werden, steht speziell im Bereich der Mehrgeschoßbauten die Dachbegrünung aktuell voll im Trend, die meisten Bundesländer und diverse Städte fördern aus Gründen der klimatischen Verbesserungen des städtischen Klimas und der Vermeidung von Hitzeinseln in der Stadt eine Dachbegrünung [Umweltberatung 2024], die grundsätzlich schon, in der Praxis jedoch recht selten mit der Anbringung von Photovoltaik vereinbar ist. Eine Doppelnutzung mittels solarer Dachgärten bzw. eine solare Nutzung begrünter Dächer wurde zwar in Demoprojekten demonstriert, trifft aber auf erhebliche Herausforderungen; so ist bei intensiver Begrünung ein mehrmaliger Schnitt des Bewuchses erforderlich, was die Kosten erheblich steigert. Eine signifikante Umsetzung ist daher nicht zu erwarten, die Reduktion der verfügbaren Dachflächen dürfte daher besonders im städtischen Bereich signifikant sein.
- **Denkmal-, Ortsbild bzw. Ensembleschutz:** Gründerzeithäuser/denkmalgeschützte Häuser existieren derzeit in Wien in einem Ausmaß von 35.014 Gebäuden¹¹ d.h. Gebäude, die vor 1900 errichtet worden (Gründerzeithäuser); Bei diesen ist das Potential PV zu realisieren minimal. Geht man bei diesen - überwiegend MFH - Gebäuden von einer mittleren Grundfläche von 400 m² aus – so reduziert sich das Potential um weitere 14 km² - für Gesamtösterreich soll hier mit 20 km² Gründerzeithäusern gerechnet werden. Jedoch sind 40% der Gründerzeithäuser sanierungsbedürftig und 85% des Gebäudebestandes aus dieser Zeitepoche ist nach wie vor hinsichtlich Dachgeschoss unausgebaut (Hrabal), Im Zuge eines Dachausbaus wäre die Installation einer PV-Anlage durchaus möglich. Eine Fassadennutzung an Gründerzeithäusern wird für die Potentialüberlegungen als nicht relevant betrachtet. Pilotprojekte in Stadträumen der Vorkriegszeit haben aus

¹⁰ Abschätzung nach Diskussion mit führenden PV-AnlagenplanerInnen

¹¹ Bestand im Jahr 2001, Quelle: Johannes Rammerstorfer 2015

städtebaulicher Sicht eine besonders hohe Eingriffsempfindlichkeit. Häufig handelt es sich Gebäudebestände, die unter Denkmalschutz stehen oder die eine herausgehobene baukulturelle Bedeutung haben (Everding Dagmar 2004). Im Solarkataster von Graz ist der gesamte Innenstadtbereich ausgenommen mit der Begründung „Erhaltenswerte Dachlandschaft“.

- Brandschutz, Blendung, Sicherheitsvorgaben bei Montage, Installation und Wartung; Zugänge, Verkehrswege und Arbeitsplätze sind einzuplanen, die die nutzbare Fläche deutlich verringern können. D.h. die Instandhaltung weiterer technischer Anlagen (Lüftungen, Klimageräte, Rauch- und Wärmeabzüge usw.) muss gewährleistet bleiben. Ein permanentes umlaufendes Gelände kann durch Schattenwurf die nutzbare Fläche weiter einschränken.

Zusammenfassend:

Für EFH/ZFH sind vorrangig Dachflächenfenster, elektrotechnische Gründe und andere normative Vorgaben bestimmend für die Festlegung des diesbezüglichen Abschichtungsfaktors; 0,8 erscheint gerechtfertigt.

Für MFH und Sonstige Bauten treten zusätzlich andere Dachnutzungsarten, verstärkte Haustechnik am Dach, Denkmal/Ensembleschutz sowie Sicherheitsvorgaben etc. in Erscheinung, weswegen ein Abschlagfaktor von 0,6 gewählt wurde.

Für Hallen mit den dominierenden statischen Herausforderungen, aber auch den diversen Dachaufbauten scheint ein Abschlagfaktor von 0,5 gerechtfertigt.

Für Fassaden mit den komplexen Herausforderungen hinsichtlich Brandschutzes und anderen Sicherheitsstandards, Blendung, Montage, etc. wird ebenso ein Faktor von 0,5 angenommen

➤ 0,8 im EFH/ZFH Bereich
➤ 0,6 im MFH+ Sonstige
➤ 0,5 im Industrie- und Landwirtschafts-Hallenbereich
➤ 0,5 im Fassadenbereich

Tabelle 5: Abschichtungsfaktor aufgrund technischer Einschränkungen

Es ergeben sich folgende technische Potentiale für eine PV-Nutzung an Gebäuden:

Kategorie	Technisches Potential [in TWh/a]
EFH-ZFH	14,4
MFH+Sonstige	11,3
Industrie/LW-Hallen	6,1
Fassaden	4,4
GESAMT	36,2

Tabelle 6: Gebäudepotentiale: Technische Potentiale (Angaben in TWh) eigene Darstellung

4.1.10. Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential

Folgende Faktoren finden bei der weiteren Abschichtung vom technischen Potential zum wirtschaftlichen Potential Beachtung:

- *Geringe Einspeisetarife, geringe Strompreise*
- *Keine vollflächige Dachnutzung aus wirtschaftlichen Gründen*
- *Geringer Eigenverbrauch*
- *Hohe Netzanschlussgebühren, notwendige Investitionen zum Netzanschluss*
- *Geringe oder keine Einspeisemöglichkeit seitens des Netzbetreibers*
- *Dachalter bzw. Mittelfristig geplante Dachum- oder ausbauten*

Grundsätzlich kann man bei der Installation einer PV-Anlage mittlerweile von einer rasch erzielbaren Wirtschaftlichkeit ausgehen. Wirtschaftliche Amortisationszeiten von 5 bis 12 Jahren können als Durchschnitt angesehen werden, vorrangig abhängig von Standort, Anlagengröße und -kosten sowie vom Nutzungsprofil und der Überschussverwertung.

Auch wenn auf einem Dach unter gewissen Umständen eine Wirtschaftlichkeit erzielbar wäre, sind aber einige Faktoren ausschlaggebend, dass diese Anlagen nicht bzw. nicht in der maximalen Größe entsprechend des technischen Potentials realisiert werden.

Verwertung des Überschussstroms:

Geringe Einspeisetarife für Überschussstrom führten in der Vergangenheit dazu, dass bestehende gut geeignete Dachflächen nicht vollflächig ausgenutzt werden, sondern eine Optimierung – und damit Geringerdimensionierung – nach dem Verbrauch bzw. Verbrauchsverhalten durchgeführt wurde. Mit dem Trend PV-Anlagen mit einem Heimspeicher zu kombinieren, wurde es Praxis, untertags nicht genutzte Energie in den Abend bzw. die Nacht zu verschieben. Die aktuelle Größe der Heimspeicher liegt bei etwa 14 kWh, etwa jede dritte private PV-Anlage wird aktuell mit einem Heimspeicher kombiniert [Biermayr et al 2024]. Diese werden zukünftig verstärkt als Antwort auf geringe Einspeisetarife errichtet, aber auch um hohe Netzkosten bzw. Energiepreise abzufedern. Dies ist mit ein Grund, warum die privaten PV-Anlagen im Durchschnitt aktuell größer gebaut werden. Ob dieser Trend anhält, ist schwer vorauszusagen, sinkende Speicherkosten und die sich ausweitenden Möglichkeiten der flexiblen Verbrauchernutzung sprechen dafür.

Die Möglichkeit der Verwertung der Überschussenergie wurde überdies mit der gesetzlichen Möglichkeit der Bildung von Energiegemeinschaften geschaffen. Dies trifft im Privatbereich ebenso zu wie im Bereich des Gewerbes/Industrie, wo geringe Industriestrompreise oft von der Installation einer PV-Anlage generell abhalten, speziell, wenn Eigentümerstrukturen rasche Amortisationszeiten von Investitionen verlangen. Die angenommene höhere Eigendeckung im Hallenbereich führt dazu, dass in diesem Sektor ein geringerer Abschlagsfaktor gewählt wird.

Technische Restriktionen seitens des Stromnetzes:

Etwa 25% aller Ansuchen zur PV-Einspeisung in Österreich werden derzeit mit verringerter bzw. Null-Leistung beantwortet [E-Control, 2024]. Dies ist vorwiegend auf die Gefahr der Spannungserhöhung zu Spitzenzeiten der Einspeisung zurückzuführen und die aktuelle Situation, dass die aktuellen Zustände vor allem in den unteren Netzebenen, zumindest mittelfristig nicht in Echtzeit bekannt sind. Die weitere Verbreitung der PV wird dazu führen, dass die Einspeiserestriktionen zunehmen, sofern dynamische Einspeiselösungen nicht rasch zum Standard werden. Ein Netzausbau für PV-Einspeisespitzen kann nicht als finale Lösung gesehen werden, zumal die im

Stromnetz wirksame Erzeugungsspitze im Klimaneutralitätsszenario 2040 des NIP¹² bei etwa 36 GW liegen dürfte, wovon PV über 20 GW beiträgt. Dies übersteigt die 2040 zu erwartende maximale Netzlast von etwa 20 GW deutlich. Durch den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor der PV in Europa ist auch ein Export dieser Erzeugungsspitzen nahezu ausgeschlossen – bzw. der europäische Strompreis zu diesen Zeiten wirtschaftlich unattraktiv.

Da flexible Lösungen einige Jahre Vorlauf haben, sind aus diesem Grund in allen Gebäudekategorien entsprechende Abschläge anzusetzen. Ein gewisser Grad an Netzausbau und -ertüchtigung bleibt daher weiterhin erforderlich.

Für PV-Fassaden ergeben sich typischerweise höhere Montagekosten, auch der Einsatz von Spezialmodulen bzw. Spezialgläsern (Farbe, Brandschutz, Blendreduktion, ...) kann erforderlich sein; die Erträge sind vergleichsweise deutlich geringer, positiv wirkt sich oft – je nach Stromnutzungsprofil – die Erzeugung zu Tagesrand- und/oder Winterzeiten aus, die aufgrund der senkrechten Neigung Strom zu Zeiten erzeugt, wo typischerweise hohe Strommarktkosten vorliegen. Speziell bei Nutzung flexibler Stromtarife ist dies ein entscheidender Vorteil.

Aufgrund der oben angeführten Überlegungen wurde eine Reduktion aufgrund von wirtschaftlichen Barrieren von nachfolgendem Ausmaß angenommen:

➤ 0,8 im EFH/ZFH Bereich
➤ 0,7 im MFH+ Sonstige
➤ 0,7 Industrie/LW-Hallen
➤ 0,7 im Fassadenbereich

Tabelle 7: Abschichtungsfaktor aufgrund wirtschaftlicher Einschränkungen

Somit ergibt sich folgendes wirtschaftliches PV-Potential:

Kategorie	Wirtschaftliches Potential [in TWh/a]
EFH-ZFH	11,5
MFH und Sonstige	7,9
Industrie/LW-Hallen	4,3
Fassaden	3,1
GESAMT	26,8

Tabelle 8: Gebäudepotentiale: Wirtschaftliche Potentiale (Angaben in TWh/a) eigene Darstellung

4.1.11. Abschichtungsfaktoren aufgrund weiterer Gründe

Das Bewusstsein für ökologische Stromproduktion und die Notwendigkeit des Umstiegs auf Erneuerbare dürfte inzwischen nachhaltiger sein; ein Grund dürfte im kontinuierlich steigenden Bewusstsein über die Auswirkungen der Klimaveränderungen liegen, der Ukraine-Krieg hat breites Bewusstsein für die Abhängigkeit von Energielieferungen geschaffen. Die dadurch verstärkte öffentliche Diskussion, und der nun stärkere Wunsch nach eigener, heimischer bzw. europäischer Energiebereitstellung sind neben verstärkter und kontinuierlicher Förderung der Photovoltaik in Österreich Faktoren, die gegenwärtig den Abschichtungsfaktor „aus weiteren Gründen“ gegenüber früheren Jahren deutlich reduzieren. Die Kontinuität dieser Veränderung kann nicht vorausgesagt werden, da zu viele externe Faktoren diese Entwicklung beeinflussen. Die Analyse schreibt daher den aktuellen Zustand fort.

