

2022 | W. Schmid

Photovoltaikanlagen – auf die richtige Ausrichtung kommt es an

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Auswertungsergebnisse von 480 Anlagen.....	3
3	Modell bestätigt die Ergebnisse	5
4	Herausforderungen der Energiewende	7
5	Szenario „500-Gigawatt-Peak“	9
6	Einzelbetriebliche Überlegungen	12
7	Zusammenfassung	12
8	Schlussfolgerungen	13
	Danksagung.....	13
	Literatur	13
	Autor	13

1 Einleitung

Bei der Umsetzung der Energiewende wird der Photovoltaik eine bedeutende Rolle zugeschrieben. Ausbauziele von 400 bis 500 Gigawatt-Peak (GWp) installierter Leistung in Deutschland bis 2050 werden diskutiert. Ende 2021 waren knapp 60 GWp in Betrieb. Geht man von einem Investitionsbedarf von durchschnittlich 600 bis 700 € pro Kilowatt-Peak (kWp) für die Anlagenherstellung aus, resultiert für den Ausbau der weiteren 340 bis 440 GWp eine Investitionssumme von 200 bis 300 Mrd. €.

Angesichts der großen Herausforderungen – Klimawandel, Energiewende, Dienlichkeit der Anlage, Knappheit von Rohstoffen, begrenzte Verfügbarkeit von Flächen, hoher Kapitalbedarf – ist es ratsam, die einzelnen Photovoltaikanlagenkonzepte auf Wirtschaftlichkeit, ihren Beitrag zur Energiewende sowie ihre Ressourceneffizienz zu prüfen. Ein entscheidender Faktor für hohe Stromerträge ist die Ausrichtung der Module. Für die Energiewende wäre die Ausrichtung der Module auf hohe Wintererträge besonders wichtig.

2021 hat Werner Schmid, Mitglied der KTBL-Arbeitsgemeinschaft „Energie“, 480 süddeutsche Photovoltaikanlagen hinsichtlich ihrer Ausrichtung untersucht. Zielsetzung der Datenanalyse war es, die optimale Modulausrichtung bezüglich der Wintererträge zu identifizieren. Dazu wurden die Zusammenhänge zwischen Modulausrichtung und Jahresertrag, aber auch der Verteilung des Jahresertrags auf die einzelnen Monate (Jahres-Erzeugungslastgang) untersucht.

Die Ergebnisse zeigen: Bisherige Empfehlungen sind zum Teil überholt und Potenziale für die deutsche Energiewende bleiben ungenutzt. Mit einer anderen Modulausrichtung ließe sich vor allem der wertvolle Energieertrag im Winter erhöhen.

2 Auswertungsergebnisse von 480 Anlagen

Basis der Untersuchung bilden die monatlichen Erträge von 480 Photovoltaikanlagen. Die Anlagen wurden zur Unterstützung der Anlagenbetreiber bei der Anlagenkontrolle seit 2004 von der ASEDl GmbH des Maschinen- und Betriebshilfsring Schwäbisch Hall e.V. in einem Meldeportal erfasst. Die Betreiber erhalten monatlich einen Bericht, mithilfe dessen sie die Leistung ihrer eigenen Anlage, mit anderen Anlagen vergleichen können. Mit dem Ziel Defekte oder Ausfälle von Komponenten möglichst zeitnah zu erkennen. In Summe liegen der Auswertung 5.073 vollständige Jahresdatensätze (480 Anlagen x Ø Betriebszeit ca. 10,5 Jahre, je Datensatz 12 Monatswerte pro Jahr) mit Standorten im nördlichen Württemberg zugrunde (Breitengrad: ca. 48,8° N; Himmelsrichtung der Modulfelder zwischen Süd-Ost (135°) bis Süd-West (225°)).

Bislang galten im Süden Deutschlands für die Modulausrichtung folgende Faustregeln:

- Himmelsrichtung (Azimutwinkel): Möglichst ideale Südausrichtung. Geringfügige Abweichungen sind tolerierbar. Bei stärkerer Abweichung ist mit schwächeren Erträgen zu kalkulieren.
- Anstellwinkel gegen Waagrecht (DN; Dachneigung): Als ideal wird bei Südausrichtung der Anlage ein Anstellwinkel von ca. 30° genannt. Bei weitgehender Ost- oder Westausrichtung wird ein deutlich flacherer Anstellwinkel (ca. 15°) empfohlen.

Die zusammenfassenden Ergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt. Folgendes kann festgehalten werden:

- Der langjährige Durchschnittsertrag der 480 Photovoltaikanlagen lag bei 1.038 kWh/kWp.
- Den höchsten Durchschnittsertrag erzielten Anlagen mit einem Anstellwinkel von 40 bis 44° gegen Waagrecht mit 1.055 kWh/kWp.
- In Summe konnten entgegen früheren Annahmen in der Photovoltaikbranche auch mit steilem Anstellwinkel hohe Jahreserträge erzielt werden. Anlagen mit Anstellwinkeln größer 45° gegen Waagrecht erzielten mit durchschnittlich 1.039 kWh/kWp Jahreserträge, welche so hoch lagen wie diejenige der Referenz (DN 30°; 1.039 kWh/kWp).

