Fraunhofer ISE

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Zusammengestellt von Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Aktuelle Fassung abrufbar unter www.pv-fakten.de

Zusammengestellt von:
Dr. Harry Wirth
Bereichsleiter Power Solutions

Kontakt:
Sophia Judith Bächle
Presse und Public Relations
Telefon: +49 (0) 7 61 / 45 88 - 5215
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
presse@ise.fraunhofer.de

Zitierhinweis: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 20.8.2026

Inhalt

1. Wozu dieser Leitfaden? 5
2. Wieviel Photovoltaik wird für die Energiewende benötigt? 5
3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung? 6
4. Ist PV-Strom zu teuer? 7
4.1 Stromgestehungskosten 8
4.2 Einspeisevergütung 9
4.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt 11
4.4 Ermittlung der Differenzkosten 13
4.5 EEG-Umlage 14
5. Subventionen und Strompreise 14
5.1 Wird PV-Strom subventioniert? 14
5.2 Wird die fossile Stromerzeugung subventioniert? 14
5.3 Verteuert der PV-Ausbau den Strompreis für Haushalte? 16
6. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland? 17
7. Können kleine PV-Anlagen attraktive Renditen bringen? 18
8. Ist die Versorgung mit Solarkomponenten gesichert? 19
9. Erzeugt die PV-Branche nur Arbeitsplätze in Asien? 21
10. Welche Fördermittel fließen in die PV-Forschung? 22
11. Überlastet PV-Strom unser Energiesystem? 22
11.1 Übertragung und Verteilung 23
11.2 Volatilität 24
11.2.1 Ist Solarstrom-Produktion planbar? 24
11.2.2 Ergänzen sich Sonnen- und Windstrom? 25
11.3 Entspricht die Einspeiseleistung der installierten Leistung? 26
11.4 Geht viel PV-Strom durch Redispatch verloren? 27
11.5 Konflikte mit trägen Kraftwerken 27
11.6 Erleichtern Speicher den weiteren PV-Ausbau? 28
11.7 Gefährdet volatiler Solarstrom die Versorgungssicherheit? 29
12. Gibt es in Deutschland genügend Flächen für PV? 30

13. Ist PV-Strom ein Privileg von Eigenheimbesitzern? 34

14. Zerstören PV-Anlagen ökologisch wertvolle Flächen? 35

15. Finden PV-Kraftwerke Akzeptanz in der Bevölkerung? 35

16. Arbeiten PV-Anlagen in Deutschland effizient? 37

16.1 Sind PV-Anlage nur auf optimal ausgerichteten Dächern wirtschaftlich? 41

16.1.1 Steildach Ost-/West 41

16.1.2 Vertikale Südfassade 41

16.2 Degradieren PV-Module? 42

16.3 Verschmutzen PV-Module? 42

16.4 Arbeiten PV-Kraftwerke selten unter Volllast? 43

16.4.1 Verfügbare VBh 43

16.4.2 Nutzbare VBh 44

17. Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz? 45

17.1 Gefährdet der anthropogene CO_2-Ausstoß das globale Klima? 45

17.2 Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO_2-Ausstoßes? 46

17.3 Verschlingt die Produktion von PV-Modulen mehr Energie als diese liefern können? 49

17.4 Entstehen bei der Produktion von PV weitere klimaschädliche Gase? 50

18. Heizen PV-Module die Erde auf? 50

18.1 Lokale Effekte 51

18.1.1 Heizen PV-Module ihre Umgebung auf? 51

18.1.2 Reflektieren PV-Module Solarstrahlung in die Umgebung? 51

18.1.3 Speichern PV-Module die Sonnenwärme? 52

18.2 Globale Effekte 52

18.2.1 Verstärkt die Solarstromproduktion den Treibhauseffekt? 52

18.2.2 Heizen PV-Module die Erdatmosphäre auf? 52

19. Können PV-Module blenden? 52

20. Geben PV-Module gesundheitsschädliche Strahlung ab? 53

21. Ersetzen PV-Anlagen thermische Kraftwerke? 54

22. Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken? 55

22.1 Ausgangspunkt: Energiebedarf und Energieangebot 55

22.2 Energieszenarien 57

22.3 Transformationsschritte 60

22.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung 60

22.3.2 Ausbau von flexiblen Erzeugungskapazitäten 62

22.3.3 Erhöhung der Energieeffizienz 63

22.3.4 Lastmanagement 65

22.3.5 Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten 68
22.3.6 Kraft-Wärme-Kopplung 68
22.3.7 Elektrische Energiespeicherung 69
22.3.8 Netzausbau 73
22.3.9 Energieträgerimport 74
22.3.10 Übersicht 74
22.4 Muss die Energiewende auf die Bundespolitik warten? 76
23. Brauchen wir eine PV-Produktion in Deutschland? 77
24. Braucht es ein Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)? 77
25. Enthalten PV-Module giftige Substanzen? 78
25.1 Waferbasierte Module 79
25.2 Dünnschicht-Module 79
25.3 Solarglas 79
25.4 Rücknahme und Recycling 79
26. Sind Rohstoffe zur Produktion von PV-Modulen ausreichend verfügbar? 81
27. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko? 81
27.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen? 81
27.2 Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute? 82
27.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach? 82
27.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen? 83
28. Anhang 84
28.1 Fachbegriffe 84
28.2 Abkürzungen 86
28.3 Quellen 87
29. Anhang: Abbildungen 95

1. Wozu dieser Leitfaden?

Deutschland lässt das fossil-nukleare Energiezeitalter hinter sich. Photovoltaik (PV) wird in unserer nachhaltigen Energiezukunft eine zentrale Rolle spielen. Die vorliegende Zusammenstellung aktueller Fakten, Zahlen und Erkenntnisse soll eine gesamtheitliche Bewertung des Photovoltaik-Ausbaus in Deutschland unterstützen.

2. Wieviel Photovoltaik wird für die Energiewende benötigt?

Um unseren gesamten Energiebedarf aus Erneuerbaren Energien (EE) zu decken, ist ein massiver Ausbau der installierten PV-Leistung notwendig, neben einer Reihe weiterer Maßnahmen. Abbildung 1 zeigt die benötigte PV-Nennleistung gemäß einer Auswahl von Studien und Szenarien ab dem Erscheinungsjahr 2021 ([ISE3], [ISI], [DIW], [ARIA1], [BDI], [ESYS], [Prog], [IEE], [HTW2], [ÜNB2], [AGORA], [Aurora]).

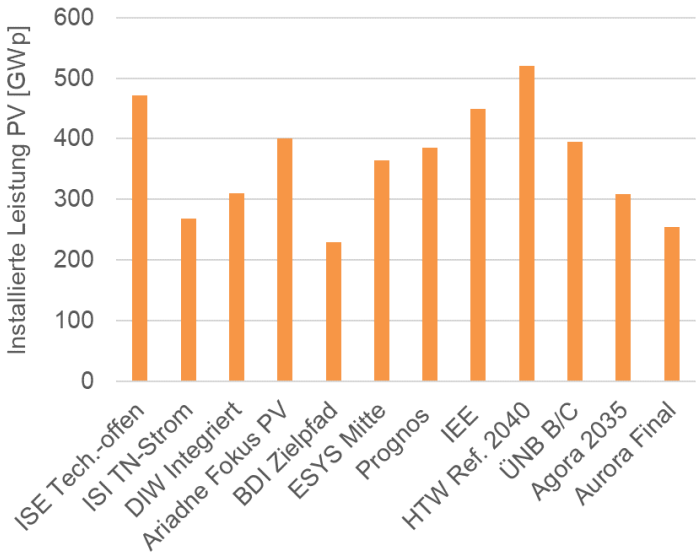


Abbildung 1: PV-Ausbau zum Erreichen der Klimaneutralität im Sektor Energiewirtschaft, Studien benannt nach ausführender Institution und Szenario.

Die Szenarien treffen unterschiedliche Annahmen zu Randbedingungen, bspw. für Energieimporte, Effizienzsteigerungen und Akzeptanz. Manche Studien betrachten lediglich das Stromsystem, andere das gesamte Energiesystem.
Im EEG 2023 ist ein PV-Ausbau auf 215 GW_P bis 2030 und auf 400 GW_P bis 2040 vorgesehen. Der jährliche Netto-Zubau soll bis 2026 auf einen Höchstwert von 22 GW_P klettern. Zunehmend müssen auch Altanlagen ersetzt werden. Diese Ersatzinstallationen fallen derzeit noch wenig ins Gewicht, sie steigen jedoch im voll ausgebauten Zustand bei einer angenommenen Nutzungsdauer von knapp 30 Jahren auf ca. 15 GW_P pro Jahr. In den

Jahren 2013 – 2018 wurden im Mittel nur 1,9 GW_P/a installiert (Abbildung 2). Der Zubau von **17 GW_P** DC im Jahr 2025 erhöht die installierte Leistung auf **118 GW_P** DC [ISE4], verteilt auf knapp **6 Mio. Anlagen** [BSW], inklusiv Steckersolargeräte. Für die Netzeinspeisung relevant ist die ca. 8 % niedrigere installierte AC-Nennleistung.

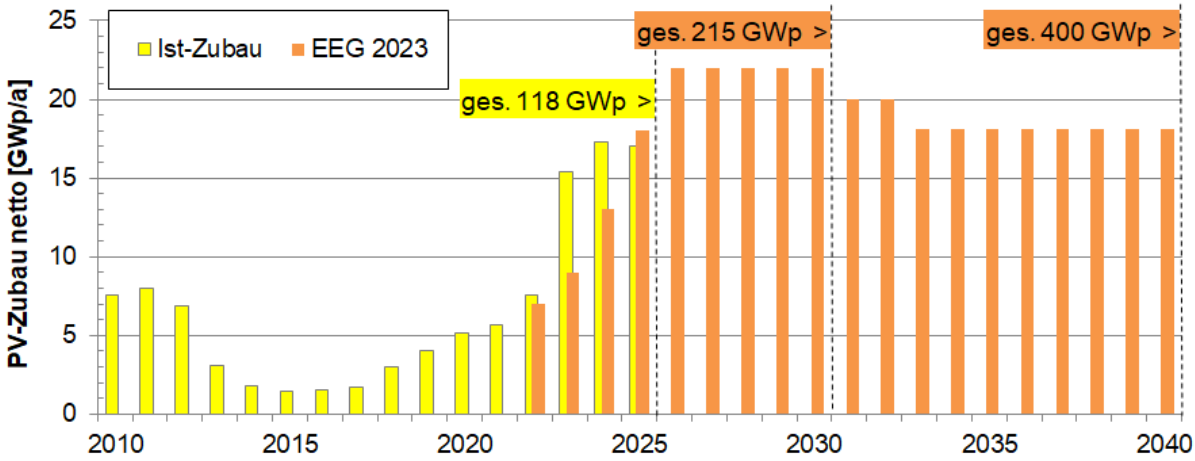


Abbildung 2: Netto-PV-Zubau: Ist-Werte bis 2025, Ausbaupfad zur Erreichung der gesetzlichen Ziele; Zahlen aus [EEG2023], [ISE4].

3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?

Ja.
Mit einer Stromerzeugung von **92 TWh** im Jahr 2025 deckte die PV nach vorläufigen Zahlen **17 %** des Bruttoinlandsstromverbrauchs [BDEW2] in Deutschland (Abbildung 3). Alle Erneuerbaren Energien (EE) kamen zusammen auf **55 %**.

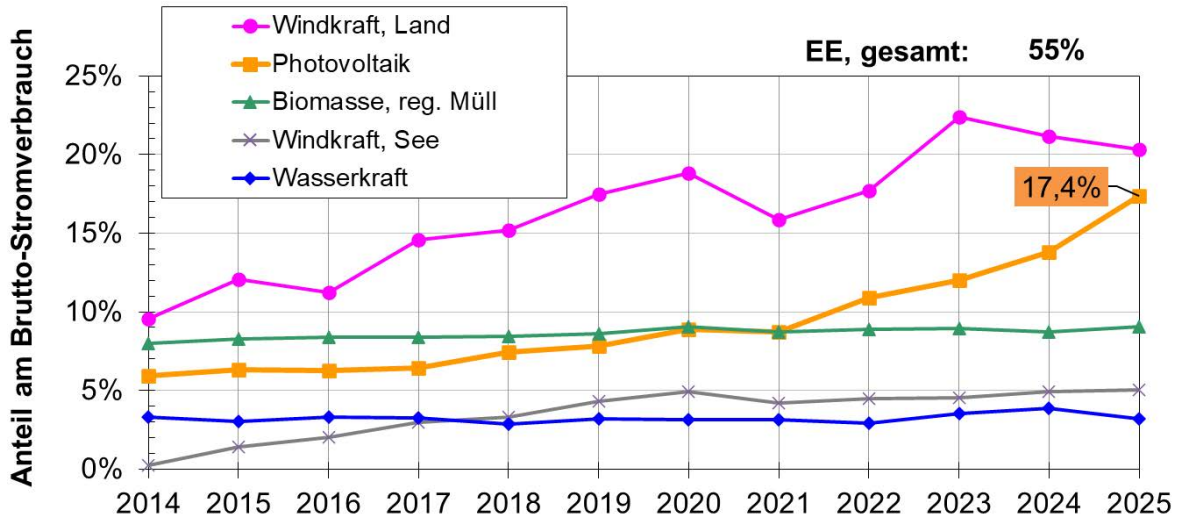


Abbildung 3: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland; Zahlen aus [ISE4], [AGEE].

Der Bruttostromverbrauch ist die Bezugsgröße für die gesetzlichen Ausbauziele der Energiewende und schließt Netz- und Eigenverbrauchsverluste ein (Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). An sonnigen Tagen kann Photovoltaik unseren gesamten Strombedarf über Stunden decken.
Bei einem prognostizierten Bruttostromverbrauch von 658 TWh im Jahr 2030 wird der geplante PV-Ausbau auf 215 GW_P zu einem Solarstromanteil von etwa 30 % führen, die EE insgesamt sollen 80 % erreichen.

