

Grundlast mit Photovoltaik bereitstellen.

1. Einleitung

Industrieanlagen, Rechenzentren und weitere energieintensive Wirtschaftsbereiche sind auf eine ganztägige und ganzjährige, kontinuierliche Stromversorgung angewiesen. Diese Anforderung wird traditionell durch grundlastfähige Erzeugungseinheiten erfüllt, beispielsweise in Österreich überwiegend durch Wasserkraft, in Deutschland historisch durch fossile Braunkohlekraftwerke sowie Kernenergie.

Photovoltaikanlagen leisten bereits heute insbesondere in den Sommermonaten einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. Ihre Einsatzmöglichkeiten sind jedoch durch ausgeprägte tageszeitliche und saisonale Ertragsschwankungen begrenzt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die zentrale Frage, ob und unter welchen technischen, systemischen und infrastrukturellen Bedingungen Photovoltaiksysteme künftig zur Bereitstellung einer elektrischen Grundlast beitragen können.

Zur Konkretisierung der Fragestellung wird eine konstante elektrische Grundlast von 1 MW angenommen. Diese Referenzgröße liegt im unteren Leistungsbereich industrieller Anwendungen und ermöglicht eine quantitative Bewertung der erforderlichen Erzeugungs-, Speicher- und Systemkomponenten. Die Ergebnisse sind grundsätzlich auf höhere Leistungsbereiche skalierbar.

Neben industriellen Anwendungen gewinnt die Grundlastproblematik auch im Residentialbereich zunehmend an Bedeutung. Mit der fortschreitenden Elektrifizierung des Wärmesektors, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, steigt der Bedarf an kontinuierlich verfügbarer elektrischer Energie deutlich an. Wärmepumpen stellen im Winter keine kurzzeitige Spitzenlast dar, sondern verursachen über längere Zeiträume eine nahezu konstante elektrische Zusatzlast. In diesem Sinne besitzen sie grundlastähnlichen Charakter und erhöhen die Anforderungen an eine verlässliche Stromversorgung insbesondere in den ertragsarmen Wintermonaten.

Die in dieser Arbeit betrachtete elektrische Leistung von 1 MW entspricht – abhängig vom Gebäudestandard und der Jahresarbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpen – der Versorgung von deutlich mehr als 500 Wohneinheiten. Damit erlaubt die Untersuchung auch Aussagen zur grundlastnahen Versorgung von Raumwärme mittels Photovoltaik.

Eine kontinuierliche Grundlast von 1 MW entspricht einem jährlichen Energiebedarf von 8,76 GWh, basierend auf 8 760 Betriebsstunden pro Jahr. Photovoltaikanlagen können in den Sommermonaten, abhängig von Standort, Ausrichtung und Systemkonfiguration, Tageserträge von etwa 8 bis 10 Volllaststunden erreichen. Um einen täglichen Energiebedarf von 24 MWh bilanziell zu decken, wäre unter idealisierten sommerlichen Bedingungen eine installierte Photovoltaikleistung von etwa 2,4 bis 3 MWp erforderlich. Diese Auslegung ermöglicht jedoch lediglich eine energetische Tagesbilanz und berücksichtigt keine zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Für mitteleuropäische Standorte liegen die spezifischen Jahreserträge von Photovoltaikanlagen typischerweise bei etwa 1 000 kWh/kWp. Daraus ergibt sich für eine rein bilanzielle Deckung des jährlichen Energiebedarfs von 8,76 GWh eine notwendige installierte Photovoltaikleistung von

mindestens 8,7 MWp. Die erhebliche Differenz zwischen sommerlicher Tagesauslegung und jahresbezogener Bilanz verdeutlicht insbesondere die Herausforderungen der Wintermonate. Für eine grundlastnahe Versorgung sind daher auch in den ertragsarmen Monaten relevante Energieerträge erforderlich, etwa durch Standorte mit geringer Nebelhäufigkeit in inneralpinen Regionen.

Zur quantitativen Bewertung der Photovoltaikerträge stehen verschiedene etablierte Modelle und Datensätze zur Verfügung, welche eine ausreichend genaue bilanzielle Abschätzung ermöglichen. In dieser Arbeit wird der PVWatts® Calculator verwendet und ein selbst erstelltes Programm in Python geschrieben, dass für beliebige Standorte, Tageszeiten und Ausrichtungen die erzeugte Energie Analytisch berechnet. Als repräsentative inneralpine Standorte wurden Saalfelden am Steinernen Meer sowie St. Michael im Lungau ausgewählt. Diese werden industriellen Flachlandstandorten mit ausgeprägter Nebelhäufigkeit (Linz, St. Pölten) gegenübergestellt.

Die Windkraft als weiterer regenerativer Energieträger wird in dieser Arbeit bewusst nicht berücksichtigt, obwohl deren lokale und zeitliche Energieerträge erheblich sein können. Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, abzuschätzen, in welchem Ausmaß Photovoltaiksysteme allein zur Erfüllung der betrachteten Grundlastanforderung beitragen können und wo deren systemimmanente Grenzen liegen.

2. Auslegung der Photovoltaikanlage auf 5MWp und Ermittlung der erforderlichen Speichergröße.

In einem ersten Auslegungsschritt wird die installierte Leistung der Photovoltaikanlage mit 5 MWp angesetzt. Diese Leistung liegt im mittleren Bereich zwischen einer rein sommerlichen Tagesauslegung und einer jahresbezogenen bilanziellen Betrachtung. Es ist dabei bewusst, dass diese installierte Leistung für eine vollständige bilanzielle Deckung der betrachteten Grundlast über das gesamte Jahr nicht ausreicht. Die Annahme dient vielmehr als Ausgangspunkt zur Analyse der Erzeugungsprofile, der daraus resultierenden Speicheranforderungen sowie der systemischen Wechselwirkungen zwischen Erzeugung, Last und Speicher.

Als weitere Randbedingung wird festgelegt, dass während der Tagesstunden keine nennenswerten Energiemengen abgeregelt oder ins Netz abgegeben werden. Insbesondere ist zu erwarten, dass in den Mittagsstunden die momentane Photovoltaikleistung den konstanten Leistungsbedarf deutlich übersteigt. Die Speichergröße ist daher so auszulegen, dass die anfallende Überschussenergie vollständig aufgenommen und zeitlich verschoben zur Deckung der Last in den ertragsarmen Stunden bereitgestellt werden kann. Ziel dieser Annahme ist es, die Rolle des Speichers bei der Glättung von Erzeugungs- und Lastprofilen zu untersuchen und den Einfluss der Speichergröße auf die erreichbare Grundlastfähigkeit zu quantifizieren.