¹² Österr. Integrierter Netzinfrastrukturplan, 2024

Folgende Faktoren finden bei der weiteren Abschichtung vom wirtschaftlichen Potential zum realisierbaren Potential Beachtung

EFH/ZFH Bereich:

- *Alter der entscheidenden Person, gesundheitlicher Zustand (EFH/ZFH Bereich)*
- *Kapitalmangel bzw. Vorrang anderer ökologischer Investitionen (E-Mobil, Wärmepumpe)*
- *Zurückschrecken vor Komplexität der Umsetzung*
- *Kein Interesse an Umwelt- bzw. Energiefragen*
- *Ökologische Bedenken (Recyclingfähigkeit, Umweltauswirkungen im Betrieb, Verwendung seltener Rohstoffe, energetische Rücklaufzeiten,...)*
- *Warten auf weitere Kostendegression*
- *Unzufriedenheit mit ästhetischer Umsetzung*
- *Bedenken wegen elektromagnetischer Einflüsse und andere Ängste*

Alle Gebäude:

- *Zweitwohnsitze und Leerstände (Mindestens 40.000 Hektar beträgt laut Schätzungen die Summe der leerstehenden und ungenutzten Gebäudeflächen in Österreich)¹³*
- *Gebäudelebenserwartung deutlich unter PV-Lebenserwartung*
- *Umzugspläne*
- *Mittelfristig geplante Dachaus- bzw. -umbauten*
- *MiteigentümerInnen nicht überzeugbar*

Im Detail:

Zweithaus/Wohnungsbesitz – Leerstände:

Ein Zweithaus wird aus Kostengründen (sehr geringer Eigenbedarf) wesentlich seltener mit einer PV Anlage ausgestattet; in Österreich haben 1.4 Mio. Personen einen Zweitwohnsitz gemeldet; in 18,2% aller Wohnungen sind ausschließlich Nebenwohnsitze registriert bzw. gar keine Wohnsitz; [Statistik Austria 2023] - Geht man von der selben Haus/Wohnungs-Verteilung aus (EFH/ZFM und MFH wie in der Gesamtzahl, siehe Einleitung zu Kapitel Gebäude-Grunddaten), so ergeben sich 380.000 EFH/ZFH (21% aller EFH/ZFH), die überwiegend nur zu geringer Zeit bzw. gar nicht genutzt werden.

Gesamt dürften etwa 40.000 ha (400 km²) Gebäudefläche leer stehen. Davon entfallen lt. Umweltbundesamt etwa 130 km² (13.000 ha) auf Industriebrachen.¹⁴ Die Gründe für leerstehende Häuser oder Wohnungen sind unterschiedlich: fehlendes Interesse der Eigentümer:innen an einer Vermietung, fehlende Nachfrage, z. B. durch Abwanderung aus ländlichen Regionen, oder die schlechte Lage der Immobilien. Ein großes Problem ist jedoch auch die starke Nutzung von Immobilien als Spekulationsobjekte. Dabei werden Wohnungen oder Häuser angekauft und ungenutzt stehen gelassen, um sie zu einem späteren Zeitpunkt gewinnbringend zu verkaufen. Eine Installation von PV-Anlagen auf diesen Objekten kann nahezu ausgeschlossen werden.

Wirtschaftliche Lage:

Die jährlich erscheinende Studie von Wirtschaftsuniversität, Deloitte und Wienenergie zur Einstellung der Bevölkerung zu erneuerbaren Energien zeigt 2024 erstmals einen abnehmenden Trend; demnach geben 61% der Bevölkerung an, aufgrund der Teuerung nicht in Photovoltaik investieren zu können oder zu wollen [Hampl et al.

¹³ <https://greenpeace.at/hintergrund/bodenversiegelung-in-oesterreich/>

¹⁴ Quelle: Appell aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik: Stopp der Verbauung, Korrektur der Bodenpolitik, neue Akzente in der Raumordnung

2024]; ob dieser Trend anhaltend ist, kann schwer beurteilt werden; etwa 54 Prozent der Bevölkerung leben in Ein- oder Zweifamilienhäusern und etwa 46 Prozent in Wohnungen. Auch wenn angenommen wird, dass die wirtschaftliche Situation der EFH/ZFH Gruppe im Mittel deutlich besser ist, kann doch in diesem Segment von zumindest einem Drittel ausgegangen werden, das die Investition nicht vornehmen kann oder möchte. Der Bundesverband PV Austria hat im Frühjahr 2024 die allgemeine Stimmung der Bevölkerung, bzw. der PV Unternehmen zum Thema PV erhoben:

Stimmung in der Bevölkerung

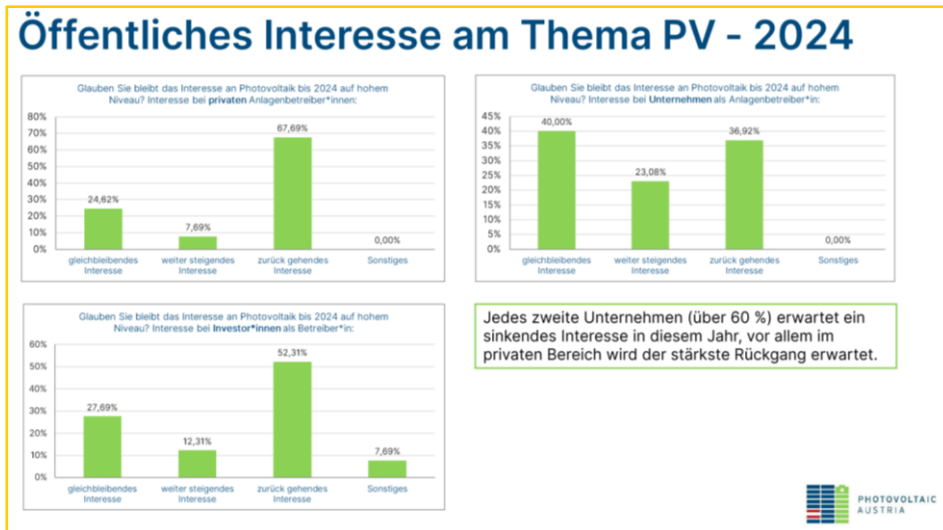


Abbildung 16: Öffentliches Interesse am Thema PV 2024, PV Austria 2024

Der weitere E-Mobilitätstrend:

Der Trend zur E-Mobilität hat ebenso starken Einfluss auf die weitere Entwicklung der PV. Einerseits durch die Notwendigkeit, nachweislich Strom aus Erneuerbaren für die E-Mobilität zu nutzen, andererseits durch die rasch realisierbare Möglichkeit, den Speicher des Elektroautos für Überschussenergie aus PV zu nutzen. (PV2home, PV2grid); eine Abschätzung dieser Entwicklung ist ebenso schwer zu treffen.

Conclusio zu weiteren Faktoren der Abschichtung:

Aufgrund der Vielzahl der weiteren Gründe trotz technischer Möglichkeiten und gegebener wirtschaftlicher Amortisation keine PV-Anlage zu realisieren ist es schwer, hier eine konkrete Abschichtung vorzunehmen. Es soll daher hier mit einer Bandbreite gerechnet werden:

Für EFH/ZFH wird angenommen, dass der Abschichtungsfaktor zwischen 0,5 und 0,6 zu liegen kommt, für den Bereich MFH+Sonstige wird 0,5 bis 0,7 und den Bereich der Hallen, wo die Entscheidung überwiegend von wirtschaftlichen Kriterien abhängen dürfte, wird 0,7 bis 0,8 angenommen.

Bei Fassaden wird es erforderlich sein, dass die Form- und Farbgebung heutiger PV-Fassadenelemente die Gestaltung von Gebäuden positiv beeinflussen können. Daher wird angenommen, dass bis 2040 die Hälfte bis etwa zwei Drittel des wirtschaftlichen Fassadenpotentials auch realisierbar ist.

➤ 0,5 – 0,6 im EFH/ZFH Bereich
➤ 0,5 – 0,7 im MFH+ Sonstige
➤ 0,7 – 0,8 Industrie/LW-Hallen
➤ 0,5 – 0,66 im Fassadenbereich

Tabelle 9: Abschichtungsfaktor aufgrund sozialer und anderer Einschränkungen

Kategorie	Realisierbares Potential in TWh/a
EFH-ZFH	5,8 ... 6,9
MFH und Sonstige	4 ... 5,5
Industrie/LW-Hallen	3 ... 3,4
Fassaden	1,6 ... 2
GESAMT	14,4 ... 17,8

Tabelle 10: Gebäudepotentiale - Realisierbare Potentiale, (Angaben in TWh) eigene Darstellung

4.1.12. Bereits genutztes Dächer-Potential (durch PV und Solarthermie)

Aus Daten von Oesterreichs Energie [OE-Quartalsumfrage 12/2023] ergibt sich, dass 2,928 GW in der Größenkategorie unter 30 kW bislang realisiert sind. Abzüglich einiger Anlagen, die nicht auf Dächern von EFH und ZFH montiert sind, kann von 2,8 GW ausgegangen werden, die sich auf den Dächern dieser Gebäudekategorie befinden. Unter Berücksichtigung unterschiedlicher Dachneigungen kann angenommen werden, dass Ende 2023 PV-Anlagen mit einer Jahreserzeugung von etwa 2,5 TWh/a bereits auf Dächern realisiert sind. Bei weiterer Berücksichtigung von etwa 4.6 Mio. m² thermische Sonnenkollektoren, die zu etwa 80% (3,7 Mio. m²) im EFH/ZFH Bereich installiert sind [Biermayr et al, 2023] ist eine weitere geeignete Potentialfläche abzuziehen, auf der eine Installation von etwa 750 MW PV möglich gewesen wäre. Bei Annahme von 200 kWh/m² PV-Produktion geht dadurch eine mögliche Stromproduktion von etwa 0,75 TWh verloren.

- Somit muss aufgrund bereits installierte PV und Solarthermie auf Österreichs Dächern der Kategorie EZH und ZFH 3,25 TWh an Potential abgezogen werden.
- Etwa 87% der gesamten PV-Leistung (d.h. etwa 5,5 GW) dürfte aktuell auf Dächern installiert sein¹⁵, der Rest auf der Freifläche; d.h. etwa 2,25 GW (2,25 TWh) sind auf MFH und Hallen installiert. Um die bereits erfolgte Nutzung von Photovoltaik und Solarthermie auf Gebäuden der Kategorie MFH+Sonstige sowie Hallen zu berücksichtigen, werden in diesen Kategorien weitere je 1,1 TWh abgezogen.
- Bei Fassadenanwendungen liegt der aktuelle Anteil bei etwa 0,4% der gesamtoinstallierten PV-Leistung [Biermayr et al, 2024], was in etwa 25 MW bzw. 0,015 TWh/a entsprechen dürfte, es wird daher im Folgenden vernachlässigt.

Kategorie	Noch offenes PV-Gebäudepotential 2024 [in TWh/a]	Mittleres noch offenes Gebäudepotential [TWh/a]
EFH/ZFH	2,6 ... 3,7 TWh	3,15
MFH+Sonstige	2,9 ... 4,4 TWh	3,65
Hallen	1,9 ... 2,3 TWh	2,1
Fassade	1,6 ... 2 TWh	1,8
Gesamt	9,0 ... 12,4	10,7

Tabelle 11: Noch offenes Gebäude-PV Potential

¹⁵ Wert abgeleitet aus Marktstatistik innovative Energietechnologien, Biermayr et al. 2023

4.1.13. Schlussfolgerung aus den Potentialabschätzungen bei Gebäuden in Österreich

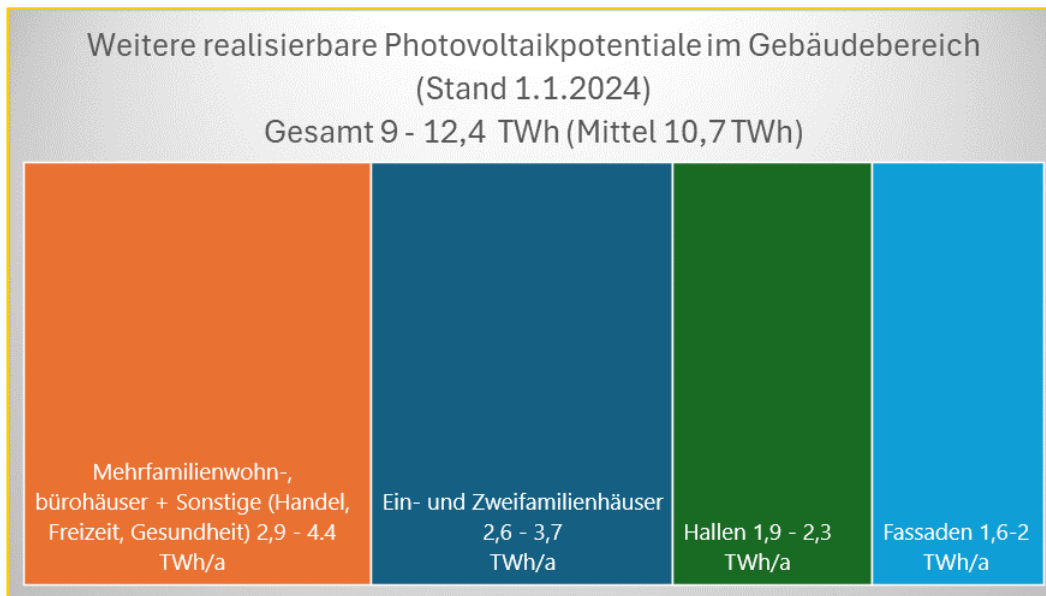


Abbildung 17: Mit Stand 1.1.2024 noch offene realisierbare PV-Potentiale im Gebäudebereich in Österreich