4. Ist PV-Strom zu teuer?

PV-Strom war einmal sehr teuer.
Vergleicht man die Stromgestehungskosten von neuen Kraftwerken verschiedener Technologien, dann schneidet PV sehr günstig ab [ISE1]. Insbesondere große PV-Kraftwerke produzieren konkurrenzlos günstigen Strom. Dabei ist der Kostenvergleich noch erheblich verzerrt, solange für Brennstoffe zwar Bereitstellungskosten, aber weder die vollen Kreislaufkosten mit Rückholung von CO_2, noch die Folgekosten unterbrochener Kreisläufe, d.h. die Kosten der Klimakrise betrachtet werden.
Die Grenzkosten für Atomstrom liegen in der Größenordnung von 1 ct/kWh, für Kohlestrom 3 – 7 ct/kWh, für Gasstrom 6 – 9 ct/kWh, dazu kommen die Fixkosten der Kraftwerke (z.B. Investition, Kapital). Die Grenzkosten decken im Wesentlichen die Bereitstellung des Brennstoffes ab, nicht jedoch die Neutralisierung der strahlenden Abfälle bzw. umweltbelastenden Emissionen (CO_2, NO_x, SO_x, Hg). Bisher bleiben externe Kosten und Risiken bezüglich Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden bei der Preisbildung weitgehend unberücksichtigt ([UBA3], [FÖS1], [FÖS2]). Die Ausblendung dieser externen Kosten stellt eine massive Subventionierung der betroffenen Energieträger dar (Abschnitt 5.2).
Um die Energiewende zu fördern und Investitionen in PV-Anlagen verschiedener Größe anzuregen, trat am 1. April 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft. Es soll dem Anlagenbetreiber bei garantierter Stromabnahme einen wirtschaftlichen Betrieb mit angemessenem Gewinn ermöglichen. Ziel des EEG ist weiterhin, die Stromgestehungskosten aus EE durch die Sicherung eines substanziellen Marktes für EE-Systeme kontinuierlich zu reduzieren (s. Abschnitt 4.1).
Der Aufbau der PV-Erzeugungskapazitäten ist nur ein Teil der Transformationskosten, die mit der Energiewende einhergehen. Lange Zeit stand dieser Teil im Vordergrund der Diskussion. In den letzten Jahren wurde PV zunehmend systemrelevant, womit weitere Transformationsschritte und Kostenarten in das Blickfeld rücken. Neben der Stromerzeugung aus EE geht es um

- die Flexibilisierung des Verbrauchs
- die Elektrifizierung (Sektoren Wärme, Mobilität)
- den Aufbau netz- und systemdienlicher dienlicher Speicher (stationäre Batterien, Wärmespeicher, Pumpspeicher) und Elektrolyse
- den Ausbau von Stromnetzen
- den Umstieg von Kohle- auf Gaskraftwerke

Diese Kosten werden nicht durch den PV-Ausbau verursacht, sie gehen – ebenso wie der PV-Ausbau selbst - auf das Konto der Energiewende. Verursacher der Kosten für die Energiewende ist die Gesamtheit der Energieverbraucher, für die eine nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden muss. Ohne die Kosten einer unterlassenen Energiewende zu kennen, fällt es schwer, die Kosten der Wende zu bewerten.

4.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerks bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten (€) und elektrischer Energieproduktion (kWh), beides bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die Höhe der Gesamtkosten für PV-Kraftwerke wird v.a. bestimmt durch:

1. Anschaffungsinvestitionen für Bau und Installation der Anlagen
2. Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalrendite, Zinsen, Laufzeiten)
3. Betriebskosten während der Nutzungszeit (Versicherung, Wartung, Reparatur)
4. Rückbaukosten

Die Investitionskosten sind der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken. Der Preis der PV-Module ist nur noch für ca. ein Fünftel der Investitionskosten verantwortlich, bei großen PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) liegt der Anteil höher als bei kleinen Dachanlagen. Die Historie zeigt, dass die Preisentwicklung für PV-Module einer sogenannten „Preis-Erfahrungskurve“ folgt, d.h. bei Verdopplung der kumulierten Produktion sinken die Preise um einen konstanten Prozentsatz. Abbildung 4 zeigt die inflationsbereinigten Weltmarkt-Preise.

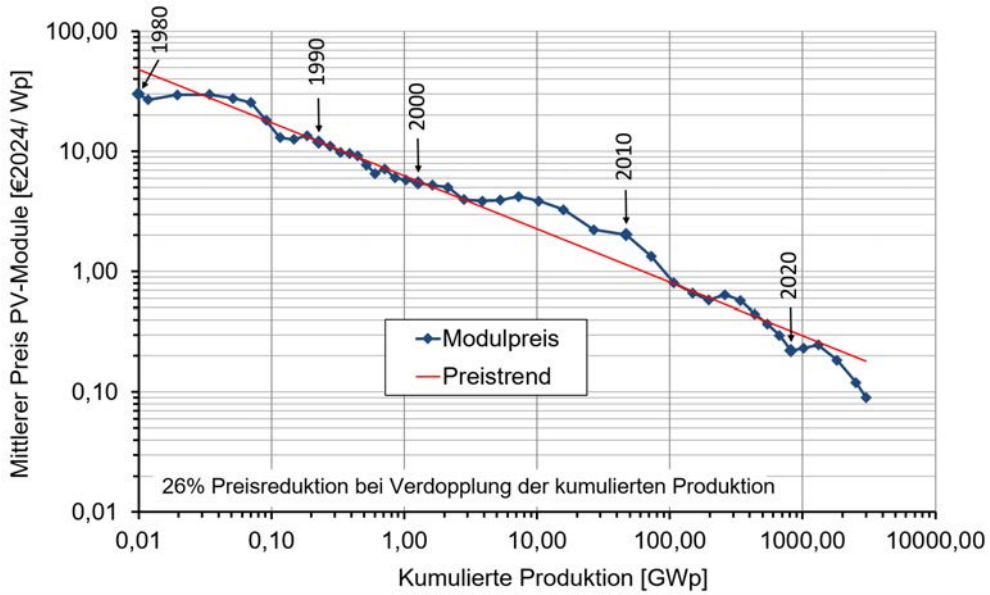


Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE Projects GmbH/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD).

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 sind die Preise für PV-Module um 98 % gesunken. Auf lange Sicht wird erwartet, dass die Modulpreise [€/W_P] weiter sinken, sofern weiterhin große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden.
Preise für PV-Kraftwerke sind ebenfalls stark gefallen, konnten aber mit den PV-Modulen nicht mithalten. Abbildung 5 zeigt die Preisentwicklung für Aufdachanlagen von 10 bis 100 kW_P Nennleistung in Deutschland. Die jährlichen Betriebskosten eines PV-Kraftwerks liegen mit ca. 1-2 % der Investitionskosten vergleichsweise niedrig.

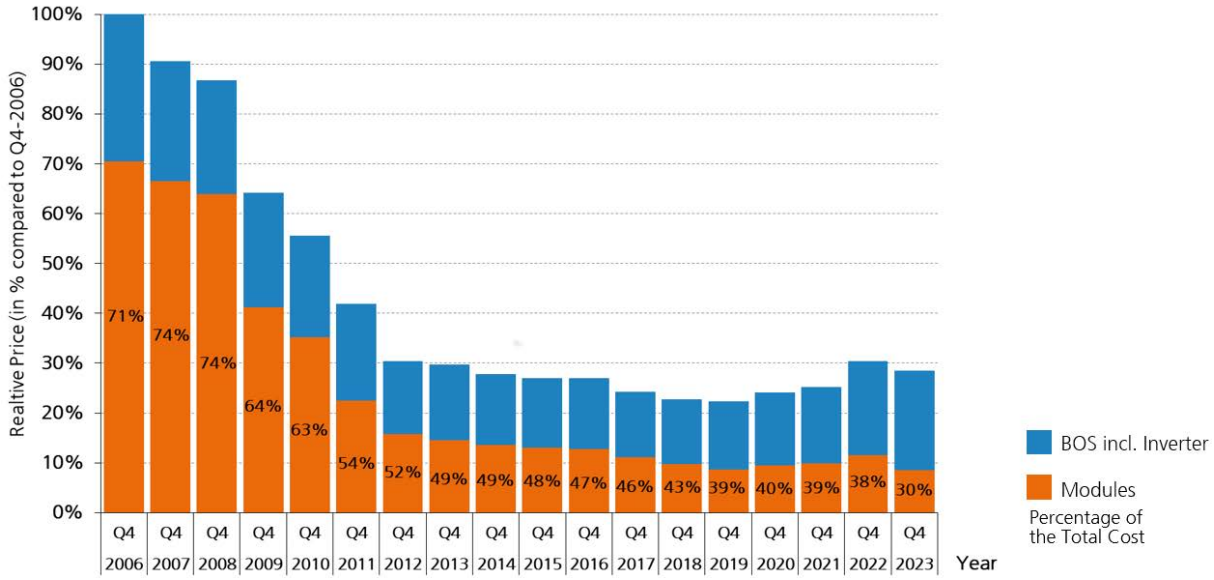


Abbildung 5: Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10 – 100 kW_P, Daten: BSW [ISE5].

Neue MW-Kraftwerke produzieren PV-Strom zu Kosten von ca. 4 – 7 ct/kWh, bei kleinen Dachanlagen liegt die Spanne im Bereich von 6 – 14 ct/kWh [ISE1]. Diese Kostenschätzungen gehen immer davon aus, dass der volatile Strom auch vollständig abgenommen wird. Langfristig ist mit weiter sinkenden Stromgestehungskosten zu rechnen. Ältere PV-Kraftwerke produzieren aufgrund der früher sehr hohen Investitionskosten deutlich teurer. Einen Orientierungswert für die Entwicklung der Stromgestehungskosten aus neuen PV-Freiflächenanlagen liefern die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur (folgender Abschnitt).

4.2 Einspeisevergütung

Die Energiewende erfordert massive Investitionen u.a. in regenerative Erzeugungskapazitäten für Solarstrom. In Anbetracht der bisherigen Kostensenkungsdynamik (Abschnitt 4.1) besteht jedoch die Gefahr, dass Investitionen in Erwartung eines fortgesetzten Trends aufgeschoben werden (Deflationseffekt). Da zudem PV-Kraftwerke weitgehend zeitgleich

Strom produzieren, wäre der teurere Strom aus dem heute errichteten Kraftwerk in Zukunft nicht mehr konkurrenzfähig (Verdrängungseffekt). Um trotzdem Akteure jenseits der klassischen Energieversorger zu mobilisieren, insbesondere auch Hauseigentümer, Gewerbe und Mittelstand, ist eine Abnahmegarantie für nicht selbst nutzbaren Strom über die wirtschaftliche Nutzungsdauer des Kraftwerks zu einer festen oder zumindest kalkulierbaren Vergütung nötig.
Grundlage für den Ausbau der PV bildeten die verschiedenen Fassungen des EEG seit dem Jahr 2000. Die verschiedenen Novellen versuchten zunehmend, den PV-Ausbau gleichzeitig zu fördern und zu behindern. Der „atmende Deckel" (bspw. 1,5 GW_P laut EEG 2017) begrenzte den jährlichen Zubau, geringe Ausschreibungsmengen bremsten im Freiflächensegment. Dazu kamen eine Reihe von Einschränkungen bspw. bezüglich Flächenkulisse, Anlagengrößen und Eigenverbrauch.
Aktuell erfolgt die EEG-Vergütung nach drei Basismodellen, abhängig von Größe und Typ des PV-Kraftwerks: die Festvergütung [BNA3], die Marktprämie bei Direktvermarktung und für große Kraftwerke die Vergütung gemäß Ausschreibungszuschlag der Bundesnetzagentur [BNA1]. Die Marktprämie soll eine negative Differenz zwischen dem Marktwert Solar (Monatsmittel Day-ahead-Börsenstrompreis) und dem gesetzlich bestimmten „anzulegendem Wert" [BNA3] ausgleichen. Zuschläge sind in bestimmten Fällen bspw. bei Volleinspeisung oder für Mieterstrom vorgesehen.
Die Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen mit Eigenverbrauch, die bis zum 31.07.2026 in Betrieb gehen, beträgt abhängig von der Anlagengröße bis zu **7,78 ct/kWh** für 20 Jahre. Die Ausschreibungsrunde der Bundesnetzagentur zum Gebotstermin 1. Februar 2018 hat den bisher niedrigsten mittleren Zuschlagswert von 4,33 ct/kWh ermittelt, der niedrigste Einzelzuschlag mit 3,55 ct/kWh stammt aus dem Februar 2020.

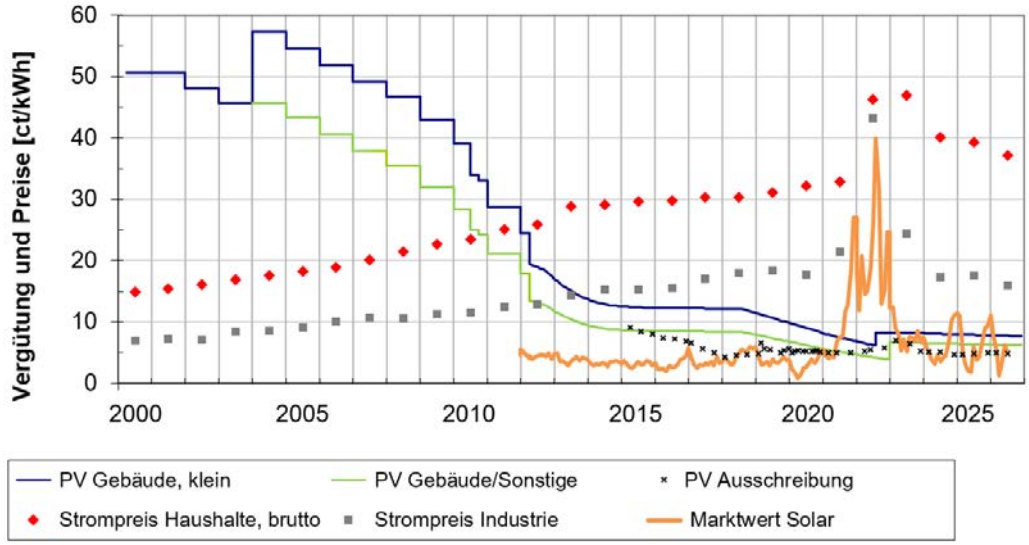


Abbildung 6: Feste EEG-Einspeisevergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks in aktuellen Anlagenklassen „Gebäudeanlagen mit Überschusseinspeisung bis 10 kW_P" und „Sonstige Anlagen bis 100 kW" aus [Netz2] und [BNA3], mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur [BNA3], Strompreise [BMWK1], [BDEW1], Marktwert Solarstrom [NETZ1].

Für Photovoltaik-Speicher-Kombinationen ergab die Ausschreibung mit Stichtag 1. Mai 2026 einen durchschnittliche Zuschlagswert von 5,34 Cent pro Kilowattstunde.
Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 ist die nominale Vergütung für PV-Strom (ohne Inflationsbereinigung) aus neuen Kraftwerken um ca. 80 – 90 % gesunken (Abbildung 6). International wurde PV-Strom an Standorten mit hoher Solarstrahlung bereits zu Tiefstpreisen bis 1,12 €ct/kWh (Portugal) und 0,87 €ct/kWh (Saudi-Arabien) angeboten. Zum Vergleich: für das geplante Atomkraftwerk „Hinkley C", das im Jahr 2025 in Großbritannien in Betrieb gehen soll, wurde eine Einspeisevergütung von umgerechnet 12 ct/kWh zuzüglich Inflationsausgleich über die Dauer von 35 Jahren garantiert.

4.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt

PV-Strom, der über das EEG abgenommen wird, muss am Day-Ahead Markt der Börse gehandelt werden. Damit wird er zu „Graustrom", der Anbieter kann die nachhaltige Qualität „Grünstrom" nicht bepreisen. Für die Abschätzung der Erlöse aus dem Verkauf von PV-Strom wird ein mittlerer Strompreis ermittelt („Marktwert Solar" in Abbildung 6), auf Basis der an der Leipziger Strombörse (European Energy Exchange AG, EEX) erzielten Preise (Abbildung 7).