Neben der installierten Leistung werden auch Ausrichtung und Neigung der Module berücksichtigt, da diese das zeitliche Erzeugungsprofil maßgeblich beeinflussen. Durch eine gezielte Modulausrichtung können Erzeugungsspitzen reduziert und die zeitliche Übereinstimmung zwischen Erzeugung und Last verbessert werden.

Exemplarisch wird für den Industriestandort Linz eine Photovoltaikanlage mit 5 MWp in aufgeständerter Bauweise mit 10° Neigung und Ost-/West-Ausrichtung betrachtet. Der

Energieertrag wird für den längsten Tag des Jahres berechnet. Die zeitliche Verteilung der Erträge der ost- und westseitigen Modulfelder sowie die konstante elektrische Last von 1 MW sind in Abbildung 1 dargestellt. Unter idealisierten Bedingungen erzeugt die betrachtete Anlage an diesem Tag etwa 34 MWh elektrische Energie. Dem steht ein täglicher Energiebedarf von 24 MWh gegenüber, woraus sich ein bilanzieller Überschuss von rund 10 MWh ergibt.

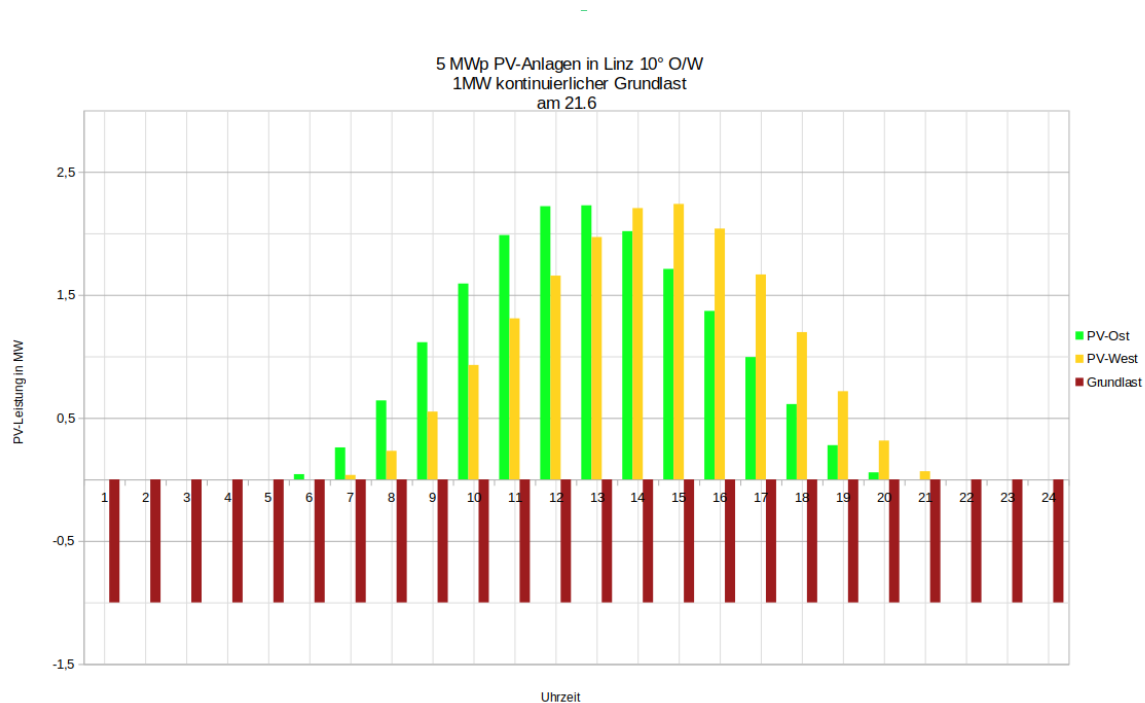


Abbildung 1 - 5 MWp - PV Anlage mit Grundlast

Im dargestellten Szenario wird dieser Überschuss nicht vollständig zur Deckung der Nachtlast genutzt, sondern im Zeitraum zwischen 19 Uhr und 21 Uhr gezielt vermarktet. Diese Zeitfenster fallen typischerweise mit erhöhten Strompreisen im Day-Ahead-Markt zusammen, sodass eine wirtschaftliche Nutzung der überschüssigen Energie grundsätzlich möglich erscheint. Eine solche Vermarktung setzt jedoch voraus, dass die Photovoltaikerträge ausreichend hoch sind, um die Grundlast zuverlässig zu decken und gleichzeitig einen bilanziellen Überschuss bereitzustellen. Andernfalls würde eine zusätzliche Einspeisung zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen.

Die Analyse der kumulierten Energiebilanz zeigt in Abbildung 2, dass zur Aufrechterhaltung der kontinuierlichen Versorgung ein Speichervolumen von nahezu 22 MWh erforderlich ist. Diese Kapazität ergibt sich sowohl aus der Höhe der Überschussenergie als auch aus der Dauer der Erzeugungslücken während der Nacht- und Morgenstunden. Zum Zeitpunkt des Sonnenuntergangs ist eine gespeicherte Energiemenge von mindestens 9 MWh erforderlich, um die Grundlast bis zum erneuten Überschreiten der Last durch die Photovoltaikerträge am folgenden Morgen aufrechtzuerhalten.