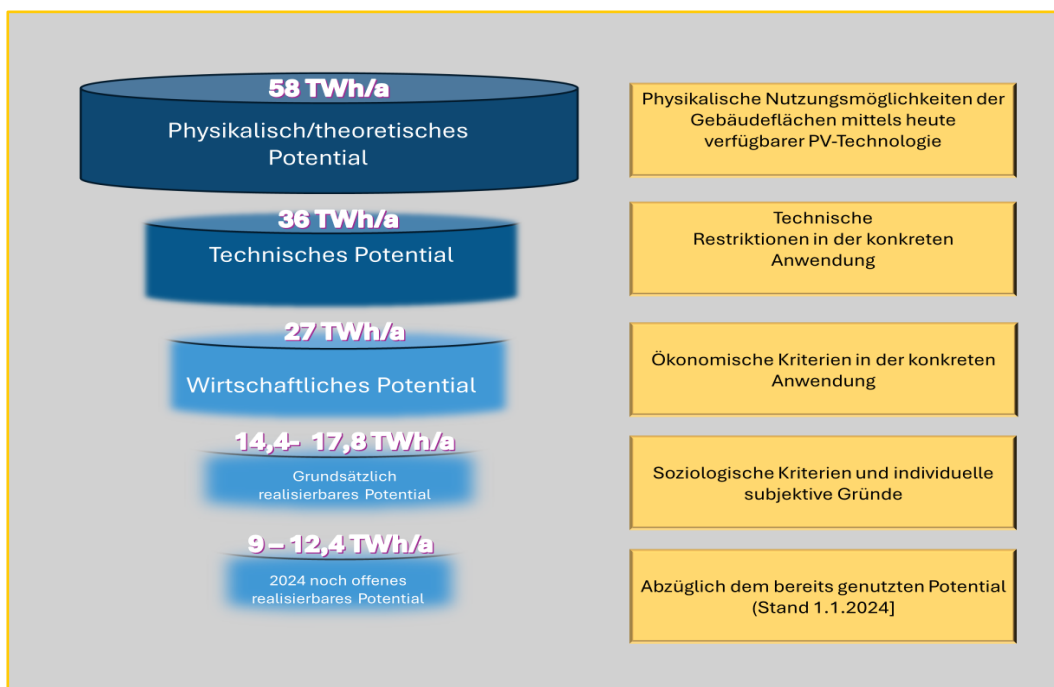


Abbildung 18: Aktuelle PV-Potentiale im Gebäudebereich (eigene Darstellung)

Aus vorangegangener Analyse kann klar abgeleitet werden, dass die aktuellen Potentiale für PV an oder auf Gebäuden - ohne bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen - bei weitem nicht ausreichen, um die nationalen Ziele für den PV-Ausbau zu erreichen. Für die Erreichung der Ausbauszenarien gemäß Österreichischen Integrierten Netzinfrastrukturplan mit 21 TWh zusätzlicher PV-Erzeugung bis 2030 und 41 TWh bis 2040 müssten etwa 50 % aller technischen Potentiale an Gebäuden bis 2030 realisiert werden, was alleine aufgrund des relativ engen Zeitfensters von nur 6 bzw. 16 Jahren als unmöglich erscheint. Für die 2040er Ziele reichen selbst die technischen Potentiale an Gebäuden in Österreich nicht aus.

Es ist festzustellen, dass in den letzten Jahren diverse Änderungen stattgefunden haben, die einen Photovoltaik-Boom ausgelöst haben. Neben den - zwar recht kurzzeitigen - hohen Energiepreisen in den Jahren 2022 und 2023 ist vor allem das Bewusstsein der Abhängigkeit im Energiesektor, zumindest bis zum aktuellen Zeitpunkt, enorm gestiegen. Zusammen mit der verbesserten Wirtschaftlichkeit hat vor allem die bessere und langfristige Kalkulierbarkeit der eigenen Stromkosten bei einem hohen Anteil eigener Erzeugung auch viele Wirtschaftsbetriebe von Photovoltaik überzeugt. Die nationalen Rahmenbedingungen haben sich in den letzten Jahren auch zugunsten der Photovoltaik signifikant verändert. Neben erhöhter Förderbudgets bis 2023 ist vor allem die mit 31.12.2025 befristete Abschaffung der Umsatzsteuer auf Anlagen bis 35 kWp zu erwähnen, die die Notwendigkeit des Durchlaufens eines oft mühsamen und unsicheren Förderprozesses erspart. Weiters ist die rechtliche Möglichkeit der Bildung von Energiegemeinschaften hervorzuheben, die mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz ermöglicht wurde und die bis Ende 2023 zu weit über 1.000 Energiegemeinschaften geführt hat. Die vorgesehenen Änderungen im ELWG hinsichtlich Direktvermarktung bzw. peer2peer Stromhandel werden weitere Erleichterungen schaffen, bzw. Möglichkeiten Überschussstrom aus PV zu lukrativen Preisen zu verkaufen. Im EU-Rahmen werden Verpflichtungen zur Nutzung von Solarenergie an Gebäuden [EU-Buildings Directive 2024] verstärkt dazu beitragen, dass diese Potentiale genutzt werden.

Bevölkerungswachstum bis 2030 bzw. 2040:

Nicht berücksichtigt wurde bislang in dieser Studie das Bevölkerungswachstum bis 2030, das laut Österreichischer Raumordnungskonferenz vom Jänner 2019 bis 2030 um 5,3% betragen wird [Hanika 2019]. Lt. Statistik Austria wird die Bevölkerungszahl Österreichs von 9,05 Mio. (2022) bis 2040 um 6,6 % auf 9,65 Mio. wachsen [Bevölkerungsentwicklung bis 2080 Statistik Austria 2022]. Etwa 45% des Gesamtwachstums wird sich in Wien realisieren, 19% in Niederösterreich, etwa 12% in Oberösterreich und 10% in Tirol [Hanika 2019]. Das Wachstum wird vor allem im urbanen Raum stattfinden, was die Vermutung nahelegt, dass das Bevölkerungswachstum keinen wesentlichen Einfluss auf das große Potential der Ein- und Mehrfamilienhäuser haben wird, sondern eher im Bereich des für PV-Potentiale im deutlich schwieriger zu realisierenden Mehrgeschoßwohnbereiches liegt.

Im Wesentlichen ist das Wachstum auf die internationale Zuwanderung zurückzuführen: Demnach wird die Zahl der im Ausland geborenen Bevölkerung stark ansteigen. Die Absolutzahl der im Inland geborenen Bevölkerung bleibt sogar über den gesamten Berechnungszeitraum dieser Studie (bis 2075) bemerkenswert konstant; überdies stammen 54% der im Ausland geborenen Bevölkerung nicht aus EU- oder EFTA-Ländern ab [Hanika 2019], was die Vermutung nahe legt, dass aufgrund der wirtschaftlichen Möglichkeiten vieler Zuwanderer eine Investition in Photovoltaik mittelfristig nicht zu deren prioritären Handlungen zählen wird.

Zusammenfassend wird daher aufgrund der Bevölkerungsentwicklung bis 2040 (+600,000 EW) angenommen, dass das zusätzlich realisierbare Potential durch Bevölkerungswachstum deutlich unter 1 TWh liegt und soll daher im Weiteren vernachlässigt werden.

Anders als beim Gebäudepotential, wo über Solarkatasterwerte ein physikalisch/theoretisches Potential ermittelt wurde, wird bei den folgenden Kapiteln (Deponien, Parkraumüberdachung, Schallschutz, ...) - und deren wesentlich geringeren Potentialen – vorrangig aus den verfügbaren Flächen und der PV-Nutzbarkeit, sowie abgeleitet aus anderen internationalen Studien, auf die Potentiale geschlossen.

4.2. Deponien

4.2.1. Grundsätzliches zur Photovoltaik-Eignung von Deponien

Abbauflächen“, „Halden“ und „Deponien“ sind Flächen, die zur oberirdischen Gewinnung von Rohstoffen (z.B. Sandgrube, Lehmgrube, Schottergrube, Steinbruch, Torfstich) oder zur dauerhaften Ablagerung von Abfällen, einschließlich bergbaulicher Abfälle, dienen. In Österreich existieren 13.915 Abbauflächen, Halden und Deponien mit einer Gesamtfläche von 134.882.154 m² [BEV 2023].

Aus dem Altlasten Atlas – für Niederösterreich ersichtlich sind:

- 5 380 192 m² sanierte und nicht sanierte Altlasten (Deponien)

Für Gesamtösterreich werden 19.137.000 m² ausgewiesen. Die Deponieflächen verteilen sich sehr unterschiedlich auf Österreich: Es dominieren die Bundesländer Wien und Niederösterreich, an dritter Stelle rangiert Oberösterreich

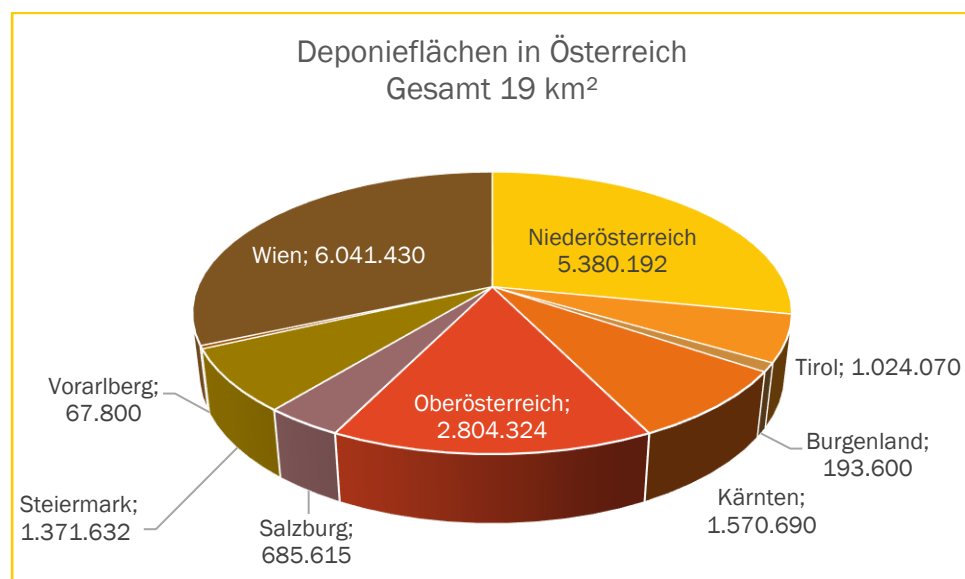


Abbildung 19: Flächen der Deponien: Summe aus Altlasten in m², sowie gesicherten und sanierten Deponien in den Bundesländern (Quelle: Altlasten-Atlas, Umweltbundesamt 2024)

Deponiestandorte bieten sich grundsätzlich für PV-Anlagen an, da [Axmann 2015]:

- kein zusätzlicher Landverbrauch
- andere Nutzungen nicht beeinträchtigt werden
- notwendige Infrastruktur vorhanden ist (Umzäunung, Stromanschluss, Fahrwege für Bau und Wartung)
- günstige Topographie - i.d.R. kaum Verschattung durch Bäume
- Fördermöglichkeit
- ggf. Synergien für die Überwachung in Folge anderer vorhandener Einrichtungen bestehen
- geklärte Besitzverhältnisse vorliegen
- Bewirtschaftung der Fläche auch ohne PV notwendig ist
- Durch PV-Anlage Einnahmen für Deponiebetreiber entstehen
- Eine PV-Anlage die Sammlung des Regenwassers ermöglichen kann. Dadurch kann das Wasservolumen, welches aufbereitet werden muss, die Betriebskosten der Deponie senken.

Herausforderungen bestehen insbesondere durch mögliche Bodenkontamination bzw. Sicherheitsbedenken, insbesondere wenn Deponien instabil sind, d.h. sich im Lauf der Zeit setzen oder unvorhersehbare Ereignisse wie Bodenverschiebungen oder Gasaustritte vorkommen. Eine Beschädigung der Deponie-Oberflächenabdichtung muss bei allen Arten der Fundamentierung sicher ausgeschlossen werden können.

Jedes Vorhaben der PV-Errichtung auf einer Deponie ist eine Einzelfallentscheidung und muss diesbezüglich mit der zuständigen Naturschutzbehörde (im Regelfall Bezirksverwaltungsbehörde) genehmigt werden.

4.2.2. Potentiale

Eine Studie aus Deutschland untersucht das Potenzial ehemaliger Deponieflächen in Baden-Württemberg als Standorte für Photovoltaikanlagen [Baden-Württemberg 2022]

Nach Auswertung einer Umfrage erfolgte eine Auswahl von 81 Standorten für die Potenzialanalyse, die meist vor Ort begangen wurden. Nur sinnvoll nutzbare Flächen wurden berücksichtigt. Die meisten Standorte waren „gut“ bis „sehr gut“ als PV-Standorte geeignet. Nur drei der untersuchten Standorte wiesen kein relevantes Potenzial auf. 10 Standorte wurden als mäßig gut geeignet bewertet. An drei Standorten gab es aufgrund arten- oder naturschutzrechtlicher Einschränkungen nur eingeschränkt nutzbare PV-Potentiale. Bei 12 weiteren Standorten gab es sowohl uneingeschränkt als auch eingeschränkt nutzbare Flächen. Das Potential lag gesamt bei 123 MWp auf 124 Hektar, d.h. etwa 1 MWp/ha.

Für Tirol geht ein Bericht vom Land Tirol von 56 GWh Deponiepotential bei 122 Hektar Deponiefläche aus [Blome et al. 2022], was, je nach möglicher Dichte der PV-Modulaufstellung, etwas weniger als die Hälfte des deutschen Wertes darstellt.