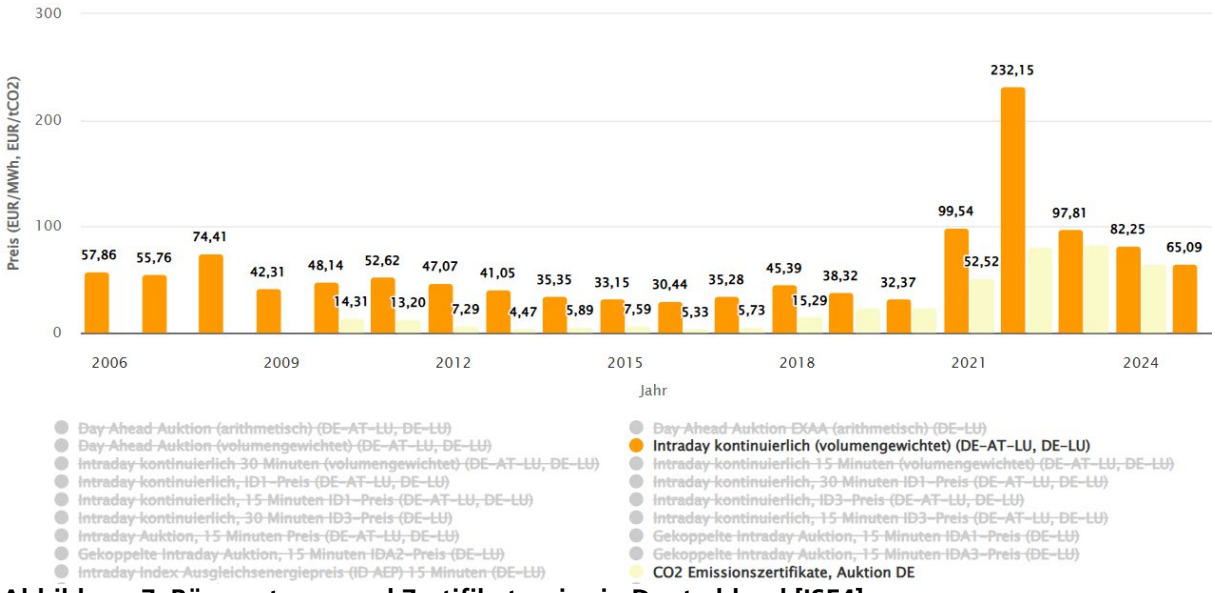


Abbildung 7: Börsenstrom- und Zertifikatpreise in Deutschland [ISE4].

Die laufende Preisfindung an der Börse erfolgt nach dem Prinzip des „Merit Order". Die Verkaufsangebote der Stromerzeuger für bestimmte Strommengen, in der Regel durch die jeweiligen Grenzkosten definiert, werden nach Preisen aufsteigend sortiert. Die Kaufangebote der Stromabnehmer werden absteigend sortiert. Der Schnittpunkt der Kurven ergibt den Börsenpreis für die gesamte gehandelte Menge. Das teuerste Angebot, das zum Zuge kommt, bestimmt somit die Gewinnmargen aller günstigeren Anbieter.

Die Einspeisung von Solarstrom hat gesetzlichen Vorrang, somit steht sie am Anfang der Angebotsreihe. Mit fiktiven Grenzkosten gleich Null kommt Solarstrom immer zum Zug. Wenn aber Solarstrom kommt, kommt er massiv in der Tageskernzeit, wenn die Last – und mit ihr früher auch der Strompreis - die Mittagsspitze erreicht. Dort verdrängt er überwiegend teure Spitzenlastkraftwerke (besonders Gaskraftwerke und Pumpspeicher). Diese Verdrängung senkt den gesamten resultierenden Börsenstrompreis und führt zum Merit-Order-Effekt der PV-Einspeisung (Abbildung 8).

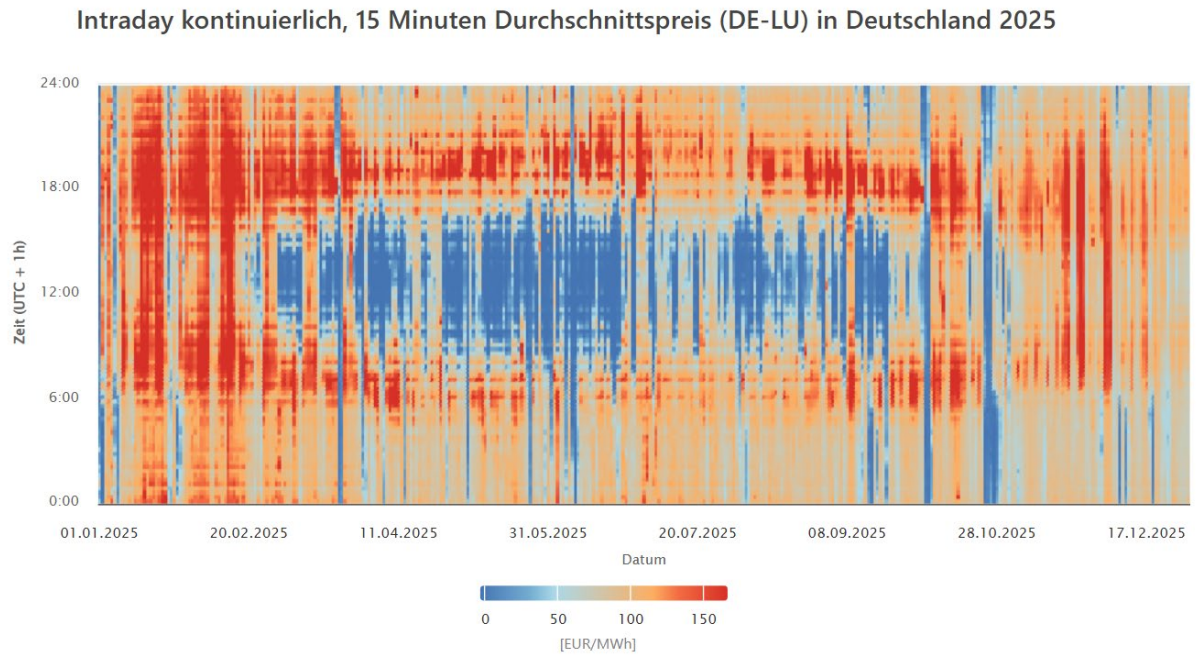


Abbildung 8: Intraday 15 Minuten Durchschnittspreise im Jahr 2025 [ISE4].

An sonnenreichen Tagen kann das Stromsystem den eingespeisten Solarstrom zeitweise nicht vollständig aufnehmen, weil thermische Kraftwerke die Produktion nicht einstellen, weil es zu wenig Nachfrageflexibilität und Speicher im Netz gibt. Dann sinkt der Börsenstrompreis auf Werte nahe oder unter Null, im Jahr 2025 waren es fast 600 Stunden. Eingespeister Solarstrom wird dann ebenfalls wertlos, teilweise müssen PV-Kraftwerke die Produktion einstellen (Abregelung) bzw. erhalten keine Vergütung über das EEG.
Mit den Preisen sinken die Einnahmen aller fossiler Stromerzeuger (Gas, Kohle, Öl), aber auch die Einnahmen für Strom aus EE (Solarstrom, Wind-, Wasserkraft). Weiterhin verringert Solarstrom die Auslastung insbesondere der klassischen Spitzenlastkraftwerke (Gas, Wasser).
Mit weiterem Zubau volatiler EE sinkt deren Marktwertfaktor, d.h. das Verhältnis des erzielten Spotmarktpreises zum durchschnittlichen Spotmarktpreis, gemittelt über einen bestimmten Zeitraum. Die Ursache: das Stromangebot zu Zeiten hoher Einspeisung wächst und sowohl PV-, als auch Windstrom weisen für sich genommen eine hohe Gleichzeitigkeit auf.

Mit zunehmender Einspeisung von EE-Strom wurde die Leipziger Strombörse zu einer Residualstrombörse. Sie generiert einen Preis für die bedarfsgerechte Ergänzung der erneuerbaren Stromerzeugung und bildet nicht mehr den Wert des Stroms ab.

4.4 Ermittlung der Differenzkosten

Die Vergütung für PV-Stromeinspeisung nach EEG wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt. Die Differenzkosten sollen die zu deckende Lücke zwischen Vergütung und Erlösen für PV-Strom erfassen. Die zunehmende Einspeisung von PV-Strom und Windstrom senkt die Börsenpreise über den Merit-Order-Effekt und erhöht damit paradoxerweise die rechnerischen Differenzkosten; je mehr PV installiert wird, umso teurer erscheint nach dieser Methode die kWh PV-Strom in der Förderung.
Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Differenzkosten für die jährliche Vergütung des erzeugten PV-Stroms. Nach einem starken Anstieg bis zum Jahr 2014 hat sich der Betrag zwischen 9 und 11 Mrd. € stabilisiert.

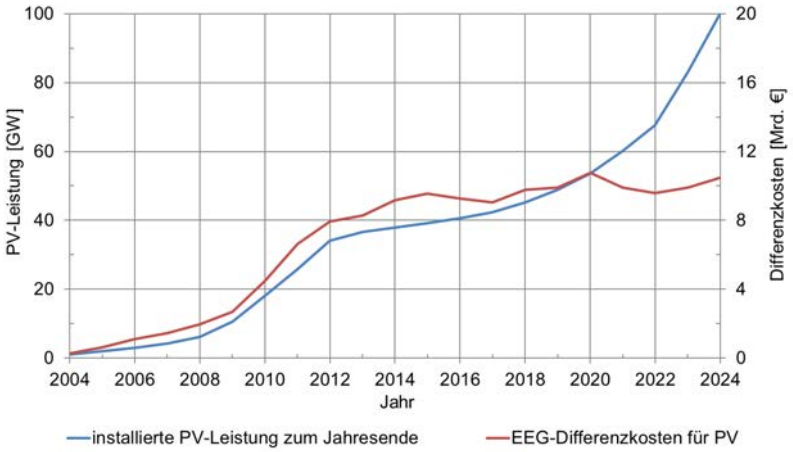


Abbildung 9: PV-Ausbau und Differenzkosten, Daten aus [BMWK1], [BMWK3], Mittelfristprognosen der ÜNB.

Der Wert von PV-Strom wird über den Börsenstrompreis bemessen. Nach dieser Methode wurde sein Wert systematisch unterschätzt: zum einen beeinflusst der PV-Strom den Börsenpreis längst in die gewollte Richtung, nämlich nach unten. Zum anderen blendet der Börsenpreis wichtige externe Kosten der fossilen und nuklearen Stromerzeugung noch weitgehend aus (Abschnitt 5.2).
Eine Untersuchung des Beratungsunternehmens Enervis im Auftrag des BSW-Solar hat die Auswirkung von Photovoltaikanlagen auf den Börsenstrompreis im Jahr 2024 analysiert. Ohne PV-Strom wäre der Börsenstrompreis um durchschnittlich 15 Prozent höher ausgefallen, und in Summe sparten Privatverbraucher, Gewerbe und Industrie dank PV 6,1 Milliarden Euro an Stromkosten [BSW2].

4.5 EEG-Umlage

Die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Verkaufserlösen für EE-Strom, ergänzt um weitere Positionen, wurde bis zum Juni 2022 über die EEG-Umlage ausgeglichen. Die Umlage trugen jene Stromverbraucher, die sich nicht befreien lassen konnten. Die Politik hatte definiert, wer den Umstieg auf erneuerbare Energien finanzieren musste [BAFA]. Sie hatte entschieden, energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil weitgehend von der EEG-Umlage zu befreien. Im Jahr 2021 wurde damit 44 % des Industrieverbrauchs privilegiert. Diese umfassende Befreiung erhöhte die Belastung für andere Stromkunden, insbesondere für Privathaushalte. Letztverbraucher mussten auf die Umlage zusätzlich 19 % Umsatzsteuer entrichten.
Im Jahr 2021 gab es erstmalig einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt (Energie- und Klimafond, EKF) in Höhe von 10,8 Mrd. € für das Umlagekonto. Ab Juli 2022 wurde die EEG-Umlage abgeschafft und die Differenzkosten werden aus dem EKF und dem Bundeshaushalt gedeckt.

5. Subventionen und Strompreise

5.1 Wird PV-Strom subventioniert?

Ja, seit dem Jahr 2021.
Eine Subvention ist definiert als eine Leistung aus öffentlichen Mitteln. Bis einschließlich 2020 kam die Förderung zur PV-Stromerzeugung jedoch nicht aus öffentlichen Mitteln, sondern aus einer selektiven Verbrauchsumlage (Abschnitt 4.5), die zum Teil auch für selbst hergestellten und verbrauchten PV-Strom erhoben wurde. Ein Teil der Energieverbraucher zahlten eine Zwangsabgabe für die notwendige Transformation unseres Energiesystems. Diese Sichtweise wurde auch von der EU-Kommission bestätigt. Die Höhe der Umlage entsprach nicht der gesamten Vergütung, sondern den Differenzkosten. Auf der Kostenseite betragen die kumulierten Differenzkosten der Einspeisevergütung für PV-Strom bis einschließlich 2020 ca. 100 Mrd. € [BMWK3]. Im Jahr 2021 gab es erstmalig einen Beitrag aus dem EKF für das EEG-Konto (Abschnitt 4.5). Die Einnahmen des EKF stammen aus dem Emissionshandel und aus Bundeszuschüssen, damit greift ab 2021 eine Subvention. Im Jahr 2020 errichtete EnBW mit dem Solarpark „Weesow-Willmersdorf" das erste große PV-Kraftwerk in Deutschland ohne Stromabnahme über das EEG. Es handelt sich um ein 187 MW_P Projekt in Brandenburg [EnBW1].

5.2 Wird die fossile Stromerzeugung subventioniert?

Ja, dabei sind die zukünftigen Kosten der Subvention schwer abzusehen.
Die Politik beeinflusst die Strompreise aus fossilen und nuklearen Kraftwerken. Politische Entscheidungen definieren den Preis von CO_2-Zertifikaten, die Auflagen zur Filterung von Rauch oder zur Endlagerung von CO_2, die Besteuerung von Atomstrom oder die

Versicherungs- und Sicherheitsauflagen für Kernkraftwerke. Die Politik legt damit fest, inwieweit Stromverbraucher die schwer fassbaren Risiken und Lasten fossiler und nuklearer Stromerzeugung tragen. Sie entstehen größtenteils in der Zukunft, durch die CO_2-induzierte Klimakatastrophe, die Endlagerung von Atommüll und Ewigkeitslasten aus dem Steinkohlebergbau.

Im Jahr 2005 wurde ein EU-weiter Emissionshandel (European Union Emissions Trading System, EU ETS) eingeführt, um den CO_2-Ausstoß zu verteuern und die Kosten ansatzweise zu internalisieren. Wegen eines Überangebots an Zertifikaten war der Preis jedoch bis Ende 2017 zusammengebrochen und damit praktisch wirkungslos (Abbildung 7). Europaweit deckt der Zertifikatehandel zudem nur 45 % der Treibhausgasemissionen ab, weil wichtige Sektoren jenseits der Industrie und der Energiewirtschaft ausgenommen sind [UBA5]. Eine Ausweitung auf ca. 85 % der Emissionen ist mittlerweile beschlossen (EU-ETS 2) und soll ab 2027 greifen.

In Deutschland startete im Januar 2021 mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ein nationales Emissionshandelssystem für die Sektoren Wärme und Verkehr. Betrachtet werden initial nur Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel, ab 2023 auch Kohle- und Abfallbrennstoffe. Ab 01.01.2024 galt erstmalig ein Festpreis 45 € pro Emissionszertifikat, für 2026 wurde ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO_2 definiert.