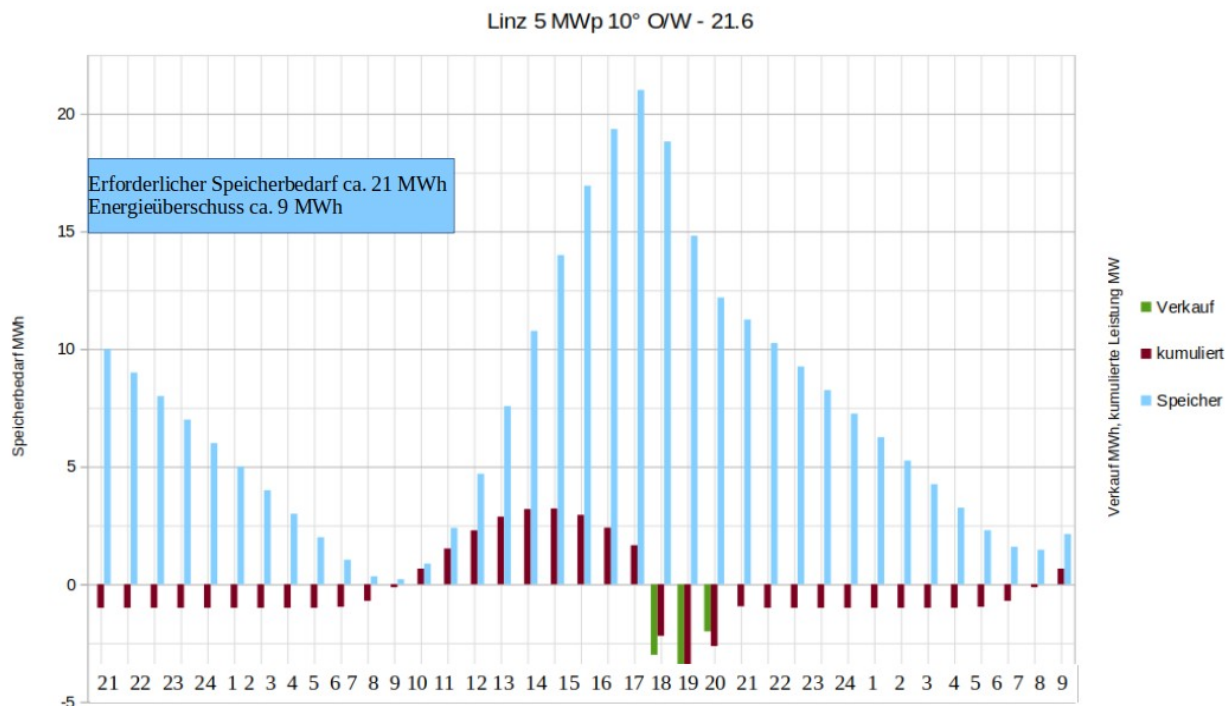


Abbildung 2 - Ermittlung des Speicherbedarf bei 5 MWp

2.1 Standortabhängige monatliche Energieerträge und Modulausrichtung bei 5 MWp

Die Auswertung der mit dem PVWatts® Calculator ermittelten monatlichen Energieerträge für eine Photovoltaikanlage mit 5 MWp zeigt in Abbildung 3 deutliche standortabhängige Unterschiede.

Standortdaten		monatliche Energieerträge in MWh einer PV-Anlage mit 5MWp												
Standort	Ausrichtung	Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahresertrag
Linz	OW 10°	87	173	355	470	601	613	631	531	364	210	73	56	4163
St. Pölten	OW 10°	75	197	344	506	577	605	657	519	363	220	79	53	4194
Saalfeld	S 60°	307	433	578	557	580	474	492	507	425	472	275	263	5363
Saalfeld	S 70°	303	423	549	508	509	408	427	456	398	459	269	260	4968
Saalfeld	S 90°	302	397	479	402	362	284	296	346	339	417	264	262	4148
St. Michael i.L	S 60°	352	516	597	546	470	450	415	505	446	329	198	266	5090
St. Michael i.L	S 70°	347	506	568	496	412	387	360	453	417	315	192	262	4714
St. Michael i.L	S 90°	346	474	495	389	309	268	258	343	349	289	188	264	3972

Abbildung 3 - Energieerträge bei 5MWp-Anlage mit PVWatts Calculator

Untersucht wurden sowohl industrielle Flachlandstandorte mit erhöhter Nebelhäufigkeit (Linz, St. Pölten) als auch inneralpine Lagen (Saalfelden am Steinernen Meer, St. Michael im Lungau). Während in den Flachlandregionen Photovoltaikanlagen typischerweise in flacher Ost-/West-Ausrichtung mit einer Neigung von etwa 10° ausgeführt werden, wurden für die inneralpinen Standorte zusätzlich südorientierte Anlagen mit Neigungen von 60°, 70° und 90° analysiert.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass inneralpine Standorte insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten von einer geringeren Nebelhäufigkeit profitieren. Dieser Effekt fällt zeitlich mit Perioden sehr niedrigen Sonnenstandes zusammen, wodurch die Modulausrichtung einen entscheidenden Einfluss auf die nutzbaren Energieerträge hat. Der maximale Energieertrag einer

Photovoltaikanlage wird erreicht, wenn die Sonneneinstrahlung möglichst senkrecht auf die Modulfläche trifft.

Vor diesem Hintergrund weisen steil geneigte, südorientierte Anlagen mit Neigungen zwischen 60° und 90° in den Herbst- und Wintermonaten deutlich höhere spezifische Erträge auf. Zur Wintersonnenwende beträgt der maximale Sonnenhöhenwinkel weniger als 20°, sodass Modulneigungen von etwa 70° zu einer nahezu senkrechten Einstrahlung führen und die Energieausbeute signifikant erhöhen.

Ein weiterer Vorteil steil geneigter Photovoltaikanlagen in inneralpinen Lagen besteht in der geringen Schneeakkumulation. Aufgrund der großen Modulneigung rutschen Schneelasten in der Regel rasch ab, wodurch Ertragseinbußen durch Schneebedeckung minimiert werden. Zudem sind bei geeigneter Standortwahl häufig keine zusätzlichen statischen Verstärkungen erforderlich. Im Gegensatz dazu sind steil geneigte Photovoltaikanlagen im Flachland aufgrund des ausgeprägten Schattenwurfs bei niedrigem Sonnenstand oft nur eingeschränkt realisierbar. Inneralpine Hanglagen bieten hierfür deutlich günstigere Randbedingungen.

Trotz dieser standort- und ausrichtungsbedingten Optimierungen zeigen die bilanziellen Monatswerte, dass eine Photovoltaikanlage mit 5 MWp die erforderliche konstante Grundlast von 1 MW in keinem Monat decken kann. Der monatliche Energiebedarf von 720 MWh wird selbst in den ertragsstärksten Sommermonaten nicht vollständig erreicht.