Für Österreich mit seinen etwa 19 km² Deponiefläche gesamt, wird daher das technische Potential mit etwa 1,9 GW angenommen. Entsprechende deponiespezifische Maßnahmen oder spezielle Umweltauflagen reduzieren die Wirtschaftlichkeit bzw. verhindern in vielen Fällen die Umsetzung.

Es soll daher ein realisierbares Potential von 850 MW bzw. 0,85 TWh/a angenommen werden.

Möglichen Konflikten wie Bodenerosion der Rekultivierungsschicht durch konzentrierten Regenwasserabfluss an bestimmten Punkten können durch Tropfkanten an den Modulen und einen Kiesuntergrund am Abtropfpunkt effektiv entgegengewirkt werden. Eine innovative Möglichkeit zur Minimierung der Erosion ist das senkrechte Aufstellen der Solarmodule mit bifazialen Modulen. Weiteres Konfliktpotenzial besteht im Bereich der Flora und Fauna. Durch Bauarbeiten und das spätere Bauwerk wird ein Einschnitt in die Natur vorgenommen. Auswirkungen können durch Umsiedlung geschützter Tiere und Einrichtung geeigneter brachliegender Flächen als Ausgleich für die betroffene Flora reduziert werden.

4.2.3. Beispiele für PV auf Deponien

- **Wien Deponie Rautenweg:** Beginnend mit einer im Jahre 2014 errichteten Anlage mit 800 m² wurde inzwischen die Fläche auf 2.000 m² ausgeweitet, womit etwa 700 MWh Strom jährlich produziert werden [MA48 – 2020]
- **Knittelfeld:** Der Abfallwirtschaftsverband Knittelfeld hat die Fläche am Gelände der ehemaligen Mülldeponie Spielberg-Pausendorf genutzt und dort in zwei Bauabschnitten Photovoltaik-Anlagen errichtet. Jede Einheit erzeugt derzeit 350 kWp, die in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die beiden PV-

Anlagen werden ca. 735.000 kWh Ökostrom erzeugt und in das Stromnetz nach dem Ökostromgesetz eingespeist.¹⁶

- Der oberösterreichische Faserhersteller **Lenzing** hat mit einer Freiflächen-Photovoltaik-Anlage auf der ehemaligen Deponie »Ofenloch« die eigene Stromerzeugung im Oktober 2022 um 5.560 kWp erweitert und erzeugt jährlich zusätzlich 6 GWh Strom.
- 17 MWp wurden auf dem ehemaligen Bergbauareal im Gemeindegebiet von **Bärnbach und Rosental an der Kainach** in der Steiermark 2022 in Betrieb genommen.

Diverse weitere Deponieprojekte aus Österreich sind aktuell in konkreter Planungs- bzw. Umsetzungsphase.

4.3. Verkehrsflächen

Bei den PV-Potentialen im Verkehrsbereich soll vorrangig den Schallschutzwänden, den Bahnsteigüberdachungen und den Parkraumüberdachungen Aufmerksamkeit geschenkt werden.

4.3.1. Schallschutzwände - Generell

Obwohl in Österreich derzeit etwa 2.300 km an Schallschutzwänden existieren, ist dies bislang keine bevorzugte Art der PV-Installation: Die Gründe liegen in den vielfältigen Einschränkungen, die im Folgenden exemplarisch aufgezählt werden sollen:

Einschränkungen:

- Verschattung der Lärmschutzwände, ungeeignete Ausrichtung
- Einhaltung eines *horizontalen Mindestabstands* typisch etwa 1-1,5m zwischen PV-Anlage und Sicherheitseinrichtung (z.B. Leitplanke)
- Einhaltung eines *vertikalen Mindestabstands* – typisch 1 m - zwischen Unterkante PV-Modul und Boden für Grünflächenunterhalt auf Außenseite, bis zu 2,8 m straßenseitig, wegen Schneeräumung
- Blendungsaspekte
- Akustikfragen
- Statik – besonders bei nachträglicher Montage
- Bei PV-Anlagen entlang von Bahnstrecken wird aufgrund eines Mindestabstands zum Bahnstromnetz meist nur die schienenabgewandte Seite berücksichtigt

Sowohl ASFINAG als auch ÖBB widmen sich seit Jahren intensiv dem Thema PV-Schallschutz; besonders erwähnenswert in diesem Zusammenhang die IOB¹⁷ Challenge der Asfinag im Jahre 2021: mit einem Photovoltaik-Testfeld mit sieben unterschiedlichen Systemen an der S1 Wiener Außenring Schnellstraße mit 7 Systemen und mehr als 100 Photovoltaik-Paneeelen [Asfinag 2021].

Bei einem Projekt wurde auf einer Gesamtlänge von etwa einem Kilometer 700 kW PV auf Lärmschutzwänden angebracht. (0,7 MWp/km) – was deutlich über den nachfolgenden Zahlen liegt, jedoch darauf zurückzuführen sein dürfte, dass bei diesem Testfeld deutlich bessere Bedingungen als im Durchschnitt vorgelegen sein dürften.

¹⁶ Quelle: www.knittelfeld.gv.at

¹⁷ Innovative Österreichische Beschaffung

4.3.2. Potential bei Schallschutzwänden

Basierend auf Studien aus anderen Ländern soll das heimische PV-Schallschutzpotential abgeschätzt werden:

- **Schweiz – Straße:** Die Anlagen an Nationalstraßen haben eine Gesamtlänge von 533 km. Das technische Potential wird mit 371 MWp (0,7 MWp/km) angegeben, das technisch-wirtschaftliche mit 232 MWp (0,44 MWp/km) und das Nutzbares mit 61 MWp (0,11 MWp/km) [Schweizer Bundesrat 2021]
- **Schweiz - Schiene:** Die Lärmschutzwände der Schweizer Bundesbahn (SBB) haben eine Gesamtlänge von 412 Laufkilometern, wobei das technische Potential mit 128 MWp (0,3 MWp/km) angegeben wird, das technisch/wirtschaftliche mit 101 MWp (0,25 MWp/km) und das Nutzbares mit 50 MWp (0,12 MWp/km) [Schweizer Bundesrat 2021]
- **Deutschland – Straße:** Für die Straße gibt es 2.545 km Lärmschutzwände, 1317 km Lärmschutzwälle und 79 km Steilwälle. Bei einer Flächennutzung von 10% für Wände/Steilwälle und 50% für Wälle ergibt sich ein potenzielle installierbare Leistung von 1.478 MWp (0,38 MWp/km) wobei Lärmschutzwälle das größte Potenzial bergen – [BMDV Expertennetzwerk 2022]
- **Deutschland – Schiene:** Für die Schiene stehen 1.830 km Schallschutzwände mit einer mittleren Höhe von 2,25 m zur Verfügung. Bei einer Nutzbarkeit von 10% der Fläche ergibt sich eine potenzielle installierbare Leistung von 85 MWp (0,046 MWp/km).

Abgeleitet für Österreich ergibt dies:

- **Österreich-Straße:** 2.200 Kilometer Autobahn- und Schnellstraßen mit ca. 1.400 km Lärmschutzwänden – bei Annahme von 0,25 MWp/km ergibt das ein nutzbares Potential von 350 MWp
- **Österreich-Schiene:** 900 km Lärmschutzwände - Bei Annahme von 0,05 MWp/km ergäbe dies ein nutzbares Potential von etwa 45 MWp.

„Um die ambitionierten Ausbauziele gemäß der Energiestrategie der ÖBB Infrastruktur AG zu erreichen, wird die Nutzung aller ÖBB-Flächen mit entsprechendem Solarpotential angestrebt, sofern dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

In einer aktuellen Potentialanalyse wurde der Fokus, neben anderen bereits versiegelten oder vorbelasteten Flächen, auf Schallschutzwände gelegt. In unserer Analyse wurde das theoretische Gesamtpotential der rund 900 km an Schallschutzwänden anhand eines Kriterienkataloges auf die Möglichkeit der Errichtung von Photovoltaikanlagen geprüft. Grundsätzlich wurde nur die Außenseite der Schallschutzwände betrachtet, da eine Nutzung der Innenseite aufgrund von Faktoren wie Blendung, Verschmutzung und massiver betrieblicher Einschränkungen bei Instandhaltungs- bzw. Wartungsarbeiten (notwendige Streckensperren) nicht umsetzbar ist. Weitere Kriterien sind die Ausrichtung aber auch das Material und die technische Ausführung der Schallschutzwände. Oftmals ist auch die Außenseite schallaktiv und somit die Errichtung einer Photovoltaikanlage mit den aktuell verfügbaren Möglichkeiten wirtschaftlich nicht darstellbar. Aufgrund der definierten Nutzungsdauer von Schallschutzwänden ist die Nachrüstung im Bestand nur auf Schallschutzwänden mit einem Alter von maximal 10 Jahren sinnvoll.

Auch zeigen unsere Erfahrungen, dass die Verfügbarkeit eines Netzanschlusses im öffentlichen Netz entlang der Strecke oftmals nicht gegeben ist. Eine Einbindung in das Bahnstromnetz bzw. die Oberleitung ist aufgrund des hohen technischen Aufwandes bei den zu erwartenden Anlagengrößen wirtschaftlich nicht darstellbar. Somit haben unsere Schallschutzwände ein hohes theoretisches Potential, aber ein geringes technisch-wirtschaftliches Potential (2 MWp). Trotzdem versuchen wir, dieses Potential zu nutzen. So befindet aktuell ein Projekt im Großraum Amstetten in Umsetzung“. [ÖBB Infrastruktur AG, 2024].

Das gesamte bis 2040 realisierbare PV-Potential an Lärmschutzeinrichtungen in Österreich dürfte daher – unter Berücksichtigung weiterer Schallschutzmaßnahmen bis 2030 bzw. 2040 im Bereich von unter 300 MWp liegen, womit etwa 250 GWh/a erzeugt werden können. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass neue Konzepte von Schallschutzeinrichtungen neue Möglichkeiten eröffnen.

4.3.3. Potential bei Bahnsteigüberdachungen/Gleisüberdachungen



Potential für PV bieten auch die Überdachungen von Bahnsteigen; erste Projekte wurden hier in Österreich und anderen Ländern realisiert; als eher kritisch erachtet wird die unmittelbare Nähe zur Fahrleitung für Wartungssicherheit, die Verschmutzung der Module aufgrund der erhöhten Feinstaubkonzentration sowie die potenzielle Verschattung der Module aufgrund von Fahrleitungen und Masten sowie die allenfalls nötige statische Verstärkung der Dächer [energiewirtschaft 2021]

In Österreich wurden die Bahnsteige am Wiener Matzleinsdorferplatz und im niederösterreichischen Sierning mit einer PV-Bahnsteigüberdachung ausgestattet, die im Jahre 2022 mit dem „Österreichischen Innovationsaward für Integrierte Photovoltaik“ ausgezeichnet wurden [TPPV 2022b]

Abbildung 20: PV-Bahnsteigüberdachung ÖBB Matzleinsdorferplatz, Foto: Architekturbüro Reinberg ZT GmbH



Der Bahnhof Utrecht Centraal in den Niederlanden wurde mit 144 kWp PV-Modulen der österreichischen Firma Ertex-Solar ausgestattet.

Abbildung 21 – PV Überdachung Utrecht Centraal, Foto: Ertex-Solar

Ein Beispiel einer kompletten Gleisbedeckung, bzw. eines Tagbautunnels ist der rund 3 km lange Tagbautunnel in Belgien, auf der Bahnstrecke Antwerpen-Amsterdam. Auf 50.000 m² Fläche sind 16.000 Module installiert, mit einer Gesamtleistung von 3,9 MWp.

Das realisierbare Potential von Bahnsteigüberdachungen wird in der Schweizer Studie bei 1.500 Bahnhöfen mit 50 bis 100 MW angegeben [energiewirtschaft 2021]. Für Gleisbedeckungen wird mittelfristig kein realisierbares Potential größeren Ausmaßes angenommen.