Diesen Preisen stehen erheblich höhere Kosten gegenüber, verursacht durch Klimaschäden und die notwendige Rückführung des CO_2 aus der Atmosphäre:

1) Die direkten und indirekten Folgekosten des globalen Klimawandels, die auch auf Deutschland zukommen, sind schwer abschätzbar. Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes verursacht die Emission einer Tonne CO_2 Schäden von rund **195 – 680 €/t**, je nach Höher- oder Gleichgewichtung der Wohlfahrt heutiger gegenüber zukünftigen Generationen [UBA3]. In Deutschland wurden im Jahr 2019 knapp 810 Mio. t Kohlendioxid und CO_2-Äquivalente emittiert, mit entsprechenden Schäden von 157 Mrd. € bzw. 551 Mrd. €, je nach Wohlstandsgewichtung. Für die Braunkohle-Stromgewinnung mit einem Emissionsfaktor von 1075 g CO_2/kWh (Abbildung 36) liegen die abgeleiteten CO_2-Preisaufschläge bei 21 bzw. 73 ct/kWh. Unter Berücksichtigung der externen Effekte lagen die gesamtgesellschaftlichen Kosten für Braunkohlestrom damit um ein Vielfaches höher als die reinen Stromgestehungskosten von 3,4 – 4,7 ct/kWh [FÖS2].
2) Alle Klimaschutzszenarien gehen davon aus, dass zur Eindämmung der Klimakrise eine Rückführung von CO_2 aus der Atmosphäre (Carbon Capture and Storage, CCS) notwendig sein wird. Die Kosten für CCS setzen sich zusammen aus Abscheidung, Transport und der Speicherung und werden im Zeitraum 2030 bis 2035 auf 220 – 510 €/t geschätzt [E4C]. Potenziale für eine permanente Rückführung ohne weitere Eingriffe in die Biosphäre bietet das Direct Air Carbon Capture and Sequestration (DACCS) mit Luftfilter-Anlagen (Abbildung 10). In Pilotanlagen kostet die Rückführung über DACCS aktuell ca. 360 - 640 €/t, das Kostenpotenzial bei erfolgreicher Skalierung wird auf **210 – 330 €/t** [ECTI] geschätzt. Einige Fragen zur Endlagerung des rückgeführten CO_2 sind noch offen.

Eine Studie des Internationalen Währungsfonds schätzt die weltweiten Subventionen für Kohle, Erdöl und Erdgas inkl. externer Kosten im Jahr 2020 auf 5,9 Billionen US$ [IMF].

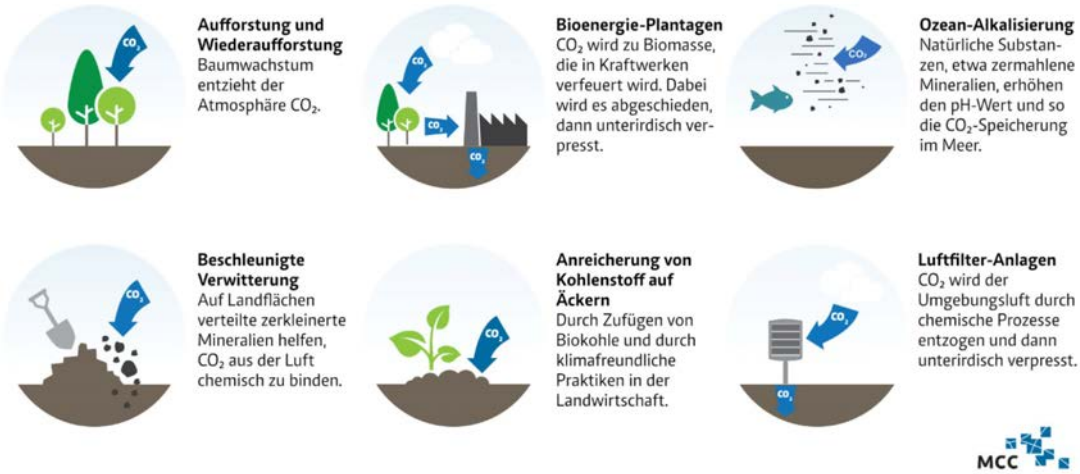


Abbildung 10: Verfahren zur Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre und Einlagerung von Kohlenstoff [MCC].

5.3 Verteuert der PV-Ausbau den Strompreis für Haushalte?

Nicht direkt, seit Abschaffung der EEG-Umlage Mitte 2022 enthält der Strompreis keine Bestandteile zur Vergütung von PV-Strom.
Ein Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden zahlt im Jahr 2026 einen durchschnittlichen Strompreis von **37,2 ct/kWh** brutto inkl. Grundpreis [BDEW1], Abbildung 11 zeigt eine beispielhafte Preisstruktur.
Die Stromsteuer wurde 1999 eingeführt, um Energie durch höhere Besteuerung zu verteuern, die Einnahmen fließen überwiegend in die Rentenkasse. Auf die Stromsteuer entrichten Privathaushalte Mehrwertsteuer. Die Konzessionsabgabe wird als Entgelt für die Nutzung öffentlicher Wege erhoben. Die Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV, §19) dient der Entlastung stromintensiver Industriebetriebe zu Lasten der übrigen Letztverbraucher. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördert den Betrieb von KWK-Anlagen zur Stromerzeugung. Die Netzentgelte sind in den letzten Jahren stark angestiegen, darin sind auch Kosten für die lokale Ertüchtigung von Stromnetzen enthalten, die dem PV-Ausbau dienen.
Der Strompreis für Privathaushalte liegt in Deutschland um ca. 50 % höher als im europäischen Durchschnitt (Quelle: stromreport.de, Betrachtungsjahr 2020), allerdings liegt hier auch die Kaufkraft pro Einwohner um 60 % höher (Quelle: statista.de, Betrachtungsjahr 2019). Berücksichtigt man Strompreis und Kaufkraft, so liegt Deutschland im europäischen Mittelfeld. Hinzu kommt hier die hohe Versorgungssicherheit, in Niedrigpreisländern sind Stromausfälle an der Tagesordnung.

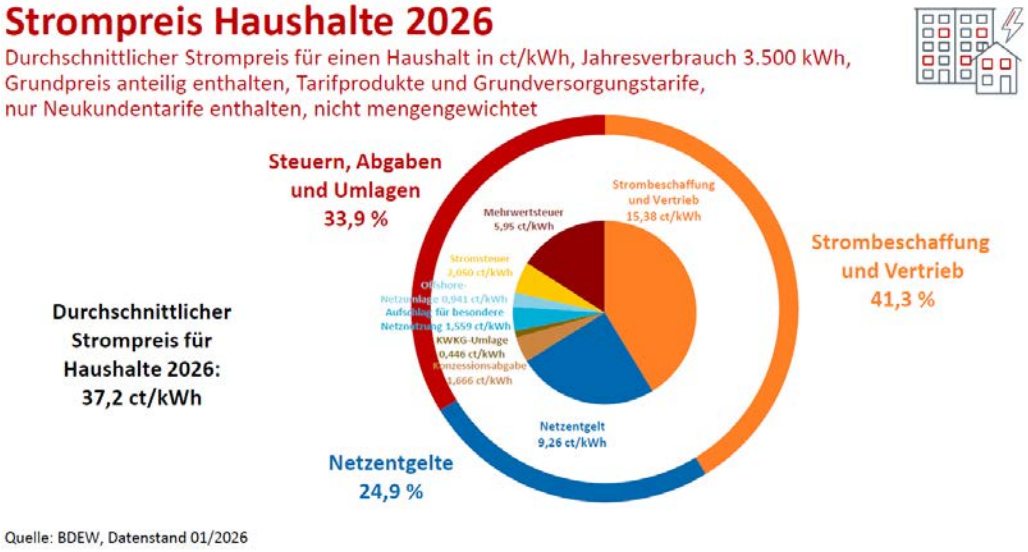


Abbildung 11: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2026 [BDEW1].

6. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland?

Nein, die Energy Charts (www.energy-charts.de) für das Jahr 2025 zeigen, dass der Export in den Sommermonaten geringer ausfiel als im Winter (Abbildung 12).

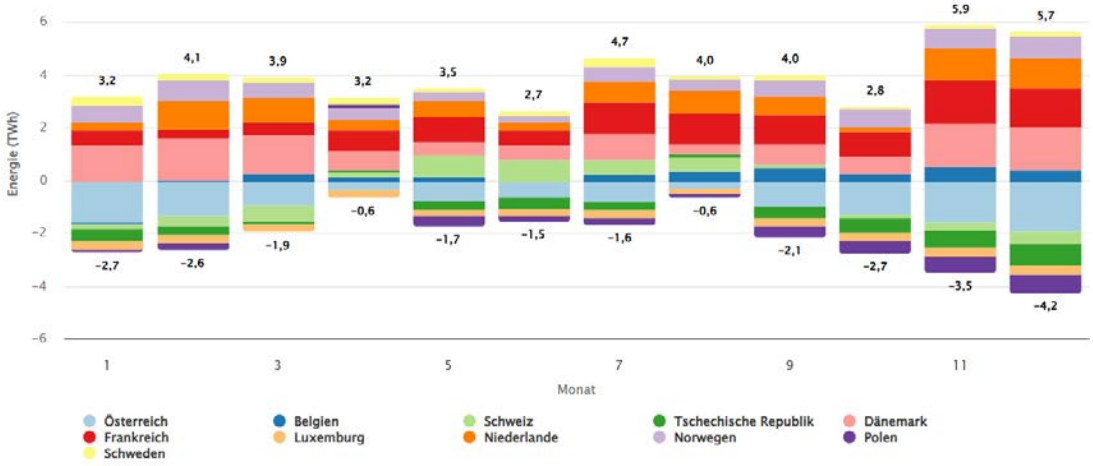


Abbildung 12: Monatlicher grenzüberschreitender Stromhandel im Jahr 2025 für Deutschland, negative Werte bedeuten Export [ISE4].

7. Können kleine PV-Anlagen attraktive Renditen bringen?

Ja.
Grundsätzlich können kleine PV-Anlagen Erträge über die EEG-Vergütung für Einspeisung in das Stromnetz und über die Verringerung des Strombezugs dank Eigenverbrauch bringen. Anlagen ohne Eigenverbrauch („Volleinspeiser") erhalten eine höhere Vergütung als Anlagen mit Eigenverbrauch („Teileinspeiser", Abbildung 13). Die EEG-Vergütung kann an eine feste Leistungsbegrenzung oder eine Fernsteuerbarkeit der Anlage gekoppelt sein. Eigenverbrauch lohnt umso mehr, je größer die Differenz zwischen den Bezugskosten für Strom und den Stromgestehungskosten der PV-Anlage ausfällt und je mehr Verbrauch sich in Zeiten hoher Solarstromproduktion verschieben lässt. Bei Systemen ohne Speicher hängt das Eigenverbrauchspotenzial von der Koinzidenz zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofil ab. Haushalte erreichen abhängig von der Anlagengrößen 20 – 40 % Eigenverbrauch bezogen auf den erzeugten Strom [HTW1]. Größere Anlagen erhöhen den Deckungsgrad des gesamten Strombedarfs mit PV-Strom, verringern jedoch den Eigenverbrauchsanteil. Gewerbliche oder industrielle Verbraucher erreichen besonders dann hohe Eigenverbrauchswerte, wenn ihr Verbrauchsprofil am Wochenende nicht wesentlich einbricht (bspw. Kühlhäuser, Hotels und Gaststätten, Krankenhäuser, Serverzentren, Einzelhandel). Energiespeicher- und Transformationstechnologien bieten erhebliche Potenziale zur Steigerung des Eigenverbrauchs (vgl. Abschnitt 22.3).
Der Ertrag einer Anlage fällt in sonnenreichen Regionen höher aus. Tatsächlich überträgt sich der regionale Unterschied in der Jahressumme der Einstrahlung nicht 1:1 auf den spezifischen Ertrag (kWh/kW_P, s. Abschnitt 28.1), weil bspw. auch die effektive Betriebstemperatur der Module, Verschmutzungseffekte oder die Dauer der Schneeauflage eine Rolle spielen.
Zur groben Abschätzung der abgezinsten (diskontierten) Stromgestehungskosten (Abbildung 13) wurden folgende Annahmen getroffen:

- optimale Ausrichtung der Fläche bezüglich Jahresertrag (ca. Süd 30°)
- mittlere Jahressumme der horizontalen Globalstrahlung 1100 kWh/(m^2·a)
- Performance Ratio 85 % (s. Abschnitt 28.1)
- jährliche Anlagendegradation bezüglich Ertrag 0,5 %
- Nutzungsdauer 20 Jahre
- lfd. jährliche Kosten betragen 1 % des Anlagenpreises
- Inflationsrate 2 %
- nominaler kalkulatorischer Zinssatz 4 % (Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapital)

Die Abschätzung der Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode. Dabei werden die laufenden Ausgaben und die LCOE über den angegebenen Zinssatz auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst (diskontiert). Bei vollständiger Finanzierung durch Eigenkapital entspricht der kalkulatorische Zinssatz der erzielbaren Rendite.

Die Rendite einer PV-Anlage ist während der EEG-Vergütungsdauer nicht risikofrei. Weder Herstellergarantien noch Anlagen-Versicherungen senken das Investorenrisiko auf Null. Die Verwertung des Stroms nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung wird erstmals durch das [EEG2021] geregelt. Für die Kalkulation des Weiterbetriebs „ausgeförderter" Anlagen spielt die Eigenverbrauchsfähigkeit eine große Rolle [SCBW].

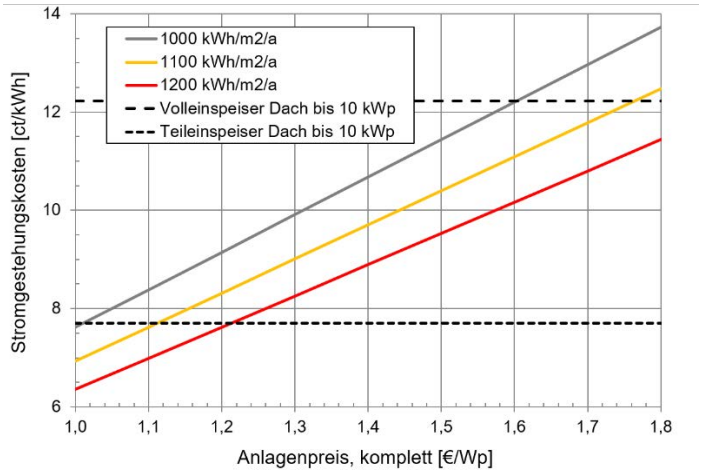


Abbildung 13: Abschätzung der Stromgestehungskosten für kleine PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen, dazu Festvergütungen gemäß EEG bei Inbetriebnahme bis Januar 2027.

8. Ist die Versorgung mit Solarkomponenten gesichert?

Nein, China hat eine kritische Monopolstellung aufgebaut.
Der komplette PV-Wertschöpfungszyklus auf Basis der Silizium-Wafertechnologie (Abbildung 14) beginnt mit der Produktion von hochreinem Polysilizium und setzt sich fort mit der Kristallisation von Siliziumblocks (Ingots) und dem Sägen von Silizium-Wafer. Es folgen die Zellproduktion und die Modulproduktion. Soll die Abdeckung von mehr als einer Stufe betont werden, so spricht man von einer (vertikal) integrierten PV-Produktion.

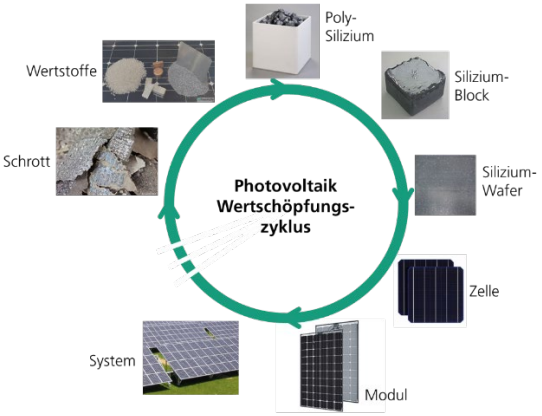


Abbildung 14: Wertschöpfungszyklus für die Silizium-Photovoltaik.