2.2 Erhöhung der installierten Leistung auf 8,5 MWp und Auswirkungen auf die bilanzielle Grundlastdeckung

Aufgrund der bilanziellen Unterdeckung der elektrischen Grundlast bei einer installierten Photovoltaikleistung von 5 MWp wird im nächsten Schritt die Anlagenleistung auf 8,5 MWp erhöht. Diese Leistung entspricht näherungsweise dem jährlichen Energiebedarf von 8,76 GWh einer konstanten Grundlast von 1 MW und ermöglicht die Untersuchung, ob eine rein bilanzielle Deckung der Grundlast über das Gesamtjahr grundsätzlich erreichbar ist.

Standortdaten		monatliche Energieerträge in MWh einer PV-Anlage mit 8,5 MWp												
Standort	Ausrichtung	Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahresertrag
Linz	O/W 10°	148	294	606	805	1029	1050	1080	909	622	358	124	95	7120
St. Pölten	O/W 10°	127	336	587	866	989	1037	1127	889	621	375	134	90	7181
Saalfeld	S 60°	522	736	983	947	986	805	837	862	723	802	467	447	9117
Saalfeld	S 70°	515	718	932	863	864	694	725	775	676	780	457	442	8445
Saalfeld	S 90°	513	674	814	683	614	483	502	588	575	708	449	445	7051
St. Michael i.L	S 60°	599	876	1014	928	798	766	706	859	759	558	336	452	8652
St. Michael i.L	S 70°	590	861	965	843	700	658	612	769	708	535	326	446	8013
St. Michael i.L	S 90°	588	805	841	662	526	455	439	583	594	491	319	450	6752

Abbildung 4 - Energieerträge bei 8,5 MWp-Anlage mit PVWatts Calculator

Die in Abbildung 4 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass durch eine standortangepasste Modulausrichtung insbesondere in inneralpinen Regionen eine deutliche Verschiebung der Energieerträge in die Herbst- und Wintermonate erzielt werden kann. Während die Flachlandstandorte in diesem Zeitraum weiterhin stark durch Nebelereignisse und niedrige Einstrahlungswinkel limitiert sind, liegen die monatlichen Energieerträge inneralpiner Standorte in den Monaten November bis März um den Faktor drei bis vier höher.

Diese ausgeprägte saisonale Verschiebung ist im Kontext einer grundlastnahen Versorgung von zentraler Bedeutung, da sie die Diskrepanz zwischen Energieerzeugung und -verbrauch reduziert. Infolge dessen kann der erforderliche Umfang saisonaler Speicher reduziert werden, wenngleich eine vollständige Entkopplung von Erzeugung und Last auch bei erhöhter installierter Leistung nicht erreicht wird.

Die Ergebnisse verdeutlichen somit, dass die Erhöhung der installierten Photovoltaikleistung in Kombination mit einer standort- und ausrichtungsoptimierten Anlagenauslegung einen wesentlichen Beitrag zur Annäherung an eine bilanzielle Grundlastdeckung leisten kann, die systemimmanenten Grenzen der Photovoltaik jedoch weiterhin bestehen.

2.3 Auslegung der Photovoltaikanlage auf 8,5 MWp und Ermittlung der erforderlichen Speichergröße

Die Analyse der Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 5 MWp hat gezeigt, dass selbst unter idealisierten sommerlichen Bedingungen eine durchgängige bilanzielle Deckung der betrachteten Grundlast von 1 MW über das gesamte Jahr nicht erreichbar ist. In keinem Monat werden die erforderlichen 720 MWh zur Deckung des monatlichen Energiebedarfs bereitgestellt. Vor diesem Hintergrund wird im nächsten Auslegungsschritt die installierte Photovoltaikleistung auf 8,5 MWp erhöht.

Diese Leistungsgröße entspricht näherungsweise dem jährlichen Energiebedarf der betrachteten Grundlast von 8,76 GWh und stellt damit eine rein bilanzielle Auslegung dar, die eine vollständige Jahresdeckung grundsätzlich ermöglicht. Ziel dieses Auslegungsschrittes ist es, zu untersuchen, wie sich die erhöhte installierte Leistung auf das tageszeitliche Erzeugungsprofil, den erforderlichen Speicherbedarf sowie die Systemresilienz gegenüber mehrtägigen Schlechtwetterperioden auswirkt.

Für den Standort Linz wird die bestehende Anlagenkonfiguration beibehalten, bestehend aus einer Ost-/West-Ausrichtung mit einer Modulneigung von 10°. Am längsten Tag des Jahres ergibt sich für die Photovoltaikanlage mit 8,5 MWp eine tägliche Energieerzeugung von etwa 58,2 MWh. Dem steht ein konstanter täglicher Energiebedarf von 24 MWh gegenüber, woraus sich ein bilanzieller Tagesüberschuss von rund 34 MWh ergibt (Abbildung 5).