4.3.4. PV-Parkraumüberdachungen - Generell

Im Zuge der Suche nach weiteren PV-Flächen, die auf bereits versiegelten Strukturen errichtet werden können, haben sich Parkraumüberdachungen mittlerweile etabliert. Diverse Landesförderung und ein Bonus im Erneuerbaren Ausbaugesetz haben dazu beigetragen. Die speziellen Aspekte, die bei Parkraumüberdachung neben der ökologischen Stromerzeugung vor Ort immer wieder angeführt werden, sind:

- Kombination aus Regen- & Sonnenschutz
- kombinierbar mit Speicher-Möglichkeiten & E-Ladestationen für E-Fahrzeuge etc.
- Imagegewinn: Die Installation von Solarenergieanlagen, insbesondere in öffentlichen Bereichen wie Parkplätzen, kann das Image eines Unternehmens oder einer Organisation als umweltbewusst und nachhaltig stärken
- Nutzung von großen, meist komplett versiegelten Flächen, die überdies vielfach zeitweise ungenutzt sind

Die speziellen Herausforderungen bestehen dabei in:

- konstruktiven Belangen, die u.a. darauf abzielen, möglichst wenig Parkraum zu verlieren und den Komfort des Einparkens nicht zu verringern
- in der Integration mit bestehenden Infrastrukturen: Die Integration einer Photovoltaik-Parkplatzüberdachung in bestehende Infrastrukturen wie Wasserleitungen aber auch Beleuchtungssysteme oder andere Einrichtungen erfordert möglicherweise zusätzlichen Aufwand
- Mehrkosten, die bei einfachen Systemen überschaubar sind, bei „Designerlösungen“ aber ein Vielfaches einer Standard PV Anlage betragen können, wobei man aber diese Zusatzkosten nicht der PV anrechnen sollte
- Raummanagement: Bei Gewerbe und Industrieparkplätzen verringern PV-Parkraumüberdachungen die Flexibilität von An- oder Zubauten zu bestehenden Betriebsgebäuden. Modulare PV-Parkraumüberdachungen könnten hierbei ein vielversprechender Ansatz sein; beim 4.Innovationsward für Integrierte Photovoltaik wurde aus diesem Grund ein PV-Parkraumsystem ausgezeichnet, das ohne Fundamentierung auskommt [TPPV Award 2024]

4.3.5. PV-Potenzial auf Parkraumüberdachungen

Grundsätzlich existiert keine einheitliche Definition was als (oberirdischer) Parkplatz definiert ist. Entsprechend Grundstückerkataster, Flugbildern und anderem werden Daten ausgewiesen, die für Österreich zwischen 46,6 km² (Regionalinformation BEV 2023) und 64 km² (Open Street Map 2022) variieren.¹⁸

Technisches Potential: Unter Beachtung, dass viele Parkräume aufgrund Verschattung durch naheliegende Gebäude, Bepflanzung mit Bäumen, freizuhaltenen Zu- und Abfahrtswegen, mittelfristig geplanten anderen Nutzungskonzepten oder eine generell fehlende Bereitschaft zur Überdachung, etc... nicht genutzt werden können scheint eine Größenordnung von 40-50 % der theoretisch verfügbaren Fläche als PV überdachte Parkplätze - bei Stellplatzüberdachung - realisierbar. Die für PV-Nutzung verfügbare Parkraumfläche ergibt sich daher für Österreich zu 19-32 km² für größere Parkplätze inklusive geeigneter privater Stellplätze, d.h. Einzel- und Doppelcarports¹⁹;

Das technische Photovoltaik-Parkraumüberdachungspotential liegt daher zwischen 2 GW und 3,2 GWp für Österreich.

Blick zu den Nachbarn:

Für Deutschland liegen folgende Potentialabschätzungen vor:

- „Allein die über 300.000 größeren Parkplätze in Deutschland würden bei einer Überdachung mit PV-Modulen ein technisches Potenzial von 59 GWp eröffnen“. [Fraunhofer ISE Fakten zur Photovoltaik; S.37 2022]
- Für Baden-Württemberg (11 Mio. Einwohner) wird das PV-Parkplatzpotential mit einer Bandbreite von 2,5-10 GWp angegeben [Ministerium für Umwelt, Klima, Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg 2021]
- Eine aktuelle Studie analysiert das Potential bei Parkplatz und Floating PV für Deutschland und kommt auf ein Potential von 24,6 GW [Meier et al. 2024]

Schweiz: Laut einer Auswertung des Bundesamts für Statistik (BFS) gibt es in der Schweiz mindestens 5 Millionen oberirdische Parkplätze (6.400 Hektar, 64 km²), dies bei rund 4,7 Millionen zugelassenen Personenwagen (PW). Diese Parkflächen wurden mittels digitaler Verfahren erfasst, die nur größere zusammenhängende Flächen und keine Einzelparkplätze erkennen. Verkehrsexperten rechnen deshalb mit 8 - 10 Millionen Parkplätzen; das sind also rund zwei pro Personenwagen. Die verfügbaren oberirdischen Parkflächen in der Schweiz von mindestens 64 km haben gemäß der «InfraSolaire»- Studie das größte Solar-Potential aller Infrastrukturflächen. Sie könnten jährlich

¹⁸ Angaben aus der jährlich erscheinenden „Regionalinformation“ des Bundesamtes für Eich und Vermessungswesens bzw. aus Diskussionen Mitarbeitern des Bundesamtes (BEV), open street map Angaben abgeleitet aus Geofabrik.de

¹⁹ Diese Annahme wird aus den privaten Carport-Käufen des Jahres 2022 bis ins Jahr 2040 hochgerechnet.

bis zu 10 Terawattstunden (TWh) PV-Strom beisteuern [InfraSolaire 2021]; dies bei einer Gesamtstromproduktion in der Schweiz von etwa 65 TWh [BFE 2024].

Damit liegt die für Österreich angenommene Zahl (65 km²) nahezu gleich mit der in der Schweiz ermittelten Größenordnung. Da die Einwohnerzahl der Schweiz mit 8,927 Mio. (countrymeter 2023) gegenüber 9,16 Millionen [Statistik Austria 2024] in Österreich nur minimal abweicht und auch sonst diverse Parallelitäten bestehen, ist dies ein Indiz mehr, dass die getroffene Annahme für Österreich als sehr guter Näherungswert gesehen werden kann.

Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential:

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Parkraumüberdachung kann nicht in einfacher Weise mit anderen PV-Installationen verglichen werden, da der Zusatznutzen des Komfortgewinns (Wetterschutz, Beschattung) mitberücksichtigt werden müsste. Aktuell gibt es diverse Förderungen auf Bundes- und Landesseite, die die erhöhten Kosten von Parkraumlösungen gegenüber Aufdach- und Freiflächen-PV Anlagen zumindest teilweise ausgleichen. Es soll daher ein weiterer Abschlagsfaktor von 0,7 gewählt werden, d.h. 70% der technischen Potentiale (1,4-2,2 TWh) können auch wirtschaftlich realisiert werden.

Vom wirtschaftlichen zum realisierbaren Potential:

Weitere Faktoren wie geplante betrieblichen Veränderungen (Absiedlungen, Erweiterungen, ...), aber auch Ästhetik, Nachbarschaftsprobleme (z.B. durch Blendung) die eine derartige Nutzung des Parkraumes verunmöglichen, tragen jedoch dazu bei, dass viele selbst wirtschaftlich sinnvolle Projekte nicht realisiert werden. Es soll daher ein Abschlagfaktor von 0,8 herangezogen werden.

Somit ergibt sich ein sich realistisch realisierendes Potential von 1 - 1,5 GW für Parkraumüberdachungen in Österreich, womit etwa 1,1-1,8 TWh/a Strom erzeugt werden können. Gesamt ergibt sich daher für den Verkehrsbereich ein PV-Potential von etwa 1,4-2 TWh

4.3.6. Weitere PV-Potentiale mit Bezug zum Verkehrsbereich

Neben Schallschutz, Bahnsteig und Parkraumüberdachungen existieren im Pilotstadium noch mehrere Möglichkeiten der PV- Nutzung im Verkehrsbereich

- Solare Belegung der Straßenoberfläche (Solar-Roads) – ein Testbeispiel wurde 2022 in Teesdorf von Studierenden der FH Technikum Wien realisiert [TPPV 2022]; andere Anwendungen bieten sich im Bereich der
- Fahrbahn- bzw. Rad- oder Fußwegüberdachung.

Das Potential all dieser weiteren Anwendungen ist zurzeit als äußerst gering bis 2040 einzuschätzen, zumal die Kosten bzw. teilweise auch die noch zu lösenden Herausforderungen hoch sind.

4.3.7. Randstreifen zu Autobahnen, Schnellstraßen oder Schienenwegen

Mit Jänner 2023 trat in Deutschland ein Gesetz in Kraft, das für PV-Freiflächenanlagen vereinfachte Genehmigungsverfahren entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Schienenstrecken vorsieht [Baurechtsgesetz Deutschland 2023]. Hievon betroffen sind Flächen mit einem maximalen Abstand von 200 m vom äußeren Fahrbahnrand. Für diese Flächen muss kein Bebauungsplan erstellt werden. Eine Raumordnungsprüfung hat dennoch zu erfolgen. Vergütungsfähig nach dem dt. Erneuerbaren Energiegesetz sind inzwischen Streifen von bis zu 500 m beidseitig von Autobahn und Schienenstrecken.

Umgelegt auf den PV-Ertrag würde das bei 200 m bedeuten, dass pro km Autobahn/Schnellstrasse/Eisenbahntrasse theoretisch etwa 40 MW PV errichtet werden können, wenn beide Seiten genutzt werden. Da dieses Potential den Freiflächen zuzuordnen ist, wird es nicht in der Kategorie Verkehrsflächen angeführt.



Abbildung 22: Solarpark Rottenbach in Oberfranken, 13 MW beidseits der A73, Quelle: Greenbuddies, s.r.o.

4.4. Floating PV

Bislang wurden in Österreich erst wenige Floating PV Anlagen errichtet – darunter allerdings mit 24,5 MW auf 14 Hektar genutzter Wasserfläche eine der größten Mitteleuropas in Grafenwörth, Niederösterreich, die 2023 in Betrieb genommen wurde und 26,7 GWh/a liefern wird [EVN-Ecowind 2024]. Eine weitere Anlage wurde südlich von Graz in Fernitz-Mellach in der Steiermark auf einem Schotterteich errichtet, die etwa 800 MWh/a liefert [ORF Steiermark 2023].

Weiteres Potential dürfte sich vor allem auf jüngeren künstlichen Gewässern, sowie auf Speicherseen ergeben. Kraftwerksbetreiber in der Schweiz haben am Stausee Lac de Tules in den Jahren 2013-2019 eine Versuchsanlage errichtet, die nun um eine Großanlage erweitert werden soll; diese soll etwa 22 GWh/a liefern und die Hälfte des Stroms im Winterhalbjahr produzieren [NZZ 2023]

Neue Konzepte mit senkrecht stehenden Modulen und bifazialer Technologie werden derzeit ebenso in Betracht gezogen, um die Abdeckung der Wasseroberfläche zu reduzieren und eine gute Winternutzung zu erreichen [PV Magazin 2024];

Strikte Umweltauflagen untersagen aber in den meisten Fällen die Errichtung, wodurch das Potential als gering angenommen werden kann. Neben den in Österreich aktuell bestehenden etwa 25 MW werden bis 2030/2040 weitere 200 MW als realistisch angenommen, was eine Produktion von 200 GWh/a ergeben würde.

4.5. Militärische Flächen

Zukünftig sollen bei allen neuen Bauprojekten und Sanierungen von Gebäuden Photovoltaik-Anlagen zur nachhaltigen Energiegewinnung auf militärischen Liegenschaften errichtet werden. Zuletzt wurde diese in der Van-Swieten-Kaserne und beim Mannschaftsquartier am Truppenübungsplatz Allentsteig errichtet [Militär aktuell 2024]. Militärische Gebäude sind jedoch im Kapitel Gebäude miterfasst, daher soll hier nur kurz auf das weitere Flächenpotential im Bereich der militärischen Infrastruktur eingegangen werden.

Der Truppenübungsplatz Allentsteig ist mit 157 km² Österreichs größte zusammenhängende militärische Fläche, was bei kompletter Ausschöpfung des theoretisch/physikalischen PV-Erzeugungspotentials mit 9,8 TWh schon nahezu den gesamten Österr. Stromzielen bis 2030 entsprechen würde. Weitere große militärisch genutzte Flächen sind Lizum-Walchen in Tirol mit etwa 50 km² sowie weitere 13 als Garnisons- oder Truppenübungsplatz definierten Gebiete in allen Bundesländern mit Ausnahme von Salzburg und Vorarlberg. Das theoretisch/physikalische Potential liegt daher bei einer angenommenen 25%igen Nutzbarkeit auf Truppenübungsplätzen bei zumindest etwa 3 TWh. Über bislang realisierte Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Bereich des Bundesheeres ist nichts bekannt.

Photovoltaik-Speicherkombinationen haben das Potential als Sicherheitsinseln für Krisenfälle (z.B. Katastrophenfälle, Blackout, etc...) zu dienen. Kasernen an zwölf Standorten wurden einer Detailanalyse in Bezug auf notwendige logistische, technische und infrastrukturelle Adaptierungsmaßnahmen unterzogen. Hier ist die geforderte Eigenständigkeit, insbesondere in Bezug auf Energie- und Wasserversorgung sowie Lagerkapazität und Anforderungen für die Bevorratung mit relevanten Versorgungsgütern ein wesentliches Kriterium [Fraidl 2018]. Nennenswerte energietechnische Beiträge werden derartige Inseln mittelfristig nicht liefern, eine Vorbildwirkung für ähnliche Einrichtungen bei Gemeinden, Institutionen und größere Firmen könnte dies jedoch haben.

Ein relevantes technisches Potential im Militärssektor - abseits der Gebäude - wird aufgrund der nur prinzipiellen Realisierbarkeit aktuell nicht gesehen.

4.6. Konversionsflächen

Konversionsflächen sind ehemals militärisch oder verkehrsinfrastrukturell genutzte Flächen, die keiner Nutzung oder wesentlichen Restnutzung mehr unterliegen - z.B. Kasernengelände, Bahnhofsanlagen, aufgelassene Flugfelder, größere Gewerbebrachen mit deutlicher Ortsbildwirkung und spezifischen Entwicklungsanforderungen. Laut Deutschem Erneuerbaren Energiegesetz, das die Nutzung von PV auf Konversionsflächen fördert, ist Voraussetzung, dass der ökologische Wert der Fläche infolge der ursprünglichen wirtschaftlichen oder militärischen Nutzung schwerwiegend beeinträchtigt ist. Dazu zählen: Altlasten; schädliche Bodenveränderungen (pH-Wert, Humusgehalt, Bodenfruchtbarkeit); Kampfmittel; Abfälle / Trümmer; Bodenabtragung / Bodenerosion sowie starke Anhebung des Grundwasserstands.