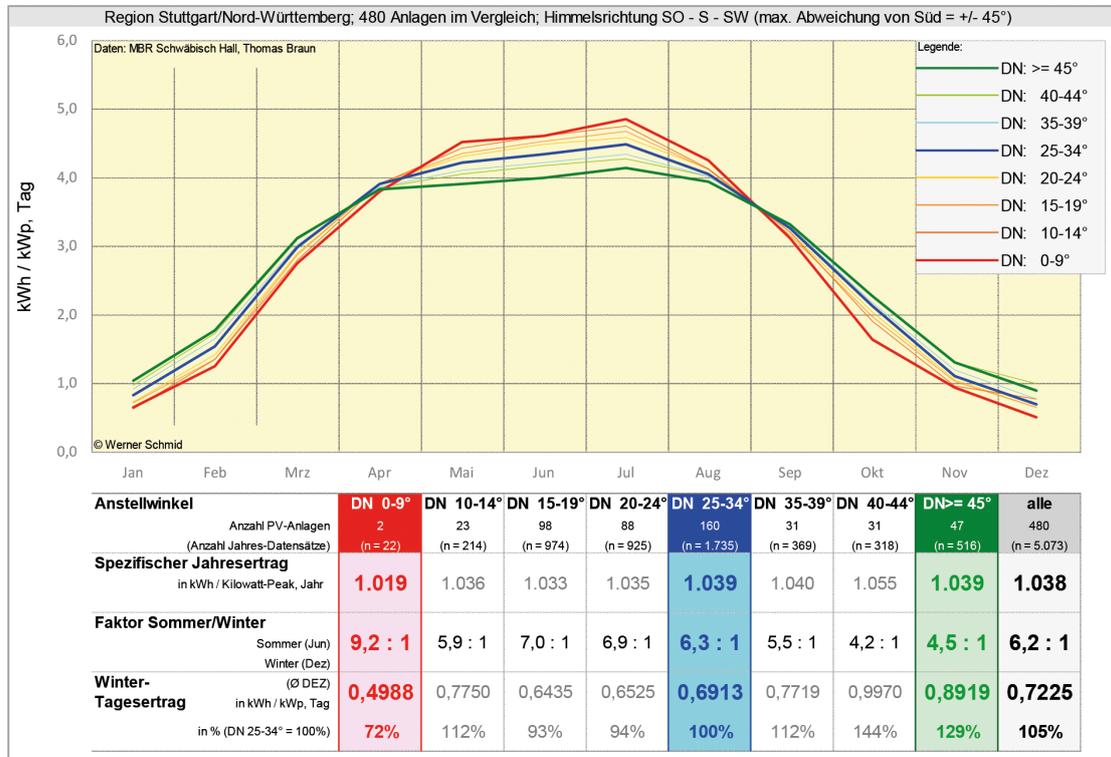


Abb. 1: Durchschnittlicher PV-Tagesertrag in Abhängigkeit der Modulneigung (© W. Schmid)

Das Verhältnis zwischen dem spezifischen Durchschnittsertrag an einem Sommertag (Jun) und demjenigen eines Wintertages (Dez) zeigt eine Korrelation zum Anstellwinkel (Faktor Sommer/Winter). Bei Anlagen mit kleinem Anstellwinkel (DN 0° bis 9°) ist der Energieertrag an einem Sommertag durchschnittlich rund 9-mal höher als an einem Wintertag. Bei der Referenz (DN 25° bis 34°) liegt der Faktor bei ca. 6 : 1, steil installierte Anlagen (DN > 40°) weisen hingegen ein Verhältnis zwischen Sommer- und Winter-Tagesertrag von 4 bis 4,5 : 1 auf.

Ausschlaggebender Grund hierfür ist, dass die Anlagen mit einem Anstellwinkel größer 40° gegen Waagrecht mit rund 1 kWh/kWp und Tag sowohl nominal als auch relativ die höchsten durchschnittlichen Winter-Tageserträge erzielen, während es die Anlagen mit sehr flachem Anstellwinkel kaum auf 0,5 kWh/kWp an einem Wintertag bringen.

In Abbildung 2 sind die durchschnittlichen Tageserträge der Klassen mit unterschiedlichen Anstellwinkeln zu den Monaten der Sommersonnenwende (JUN), Herbstbeginn (SEP), Wintersonnenwende (DEZ) und Frühlingsanfang (MRZ) dargestellt.

Zum Zeitpunkt der Sommersonnenwende (JUN) ist der spezifische Tagesertrag bei flach installierten Anlagen erwartungsgemäß am höchsten. Hier werden durchschnittlich 4,6 kWh/kWp geerntet. Bei steil installierten Anlagen sind es im Sommer dagegen nur knapp 4 kWh/kWp. Anders das Bild zur Wintersonnenwende (DEZ). Flach installierte Anlagen (DN 0° bis 9°) erreichen in dieser Jahreszeit lediglich Erträge um 0,5 kWh/kWp je Tag. Steil installierte Module (DN > 40°) schaffen hingegen durchschnittlich Tageserträge von rund 1 kWh/kWp. Die Referenz (DN 30°) bringt es an einem Wintertag auf durchschnittlich 0,7 kWh/kWp.