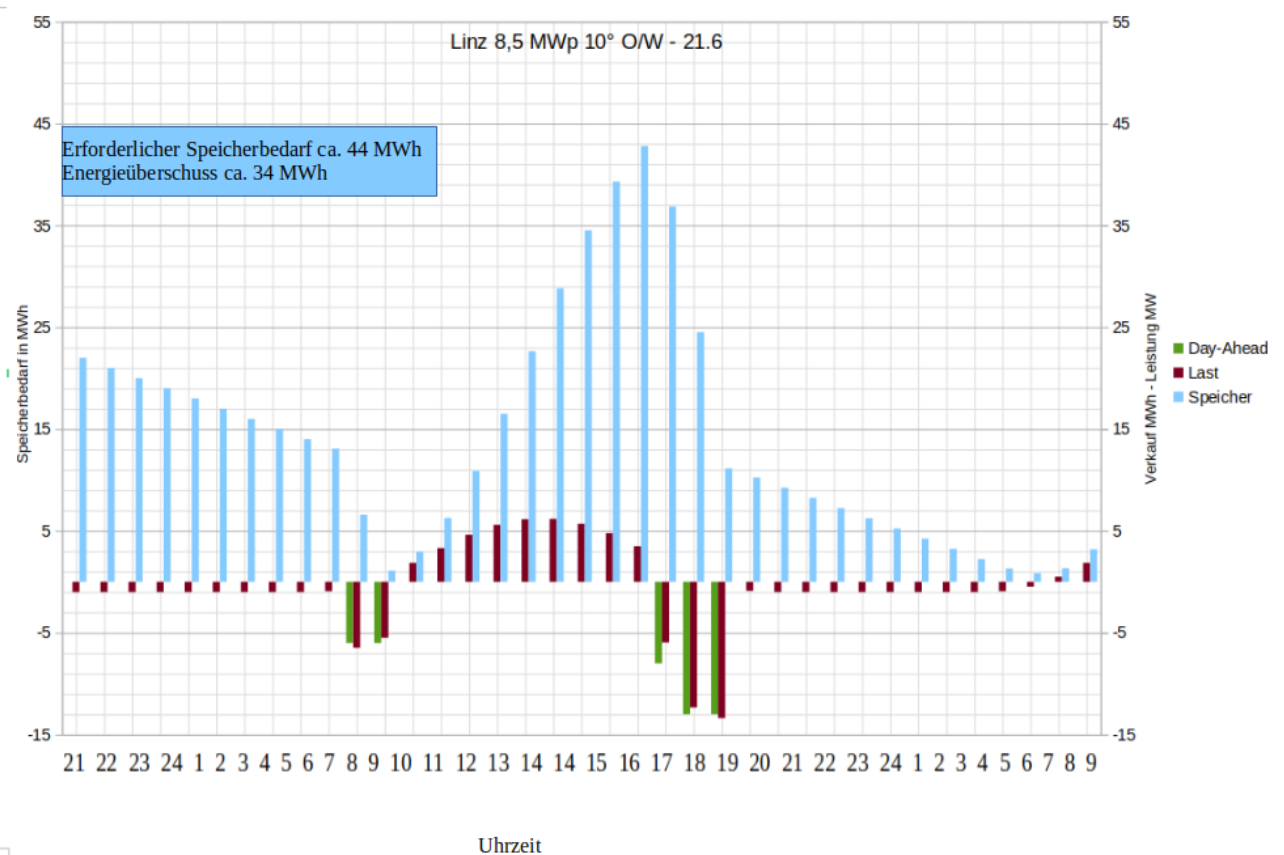


Abbildung 5 - Ermittlung Speicherbedarf für Standort Linz

Die Erhöhung der installierten Photovoltaikleistung um rund 70 % führt dabei zu einer deutlichen Veränderung der Systemkenngrößen. Der erforderliche Speicherbedarf steigt von etwa 21 MWh auf rund 44 MWh und verdoppelt sich damit, während sich die tägliche Überschussenergie von etwa 10 MWh auf rund 34 MWh mehr als verdreifacht. Diese nichtlineare Skalierung verdeutlicht, dass eine Erhöhung der installierten Leistung zwar die bilanzielle Versorgung verbessert, gleichzeitig jedoch einen überproportional steigenden Speicherbedarf nach sich zieht. Die dargestellten Relationen können als Orientierungsgröße für vergleichbare Projekte dienen.

Die deutlich höhere Speicherfüllung am Ende des Tages eröffnet zusätzliche systemische Optionen. Neben der kurzfristigen Glättung von tageszeitlichen Erzeugungs- und Lastschwankungen kann der Speicher gezielt zur Überbrückung mehrtägiger Ertragseinbrüche eingesetzt werden. Unter der Annahme einer reduzierten Photovoltaikleistung von beispielsweise 25 % an den Folgetagen lässt sich rechnerisch eine Überbrückung von rund vier aufeinanderfolgenden Schlechtwettertagen realisieren, ohne die Versorgung der Grundlast zu gefährden. Abbildung 6 zeigt den Speicherentladeverlauf für dieses Szenario.