Zur Größe von Konversionsflächen liegen laut Statistik Austria keine Flächenangaben vor.

Als Beispiel der PV-Nutzung auf einer Konversionsfläche soll die Fasanerie Adelschlag in Deutschland genannt werden, wo auf einem ehemalige Ziegelwerk, die Tongrube mit Fremdmaterial verfüllt und rekultiviert wurde und eine 7 ha große PV-Anlage mit einer Gesamtleistung von 3,3 MWp errichtet wurde; sehr viel Wert wurde dabei auf die ökologische Gestaltung und die Schaffung entsprechender Ausgleichsmaßnahmen gelegt. Besonders erwähnenswert ist die Anbindung eines vorhandenen Biotops in die Gesamtplanung [COPLAN AG 2024].

Risiken bei Konversionsflächen:

Investoren für PV-Anlagen ist oftmals das Haftungsrisiko für die Altlasten zu groß. Oft hat man es dabei mit Flächen zu tun, die jahrzehntelang mit allen möglichen Stoffen belastet wurden. Die dafür verantwortlichen Unternehmen existieren oft nicht mehr oder sie können nachträglich nur schwer belangt werden. Oft wird bei solchen Flächen daher vermieden, Halterungssysteme in den Boden zu montieren; d.h. die Haltesysteme werden einfach auf Betonblöcken auf die Fläche aufgelegt. Eine Risikounterteilung der Konversionsflächen mit entsprechend erhöhten Förderungen wäre sinnvoll [Preugschas 2018]

Für die Potentialermittlung kann den Konversionsflächen kein spezifischer Wert zugeordnet werden, da die meisten Flächen Möglichkeiten für Verbauung bieten; ein PV relevantes Potential dieser Flächenkategorie bis 2030 findet sich - sofern die Bebauung nachfolgend umgesetzt wird, daher bei den Gebäudepotentialen.

5. Gesamt-Potential – abseits von Freiflächen – Zusammenfassung

Aus obenstehender Analyse wird deutlich, dass das überwiegende PV-Potential abseits von Freiflächen auf den Dächern der Gebäude besteht. Aufdachanlagen sind die aktuell günstige Form dieses Potential zu realisieren, jedoch werden zukünftig vermehrt Lösungen realisiert werden, die eine Integration in die Gebäudehülle vorsehen.



Abbildung 23: PV-Potentiale abseits von Freiflächen (eigene Darstellung)²⁰

6. PV-Preistrends bis 2030, Kosten je Flächenkategorie und nationale Wertschöpfung

6.1. Kostenentwicklung

In der österreichischen Marktstatistik [Biermayr et al. 2024] werden seit 2012 regelmäßig die typischen Kosten für PV-Gesamtsysteme verschiedener Größenordnung dargestellt; wie man aus untenstehender Abbildung erkennt, sind die Preise bei 10 kWp Anlagen in den letzten Jahren relativ konstant gewesen.

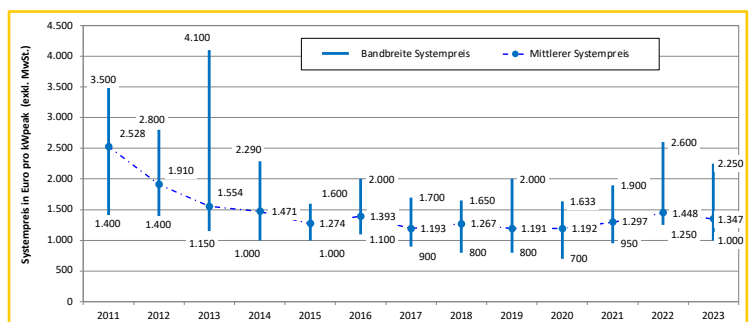


Abbildung 24: Systempreise für ≥ 10 kW_{peak} netzgekoppelte Anlagen 2011 bis 2023;

Mittelwert und Bandbreite, fertig installiert, Werte exkl. MwSt.; Anzahl der Nennungen: 2011 n=26, 2012: n=26, 2013: n=28, 2014: n=33, 2015: n=26, 2016: n=20, 2017: n=23, 2018: n=21, 2019: n=23, 2020: n=17, 2021: n=17, 2022: n=13, 2023: n=18. Quelle: Technikum Wien (2024)

²⁰ Deponien und die im Sinne des Erneuerbaren Ausbaugesetzes auch als Freiflächen PV bezeichneten Floating PV Anlagen werden hier im Unterschied zu den PV-Anlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen oder Flächen im Grünland eigens ausgewiesen.

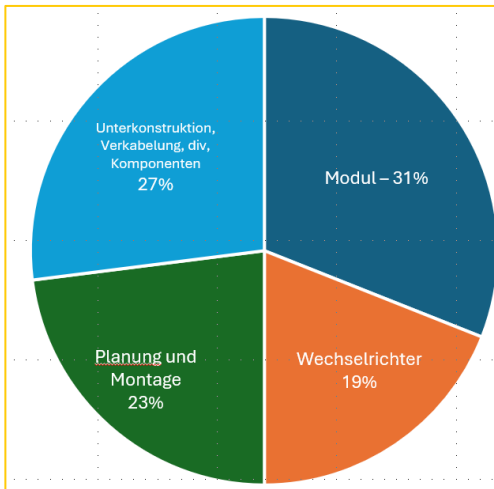


Abbildung 25: Kostenverteilung eines 5 kWp PV-Systems Quelle: Innovative Energietechnologien, Marktübersicht 2023, BMK 2024

Aus nebenstehender Abbildung erkennt man, dass mittlerweile etwa 50% der Kosten des Gesamtsystems nicht mehr auf die Kernkomponenten Modul und Wechselrichter zurückgehen, sondern auf Planung, Montage, Unterkonstruktion, Verkabelung etc.; daraus wird deutlich, dass die in den letzten Jahren stark gesunkenen Modulpreise nicht nahtlos an die Konsumenten weitergegeben wurden, bzw. die gestiegenen Planungs- und Errichtungskosten diese Preissenkungen kompensiert haben.

6.2. Mögliche nationale Wertschöpfung

Unter Annahme, dass Planung, Montage, Unterkonstruktion und Verkabelung jedenfalls überwiegend aus Österreich kommen, kann von einem zumindest 50% heimischen Wertschöpfungsanteil ausgegangen werden; bei Einsatz eines österreichischen Wechselrichters und heimischer Module kann eine Wertschöpfung von über 75% erreicht werden. Anzumerken ist dabei, dass bei typischen Endverbraucherkosten von 1.669 € pro kWp für Kleinanlagen (davon im Mittel Modulkosten von 517€ bei Modulkosten von etwa 232 € pro kWp im Einkaufspreis (alles excl. Ust.) ein entsprechend hoher heimischer Wertschöpfungsanteil auch im Modulhandel generiert wird [Biermayr et al. 2024].

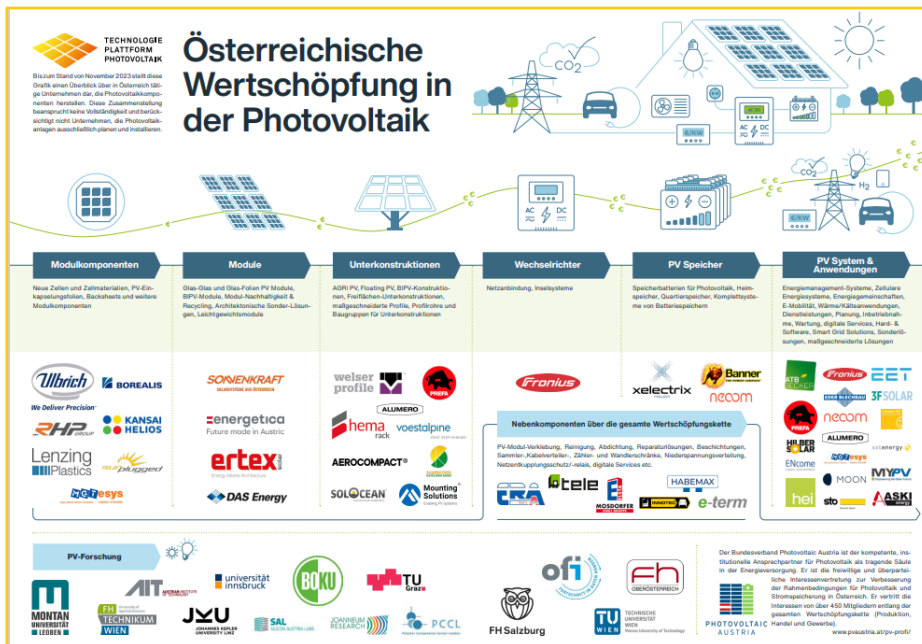


Abbildung 26: Österreichische Wertschöpfung in der Photovoltaik, Österr. Technologieplattform Photovoltaik und Bundesministerium für Klimaschutz [TPPV und BMK 2024]

Obenstehende Abbildung zeigt die Vielfalt österreichischer Unternehmen, die in der Produktion und Innovation von Photovoltaik tätig sind. Nicht angeführt sind die mittlerweile hunderten Unternehmen, die in der Planung und Installation von Photovoltaik tätig sind.

Für Freiflächenanlagen in Österreich sind derzeit noch keine detaillierten Kostenanalysen bekannt, jedoch ist hier der Anteil der Modulkosten stark abhängig von der Ausführungsvariante. Die Dichte an PV-Modulen pro Flächeneinheit bestimmt im Wesentlichen diesen Anteil, weshalb Agri-PV Lösungen typischerweise deutlich höhere spezifische Investitionskosten (€ pro kWp) aufweisen.

Unter der begründeten Annahme, dass die Modulkosten auch mittelfristig nicht signifikant steigen werden, werden die Gesamtinvestitionskosten auch weiterhin und vermutlich in steigendem Ausmaß von, Planung und Montage und administrativen Kosten bei Kleinanlagen, bei Großanlagen darüber hinaus auch von Flächenpacht, ökologischen Anforderungen sowie Wartungskosten getrieben sein; Modul- und Wechselrichterkosten verlieren generell zusehends an Gewicht.

7. Aktuelle Barrieren und Lösungsansätze

7.1. Länderziele und beschleunigte Umsetzung

Die erfolgreiche Umsetzung der Ziele im Photovoltaikbereich ist vielfach von den Vorgaben und Maßnahmen in den Bundesländern abhängig, die für die wesentlichen Genehmigungen in Bereichen wie des Elektrizitätswesens, der Bau- und der Raumordnung oder des Naturschutzes entscheidend sind.

Aktuell fehlt noch in einigen Bundesländern das klare Bekenntnis zu einem Photovoltaikausbau entsprechend der Ziele, die für das Erreichen der Klimaneutralität wesentlich sind. Zonierungen sind an den Ausbaubedarf für 2040 anzupassen. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie [RED III 2024], sieht vor, dass Erneuerbaren-Beschleunigungsgebiete (Renewables Acceleration Areas) definiert werden, in denen es einfacher werden soll, Photovoltaik und andere Erneuerbare rasch auszubauen. Die Pläne müssen ausreichend Gebiete ausweisen, um die Erneuerbaren-Ziele der EU zu erreichen [RED III 2024]. Akzeptanzerhaltung spielt in diesem Zusammenhang eine wesentliche Rolle, die vor allem auch durch eine klare und faktenbasierte Kommunikation über die Notwendigkeit und die Auswirkungen der PV-Anlagen mit der Natur erreicht werden kann. Die ökologischen Verbesserungen, die durch entsprechend geplante und ausgeführte PV-Freiflächenanlagen erreicht werden können, bzw. der Doppelnutzen, der durch eine Agri-PV Anlage ermöglicht wird, sind vielfach wissenschaftlich dokumentiert [Zablata 2023, Skudelny 2024, Gehrke 2023]

7.2. Optimierung der PV-Nutzung - Management von PV-Überschüssen

Der PV-Ausbau hat sich in den letzten beiden Jahren deutlich beschleunigt. Nach einigen Jahren mit maximal 300 MW wurde 2022 die 1.000 MW-Grenze überschritten und 2023 mit etwa 2.600 MW ein neuer Meilenstein gesetzt.

Diese zwei Jahre des stärkeren Ausbaus haben bewirkt, dass PV energiewirtschaftlich in eine neue Dimension vorgestoßen ist. Von einer kaum beachteten Nischentechnologie zu einer Stromerzeugung, die zu bestimmten - wenn auch momentan noch recht kurzen - Zeiten nahezu den gesamten Strombedarf des Landes deckt. Dadurch zeigen sich erste Auswirkungen auf die Stromnetze und den Energiemarkt. Erstmals erzeugen die erneuerbaren Energien auch in Österreich deutliche Stromüberschüsse zu gewissen Zeiten. Dies birgt die Gefahr, dass mangels Verständnisses für die Gesamtzusammenhänge eine Reduktion des weiteren Ausbaus zur Diskussion gestellt wird.