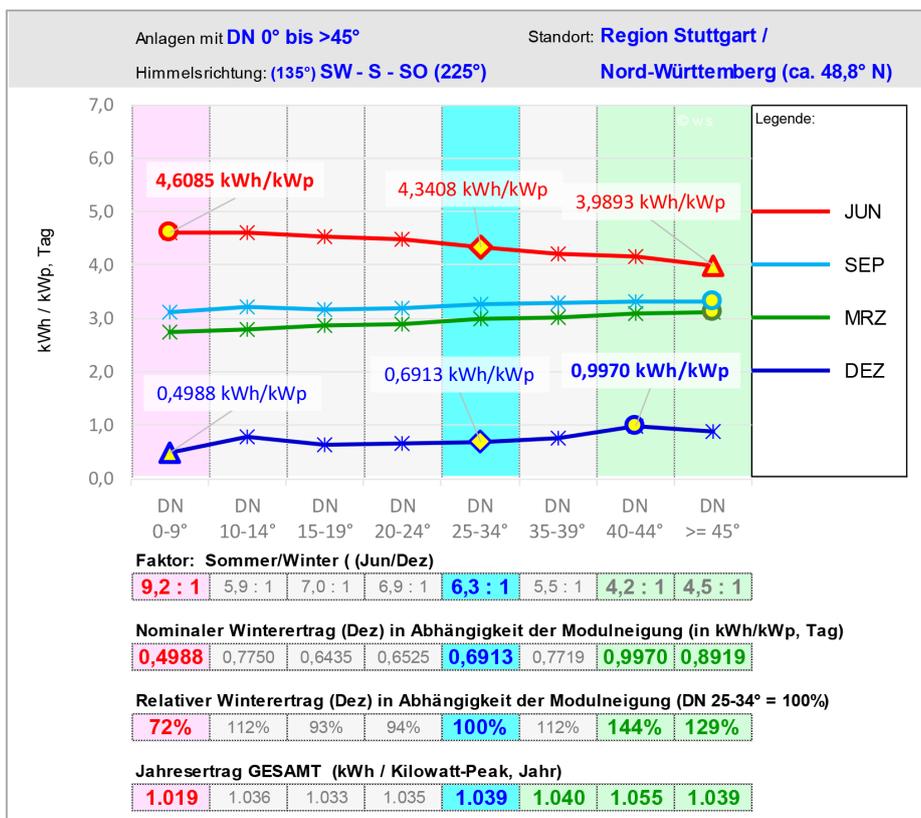


Abb. 2: Durchschnittlicher PV-Tagesertrag in kWh/kWp (Daten: MBR Schwäbisch Hall, Thomas Braun; © W. Schmid)

Fazit: Während der Jahres-Gesamtertrag bei allen Anlagen mit einem Anstellwinkel von DN größer 25° mit 1.039 bis 1.055 kWh/kWp ähnlich hoch liegt, konnten mit steil aufgestellten Anlagen pro Wintertag 25 bis 35 % bzw. 0,2 bis 0,3 Kilowattstunden je Kilowattpeak höhere Durchschnittserträge erzielt werden in Relation zur Referenz (DN 30°). In Relation zu flach installierten Anlagen beläuft sich das Plus beim Winterertrag auf rund 0,5 kWh/kWp.

3 Modell bestätigt die Ergebnisse

Anhand eines komplexen Rechenmodells konnten die beobachteten Ergebnisse nachvollzogen und bestätigt werden.

Abbildung 3 zeigt, dass das Ertragsoptimum einer nach Süden (180° S) ausgerichteten Photovoltaikanlage an einem Sommertag bei Anlagen mit einem Anstellwinkel von DN 20° bis 30° erzielt wird. Das Ertragsoptimum an einem Wintertag erzielen Anlagen, die einen Anstellwinkel von DN 70° bis 80° haben.

Bemerkenswert ist, dass der Winterertrag steiler Anlagen mit etwa 1,0 kWh/kWp je Tag im Süden Deutschlands gut doppelt so hoch liegt wie der Winterertrag von Anlagen mit flachen Anstellwinkeln (0,43 kWh/kWp).

Bau und Betrieb einer Photovoltaikanlage müssen sich rechnen. Daher lag bislang beim Anlagenbau, gestützt durch die aktuelle Förderpolitik in Deutschland, der Fokus auf dem Jahres-Gesamtertrag der Photovoltaikanlage. Sowohl in den Auswertungen als auch den Modellen lässt sich erkennen, dass sich der Jahres-Gesamtertrag bei einer Vielzahl von Ausrichtungsvarianten im ökonomisch akzeptablen Bereich bewegt (Abb. 4).