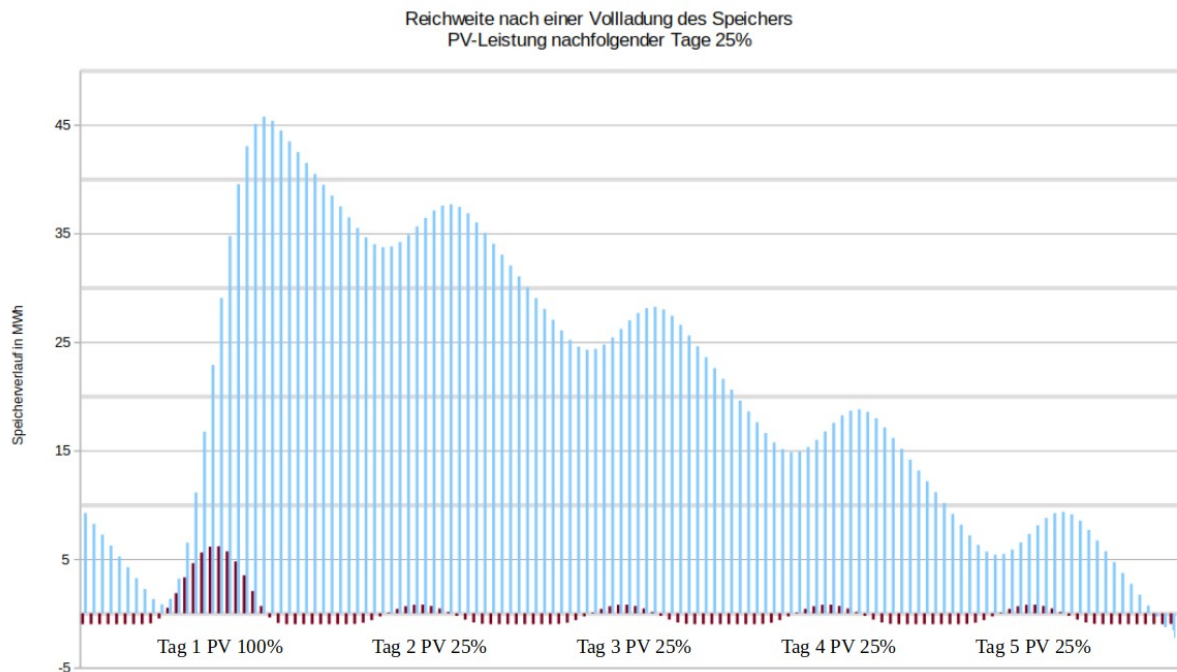


Abbildung 6 - Reichweite durch Speicher bei Schlechtwetterfront

Darüber hinaus ermöglicht der signifikante Tagesüberschuss eine flexible wirtschaftliche Nutzung der erzeugten Energie. Ein Teil der überschüssigen Energie kann in Zeitfenstern hoher Marktpreise, etwa im Day-Ahead-Markt während der Abendstunden, vermarktet werden, setzt jedoch ausreichende Netzkapazitäten voraus. Alternativ kann die Energie gezielt im Speicher vorgehalten werden, um die Versorgungssicherheit in den darauffolgenden Tagen zu erhöhen. Die Entscheidung zwischen Vermarktung und Speicherung stellt somit eine zentrale betriebliche Optimierungsfrage dar, die sowohl von Marktpreissignalen als auch von prognostizierten Wetterbedingungen abhängt.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Erhöhung der installierten Photovoltaikleistung von 5 auf 8,5 MWp zwar zu einem überproportionalen Anstieg des erforderlichen Speichervolumens und der Überschussenergie führt, jedoch erstmals eine rein bilanzielle Deckung der betrachteten Grundlast ermöglicht. Gleichzeitig wird eine begrenzte systemische Resilienz gegenüber mehrtägigen Ertragseinbrüchen erreicht, wodurch Photovoltaiksysteme in Kombination mit Speichern näher an eine grundlastähnliche Betriebsweise herangeführt werden können.

2.4 Inneralpiner Standort St. Michael im Lungau – Winterliche Erzeugungspotenziale

Bislang wurde der Industriestandort Linz als repräsentativer Flachlandstandort analysiert. Die Ergebnisse aus Abschnitt 2.2 zeigen jedoch, dass insbesondere inneralpine Standorte in den Wintermonaten erhebliche Vorteile gegenüber Tallagen und nebeldominierten Regionen aufweisen. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden der Standort St. Michael im Lungau detailliert untersucht, wobei der Schwerpunkt auf der winterlichen Erzeugungssituation liegt.

Der Lungau liegt auf einer Seehöhe von rund 1 075 m und befindet sich in den Wintermonaten häufig oberhalb ausgeprägter Inversions- und Nebellagen, die das österreichische Flachland prägen. Diese topografische Lage führt zu einer deutlich höheren solaren Einstrahlung im Winterhalbjahr. Zusätzlich begünstigt das alpine Gelände die Errichtung steil geneigter, südorientierter Photovoltaikanlagen mit geringen Verschattungsverlusten selbst bei sehr niedrigem Sonnenstand.

Für die Analyse wird eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 8,5 MWp, südlicher Ausrichtung und einer Modulneigung von 60° betrachtet. Diese Konfiguration ist gezielt auf eine Maximierung der Wintererträge ausgelegt. Abbildung 7 zeigt den zeitlichen Verlauf der Leistung sowie die Energiebilanz für den 15. Februar unter idealisierten meteorologischen Bedingungen.

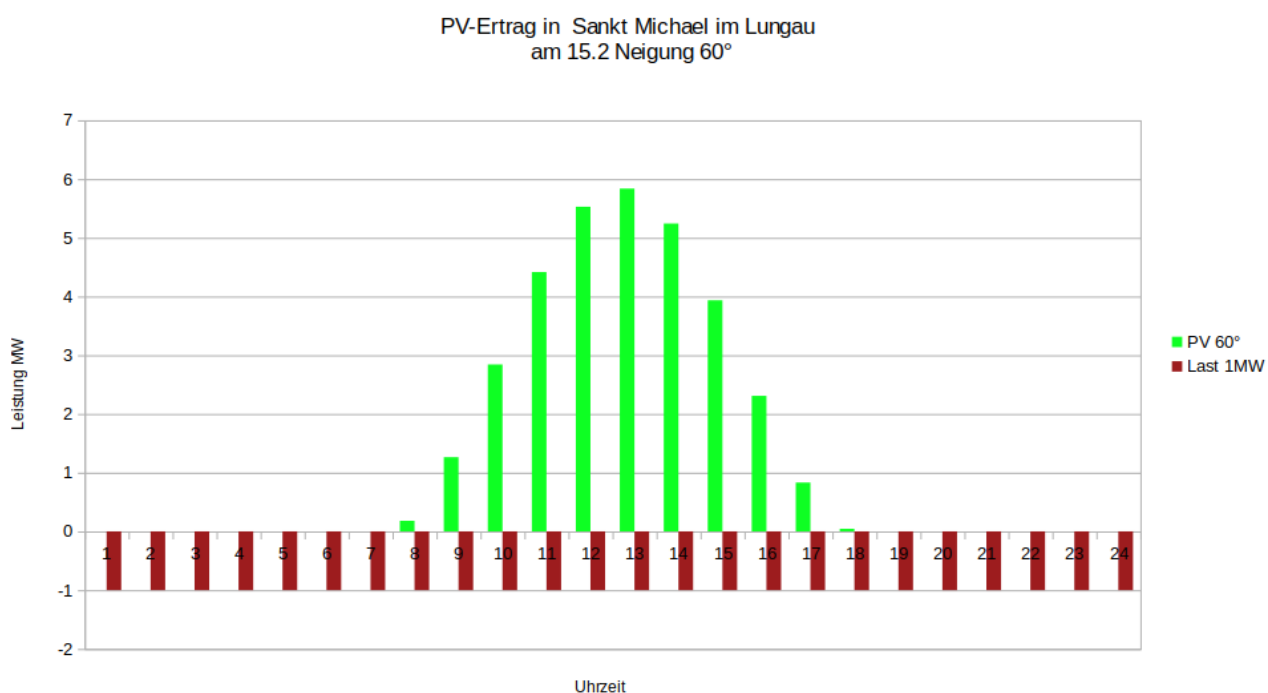


Abbildung 7 - Energieertrag aus PV-Anlage für Standort Sankt Michael am 15.2.25

An diesem Tag werden PV-Erträge von rund 32,4 MWh erzielt. Damit kann der tägliche Energiebedarf der konstanten Grundlast von 24 MWh vollständig gedeckt werden.

Darüber hinaus entsteht ein bilanzieller Energieüberschuss von etwa 8 MWh (Abbildung 8), der entweder vermarktet oder zur Ladung eines Speichersystems genutzt werden kann. Das Leistungsprofil verdeutlicht, dass die Photovoltaikerzeugung bereits in den späten Vormittagsstunden die Last übersteigt und bis in die frühen Abendstunden hinein signifikante Überschüsse erzeugt. Die steile Modulausrichtung führt zu einer vergleichsweise hohen Einstrahlungsintensität auch bei niedrigem Sonnenstand.