Eine Vielzahl von Material- und Komponentenherstellern sind Teil des erweiterten PV-Wertschöpfungszyklus, sie liefern bspw. Silberpasten für Solarzellen sowie spezielle Folien, Drähte, Solarglas und Anschlussdosen für Solarmodule. Weitere Akteure vervollständigen den Zyklus über zusätzliche Kraftwerkskomponenten bis zum Recycling:

1. Materialherstellung: Solarsilizium, Metallpasten, Verbinderdrähte, Kunststofffolien, Solarglas, Glasbeschichtung
2. Herstellung von Zwischen- und Endprodukten: Module, Kabel, Wechselrichter, Montagegestelle, Nachführsysteme
3. Maschinenbau für die Zell- und Modulproduktion
4. Installation (v. a. Handwerk)
5. Kraftwerksbetrieb und -wartung
6. Recycling

Im Jahr 2023 beherrschte China mit Marktanteilen jenseits 80% alle Wertschöpfungsstufen (Abbildung 15).

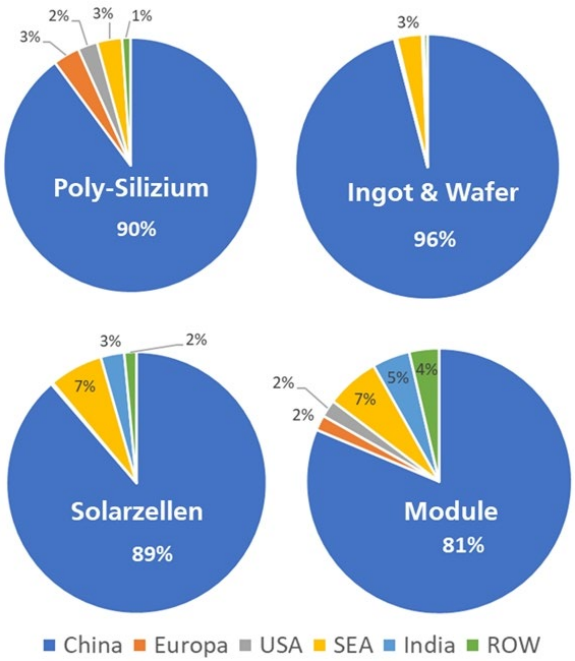


Abbildung 15: Produktionskapazität nach Wertschöpfungsstufen und Ländern, Daten: Wood Mackenzie, 2023

Während es um das Jahr 2010 noch eine vollständige PV-Lieferkette in Deutschland und Europa gab, wurde die Produktion einiger Vorprodukte aufgrund der zwischenzeitlich gesunkenen regionalen Nachfrage eingestellt. Nennenswerte Anteile am Weltmarkt halten noch Wechselrichterhersteller und der Siliziumhersteller Wacker.
In Europa gibt es kleine Modulfertigungen, jedoch kaum Zell- oder Waferproduktion. Ein Einbruch im Handel mit China würde den PV-Ausbau in Deutschland ernsthaft gefährden

und zusätzlich die hiesige Modulproduktion wegen fehlender Vorprodukte stark beeinträchtigen. Verglichen mit Modulen aus chinesischer Produktion würde eine integrierte europäische Produktion zu Mehrkosten von 10.3 €ct/W_P (+100 %) bei Modulen, von 10,8 €ct/W_P (+20 %) bei großen PV-Kraftwerken und von 0,75 €ct/kWh (+14,5 %) bei PV-Stromgestehungskosten führen [SPE2].

9. Erzeugt die PV-Branche nur Arbeitsplätze in Asien?

Nein, aber Deutschland hat in den Zehnerjahren viele Arbeitsplätze in der PV-Produktion verloren.
Im Jahr 2025 gab es in der Photovoltaikbranche 84.700 Arbeitsplätze (Bruttobeschäftigung), in der Spitze 2011 waren es 142.700 [Bert]. In den Zehnerjahren sind in Deutschland viele Arbeitsplätze durch Firmenschließungen und Insolvenzen verloren gegangen, betroffen waren erst Zell- und Modulproduzenten, dann folgte der Maschinenbau.
Eine vertikal integrierte 10-GW-Produktion vom Silizium-Block über Wafer und Zelle bis zum Modul würde nach Berechnungen des Fraunhofer ISE ca. 7500 Vollzeitarbeitsplätze schaffen [ISE8]. Für die Installation von 10 GW PV werden nach einer Studie der EuPD Research auf Basis von Zahlen aus dem Jahr 2018 ca. 46.500 Beschäftigte in Vollzeit benötigt [EuPD]. Im Jahr 2022 beschäftigte die Solarbranche (PV und Thermie) 84.100 Menschen [Pressemeldung BMWK vom 24.1.2024].
Die Hoffnung, dass die Kombination aus EEG, Investitionsbeihilfen in den neuen Bundesländern und Forschungsförderung ausreichen, um Deutschland als einen weltweit führenden Produktionsstandort für PV-Zellen und Module zu etablieren, schien sich noch im Jahr 2007 zu erfüllen, als eine deutsche Firma die internationale Rangliste nach Produktionsvolumen anführte. Seither haben deutsche Hersteller dramatisch an Marktanteilen verloren, als Folge der entschiedenen Industriepolitik im asiatischen Raum und der dort generierten massiven Investitionen in Produktionskapazitäten. Die Lohnkosten spielen in dieser Entwicklung eine untergeordnete Rolle, da die PV-Produktion einen sehr hohen Automatisierungsgrad erreicht hat. Schlüsselfertige Produktionslinien, die sehr gute PV-Module liefern, kann man seit einigen Jahren „von der Stange“ kaufen, was einen schnellen Technologietransfer ermöglicht hat.
Effektive Gesetze zur Einspeisevergütung haben in Deutschland und Europa massive Investitionen in PV-Kraftwerke ausgelöst. Hier fehlte aber die wirtschaftspolitische Flankierung, um auch bei Produktionskapazitäten wettbewerbsfähig zu bleiben. Dafür ist es China und anderen asiatischen Staaten durch Schaffung attraktiver Investitions- und Kreditbedingungen gelungen, viele Milliarden inländisches und ausländisches Kapital für den Aufbau von großskaligen Produktionslinien zu mobilisieren.
Trotz der hohen Importquote bei PV-Modulen bleibt ein großer Teil der mit einem PV-Kraftwerk verbundenen Wertschöpfung im Land. Langfristig werden sinkende Herstellkosten von PV-Modulen auf der einen, steigende Frachtkosten und lange Frachtzeiten auf der anderen Seite die Wettbewerbsposition für die Modulherstellung in Deutschland verbessern.

10. Welche Fördermittel fließen in die PV-Forschung?

Im Jahr 2024 hat die Bundesregierung 60 Mio. Euro in die Förderung der Photovoltaikforschung investiert (Mittelabfluss, Abbildung 16), den größten Anteil hatten die Produktionstechnologien.

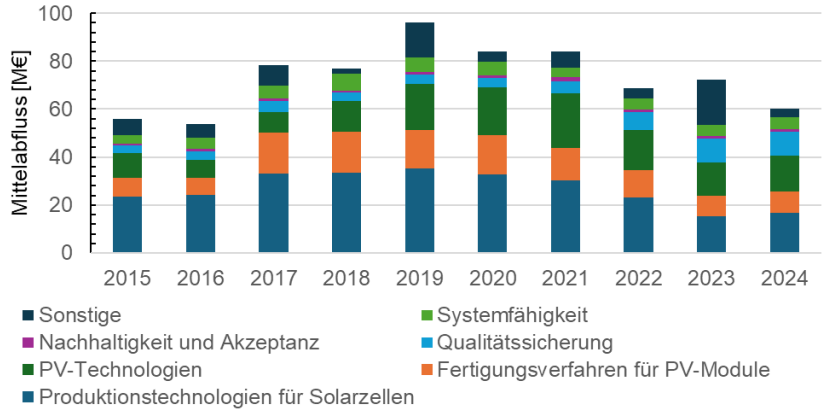


Abbildung 16: Fördermittel für Photovoltaikforschung [BMWE2].

11. Überlastet PV-Strom unser Energiesystem?

Zeitweise ja, dem Energiesystem fehlt es an Flexibilität.
An den zahlreichen Baustellen der Energiewende wird mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten gearbeitet. Der Ausbau der Photovoltaik war in den letzten Jahren auf Kurs, der Umbau des Energiesystems und die Anpassung des Strommarktdesigns hielten nicht Schritt. An vielen Stellen fehlten oder fehlen Preissignale, technische und/oder regulatorische Voraussetzungen, u.a. für

- die Verstetigung der Solarstromproduktion – fast alle PV-Kraftwerke sind starr nach Süden ausgerichtet
- den netz- und systemdienlichen Ausbau und Betrieb stationärer Batteriespeicher – es gibt enge Regeln, wer Speicher wo und wie betreiben darf, welche Kosten auf Speicher umgelegt werden, und es gibt aus Fehlanreize (einheitliche Strompreiszone, starre Gebühren) bzw. es fehlten Anreize (für Heimspeicher)
- die netz- und systemdienliche Lastflexibilisierung und den Smart-Meter-Einbau – es gibt zu wenig Preissignale und intelligente Messsysteme zur Aktivierung von flexiblen Lasten
- den netz- und systemdienlichen, bidirektionalen Betrieb von Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität – der Hochlauf der E-Mobilität (insbesondere bidirektional) ist verspätet
- die Elektrifizierung und den netz- und systemdienlichen Betrieb des Wärmesektors – der Hochlauf der Wärmepumpen ist verspätet
- die netz- und systemdienliche Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biomasse – Anreize für flexiblen Einsatz kamen verspätet

- die Flexibilisierung der fossilen Stromproduktion – der Wechsel von Kohle zu Gas ist verspätet
- die Abregelung von Erzeugungsspitzen – wegen regulativer Fehlanreize speisen viele steuerbare PV-Kraftwerke auch noch bei negativen Strompreisen ein

Ein netzdienlicher Betrieb adressiert die dominante Knappheit im Netz. Damit trägt er zur Senkung von Netzkosten und -ausbaubedarf bei. Ein systemdienlicher Betrieb zielt auf Frequenzhaltung, Spannungshaltung und den Versorgungswiederaufbau auf der Ebene des Übertragungsnetzes, die primäre Verantwortung für die Systemstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Eine differenzierte Betrachtung von Netz- und Systemdienlichkeit liefert die Analyse „Was ist Netzdienlichkeit?“ des [FfE].
Wegen zahlreicher Versäumnisse kommt es punktuell zu Engpässen bei der Einspeisung von PV-Strom, national zu vielen Stunden mit Börsenstrompreisen nahe oder unter Null und nach Sonnenuntergang zu unnötig hohen Börsenstrompreisen. Notwendige Maßnahmen werden im Abschnitt „22.3 Transformationsschritte“ erläutert.

11.1 Übertragung und Verteilung

Die meisten Solarstromanlagen in Deutschland sind an das Niederspannungsnetz angeschlossen, Abbildung 17 zeigt ihre Größenverteilung. Viele Anlagen erzeugen Solarstrom dezentral und verbrauchsnah, sie stellen kaum Anforderungen an einen Ausbau des Übertragungs- oder Mittelspannungsnetzes und benötigen keine langen Anschlussleitungen.
Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungsnetz kann an sonnigen Tagen wegen des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors dazu führen, dass die Stromproduktion den Stromverbrauch lokal übersteigt. Transformatoren speisen dann Leistung zurück in das Mittelspannungsnetz. Große PV-Kraftwerke oder lokale Häufungen von Anlagen in dünn besiedelten Gebieten erfordern stellenweise eine Verstärkung des Netzes, der Trafostationen oder alternativ den Einsatz von stationären Batteriespeichern.

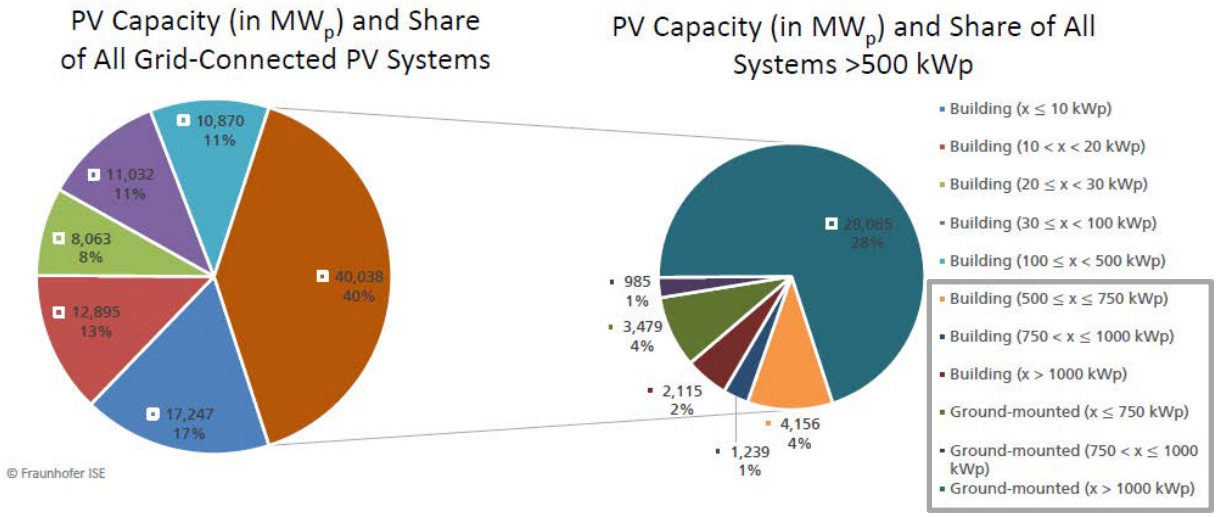


Abbildung 17: Verteilung der installierten PV-Leistung Ende 2024 nach Anlagengröße [ISE5].

Mit Batteriespeichern lassen sich Erzeugungsspitzen am Einspeisepunkt glätten und die Einspeisemengen durch verstärkten Eigenverbrauch reduzieren. Eine bedarfsgerechte Verteilung der PV-Installationen über die Netzabschnitte verlangt weniger Kapazitätsausbau für die Einspeisung. Pro Einwohner haben Brandenburg oder Mecklenburg-Vorpommern beispielsweise vier- bis fünfmal mehr PV-Leistung installiert als Nordrhein-Westfalen oder Hessen [ISE4].
Weil Sonneneinstrahlung und Windaufkommen oft komplementär auftreten (11.2.2), ist es vorteilhaft, Solar- und Windstrom über den gleichen Einspeisepunkt zu führen. Hybride Kraftwerke, d.h. eine benachbarte Installation von PV- und Windkraftwerken, idealerweise in Verbindung mit einem Batteriespeicher, können die Anforderungen an Netzausbau und Transformatorkapazität deutlich reduzieren. Die Kombination sorgt für eine bessere Auslastung der Infrastruktur zur Einspeisung.

11.2 Volatilität

11.2.1 Ist Solarstrom-Produktion planbar?

Ja.
Für einzelne Kraftwerke oder regionale Cluster können zuverlässige Leistungsprognosen auf Basis von Satellitendaten erstellt werden, bei Bedarf ergänzt durch lokale Wolkenkameras und Monitoringstationen. Auch auf nationaler Ebene ist die Erzeugung von Solarstrom dank verlässlicher Wettervoraussagen und Ertragsmodelle sehr gut planbar (Abbildung 18).