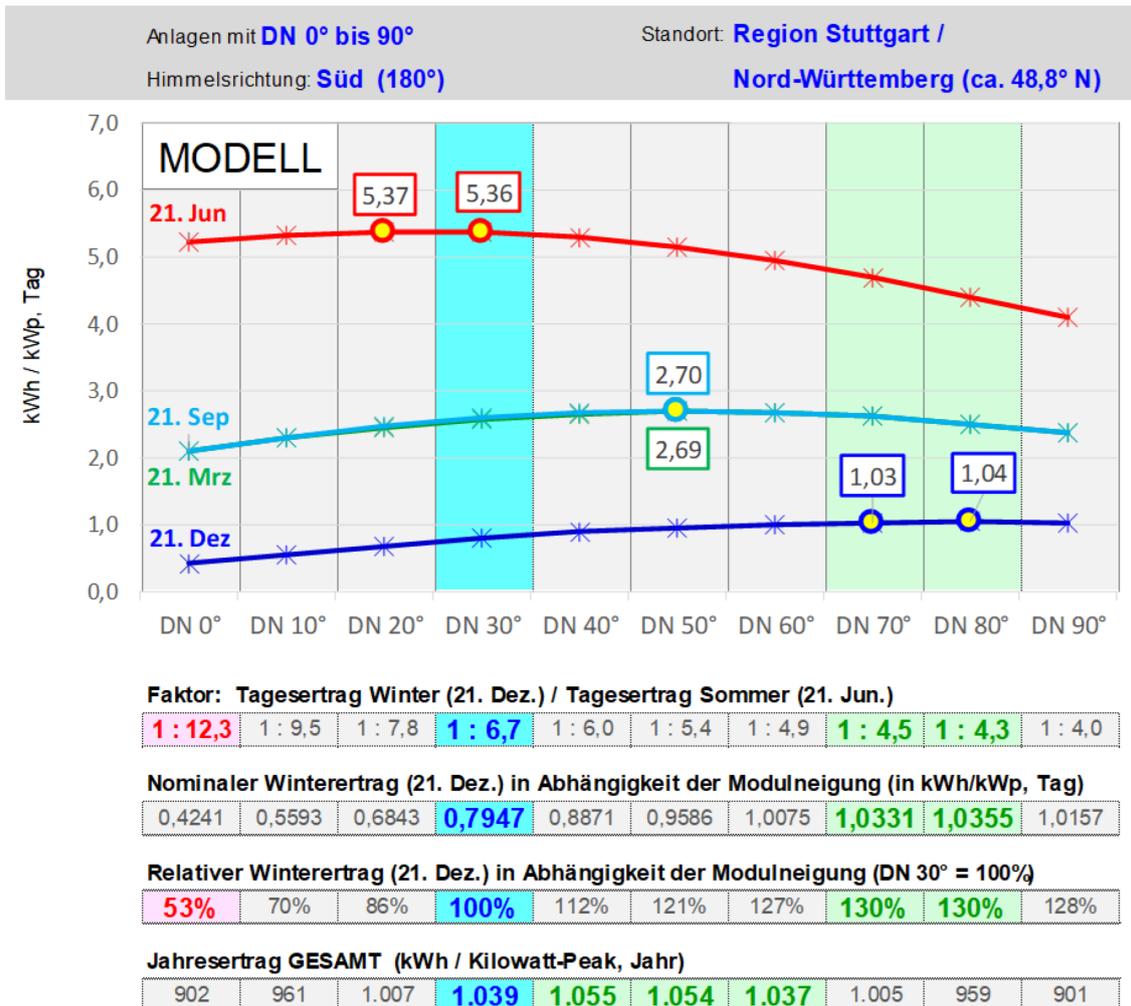


Abb. 3: Durchschnittlicher PV-Tagesertrag in kWh/kWp (© W. Schmid)

Bei nach Süden (180°) ausgerichteten Photovoltaikanlagen mit Anstellwinkeln von DN 40° bis 45° ist das höchste Jahres-Ertragspotenzial (> 101,5 %) zu erwarten. Steigt der Anstellwinkel auf 90° (senkrecht stehende Module) oder fällt er auf 0° (flachliegende Module) reduziert sich das Jahres-Ertragspotenzial lediglich auf Werte zwischen 85 bis 90 %.

Je stärker die Anlagenausrichtung von Süden abweicht (West bzw. Ost), desto geringer fällt das zu erwartende Jahres-Ertragspotenzial aus. Hier zeigt sich jedoch ein differenziertes Bild:

- Bei Anlagen mit flachem Anstellwinkel (DN < 10°) ist nur ein schwacher bzw. nahezu kein Rückgang des Jahres-Ertragspotenzials von Ost- oder Westanlagen gegenüber nach Süden ausgerichteten Anlagen zu beobachten. Sie weisen immer noch ein Jahres-Ertragspotenzial von 85 bis 90 % auf. Der nur geringe Rückgang des Jahres-Ertragspotenzials von Ost- oder Westanlagen bei flachem Anstellwinkel hat in der Praxis dazu geführt, dass beim Anlagenbau die Empfehlung ausgesprochen wird, diese Anlagen möglichst auf Dächern mit flacher Dachneigung zu installieren.

- Bei steil ausgerichteten Modulen hingegen ändert sich das Bild stärker. Hier ist ein deutlicher Rückgang des Jahres-Ertragspotenzials bei zunehmender Ost- oder Westausrichtung zu erwarten. Dennoch gibt es auch für solche Anlagen in der Praxis Konzepte wie „bifaziale Solarzäune“ – also beidseitig PV-aktive Solarmodule.