Es ist erforderlich, bereits unmittelbar und intensiv an einer Verschiebung der PV-Erzeugungsspitzen zu arbeiten; Anreize für netz- und systemökonomische Speicher und die Nutzung von flexiblen Lasten stehen dabei im Mittelpunkt. Maßnahmen können von spezifischen Förderungen O/W und vertikale PV-Anlagen und netzökonomische Speicher bis zur Möglichkeit gehen, nur mehr PV-Speicherkombinationen mit einem bestimmten Leistungs/Energie-Verhältnis zu fördern. Ebenso würden flexible Tarife Flexibilitäten nutzbar machen.

Es wird aber auch Aufgabe einer faktenbasierten Kommunikation sein müssen, die zu lösenden Aufgaben im Bereich des PV-Erzeugungsmanagements plausibel darzustellen und die Notwendigkeit eines kontrollierten aber weiterhin ambitionierten weiteren Ausbaus auf deutlich höhere Leistungen bzw. jährliche Energieerträge aus der PV (bspw. 41 TWh, wie im NIP angedeutet) klar darzustellen.

Der weitere PV-Ausbau in Richtung der im NIP skizzierten Ziele wird es überdies ermöglichen, dass auch zu Zeiten geringerer Sonneneinstrahlung (vor allem im Winter) signifikante Anteile am Strombedarf durch PV gedeckt werden können und so der Bedarf für Langzeitspeicher reduziert wird.

Ähnlich der in der Schweiz gestarteten Initiative zur PV-Winterstromerzeugung, sollte auch in Österreich der Wert der erzeugten Energie in den Randzeiten (Tag bzw. Winter) verstärkt in den Mittelpunkt rücken. Vertikale Anlagen (Fassaden, Schallschutz, Zäune, vertikale Agri PV, hochalpine PV-Anlagen...), aber auch steilere O-W orientierte Anlagen werden aufgrund der wirtschaftlichen Wertigkeit des damit erzeugten Stromes deutlich an Bedeutung gewinnen.

Der Mehrfachnutzung von Netzkapazitäten speziell in Form kombinierter Wind-PV Parks wird spezielle Bedeutung zukommen, um das vorhandene Netz möglichst optimal zu nutzen.

Für Freiflächenanlagen generell kann die Kosteneffizienz des raschen PV-Ausbaus durch eine Priorisierung von Projekten in der Nähe von bereits bestehender guter Netzstruktur wesentlich unterstützt werden.

8. Schlussfolgerungen

Photovoltaik ist am Weg eine bedeutende Stromquelle zu werden, und dies unter der klaren Erwartung, dass sich die Bedeutung des Stromes massiv erhöht und deutlich über 50% aller Energiebedürfnisse auf Basis von Elektrizität bereitgestellt werden.

Die technologische Entwicklung der letzten 15 Jahre mit einer dominierenden chinesischen Produktion und Modulpreisen, die im Jahr 2023 teilweise auf 20% des Wertes von 2016 und unter 10% des Jahres 2010 gefallen sind²¹, haben nicht nur das Image der einst teuren Technologie verändert, sondern auch komplett neue Potentiale eröffnet. Die steigende Aufmerksamkeit, die der PV dadurch zugekommen ist, hat wiederum Forschung und Innovation angetrieben und Effizienzen erhöht sowie neue PV-Anwendungen am Markt etabliert. Die Palette der verfügbaren Produkte und deren Variabilität in Form von Größe, Form und Farbe, Stabilität und Langzeitverhalten ist deutlich gewachsen. Zweifel an der Langzeitstabilität sind kaum mehr vorhanden, wiewohl Qualitätssicherung einer größeren Bedeutung bedürfte. Im E-Installationsbereich ist die PV mittlerweile eine Standardtechnologie geworden und wird von hunderten etablierten Fachbetrieben und vielen speziell dafür neugegründeten Unternehmen in Österreich angeboten. Der vorübergehend angestiegene Strompreis hat zu einem regelrechten Nachfrageboom geführt, die weitere Marktentwicklung wird die Kontinuität dieser Branche bestimmen.

Für die Flächenpotentiale bedeutet all dies, dass dem Gebäudebereich nun ein deutlich höheres Flächenpotential zukommt, ebenso wie anderen Anwendungen im weiten Bereich der Mobilitätsinfrastrukturen; auch auf Deponien und Verkehrsflächen wurde aus den ersten Erfahrungen der Anfangsjahre gelernt und weitere Möglichkeiten der PV-Nutzung wurden etabliert. Für die Freifläche, bzw. die Nutzung auf Freiflächen in Kombination mit der Landwirtschaft (Agri PV) verbleiben dennoch umfassende zu nutzende Potentiale, die etwa 50% des für die Erreichung der nationalen Klimaneutralität notwendigen PV-Leistung erreichen müssen. Speziell Agri-PV, also die Kombination mit agrarischer Nutzung, wird viele positive Synergien bringen und kann die heimische Wertschöpfung deutlich steigern, und dies bei Erhalt der grundsätzlich hohen Akzeptanz der PV-Technologie. Ebenso positive Auswirkungen werden Freiflächenanlagen haben, die die Biodiversität erhöhen und Rückzugsräume für Tiere und Pflanzen schaffen, die in Österreich bereits selten geworden sind.

In den kommenden Jahren gilt es daher, möglichst alle mobilisierbaren Flächenkategorien parallel zu erschließen, damit einzelne Konzentrationseffekte vermieden werden und den Errichtungsfirmen eine kontinuierliche

²¹ Gleichzeitig ist die weltweite Produktionskapazität von PV-Modulen von unter 20 GW auf nahezu 1.000 GW angestiegen.

Entwicklung ihrer Geschäftsmodelle ermöglicht wird. Kurzfristige Boomphasen, etwa im Bereich der Aufdachanlagen, die anschließend in längere Stagnationsphasen münden, reduzieren die Potenziale für heimische Wertschöpfung sowie die Möglichkeit heimische Fachkräfte an den wachsenden Markt heranzuführen und auszubilden. In Hinblick auf die Zielsetzungen für 2040 wird es in allen Flächenkategorien eine Vervielfachung der installierten Leistung benötigen und die Rahmenbedingungen sollten so gesetzt werden, dass in allen Segmenten ein beständiger und planbarer Hochlauf erfolgen kann.

9. Literaturverzeichnis

- Asfinag 2021, Die Autobahn als Sonnenkraftwerk, Asfinag Pressemitteilung vom 14.9.2021
- Axmann 2015, Photovoltaikanlagen auf Deponien, Bayrisches Landesamt für Umwelt, Augsburg 2015
- Baumaßnahmenstatistik 2023, Statistik Austria, <https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/wohnen/baufertigstellungen>
- Baurechtsgesetz Deutschland 2023, Gesetz zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht, dt. Bundestag und Bundesrat, 11.Jänner 2023
- Baden-Württemberg 2022, Vom Deponie- zum Solarstandort Erhebung, Analyse und Bewertung von ehemaligen Deponieflächen als Standorte für Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg, LUBW-Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, November 2022
- BEV 2023 – Regionalinformation des Bundesamts für Eich- und Vermessungswesen
- BEV 2024, Digitales Landschaftsmodell – Bauwerke, <https://www.bev.gv.at/Services/Produkte/Digitales-Landschaftsmodell/Bauwerke.html#download-02-1> – abgerufen im April 2024
- Bevölkerungsentwicklung bis 2080 Statistik Austria 2022, Philip Slepecki und Pauline Pohl, Zukünftige Bevölkerungsentwicklung Österreichs und der Bundesländer 2023 bis 2080 (2100) Neudurchrechnung der Prognosegeneration 2022
- BFE 2019, Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren, M Medienmitteilung des Schweizer Bundesamts für Energie, 15.4.2019
- BFE 2024, Bundesamt für Energie Schweiz, Medienmitteilung vom 18.4.2024, Stromverbrauch 2023 um 1,7% gesunken; Bern, 18. April 2024
- Biermayr et al, 2023, Innovative Energietechnologien, Marktbericht 2022 P.Biermayr, Christian Fink, H.Fechner, K.Leonhartsberger et al. 2022)
- Biermayr et al, 2024, Innovative Energietechnologien, Marktbericht 2023 P.Biermayr, Christian Fink, H.Fechner, K.Leonhartsberger et al. 2024)
- Blome et al. 2022, Photovoltaik-Freiflächenpotenzial in Tirol – GIS-basierte Abschätzung der Photovoltaik-Freiflächenpotenziale in Tirol, Amt der Tiroler Landesregierung, 2022
- BMDV Expertennetzwerk 2022, Bär, Kaspar, Streek, Gersdorf, Auerbach, Rieck, Abschätzung des potenziellen jährlichen Energieertrags von PV-Anlagen an Lärmschutzeinrichtungen der Verkehrswege
- BMK 2024, Österreichische Photovoltaik-Strategie; Zielsetzungen und Aktionsfelder eines strategischen Ausbauprozesses sowie Maßnahmen für einen koordinierten Ausbau der Photovoltaik in Österreich, H.Fechner, 2024 Bundesministerium für Klimaschutz 2024
- COPLAN AG 2024, <https://www.coplan-online.de/projekte/photovoltaikanlage-fasanerie-adelschlag-konversionsflaeche/> abgerufen am 14.5.2024
- E-Control, 2024, Quartalsbericht Erhebung Netzanschluss 2023 Berichtszeitraum 3. Quartal 2023, E-Control, 2024
- Energieschweiz 2021, Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen, Dr. Lucia Grüter, Energie Zukunft Schweiz, Viaduktstrasse 8 CH-4051 Basel
- EVN-Ecowind 2024, Floating-PV-Anlage in Grafenwörth, <https://www.ecowind.at/unternehmen/referenzen/floating-pv-anlage-grafenwoerth/> - abgerufen am 14.März 2024
- EU-Buildings Directive 2024, Energy Performance of Buildings Directive vom 12.April 2024

Faninger Gerhard 2002: Potential for Building Integrated Photovoltaics. Unter Mitarbeit von Haas Reinhard. Hg. v. IEA PVPS. Paris 2002

Fechner Hubert, 2020, Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können, Oesterreichs Energie 2020

Fraidl 2018: Sicherheitsinseln. Verteidigungsminister Kunasek und Innenminister Kickl unterzeichnen Abkommen zur „Krisenbetankung“. Fraidl Gerold, Hg. v. Bundesministerium für Landesverteidigung. Wien.

Fries Simon 2024, Entwicklung eines Python-basierten Berechnungsmodells zur Evaluierung des Potentials von Fassaden-Photovoltaikanlagen in Österreich, Bachelorarbeit an der Fachhochschule Technikum Wien. Mai 2024

Garbe 2024, <https://www.garbe-industrial.de/online-panel-pv-strom-koennte-fossile-energietraeger-in-deutschland-kuenftig-weitgehend-ersetzen/> Garbe Industrial Real Estate, 2024 abgerufen am 20.Juni 2024

Gehrke 2023, Förderung der Biodiversität von Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf zuvor landwirtschaftlich genutzten Flächen in Deutschland, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik, 2023

HAMPL N. et al. 2024, Erneuerbare Energien in Österreich 2024 Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien; Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien Deloitte Österreich Wien Energie, 2024

Hanika 2019: Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2018 bis 2040 mit einer Projektion bis 2060 und Modellfortschreibung bis 2075 (ÖROK-Prognose). Hanika Alexander, Hg. v. Österr. Raumordnungskonferenz 2019. Statistik Austria. Wien.

IEA 2023, Net Zero Roadmap - A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA 2023 Paris

IEA PVPS Task 12, Environmental Life Cycle Assessment of Electricity from PV systems – 2023 data update, May 2024

IEA PVPS Trends Report 2023, jährliche Publikation des IEA PVPS Task 1 seit 1992

INFINA 2024, Infina Wohnbauexperten: www.infina.at/trends/anzahl-der-baugenehmigungen-in-oesterreich/ abgerufen am 14.5.2024

InfraSolaire 2021, Energie Zukunft Schweiz AG, September 2021

Innovative Energietechnologien 2011-2024, Jahresberichte über die Marktentwicklung der innovativen Energietechnologien, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr Innovation und Technologie (bis 2019) und des Bundesministeriums für Klimaschutz (ab 2020)

Kaltschmitt 2013, Kaltschmitt Martin: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin, Heidelberg 2013

MA48 – 2020, Rathauskorrespondenz vom 28.07.2020, MA 48-Deponie Rautenweg als Öko-Energieförderer der Klimamusterstadt Wien

Meier et al. 2024, Potential of floating, parking, and agri photovoltaics in Germany, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 200, August 2024

Militär aktuell 2024, Das Bundesheer investiert in Photovoltaikanlagen, <https://militaeraktuell.at/das-bundesheer-investiert-in-photovoltaikanlagen/> - abgerufen am 2.5.2024

NIP 2024 – Österreichischer Integrierter Netzinfrastukturplan – finales Dokument, 2024

KfW 2024, Das Potenzial für Haushaltsphotovoltaik in Deutschland, KfW Research Fokus Volkswirtschaft, Nr. 457, 5. April 2024 Autor: Dr. Johannes Rode

Mikovits et al., 2021, Christian Mikovits, Thomas Schauppenlehner, Patrick Scherhauer, Johannes Schmidt, Lilia Schmalzl, Veronika Dworzak, Nina Hampl and Robert Gennaro Sposato, A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria ISPRS International Journal of Geo-Information 10/6 2021

NREL 2024, National Renewable Energy Laboratory, Best research Cell efficiencies, Colorado, USA 2024

NZZ 2023, Neue Züricher Zeitung, Die Photovoltaik macht einen Schwimmkurs in den Alpen, <https://www.nzz.ch/wissenschaft/photovoltaik-auf-stauseen-schwimmende-module-in-den-alpen-liefern-strom-id.1745924>

ÖBB-Infrastruktur 2024, persönliche Mitteilung ÖBB-Infrastruktur, Harald Krottenthaler, 17.Mai 2024, Energie, 1020 Wien, Praterstern 3.