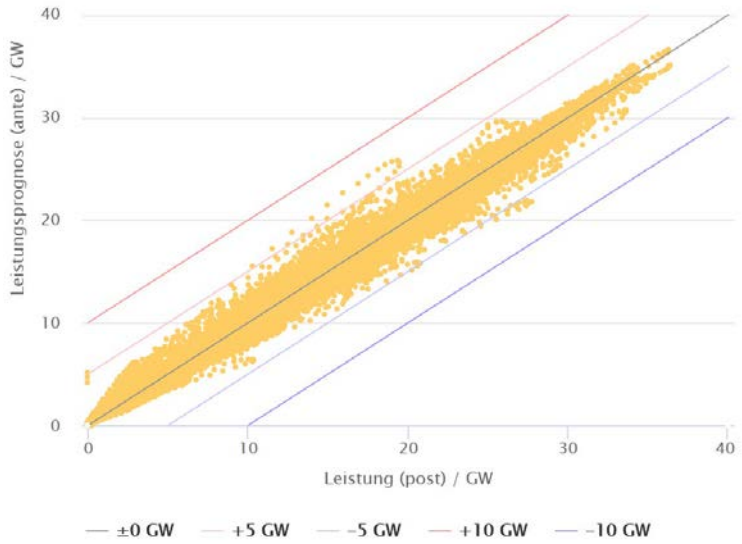


Abbildung 18: Stündliche Stromproduktion im Jahr 2021 [ISE4].

Aufgrund der dezentralen Erzeugung können regionale Änderungen in der Bewölkung nicht zu gravierenden Schwankungen der deutschlandweiten PV-Stromproduktion

führen. Auch die Auswirkungen einer Sonnenfinsternis mit ihrem hohen, überregionalen Gleichzeitigkeitsfaktor lassen sich zuverlässig prognostizieren und kompensieren.

11.2.2 Ergänzen sich Sonnen- und Windstrom?

Ja.
Klimabedingt korrelieren in Deutschland Sonneneinstrahlung und Windstärke negativ auf Zeitskalen von Stunden bis Monaten.
Auf **Viertelstundenbasis** gelangten im Jahr 2021 bei einer mittleren installierten Leistung von ca. 57 GW_P PV und 63 GW_P Windkraft am Jahresende in der Summe praktisch nie mehr als 60 GW Leistung (d.h. 50% der Nennleistung PV + Wind) in das Stromnetz (Abbildung 19). Auf **Stundenbasis** betrachtet wären bei einer Begrenzung auf maximal 40 GW gemeinsame Leistung PV + Wind (d.h. 33% der Nennleistung PV + Wind) weniger als 1 % des erzeugten Stroms verloren gegangen.
Auch auf **Tagesbasis** führt die Kombination von PV- und Windstrom zu einer Stabilisierung des Ertrags. Während die relative mittlere absolute Abweichung der Tagesstromproduktion vom arithmetischen Mittel im Jahr 2021 bei PV 55 % und bei Wind 56 % betrug, lag der Wert für PV + Wind nur bei 37 %.

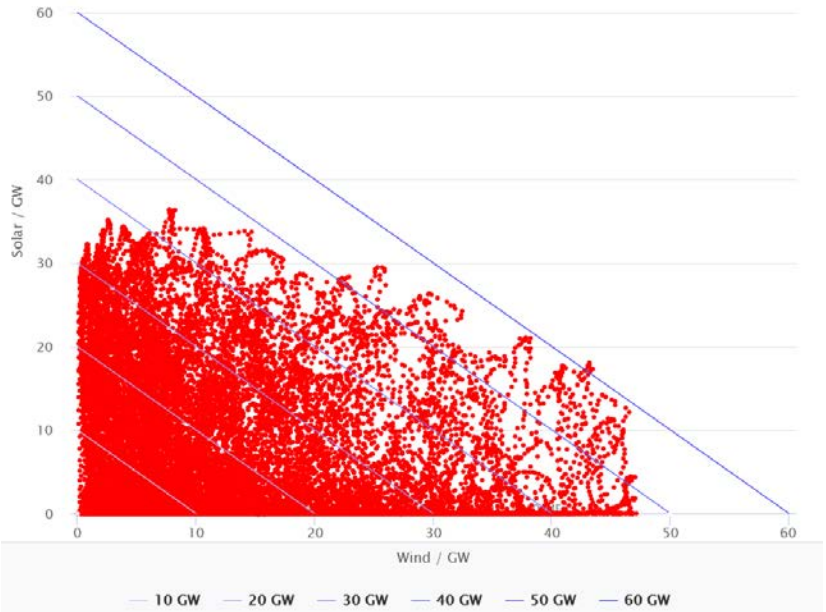


Abbildung 19: Mittlere Leistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2021, 15-Minuten-Werte [ISE4].

Abbildung 20 zeigt die **Monatssummen** der Stromproduktion aus PV und Windkraft, sowie die gleitenden Jahresmittelwerte. Die mittlere relative Abweichung der Monatswerte vom gleitenden Jahreswert liegt für PV bei 53% und für Wind bei 30%. Die Summe aus PV- und Windstrom ist mit einem Wert von 14% deutlich stabiler als die einzelnen Sektoren.

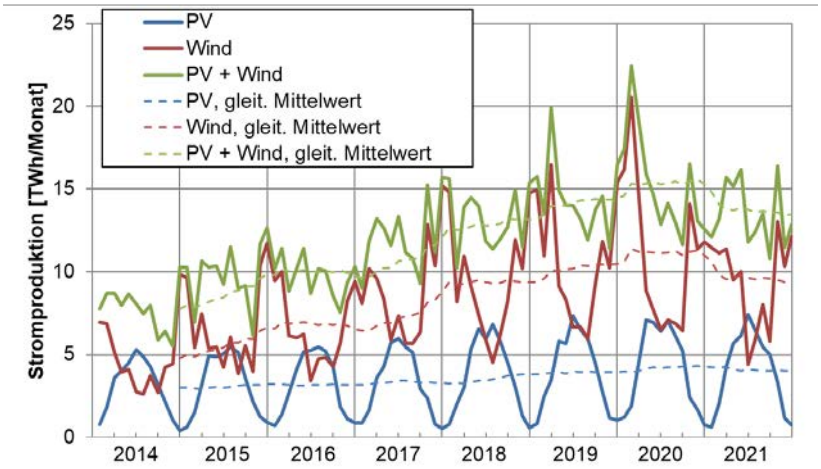


Abbildung 20: Monatssummen PV- und Windstromproduktion, Daten aus [ISE4].

Die Ergänzung setzt voraus, dass PV- und Windstrom im Netz zusammengeführt werden können. Auf nationaler Skala ist dies nur bedingt gegeben, wegen der Konzentration von Windkraftwerken im Norden und von PV-Kraftwerken im Süden sowie der schwachen Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz.

11.3 Entspricht die Einspeiseleistung der installierten Leistung?

Nein.
Angaben zur installierten PV-Leistung eines einzelnen Kraftwerks oder einer Region beziehen sich auf die DC-Seite der PV-Anlage, also auf die nominale Leistung der Module (https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/221). Wechselrichter werden jedoch zur besseren Auslastung häufig unterdimensioniert, so dass ihre nominale AC-Leistung deutlich unter der nominalen DC-Leistung der angeschlossenen PV-Module liegt. Deutschlandweit liegt die DC-Nennleistung im Mittel knapp 10 % über der AC-Nennleistung [ISE4]. Bei großen PV-Kraftwerken in Südausrichtung liegt das AC/DC-Verhältnis typischerweise um 85 %, sobald Batterien auf der DC-Seite dazukommen, kann das Verhältnis auf 50 % sinken. Kleine Hausdachanlagen mussten zeitweise auf 70 % abgeregelt werden bzw. müssen teilweise auf 60 % abgeregelt werden. Diese systematische Unterdimensionierung von Wechselrichtern bzw. Abregelung sorgt bereits für eine erhebliche Lücke zwischen installierter Leistung (DC) und maximaler Einspeisung.
Diese Lücke wird vergrößert durch technisch bedingte Verluste mit Performance-Ratio-Werten (Abschnitt 28.1) unter 90 % und deutschlandweit oft uneinheitlicher Wetterlage. Eigenverbrauch reduziert die Einspeisung ebenfalls, auch wenn seine Potenziale zur Lastflexibilisierung noch nicht ausgeschöpft sind. Gleiches gilt für das Laden von DC-gekoppelten Batterien. Abbildung 21 zeigt den Trend der letzten Jahre für das Verhältnis der maximalen Einspeisung in das öffentliche Netz zur installierten PV-Leistung. Im Jahr 2024 lag die PV-Einspeisungsspitze mit 53 % deutschlandweit somit nur noch knapp über der

halben installierten PV-Nennleistung. Auch mit dem Zubau von PV-Kraftwerken abseits der dominanten, flachgeneigten Süd-Ausrichtung wird das Verhältnis weiter sinken.

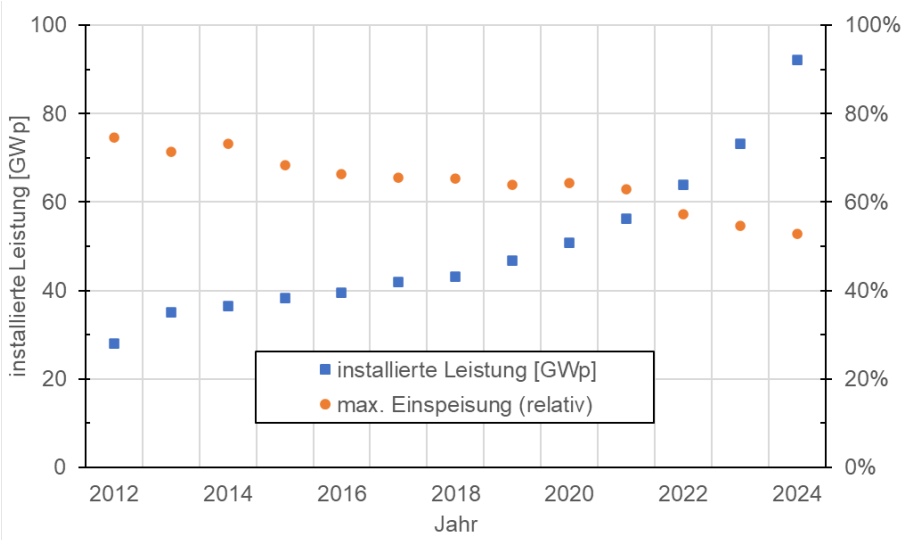


Abbildung 21: Jahresmaximum der Netzeinspeisung im Verhältnis zur installierten PV-Nennleistung am entsprechenden Monatsende, Daten aus [ISE4].

11.4 Geht viel PV-Strom durch Redispatch verloren?

Ja, die Mengen sind zuletzt deutlich gestiegen.
Bei Engpässen im Übertragungs- oder Verteilnetz müssen Erzeugungsanlagen auf der einen Seite der Engstelle gedrosselt, auf der anderen hochgefahren werden, um die Last zu bedienen („Redispatch"). Im Jahr 2025 wurde eine PV-Strommenge von 2,7 TWh im Redispatch abgeregelt [SMARD], das waren 3,9 % der öffentlichen PV-Nettostromerzeugung in Deutschland im gleichen Jahr [ISE4]. Redispatch traf Windstrom mit 6,7 TWh noch stärker, der zwar im Norden günstiger produziert wird, aber keine ausreichenden Leitungskapazitäten nach Süddeutschland findet. Bei hohem Windaufkommen entstehen erhebliche Kosten durch die Vergütung von abgeregeltem Strom im Norden sowie die Beschaffung des fehlenden Stroms im Süden.

11.5 Konflikte mit trägen Kraftwerken

Das Erzeugungsprofil von PV-Strom mit Höchstwerten um die Mittagszeit passt sehr gut in das Lastprofil des Stromnetzes. Allerdings nehmen die Konflikte mit trägen Kraftwerken zu, die einer schwankenden Residuallast aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nur sehr eingeschränkt folgen können. Ältere Kohlekraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, können keine Regelenergie in einer wirtschaftlich vertretbaren Weise beisteuern. Auch Laufwasser- und die meisten Biomassekraftwerke bieten wenig Flexibilität. Grundsätzlich müssen jedoch die volatilen Erzeuger mit ihren vernachlässigbaren

Grenzkosten Vorfahrt erhalten. Diese ungelösten Konflikte führen zeitweilig zu deutlicher Überproduktion und negativen Börsenstrompreise (Abbildung 22).
Während Hitzeperioden war es in der Vergangenheit durch fossile und nukleare Kraftwerke zu einer kritischen Erwärmung der als Kühlreservoir genutzten Flüsse gekommen. Die in Deutschland installierte Photovoltaik hat dieses Problem beseitigt und kann solche Situationen auch in Nachbarländern wie Frankreich entspannen, weil sie die Auslastung der fossilen und nuklearen Kraftwerke besonders an Sommertagen grundsätzlich reduziert.

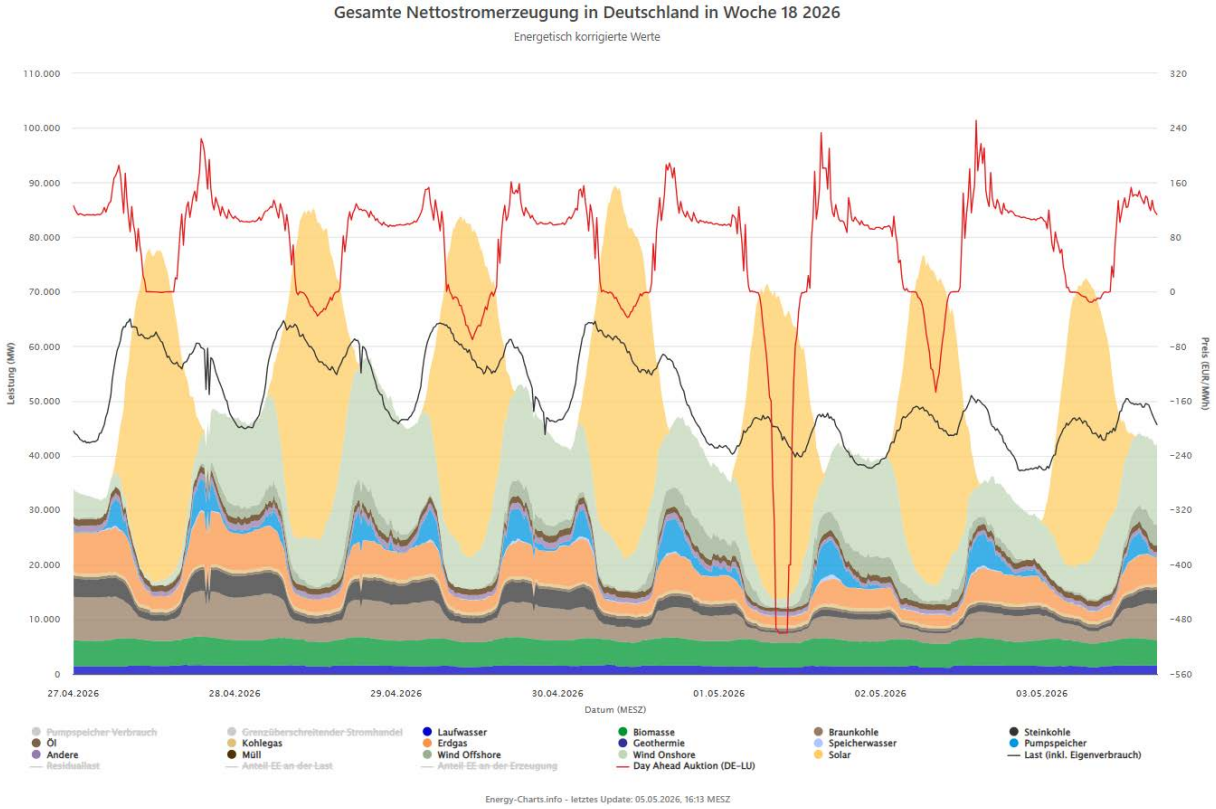


Abbildung 22: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 18. Kalenderwoche 2026 [ISE4].