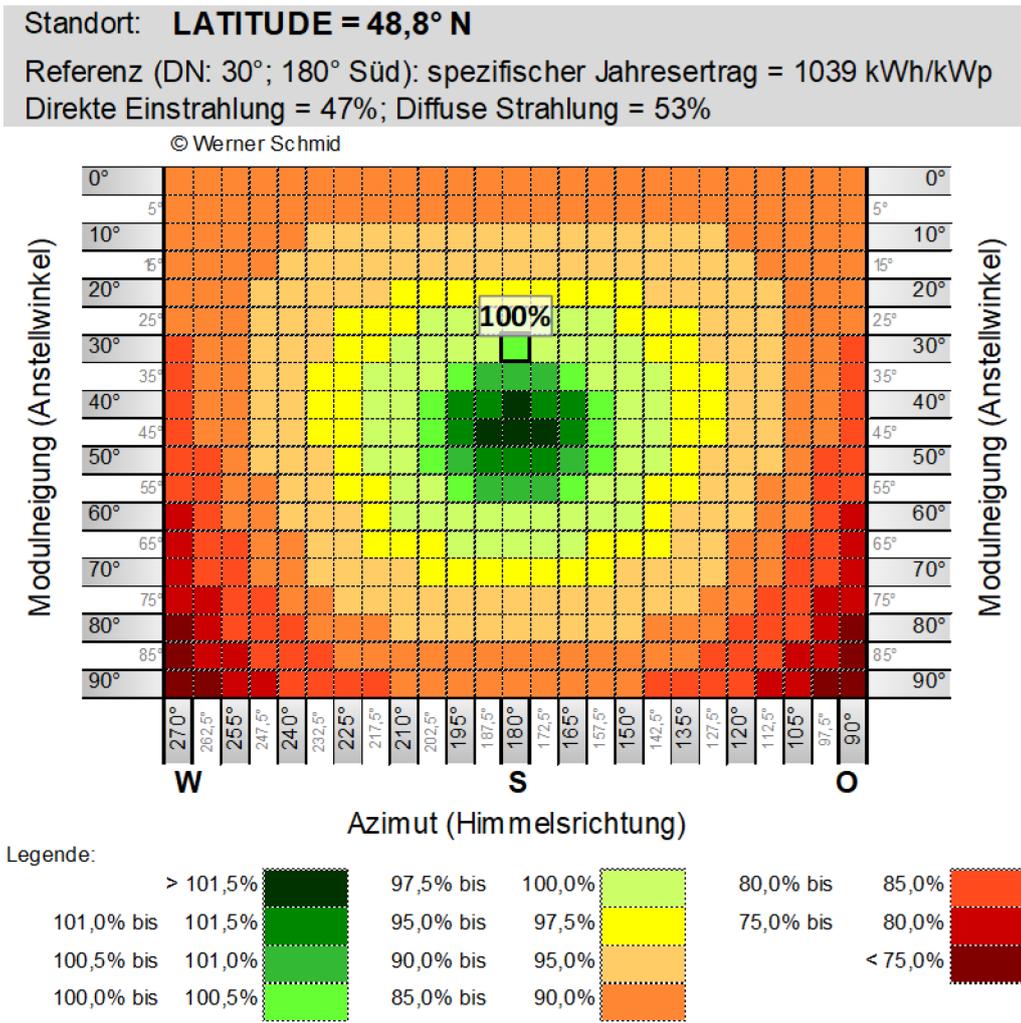


Abb. 4: Modellberechnung für den PV-Jahresertrag in Abhängigkeit von Standort (Latitude = 48,8° N) und Modulausrichtung (Azimet, Neigung) (© W. Schmid)

4 Herausforderungen der Energiewende

Die Fokussierung auf den Jahres-Gesamtertrag hat dazu geführt, dass sich eine enorme Vielfalt an Photovoltaikkonzepten, orientiert an ökonomischen Werten, in der Praxis etabliert hat. Mit Blick auf die Herausforderungen der Energiewende unterscheiden sich aber die Anlagenkonzepte in ihrer Eignung erheblich. Daher gilt es die Konzepte zu bewerten und diejenigen zu identifizieren, die am besten in der Lage sind, den gestellten Herausforderungen gerecht zu werden.

In der Studie „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ (Fraunhofer ISE 2021) bringt es das Fraunhofer ISE auf den Punkt: „Die Nagelprobe sind windstille, trübe Wintertage, an denen der Stromverbrauch Maximalwerte erreichen kann, ohne dass Sonne- oder Windstrom bereitstehen“.

Blickt man auf den „Jahreslastgang Gesamtverbrauch Endenergie“ in Deutschland, welcher in Abbildung 5 für das Jahr 2018 modellhaft dargestellt ist, wird deutlich, dass die Bewältigung der Winterproblematik mit erneuerbaren Energien in Verbindung mit Kurz- und Langzeitspeichern problematisch ist.

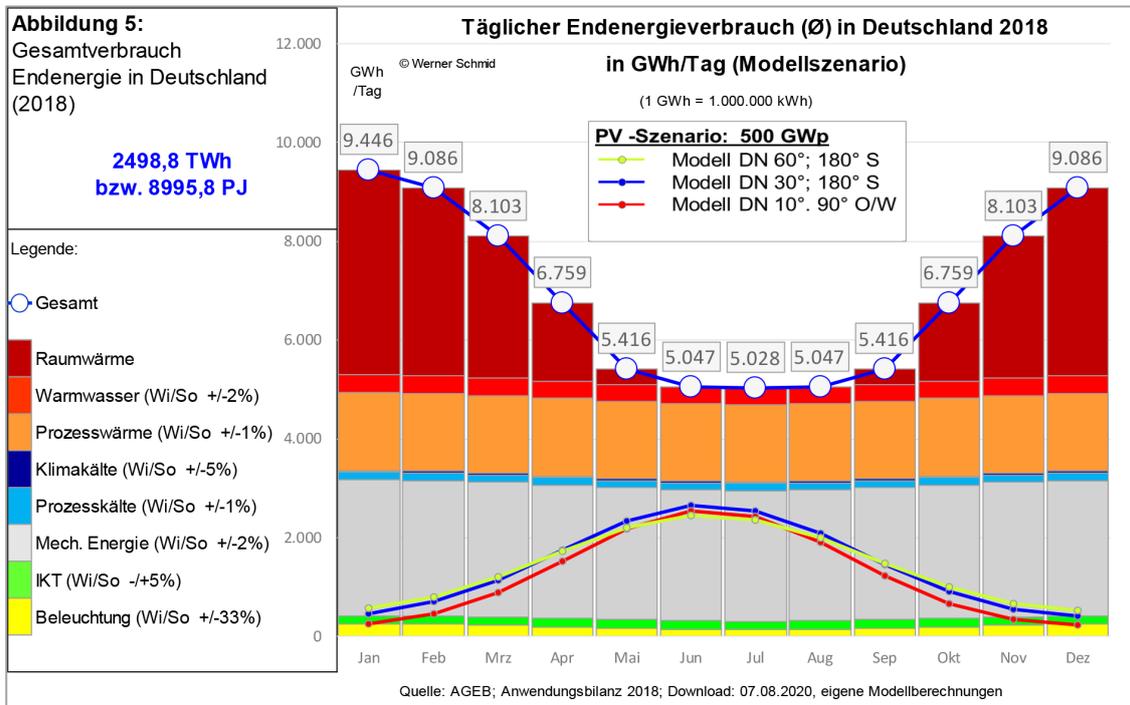


Abb. 5: Gesamtverbrauch Endenergie 2018 in Deutschland (AGEB, eigene Modellberechnung)

Während bei Strom, Kraftstoffen, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte über das Jahr hinweg beim Verbrauch mit nur geringen Jahreszeiteffekten gerechnet werden muss, zeigt sich im Bereich der Raumwärme, und in geringerem Maße bei der Beleuchtung, hingegen eine deutliche Abhängigkeit von der Jahreszeit. Auch wenn das Verbrauchsjahr 2018 nicht repräsentativ für den künftigen Energieverbrauch stehen kann, so wird doch die Tendenz, dass in Deutschland der höchste Energiebedarf im Winter vorhanden ist, auch in Zukunft Bestand haben.