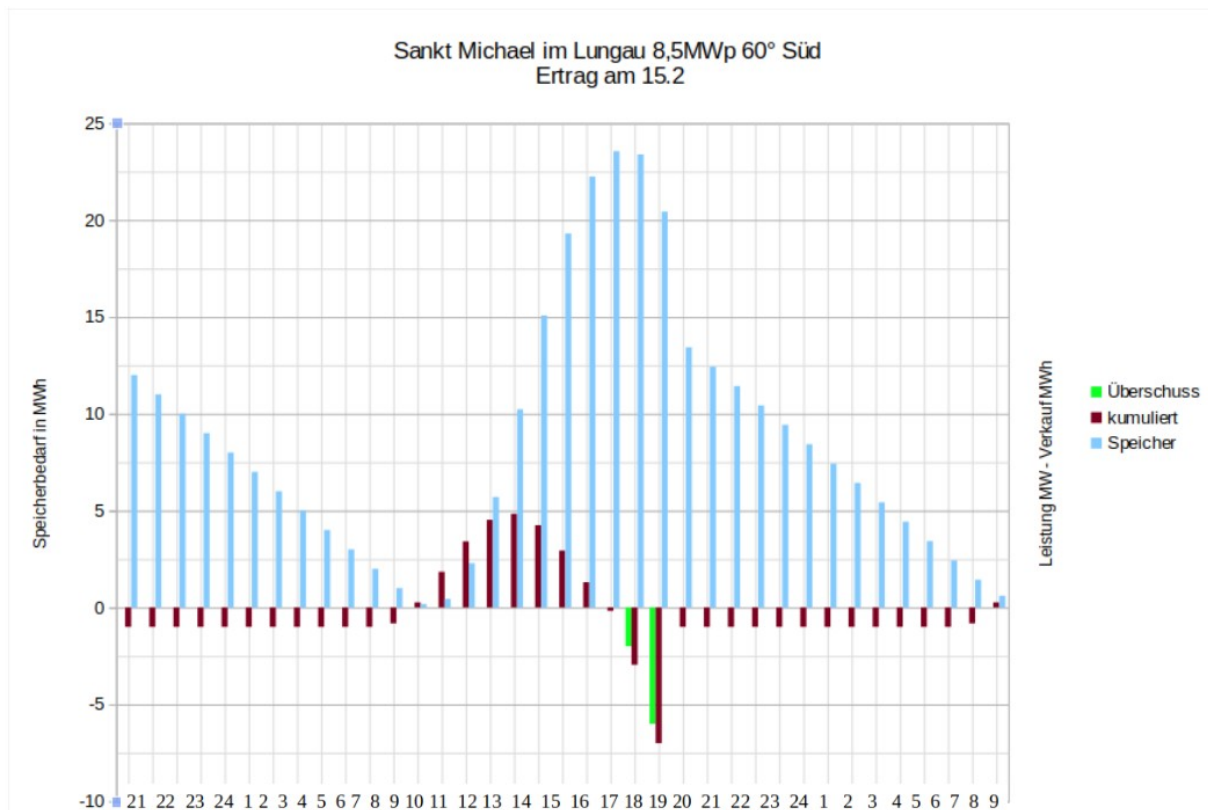


Abbildung 8 - Ermittlung Speicherbedarf für Sankt Michael

Über die Betrachtung einzelner Tage hinaus ist die Entwicklung der Energieerträge über den gesamten Winterverlauf von systemischer Bedeutung. Die Auswertung der täglichen Energieerträge (Abbildung 9) zeigt, dass ab etwa dem 25. Januar der tägliche Photovoltaikertrag den konstanten Lastbedarf von 24 MWh dauerhaft übersteigt (unter idealisierten meteorologischen Bedingungen). Dieser Zeitpunkt markiert einen systemisch relevanten Wendepunkt, ab dem die betrachtete Anlage bilanziell grundlastfähig wird und kontinuierlich Überschüsse erzeugt, die für den Aufbau von Speichern oder für eine Marktverwertung zur Verfügung stehen.

Die Ergebnisse verdeutlichen eindrucksvoll, dass inneralpine Standorte mit steil geneigten, südorientierten Photovoltaikanlagen bereits im Spätwinter eine vollständige Deckung industrieller Grundlasten ermöglichen können. Im Vergleich zu Flachlandstandorten verkürzt sich der Zeitraum der Unterdeckung deutlich. Damit leisten inneralpine Photovoltaikstandorte einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion saisonaler Erzeugungslücken und zur Verringerung des erforderlichen saisonalen Speicherbedarfs.