11.6 Erleichtern Speicher den weiteren PV-Ausbau?

Ja, elektrische Energiespeicher erleichtern Eigenverbrauch und Netzintegration von PV-Strom deutlich.
Heute sind Batteriespeicher so günstig und ihre Einsatzmöglichkeiten und Geschäftsmodelle so vielfältig geworden, dass bei der Planung neuer PV-Anlagen jeder Größenordnung die Option eines lokalen Batteriespeicher immer geprüft werden sollte (s. Abschnitt 22.3.7.1).

11.7 Gefährdet volatiler Solarstrom die Versorgungssicherheit?

Bisher nicht, es wird jedoch immer wichtiger, die mittägliche Erzeugungsspitze durch Lastverschiebung, Speicherung oder Abregelung zu dämpfen.
Mit steigender Leistung wird PV zunehmend als stabilisierende Regelgröße in die Pflicht genommen. Die Versorgungssicherheit für Letztverbraucher konnte parallel zum massiven Ausbau der Photovoltaik sogar verbessert werden (Abbildung 23).

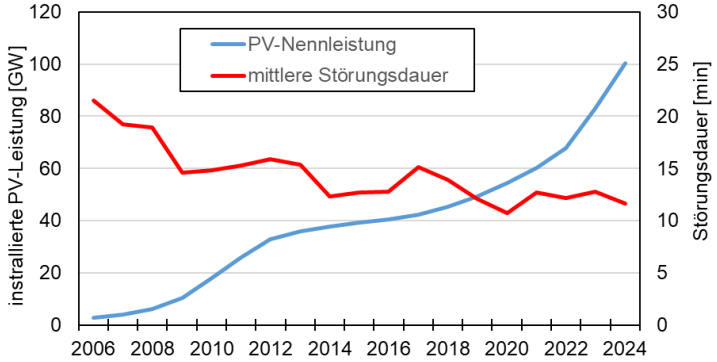


Abbildung 23: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für die Nieder- und Mittelspannung, Daten aus [BNA2].

12. Gibt es in Deutschland genügend Flächen für PV?

Ja, und zwar ohne nennenswerte Konflikte mit der Landwirtschaft oder dem Naturschutz. Ein wichtiges Konzept für die Erschließung bedeutender Flächenpotenziale ist die Integration. Integrierte Photovoltaik (www.integrierte-pv.de) ermöglicht eine doppelte Flächennutzung, zusätzlicher Flächenverbrauch für neue PV-Kraftwerke wird deutlich gesenkt oder gänzlich vermieden. Speziell auf die Anwendung zugeschnittene PV-Anlagen werden dazu mit Landwirtschaft kombiniert, auf künstlichen Seen errichtet, als Hülle von Gebäuden, Parkplätzen, Verkehrswegen und Fahrzeugen genutzt oder sie erbringen Ökosystemdienstleistungen auf renaturierten Biotop- und Moorflächen (Abbildung 24).

Abbildung 24: Anwendungen für die Integration von Photovoltaik.

Heute ausschließlich auf eine oder einige wenige dieser möglichen Anwendung zu setzen, wird der Dringlichkeit der Energiewende nicht gerecht. Wir haben nicht mehr die Zeit, Optionen nacheinander auszuprobieren. Alle technisch und sozio-ökonomisch vielversprechenden Anwendungsmöglichkeiten müssen zügig erprobt und über eine Anlaufphase dediziert gefördert werden, um Optimierungs- und Kostensenkungspotenziale durch Skalierungs- und Lerneffekte auszuloten. Erst nach dieser breiten Anlaufphase können fundierte Entscheidungen zugunsten bestimmter Anwendungen und Technologien getroffen werden.
Bei der folgenden Analyse von Potenzialen wird zwischen einem theoretischen, einem technischen und einem wirtschaftlich-praktischen bzw. umsetzbaren oder erschließbaren Potenzial unterschieden, betrachtet auf der DC-Seite. Das **theoretische Potenzial**

betrachtet die maximal mögliche Umsetzung einer Technologie auf Basis des gesamten Angebots (physikalische Überschlagsrechnung). Das **technische Potenzial** fällt geringer aus, weil es bereits grundlegende technische Randbedingungen berücksichtigt (technische Überschlagsrechnung). Das **regulative Potenzial** betrachtet zusätzliche, nicht-monetäre rechtliche Einschränkungen und Ausschlusskriterien. Das **wirtschaftlich-praktische Potenzial** berücksichtigt schließlich alle relevanten Randbedingungen, insbesondere auch ökonomische (inkl. Infrastruktur), soziologische (inkl. Akzeptanz) und konkurrierende Nutzung (bspw. Solarthermie und PV auf Dächern). Verschiedene Quellen ziehen etwas unterschiedliche Grenzen zwischen den Kategorien.
Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Deutschland beträgt knapp 17 Millionen Hektar (Abbildung 25). **Agri-Photovoltaik** (Agri-PV) nutzt Flächen gleichzeitig für landwirtschaftliche Pflanzenproduktion (Photosynthese) und PV-Stromproduktion (Photovoltaik). Agri-PV deckt ein breites Spektrum in der Intensität der Landwirtschaft und im Mehraufwand für den PV-Anlagenbau ab. Es reicht von intensiven Kulturen mit speziellen PV-Montagesystemen bis zu extensiv genutztem Grünland mit marginalen Anpassungen auf der PV-Seite und hohem Potenzial für Ökosystemdienstleistungen. Agri-PV steigert die Flächeneffizienz und ermöglicht einen massiven Zubau an PV-Leistung, bei gleichzeitigem Erhalt fruchtbarer Böden für die Landwirtschaft oder in Verbindung mit der Schaffung artenreicher Biotope. Weltweit wird Agri-PV bereits im GW-Maßstab genutzt, in Deutschland gibt es erst wenige Systeme.

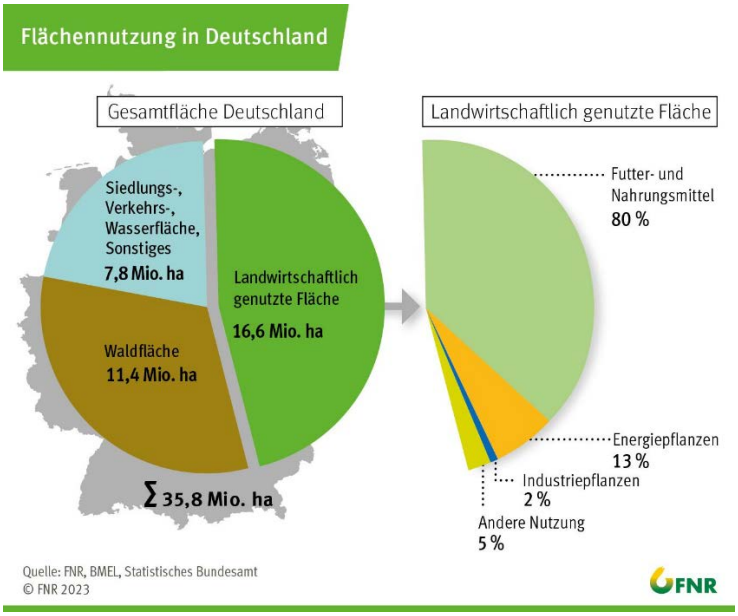


Abbildung 25: Flächennutzung in Deutschland [FNR].

Agri-PV mit hoch aufgeständerten Modulen ermöglicht den Anbau teilverschattet unter den Modulen. Eine Reihe von Nutzpflanzen zeigen kaum Ertragseinbußen bei reduzierter Einstrahlung, einige profitieren sogar. Betrachtet man Dauerkulturen (z.B. Obst- und Weinbau) komplett und Ackerbauflächen (ohne Maisanbau) zu einem Drittel als

technisches Potenzial, so ergibt eine Belegungsdichte von 0,6 MW_P/ha ein technisches Potenzial von **1,7 TW_P**. Bodennah montierte Module mit weitem Reihenabstand ermöglichen einen Anbau zwischen den Reihen. Bei einer Belegungsdichte von 0,25 MW_P/ha mit vertikalen Modulen eröffnet der Anbau von Futterpflanzen allein auf Dauergrünland ein technisches Potenziale von weiteren **1,2 TW_P**.
Auf 13 % der landwirtschaftlichen Fläche werden Energiepflanzen angebaut, insbesondere für die Herstellung von Biogas, Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol [FNR]. Die Flächeneffizienz liegt deutlich unter dem, was mit Agri-PV-Anlagen möglich wäre (Abschnitt 16). Allein Energiemais wird auf 1 Mio. ha angebaut, diese Fläche entspricht bei einer Umwidmung in APV mit geeigneten Kulturen (oder in **Biodiv-PV**, s. Abschnitt 14) **600 GW_P** Nennleistung.
Der Braunkohletagebau hat in Deutschland eine Fläche von 1773 km^2 [UBA4] zerstört, mehr als die dreifache Fläche des Bodensees. Teile dieser Abbaufläche wurden bereits oder werden noch geflutet, hinzu kommen viele weitere künstliche Seen. In Summe eröffnet sich ein technisches Potenzial von **45 GW_P** für **Schwimmende PV** (FPV, von „Floating PV“, [ISE9]). Im Fall aktiver Baggerseen kann die PV zur Eigenversorgung der Förderanlagen beitragen und ggf. bestehende Netzanschlusspunkte nutzen. Weltweit sind bereits schwimmende PV-Anlagen im GW-Maßstab installiert.
In Deutschland stehen ca. 40 Mio. Gebäude (Abbildung 26). Gebäudehüllen, d.h. Dächer und Fassaden, bieten ein technisches Potenzial in der Größenordnung von **1000 GW_P** [Eggers]. Die Analyse berücksichtigt nur solche Flächen, die mindestens 500 kWh/(m^2·a) Einstrahlung empfangen und eine zusammenhängende Mindestgröße aufweisen. Bisher genutzt werden weniger als 10% des Dachpotenzials und weniger als 1 ‰ des Fassadenpotenzials.

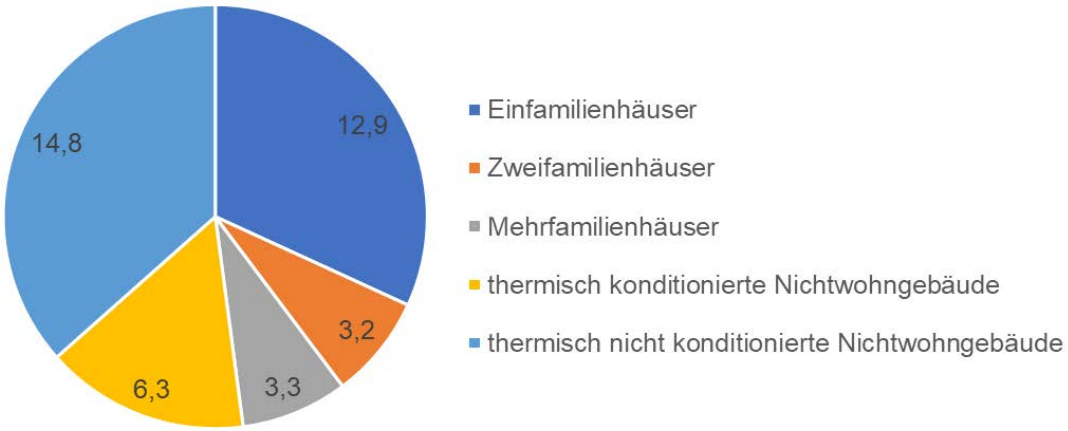


Abbildung 26: Gebäudebestand in Mio., Daten aus [DENA], [IWU].

Die bisherige Nutzung beschränkt sich ganz überwiegend auf sogenannte Aufdachanlagen, obwohl zahlreiche Produkte für die Gebäudeintegration (BIPV, **Bauwerkintegrierte PV**) kommerziell verfügbar und zugelassen sind. Dazu zählen PV-Platten und PV-Ziegel für Steildächer, PV-Leichtbausysteme für Dächer mit geringer Tragfähigkeit, PV-Systeme für Gründächer (**Gründach-PV**), PV-Module für Kaltfassaden (vorgehängte, hinterlüftete Fassaden), Wärmedämm-Verbundsysteme (WDVS) mit PV, opake und semitransparente PV-

Isoliergläser sowie PV-Sonnenschutzlamellen (Abbildung 27). BIPV bietet materialeffiziente Lösungen und ermöglicht im Steildach-Segment eine Erschließung von Flächen, die aus ästhetischen Gründen nicht für eine Aufdachmontage in Frage kommen. Aufdachmontage hat den Vorteil, dass sie weniger eng an Bau- und Sanierungszyklen gebunden ist.

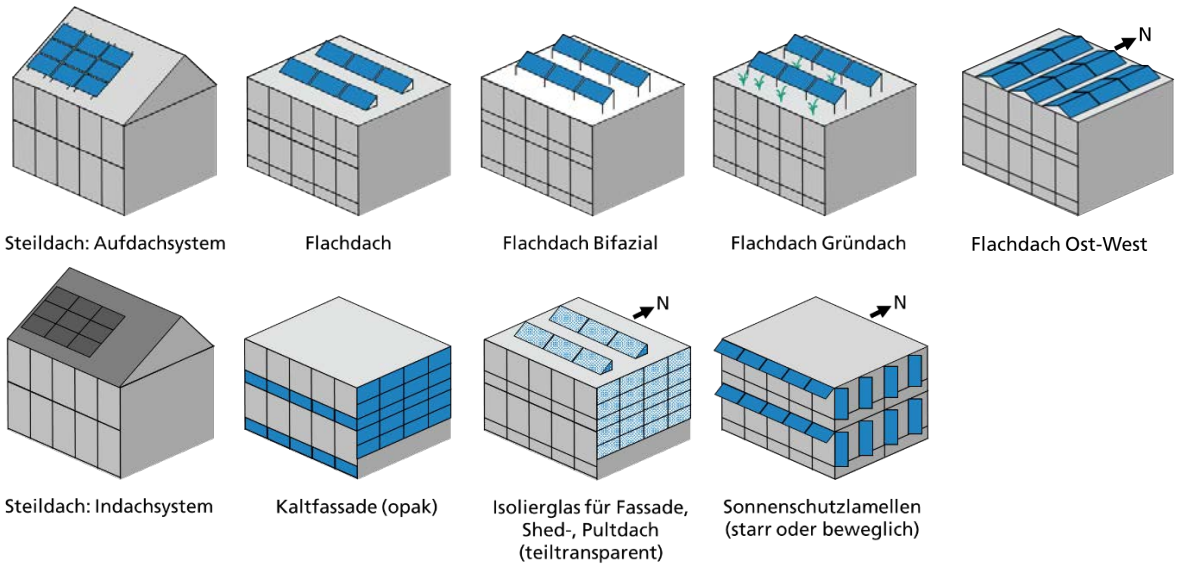


Abbildung 27: PV-Lösungen für Dach und Fassade (oben: Aufdachsysteme, unten: Integrierte PV).