Zur Bewältigung dieser Problematik sind verschiedene Lösungsansätze denkbar:

1. Energieeffizienz: Konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, um den spezifischen Energieverbrauch zu verringern.
2. Verlagerung des Energieverbrauchs in Zeiten der Energieherstellung: Diese Maßnahmen eignen sich allerdings eher zur Bewältigung von Schwankungen im kurzfristigen Bereich (Tages-, Wochenschwankungen). Zur Bewältigung der Winterproblematik sind kaum Beispiele vorhanden.
3. Langzeitspeicherung: Zum „Transport“ überschüssiger Energie aus dem Sommer in den Winter stehen zum einen Speichertechnologien für Strom oder Wärme zur Verfügung. Zum anderen kann Sommerstrom auch durch Umwandlung in „stapelbare“ Energieträger (Wasserstofftechnologie, Power-to-X usw.) in den Winter transportiert werden.
4. Technologiepark zur Gewinnung und Bereitstellung regenerativer Energie auf den Bedarf anpassen: Je besser es gelingt, das „virtuelle Kraftwerk“ auf den Energieverbrauchslastgang abzustimmen, desto geringer fallen die Anforderungen (und Kosten) auf Seiten der Kurz- und Langzeitspeicherung aus.

Gerade zu Punkt 4 weist die Photovoltaik erhebliches Potenzial auf. Durch eine Optimierung der Anlagen in Richtung „hoher Winterertrag“ besteht die Chance, möglichst viel Energie in der kalten Jahreszeit „just in time“ bereitstellen zu können.

In Abbildung 6 ist die Höhe des zu erwartenden spezifischen Photovoltaik-Tagesertrags am dunkelsten Tag des Jahres (21.12.) dargestellt. Während bei steil stehenden, nach Süden ausgerichteten Modulen (DN 60°; 180° Süd) ein durchschnittlicher spezifischer Tagesertrag von rund 1 kWh/kWp zu erwarten ist, liegt der Ertrag der nach Osten ausgerichteten Anlage (DN 15°; 270° Ost) nur knapp über 0,4 kWh/kWp. Erschwerend kommt in einigen Regionen Deutschlands hinzu, dass die Leistung von Photovoltaikanlagen unter Schneebedeckung auf null fällt. Das Gefahrenpotenzial einer länger andauernden Schneebedeckung ist bei flach installierten Anlagen deutlich erhöht.

5 Szenario „500-Gigawatt-Peak“

In Abbildung 5 und Abbildung 7 sind drei Szenarien eines 500-GWp-Photovoltaikausbaus modellhaft dargestellt (hochgerechnete Jahres-Erzeugungslastgänge).

Deutlich wird: Würde man den Photovoltaikausbau überwiegend mit Ost- oder Westanlagenkonzepten mit flachem Anstellwinkel, wie heute vielfach praktiziert, vorantreiben, würde die Winter-Tagesertragsleistung der installierten 500 GWp gegenüber steil aufgestellten Südanlagen um mehr als die Hälfte geringer ausfallen. In Zahlen bedeutet das: Der durchschnittliche tägliche Unterschied der Stromerzeugung zwischen beiden Varianten würde sich auf geschätzt 250 bis 300 GWh/d belaufen. Umgerechnet auf die Erzeugungslleistung eines Atomkraftwerks der Neckarwestheim-Klasse (Block II), welches eine Leistung von 1.400 MW hat, unterscheiden sich die beiden Anlagenkonzepte immerhin um eine Tagesleistung (24-h-Betrieb des AKW) von rund 7 bis 9 Kernkraftwerken der Neckarwestheim-Klasse (Block II). Im Sommer hingegen werden in allen Szenarien große Strommengen erzeugt. Der Unterschied zwischen den beiden Varianten beläuft sich an einem Sommertag auf rund 100 GWh/d zugunsten der flachen Ost- oder West-Variante.

Das Szenario zeigt, auf welcher Grundlage die zitierte Aussage des Fraunhofer ISE beruht. Ergänzen könnte man die Angst vor dem „windstillen, trüben Wintertag“ noch um die Furcht vor dem sonnigen Sommer-Sonntag, an welchem wir schon heute immer wieder Strom zu negativen Preisen im Markt „entsorgen“ müssen. Bei einem nahezu zehnfach höheren Photovoltaikausbau im Vergleich zu heute dürfte dies noch größer ausfallen. Ob, in welchem Umfang und mit welchem Kostenaufwand es möglich sein wird diese stark schwankenden Stromüberschüsse zu speichern ist noch ungewiss. Denn viele Speichertechnologien (z. B. Wasserstoffherzeugung) erfordern eine gewisse Konstanz und länger andauernde Phasen in der Bereitstellung von „Überschussstrom“, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Möglicherweise bleibt in vielen Fällen nur die Abregelung – mit oder ohne Ausgleich des Ertragsausfalls für den Anlagenbetreiber.