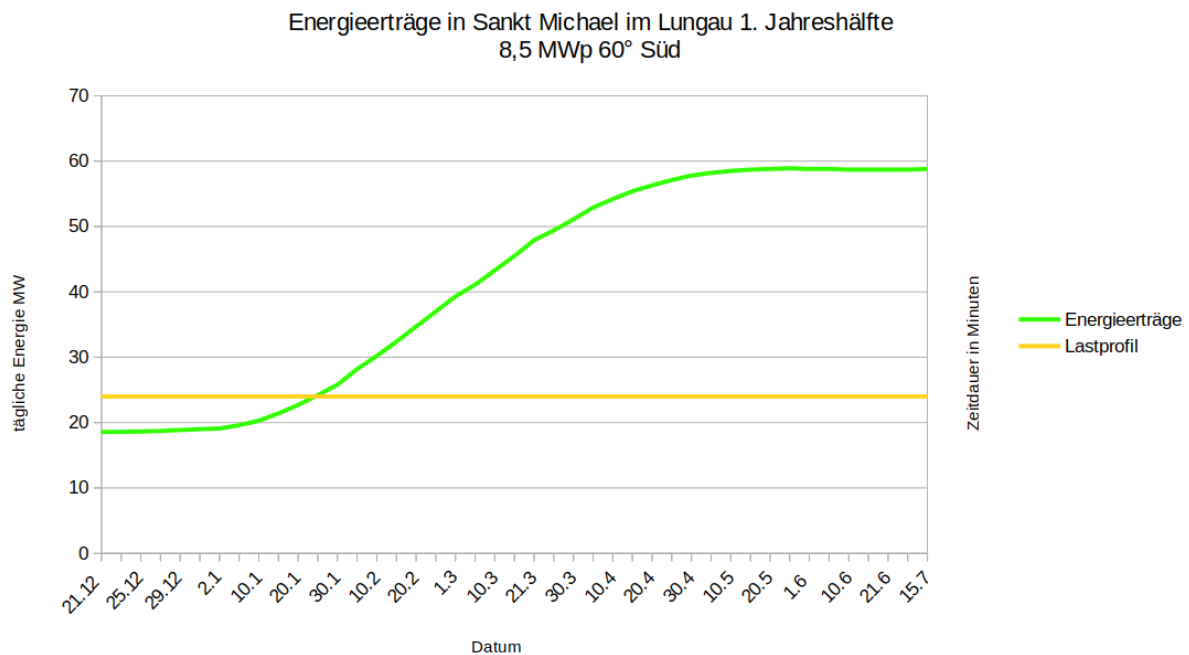


Abbildung 9 – jahreszeitlicher Verlauf der Energieerträge in Sankt Michael – idealisierten meteorologischen Bedingungen

3. Erkenntnisse

Die vorliegende Untersuchung zeigt, dass trotz der nördlichen Lage Mitteleuropas und der ausgeprägten saisonalen Ertragsschwankungen eine grundlastnahe elektrische Versorgung auf Basis von Photovoltaikanlagen in Kombination mit ausreichend dimensionierten Speichersystemen über weite Teile des Jahres technisch möglich ist. Damit kann Photovoltaik nicht nur zur Deckung industrieller Grundlasten beitragen, sondern auch einen wesentlichen Beitrag zur schrittweisen Substitution fossiler Energieträger leisten, insbesondere in bislang stark fossil geprägten Anwendungsbereichen.

Als erste Orientierung für die Systemauslegung eignet sich die erforderliche jährliche Energiemenge. Eine konstante elektrische Grundlast von 1 MW erfordert eine elektrische Arbeit von etwa 8,76 GWh pro Jahr. Bei spezifischen Jahreserträgen von rund 1 000 kWh/kWp ergibt sich daraus eine notwendige installierte Photovoltaikleistung von etwa 8,7 MWp, die in dieser Untersuchung aus Rundungs- und Vereinfachungsgründen mit 8,5 MWp angesetzt wurde. Diese Auslegung ermöglicht eine rein bilanzielle Deckung des Jahresenergiebedarfs und erlaubt damit, fossile Stromerzeugung über das Gesamtjahr bilanziell vollständig zu ersetzen. Für die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch sind jedoch zusätzliche Speichersysteme erforderlich.

Die Ergebnisse zeigen weiter, dass ein elektrischer Speicher mit einer Kapazität von etwa zwei Tagesverbräuchen grundsätzlich in der Lage ist, mehrere aufeinanderfolgende Schlechtwettertage zu überbrücken. Solche Speicherlösungen reduzieren den Bedarf an fossilen Reservekraftwerken, die bislang vor allem zur Absicherung von Dunkelflauten eingesetzt werden. Für eine realistische und robuste Systemauslegung ist es jedoch erforderlich, längere Zeiträume von mehreren Monaten zu simulieren, um vollständige Wetterzyklen abzubilden. Hierzu sollten reale Globalstrahlungs- und

Wetterdaten über mehrere Jahre herangezogen werden, um sowohl Extremereignisse als auch typische saisonale Verläufe angemessen zu berücksichtigen.

Im Kontext der zunehmenden Elektrifizierung des Wärmesektors wird deutlich, dass Photovoltaik insbesondere in inneralpinen Regionen einen substantiellen Beitrag zur elektrischen Grundlast von Wärmepumpen leisten kann. Durch die geringere Nebelhäufigkeit sowie die Möglichkeit steiler, südorientierter Modulausrichtungen werden im Winter deutlich höhere spezifische Erträge erzielt als an typischen Flachlandstandorten. Auch wenn eine vollständige Deckung der winterlichen Wärmepumpenlast allein durch Photovoltaik nicht in allen Fällen erreichbar ist, kann der Einsatz externer Energiequellen erheblich reduziert werden. Dies betrifft insbesondere fossile Öl- und Gasheizsysteme, die derzeit noch häufig zur Spitzen- und Zusatzlastabdeckung eingesetzt werden. Photovoltaikanlagen leisten somit einen direkten Beitrag zur Reduktion fossiler Brennstoffe im Wärmesektor und zur Minderung CO₂-intensiver Spitzenlasten.

Zu berücksichtigen ist, dass die vorliegenden Berechnungen vereinfachend durchgeführt wurden. Speicherwirkungsgrade, temperaturabhängige Ertragseinflüsse sowie weitere Verlustmechanismen wurden nicht explizit modelliert. Ebenso blieb die Windenergie unberücksichtigt, obwohl sie insbesondere in den Wintermonaten einen wertvollen ergänzenden Beitrag zur Reduktion fossiler Stromerzeugung leisten kann. Weiterführende Untersuchungen sollten diese technischen Abhängigkeiten integrieren, um die Systemaussagen zu verifizieren und zu präzisieren.

Die Ergebnisse verdeutlichen zudem, dass die zukünftigen Stromkosten in einem stark photovoltaisch geprägten Energiesystem maßgeblich durch die Kosten der Speichertechnologien bestimmt werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass eine Reduktion fossiler Energieträger weniger durch einzelne Tage mit niedrigen Erträgen limitiert ist als vielmehr durch längere Perioden hoher Überschussleistungen, die erhebliche Anforderungen an Netzinfrastruktur, Speichergröße und Einspeisekapazitäten stellen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass grundlastnahe Versorgungskonzepte auf Basis von Photovoltaik technisch realisierbar sind und einen wirksamen Beitrag zur Reduktion fossiler Energieträger leisten können. Insbesondere inneralpine Standorte weisen aufgrund ihrer günstigen winterlichen Einstrahlungsbedingungen eine überdurchschnittliche Performance auf und eignen sich daher nicht nur für energieintensive Anwendungen wie Rechenzentren, sondern auch als tragende Säule einer zukünftigen, weitgehend dekarbonisierten und elektrifizierten Wärmeversorgung mit Wärmepumpen.

Zauner