ÖBB Kompakt 2024, Zahlen, Daten, fakten, ÖBB-Holding AG, Konzernkommunikation, Am Hauptbahnhof 2, 1100 Wien

ÖE Quartalsumfrage 12/2023 – Oesterreichs Energie, Quartalsumfrage 4-2023, Daten zu Photovotlaik und Netzanschluss, erhoben von Oesterreichs Energie Jänner 2024

ÖE Stromstrategie 2022, Oesterreichs Energie, Stromstrategie, Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft, ÖE 2022

ORF Steiermark 2023, PV-Anlage schwimmt auf Schotterteich, <https://steiermark.orf.at/stories/3221666/>

Preugschas 2018, Preugschas, Seeger: Haftungsrisiken bei Konversionsflächen zu groß. In: *pv magazin* 2018.

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System, EU Science Hub, https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en - abgerufen am 20.5.2024

PV Magazin 2024, German startup planning vertical floating PV plant, Sandra Enkhardt, April 22, 2024

RED III 2024, RED III, RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates

Remund et al. 2019, Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude, PV-Symposium Bad Staffelstein 2019

Statistik Austria 2016, Pressemitteilung: 13 267-033/24, Bevölkerung Österreichs auf 9,16 Mio. gewachsen, Statistik Austria 18.2.2024

Skudelny 2024, Erstes Agri-PV Projekt mit Tracker in Deutschland, Sechs Lehren aus 4 Jahren Betrieb, PV Magazin, März 2024

Schweizer Bundesrat 2021, Studie über das Potenzial der Lärmschutzwände entlang von Autobahnen und Bahnstrecken für die Produktion von Solarenergie Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulats 20.3616 vom 15.06.2020

Streicher (2010): Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility Study. Unter Mitarbeit von Schnitzer, Haas, Oblasser, Steininger,... Hg. v. Klimafonds. Wien.

TPPV Award 2024, Bergheim, Salzburg, Einreicher: AEP H2 GmbH, weitere Infos unter: <https://pvaustria.at/pv-innovationsaward/>

TPPV 2022, <https://tppv.at/2022/08/24/erster-solarer-parkplatz-in-osterreich-wurde-eroffnet/>

TPPV 2022b – 3.Innovationsaward für Integrierte Photovoltaik, Österr. Technologieplattform Photovoltaik 2022, Architekturbüro Reinberg ZT GmbH, Bauträger: ÖBB Infrastruktur AG

TPPV und BMK 2024, PV Industrie und Forschung in Österreich, TPPV 2024 – www.tppv.at

UMWELTBERATUNG 2024, <https://www.umweltberatung.at/foerderungen-fuer-gebaeudebegruenung> - abgerufen am 13.5.2024

Vincent Rits et al. (2007): Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Eidgenössisches Departement für Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, 2007.

Wiener Sonnenstrominitiative 2024, Susanne Hässler Juni 2024, persönliche Mitteilung

WKO/EXPOREAL 2024 - QUARTALSUPDATE04/2023 WKO/EXPOREAL; und SCHNELLERHEBUNG 2023 zur Neubauleistung der gemeinnützigen Wohnungswirtschaft im Jahr 2022 und Vorausschau 2023/24

Zablata 2022, Markus Zaplata, Matthias Stöfer, NABU, Stand 18.03.2022 Metakurzstudie zu Solarparks und Vögeln des Offenlands

Zensus 2021, Zensus Gebäude- und Wohnungszählung 2021, STATISTIK AUSTRIA, veröffentlicht September 2023 Bundesanstalt Statistik Österreich, 1110 Wien, Guglgasse 13

10. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

Abbildung 1: Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA).....	4
Abbildung 2: Stromstrategie von Oesterreichs Energie, ÖE 2022	4
Abbildung 3: Methode der Potentialermittlung (eigene Darstellung)	7
Abbildung 4: PV-Modulpreisentwicklung.....	10
Abbildung 5: Entwicklung der PV-Zelleffizienzen seit 1976 [NREL 2024]	11
Abbildung 6: Markttrend von polykristallinen zu monokristallinen Solarzellen in Österreich.....	12
Abbildung 7: Jährliche PV-Installationen in MWp in Österreich bis 1.1.2024 [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al. 2024]	12
Abbildung 8: – Ausgangssituation – Gesamt installierte PV in Österreich nach Bundesland [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al. 2024], Wien Werte: [Wiener Sonnenstrominitiative 2024].....	13
Abbildung 9: PV-Größenklassen in Österreich mit 1.1.2024	13
installierten Leistung mit 1.1.2024	14
Abbildung 10: Montagearten von Photovoltaik in Österreich mit 1.1.2024 [Biermayr, Leonhartsberger, Fechner et al., 2024]	14
Abbildung 11: Gebäudebestand und Verteilung auf die Gebäudetypen 2021, Statistik Austria	15
Abbildung 12: Anzahl der Baugenehmigungen in Österreich, Infina 2024.....	15
Abbildung 13: Bundesländerverteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser	19
Abbildung 14: Abweichung der jährlichen Globalstrahlung auf die Horizontale in den Bundesländern vom steirischen Mittelwert in % [PVGIS 2024].....	19
Abbildung 15: Solarstrahlung auf die Dächer von EFH und ZFH in der Steiermark [eigene Ermittlung aus Solarkatasterwerten].....	19
Abbildung 16: Öffentliches Interesse am Thema PV 2024, PV Austria 2024.....	28
Abbildung 17: Mit Stand 1.1.2024 noch offene realisierbare PV-Potentiale im Gebäudebereich in Österreich.....	30
Abbildung 18: Aktuelle PV-Potentiale im Gebäudebereich (eigene Darstellung).....	30
Abbildung 19: Flächen der Deponien: Summe aus Altlasten in m ² , sowie gesicherten und sanierten Deponien in den Bundesländern (Quelle: Altlasten-Atlas, Umweltbundesamt 2024).....	32
Abbildung 20: PV-Bahnsteigüberdachung ÖBB Matzleinsdorferplatz, Foto: Architekturbüro Reinberg ZT GmbH	36

Abbildung 21 – PV Überdachung Utrecht Centraal, Foto: Ertex-Solar	36
Abbildung 22: Solarpark Rottenbach in Oberfranken, 13 MW beidseits der A73, Quelle: Greenbuddies, s.r.o.....	39
Abbildung 23: PV-Potentiale abseits von Freiflächen (eigene Darstellung)	41
Abbildung 24: Systempreise für ≥ 10 kW _{peak} netzgekoppelte Anlagen 2011 bis 2023;.....	41
Abbildung 25: Kostenverteilung eines 5 kWp PV-Systems Quelle: Innovative Energietechnologien, Marktübersicht 2023, BMK 2024	42
Abbildung 26: Österreichische Wertschöpfung in der Photovoltaik, Österr. Technologieplattform Photovoltaik und Bundesministerium für Klimaschutz [TPPV und BMK 2024].....	42

Tabellen:

Tabelle 1: Anzahl der PV-Anlagen in den jeweiligen Größenklassen und prozentuelle Verteilung der	
Tabelle 2: Im Jahr 2022 fertiggestellte Gebäude	15
Tabelle 3: Orientierungen (Azimut) und Neigungen von Flächen auf Gebäuden, die für eine Nutzung mittels Photovoltaik als nutzbar angesehen werden	18
Tabelle 4: Potentialermittlung: Zusammenstellung der Kategorien aus Katasterwerten	22
Tabelle 5: Abschichtungsfaktor aufgrund technischer Einschränkungen	24
Tabelle 6: Gebäudepotentiale: Technische Potentiale (Angaben in TWh) eigene Darstellung	24
Tabelle 7: Abschichtungsfaktor aufgrund wirtschaftlicher Einschränkungen	26
Tabelle 8: Gebäudepotentiale: Wirtschaftliche Potentiale (Angaben in TWh/a) eigene Darstellung	26
Tabelle 9: Abschichtungsfaktor aufgrund sozialer und anderer Einschränkungen	28
Tabelle 10: Gebäudepotentiale - Realisierbare Potentiale, (Angaben in TWh) eigene Darstellung.....	29
Tabelle 11: Noch offenes Gebäude-PV Potential	29

11. Anhang - Bandbreite der Ergebnisse

Im Folgenden soll die mögliche Bandbreite der Ergebnisse bei den Gebäudepotentialen beleuchtet werden: Unschärfe besteht vor allem bei nachfolgenden Parametern:

- Wahl der geeigneten Flächen: Die Auswahl von Azimut- und Neigungsbereichen (Tabelle 2): Die ermittelten Solarpotentiale aus dem Solarkataster beruhen ausschließlich auf gut und sehr gut geeigneten Flächen mit Strahlungswerten ab 800 W/m² und Jahr. Eine Erweiterung würde Flächen einbeziehen, wo es zu einer energetischen Amortisation von über etwa 3 Jahren kommt (z.B. steile Norddächer und Nordfassaden). Das gewählte Kriterium wird daher als sinnvoller Rahmen betrachtet. Gebäude, die Photovoltaik an allen Außenteilen nutzen werden vor allem aus architektonischen Gründen umgesetzt. Als Beispiel kann das Solaris Mehrfamilienhaus in Zürich dienen, das alle Fassaden- und Dachteile als PV-Fläche verwendet. Diese weiteren Potentiale werden in der Studie vernachlässigt.

Abbildung A1: Solaris Gebäude, Zürich, Huggenberger-Fries, Foto: H.Fechner



- Anzahl der ausgewählten Objekte für die Bestimmung des mittleren PV-Potentials pro Kategorie: Die Bestimmung beruhte auf über 600

Einzelobjekten in 3 Kategorien. (EFH/ZFH – MFH – Industrie/Gewerbe). Schon bei einer viel kleineren Anzahl erreicht der Mittelwert sehr genau die in der vollständigen Auswertung ermittelten Werte. Eine höhere Gebäudeanzahl würde daher keine entscheidend bessere Genauigkeit bringen.

- Die Objektanzahl wurde mit dem aktuellen Gebäudebestand festgelegt. Szenarien über einen wachsenden Gebäudebestand bis 2040 wurden nicht angestellt; bei Fortführung der mittleren Rate eines Gebäudewachstums von etwa 12.000-20.000 Objekten pro Jahr [Werte 2011 bis 2022, Infina 2024], würde der Gebäudebestand bis 2040 um etwa 200.000 bis 300.000 zunehmen, wobei die Anzahl der Abrisse von Gebäuden abzuziehen wäre, Dieser konnte nur indirekt aus den vorliegenden Baugenehmigungen für Wohnungen und dem Gesamtgebäudebestand, ermittelt werden und dürfte etwa im Bereich von 3.500 jährlich, gesamt etwa 35.000, liegen. Das Gesamt PV-Potential an Gebäuden könnte damit um etwa 5% höher liegen.
- Festlegung des PV-Nutzungsfaktors: Die Festlegung dieses Faktors wurde in Analogie zur Berechnung im steiermärkischen PV-Kataster vorgenommen; Eine Abweichung von jeweils +/- 15% sollte jedoch Beachtung finden.
- Systemwirkungsgrad: Der angenommene typische Systemwirkungsgrad einer Photovoltaikanalage von 17% kann als typischer Wert für die kommenden Jahre, zumindest bis 2030 angenommen werden. Spekulationen über deutlich steigende Systemwirkungsgrade bis 2040 wurden nicht angestellt.
- Dachflächen, Gebäudeanzahl: Diese Angaben wurden von Statistik Austria übernommen und weisen nur die Unschärfe typischer statistischer Erhebungen auf. Kleinstgebäude, bzw. Gebäude ohne Stromanschluss (Heustadel, Gartenschuppen, etc..) wurden nicht berücksichtigt.
- Bei den technischen Abschichtungsfaktoren (Statik, gebäudetechnische Ausrüstung, Denkmalschutz, ...) wurde auf qualifizierte Literatur bzw. auf Aussagen von ExpertInnen zurückgegriffen. Eine Bandbreite bei diesen Aussagen von +/- 10% sollte Beachtung finden. Die wirtschaftlichen Abschichtungsfaktoren (Geringerdimensionierung, Kosten, Tarife, ...) wurden überwiegend aus den aktuellen Rahmenbedingungen abgeleitet, es bedarf dabei keiner speziellen Bandbreitenerweiterung.
- Die sozial/ökologischen Faktoren wurden teilweise aus wissenschaftlicher Literatur abgeleitet, teilweise nach persönlicher Einschätzung bewertet. Eine Bandbreite wurde hier bereits berücksichtigt.