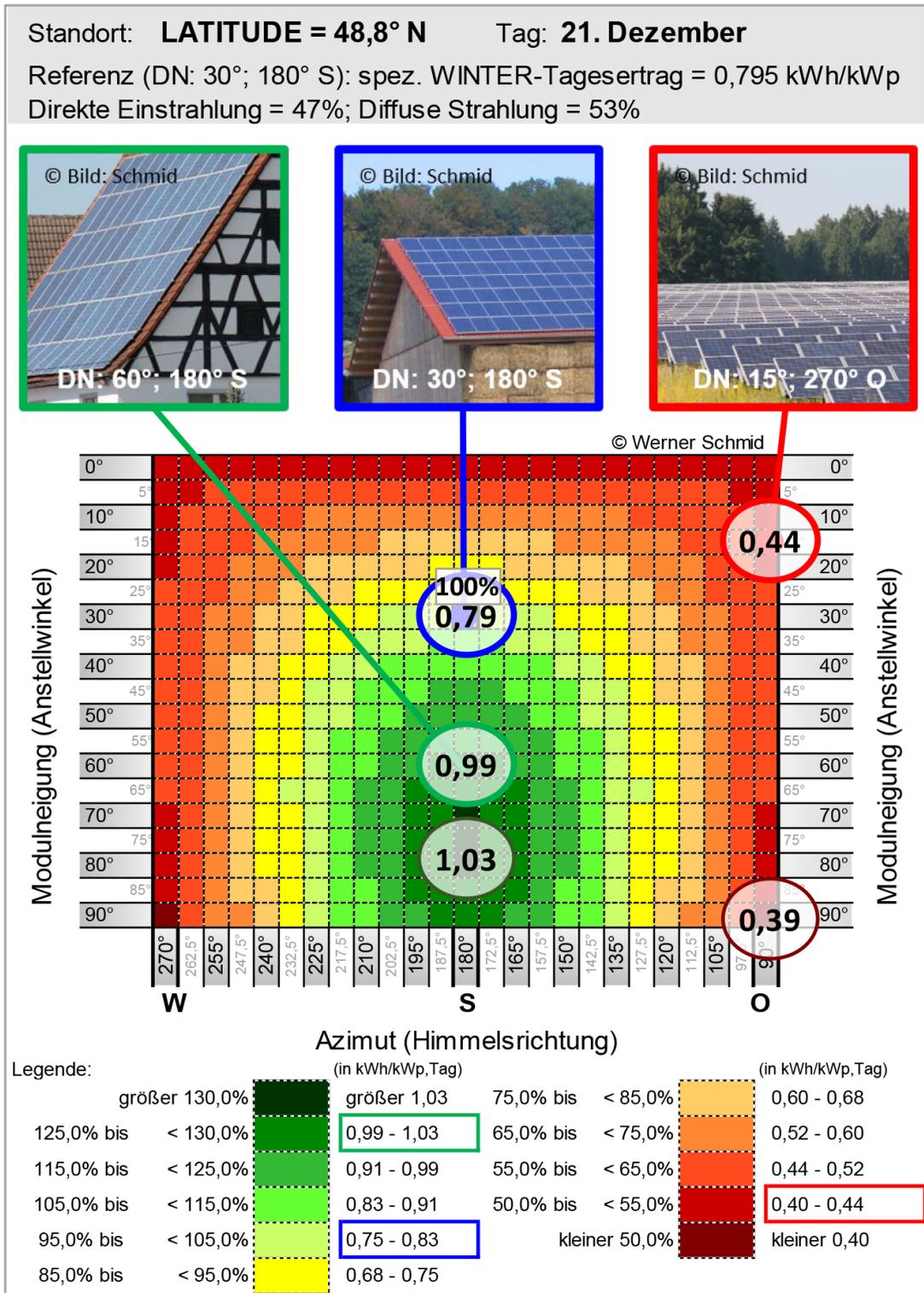


Abb. 6: Modellberechnung für den PV-Winter-Tagesertrag in Abhängigkeit von Standort (Latitude = 48,8° N, 21.12.) und Modulausrichtung (Azimut, Neigung) (© W. Schmid)

Ausbauziel 2045: 500 GWp



DN Azimut	60° 180° S	30° 180° S	10° 90° O/W
Kosten	1.000 €/kWp 500 Mrd. €	1.000 €/kWp 500 Mrd. €	700 €/kWp 350 Mrd. €
Ertrag ges.	1.037 kWh/kWp 518,5 TWh	1.039 kWh/kWp 519,5 TWh	898 kWh/kWp 449,0 TWh
Tagesertrag			
im Winter (21. Dez.)	1,01 kWh/kWp,d 503,8 GWh/Tag	0,79 kWh/kWp,d 397,4 GWh/Tag	0,43 kWh/kWp,d 213,2 GWh/Tag
im Sommer (21. Jun.)	4,94 kWh/kWp,d 2.469 GWh/Tag	5,35 kWh/kWp,d 2.675 GWh/Tag	5,16 kWh/kWp,d 2.581 GWh/Tag

Entspricht am Wintertag einer Leistung von x.. AKW
(z.B.: EnBW; Neckarwestheim (Block II))
Leistung: 1.400 MW
Tageserzeugung (24h): 33,6 GWh

Faktor (So : Wi)	1 : 4,9	1 : 6,7	1 : 12,1
Winterertrag (GWh/Tag)	503,8	397,4	213,2

Abb. 7: 500-GWp-Ausbauszenario: Hohen Winterertrag durch Modulausrichtung sichern (© W. Schmid)

6 Einzelbetriebliche Überlegungen

Mancher Landwirt denkt darüber nach, mit der Photovoltaik einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erreichen. Rechnerisch gelänge nahezu vollkommene Autarkie dann, wenn eine Photovoltaikanlage am dunkelsten Tag des Jahres in der Lage ist, den Tagesstrombedarf zu decken. Geht man beispielsweise von einem Milchviehbetrieb mit 36.500 kWh Jahresverbrauch und übers Jahr relativ gleichmäßigem täglichen Stromverbrauch aus, läge rechnerisch der durchschnittliche Tagesbedarf bei ca. 100 kWh. Hier schließt sich die Frage an: Wie groß müsste eine PV-Anlage sein, um diesen Bedarf durchschnittlich zu decken? Antwort: Es kommt darauf an: Eine flach installierte Ost- oder West-Anlage, die ca. 0,5 kWh/kWp Winterertrag erntet, müsste mindestens 200 kWp aufweisen – zudem sollte der Standort „schneefrei“ sein. Eine steile Südanlage, die rund 1 kWh/kWp Winterertrag im Durchschnitt erzielen kann, müsste hingegen lediglich 100 kWp haben. Erfahrungsgemäß orientiert sich die Realität nicht an Durchschnittswerten. Aber mit beiden Anlagen könnte in Verbindung mit einem Speicher, welcher in der Lage ist, mindestens den einfachen Nachtstrombedarf zu decken, eine Autarkie um oder oberhalb der 90 % möglich sein. 100 % Autarkie ausschließlich mit Photovoltaik und Speicher zu erreichen, würde vermutlich bedeuten, dass sowohl Erzeugungsanlage als auch Speicher um ein Vielfaches überdimensioniert werden müssten. Dies ist nach heutigen Bedingungen ökonomisch eher nicht sinnvoll.

7 Zusammenfassung

Die Ergebnisse aus der Untersuchung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Photovoltaikanlagen mit einem steilen Anstellwinkel der Module gegenüber Waagrecht und konsequenter Südausrichtung (DN 70 bis 80°; 180° Süd) erzielen in Süddeutschland am dunkelsten Tag des Jahres (21.12.) im Durchschnitt rund 1 Kilowattstunde pro Kilowattpeak (Kennwert: durchschnittlicher spezifischer Wintertagesertrag).
- Sämtliche von der idealen Ausrichtung abweichend ausgerichteten Photovoltaikanlagen weisen einen geringeren durchschnittlichen spezifischen Wintertagesertrag auf. Bei Ost- oder West-Anlagen fällt der Kennwert teilweise mit nur rund 0,4 bis 0,5 Kilowattstunden je Kilowattpeak um den Faktor 2 bis 2,5 erheblich schwächer aus.
- In Deutschland ist der tägliche Endenergieverbrauch im Winter höher als im Sommer. Nach einer Modellrechnung ist derzeit der tägliche Verbrauch am dunkelsten Tag des Jahres etwa doppelt so hoch wie an einem Sommertag. Selbst mit erfolgreichem Fortschreiten der Energiewende und unter Berücksichtigung von Effizienzmaßnahmen, Einsparungen, Elektrifizierung usw. wird sich daran im Grundsatz nur wenig verändern.
- Jede Kilowattstunde die just-in-time erzeugt werden kann, reduziert die Notwendigkeit einer aufwendigen, teuren und ressourcenintensiven Speicherung. Dazu ist es erforderlich bei der Erstellung von Photovoltaikanlagenkonzepten die Vorgaben der Physik und Mathematik entsprechend zu berücksichtigen.
- Bei einem Ausbau der Photovoltaik in Deutschland auf geschätzt 500 Gigawatt-Peak sollte mehr darauf geachtet werden, die Anlagenkonzepte auf einen optimalen Wintertagesertrag auszurichten. 500 Gigawatt-Peak mit idealer Ausrichtung (DN 70 bis 80°; 180° Süd) wären in der Lage, durchschnittlich rund 500 Gigawattstunden Solarstrom am dunkelsten Tag des Jahres zu erzeugen. Ein Anlagenpark mit beispielsweise weniger günstig (wintertauglich) ausgerichteten Ost- oder West-Anlagen (z.B. DN 15°; Ost und West) brächte es am selben Tag auf lediglich 200 bis 250 Gigawattstunden Solarstromerzeugung. Ein

Unterschied, welcher der Erzeugungsleistung von rund 7 bis 9 Kernkraftwerken (24-h-Betrieb/Tag) der Klasse Neckarwestheim II (1.400 MW) entspräche.

- In Süddeutschland (Stuttgart) steht die Mittagssonne am dunkelsten Tag des Jahres mit rund 18° im Zenit. In Norddeutschland (Hamburg) steht sie mit rund 13° im Zenit. Ein optimaler Wintertagesertrag lässt sich erzielen, wenn die Modulflächen weitgehend senkrecht zu der Mittagssonne stehen.

8 Schlussfolgerungen

Wie bei vielen Dingen gilt auch bei der Frage nach der Rolle der Photovoltaik im Rahmen der Energiewende: Wir benötigen Konzepte die 24/365 tragen und funktionieren. Die dargestellten Fakten können/sollen Anregung dazu geben, die Ausbaupläne für Photovoltaik zu überdenken und zu gestalten. Der Fokus der Bewertung, das macht der Abgleich von Jahres-Erzeugungslastgängen der Photovoltaikanlagenvarianten mit dem Jahres-Verbrauchslastgang Deutschlands deutlich, sollte beim weiteren Ausbau verstärkt darauf gelegt werden, wie gut sich Anlagenkonzepte für die „Winterproblematik“ eignen. Je besser es gelingt nach dieser Prämisse zu handeln, desto geringer fallen im Idealfall der Bedarf an wertvollen Flächen (insbesondere für die Nahrungsmittelerzeugung), Ressourcen und Kapital aus. Leider zeigt ein Blick in die heutige Praxis, dass nach wie vor die Photovoltaik-Jahresertragsleistung, unabhängig vom „Winterpotenzial“, insbesondere bei der Förderung, das Maß der Dinge ist. Hier besteht nach Meinung des Autors Handlungsbedarf.

Danksagung

An dieser Stelle ein herzlicher Dank an die Herren Thomas Braun und Fritz Hube vom Maschinen- und Betriebshilfsring Schwäbisch Hall e.V. (MBR SH) für die Erhebung und Bereitstellung der anonymisierten Datenbasis.

Literatur

Fraunhofer ISE (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 6.08.2021, Freiburg, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, S. 56

Autor

Werner Schmid, Landesanstalt für Landwirtschaft, Ernährung und Ländlichen Raum (LEL) Schwäbisch Gmünd; Oberbettringer Straße 162; 73525 Schwäbisch Gmünd

**Kuratorium für Technik und Bauwesen
in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)**
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon: +49 6151 7001-0
E-Mail: ktbl@ktbl.de | www.ktbl.de

Eingetragen im Vereinsregister beim Amtsgericht Darmstadt,
Aktenzeichen 8 VR 1351

Vereinspräsident: Prof. Dr. Eberhard Hartung
Geschäftsführer: Dr. Martin Kunisch
Verantwortlich im Sinne des Presserechts: Dr. Martin Kunisch

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird im Text das generische Maskulinum verwendet.

© KTBL 2022