Eine Studie des Umweltbundesamtes geht von 670 km² versiegelten Siedlungsflächen aus [UBA9]. Hierzu zählen baulich geprägte Siedlungsflächen, jedoch keine Gebäudeflächen oder Verkehrsflächen wie Straße oder Schiene. Ein Teil dieser Fläche lässt sich mit PV-Modulen als Schattenspender überdachen oder mit betretbaren PV-Modulen belegen (UPV, „**Urbane PV**"). Allein die über 300.000 größeren Parkplätze in Deutschland würden bei einer Überdachung mit PV-Modulen ein technisches Potenzial von **59 GW_P** eröffnen.
Weiteres Potenzial im GW-Maßstab bietet die Integration von **PV in Verkehrswegen** (RIPV, von „Road Integrated PV"), dazu zählen PV-Lärmschutzwände, horizontale Flächen (als PV-Überdachung oder -Fahrbahnbelag) und Gleiskörper. PV-Überdachungen bieten sich insbesondere für Tunneleinfahrten und für stark emittierende Kraftfahrstraße im urbanen Raum an. Mit dem Umstieg auf Elektromobilität kommen die Hüllflächen von Elektrofahrzeugen als **Fahrzeugintegrierte PV** dazu (VIPV, von „Vehicle Integrated PV").
Welcher Teil des genannten technischen Potenzials auch praktisch nutzbar ist, hängt von komplexen ökonomischen, regulativen und technischen Randbedingungen ab, hinzu kommen Fragen der Akzeptanz. Grundsätzlich wird integrierte PV, die mit der Hülle von Gebäuden, Verkehrswegen und Fahrzeugen verschmilzt, Flächen gemeinsam mit der Landwirtschaft nutzt oder Wasserflächen in gefluteten Tagebauen belegt, etwas höhere Stromgestehungskosten aufweisen als einfache Freiflächen-Kraftwerke. Dafür meidet integrierte PV Nutzungskonflikte und schafft Synergien, indem sie bspw. eine Gebäude-

fassade ersetzt, die Unterkonstruktion einer Lärmschutzwand nutzt oder die Reichweite von E-Fahrzeugen erhöht.
Aus aktueller, energierechtlicher Sicht umfasst das verfügbare Potenzial für Freiflächen-PV Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken, Konversionsflächen und, sofern ein Bundesland die Länderöffnungsklausel des EEG nutzt, auch benachteiligte landwirtschaftliche Gebiete. In Baden-Württemberg allein beträgt die für PV-FFA geeignete, restriktionsfreie Fläche nach diesen Kriterien 3850 km² (https://www.energie-atlas-bw.de/sonne/freiflachen/potenzialanalyse). Es handelt sich überwiegend um Dauergrünland und Ackerland gemäß der landesspezifischen "Freiflächenöffnungsverordnung" (FFÖ-VO). Bei einer Belegungsdichte von 0,6 MW_P/ha nimmt diese Fläche **230 GW_P** PV auf, zum Beispiel als Agri-Photovoltaik oder als **Biodiv-PV** (Abschnitt 14). Aktuelle Zahlen für ganz Deutschland liegen noch nicht vor. Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur mit Zahlenbasis aus dem Jahr 2014 hatte das Ausbaupotenzial an restriktionsfreien Freiflächen für PV noch auf 3164 km² geschätzt [BMVI].
In seinem Flyer aus dem Jahr 2020 beziffert der Deutsche Golf Verband e.V. die Fläche der Golfplätze in Deutschland auf 48.000 ha. Ein Bericht des Umweltbundesamts veranschlagte die Ende 2021 durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen beanspruchte Fläche auf rund 32.000 Hektar.

13. Ist PV-Strom ein Privileg von Eigenheimbesitzern?

Nein.
Bei Mehrfamilienhäusern sind auf dem gemeinsamen Dach verschiedene Betreibermodelle für PV-Anlagen seitens Wohnungseigentümergemeinschaften (WEG), Einzeleigentümern oder Baugesellschaften realisierbar [EAFR]. Für die Bereitstellung von Mieterstrom wurden regulatorische Hürden beseitigt und Förderanreize über das EEG gesetzt. Zusätzlich können Mieter Stecker-Solargeräte, auch bekannt als „Balkonmodule", an Balkonbrüstungen, an Wänden oder auf Terrassen einzelner Wohnungen betreiben. Über eine Steckerverbindung speisen sie Strom in das eigene Haushaltsnetz ein, wo der Eigenverbrauch die Stromrechnung senkt (https://www.pvplug.de/). Abhängig vom Aufstellort kann die Zustimmung des Vermieters notwendig sein. Ende 2024 waren in Deutschland mehr als 780,000 Stecker-Solargeräte gemeldet und geschätzt die doppelte oder dreifache Anzahl tatsächlich in Betrieb.
Wenn sich das Gebäude nicht für eine PV-Installation eignet, bieten Bürgerenergiegenossenschaft die Möglichkeit, sich am Bau von PV-Kraftwerken zu beteiligen. Wer nicht investiert, kann sich als Stromkunde einen Versorger mit einem nennenswerten Portfolio an eigenen PV-Kraftwerken aussuchen, bspw. die Elektrizitätswerke Schönau (EWS) oder die Energie Baden-Württemberg (EnBW).

14. Zerstören PV-Anlagen ökologisch wertvolle Flächen?

Nein, ganz im Gegenteil, gewöhnlich fördern sie die Renaturierung.
Wird eine Fläche aus der intensiven Landwirtschaft, bspw. aus dem Energiepflanzenanbau, herausgenommen, in Grünfläche umgewandelt und darauf eine PV-Freiflächenanlage (PV-FFA) errichtet, dann nimmt die Biodiversität grundsätzlich zu [BNE]. In PV-FFA wird nicht gedüngt, so dass weniger anspruchsvolle Pflanzen eine Chance erhalten. Die Einzäunung der PV-FFA schützt die Fläche gegen unbefugten Zutritt und freilaufende Hunde, was u.a. Bodenbrütern entgegenkommt.
Weitere Verbesserungen können durch kleine Anpassungen der PV-Anlage erreicht werden (**Biodiv-PV**). Vergrößerte Reihenabstände der Modultische, leicht erhöhte Aufständerung der Module, Einsaat von Wildpflanzenmischungen an Stelle von Grasmonokultur und behutsame Grünpflege lassen ein Solar-Biotop entstehen. Die Modulreihen schaffen eine Sequenz von Mikrohabitaten mit unterschiedlicher Sonneneinstrahlung, Temperatur und Feuchte. Die größeren Reihenabstände erlauben zudem eine größere Modulneigung, mit höheren Stromerträgen im Winterhalbjahr bei höheren Marktwertfaktoren Solarstrom und geringeren Ertragsverlusten durch Verschmutzung und Schneeabdeckung. Biodiv-PV eignet sich besonders für Flächen mit geringer Bodengüte, während sich landwirtschaftlich hochwertige Böden besser für Agri-PV empfehlen.
Moorböden erstrecken sich in Deutschland nach Angaben des Bundesamts für Naturschutz auf 1,4 Mio. ha, davon werden etwa 50 % als Grünland und 25-30 % als Acker genutzt. Die Trockenlegung von Moorflächen für die intensive landwirtschaftliche Nutzung führt zu einem dramatischen Anstieg ihrer CO_2-Emissionen. Knapp 7 % der Treibhausgasemissionen Deutschlands stammen derzeit von entwässerten Moorböden (Quelle: Umweltbundesamt 2022). Degradierte Moorböden können im Kontext der Wiedervernässung mit angepassten PV-Kraftwerke bebaut werden (**Moor-PV**). Die teilweise Beschattung durch PV wirkt einer Austrocknung entgegen und kann den Aufbau von Torf unterstützen. Erträge aus der Stromproduktion können Ertragsverluste beim Übergang auf extensive Landwirtschaft (Paludikultur) kompensieren. Allein die 334.500 ha Ackerflächen auf degradierten Moorböden ergeben bei einer Belegungsdichte von 0,4 – 0,8 MW_P/ha technische Potenziale von 134 – 268 GW_P PV [ISE10].

15. Finden PV-Kraftwerke Akzeptanz in der Bevölkerung?

Ja.
Die freie Skalierbarkeit von PV-Kraftwerken ermöglicht den dezentralen Ausbau, bis hinab zu sogenannten „Balkon-Modulen“ („Plug-in-PV“) mit wenigen Hundert Watt Nennleistung und optionalen Batteriespeichern. Die hohe Zahl von knapp 6 Mio. PV-Anlagen in Deutschland zum Jahresende 2025, davon ca. 67 % Kleinanlagen mit Leistungen unterhalb 10 kW_P [ISE5] zeigt, dass von diesen technischen Möglichkeiten ausgiebig Gebrauch gemacht wird. Photovoltaik eignet sich ideal, um das Konzept der Bürgerenergie

umzusetzen und über Partizipation die Akzeptanz für die Energiewende zu stärken. Solaranlagen zählen nach einer repräsentativen Umfrage von Lichtblick zu den beliebtesten Kraftwerken. Abbildung 28 zeigt die Verteilung der Antworten auf die Frage "Wenn Sie an den Neubau von Anlagen zur Energiegewinnung in Deutschland denken: Auf welchen Arten von Anlagen sollte hier der Schwerpunkt liegen?".

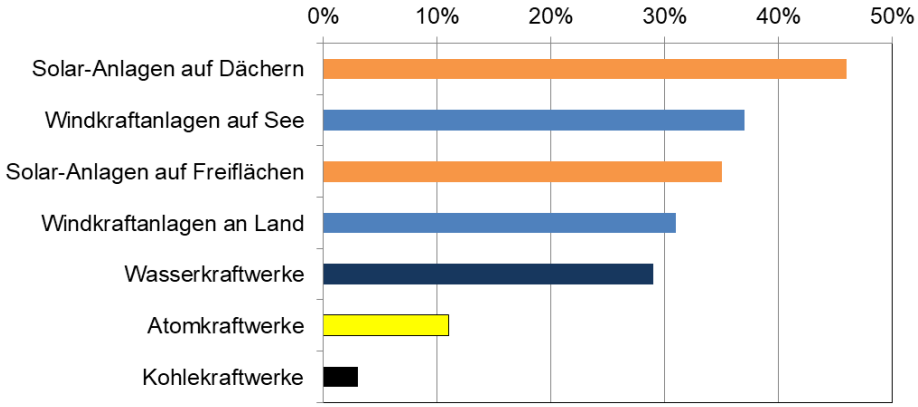


Abbildung 28: Umfrageergebnisse zum Neubau von Kraftwerken, Daten aus [Licht2].

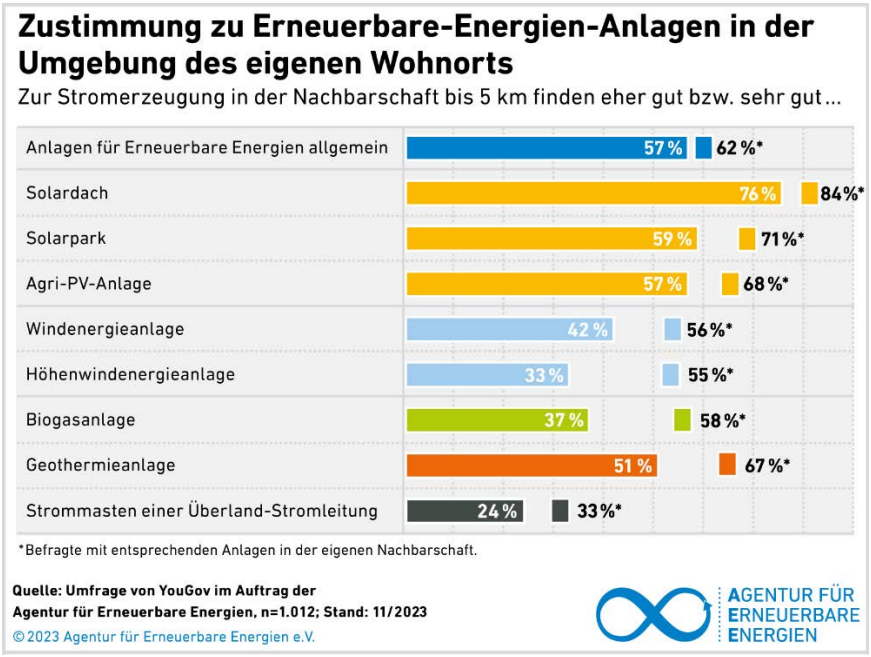


Abbildung 29: Umfrageergebnisse zur Akzeptanz verschiedener Kraftwerkstypen [AEE].

Auch aus Anwohnersicht sind PV-Kraftwerke die mit Abstand beliebtesten Kraftwerke, wie eine Umfrage der Agentur für Erneuerbare Energien zeigt (Abbildung 29). Die Beliebtheit steigt, wenn solche Kraftwerke in der eigenen Nachbarschaft praktisch erfahrbar sind.

16. Arbeiten PV-Anlagen in Deutschland effizient?

Das hängt davon ab, welche Effizienz gemeint ist.
Bezogen auf die eingestrahlte Sonnenenergie liegt der effektive Wirkungsgrad der Energiewandlung in PV-Modulen nur bei Werten um 18 – 19 % für neuere Anlagen, aber die Sonne scheint kostenlos, es gibt somit keine Brennstoffkosten.
Relevantere Kenngrößen zur Effizienz sind Relationen zwischen erzeugten Strommengen auf der einen und Aufwänden auf der anderen Seite, bspw. Kosten, Flächenbedarf, CO_2-Ausstoß, Materialeinsatz, Energieeinsatz, Netzanschlusskapazität etc. Diese Kenngrößen liefern Zielgrößen für Technologieoptimierung und erlauben Vergleiche mit anderen Energietechnologien.
Die von einem PV-Kraftwerk erzeugte Strommenge (pro Jahr und über die gesamte Lebensdauer) hängt von zahlreichen Faktoren ab, insbesondere

- Einstrahlung und Temperatur
  - Jahressumme der Einstrahlung am Standort
  - Ausrichtung der PV-Module
  - Einstrahlung auf die Modulrückseite (nur bei bifazialen Modulen)
  - Einstrahlungsminderung durch Verschattung, Verschmutzung und Schneeauflage
  - Umgebungstemperatur und Wärmeabgabe
- PV-Module
  - nominaler Wirkungsgrad
  - Veränderung des Wirkungsgrades im Betrieb (Modultemperatur, Schwachlicht, Schräglicht, inhomogene Einstrahlung)
- Wechselrichter und Kabel
  - nominaler Wirkungsgrad
  - Veränderung des Wirkungsgrades im Betrieb (thermisches Abregelungsverhalten, Teillastbetrieb)
  - Leitungsverluste
- Betrieb und Wartung
  - Degradation der PV-Module und Wechselrichter
  - Ausfallzeiten durch technische Störungen
  - Abregelung der Stromproduktion wegen Infrastruktur- und Marktengpässen

Die mittlere Jahressumme der horizontalen Globalstrahlung in Deutschland für die Jahre 2001 - 2020 liegt gemäß Zahlen des Deutschen Wetterdienstes bei **1102 kWh/(m²·a)** mit einem linearen Trend von +0,3 %/a zwischen 1991 und 2020. Im Zeitraum von 1981 – 2010 lag der Mittelwert noch bei 1055 kWh/(m²·a). Die Globalstrahlung variiert in Deutschland je nach Standort um ca. ± 10 %.
In Freiflächenanlagen werden PV-Module zur Optimierung des Jahresstromertrags pro Aufstellungsfläche häufig mit einer Neigung von 20° - 25° zur Horizontalen starr montiert und nach Süden ausgerichtet. Damit erhöht sich die Einstrahlungssumme bezogen auf die Modulebene um ca. 15 %, bezogen auf die horizontale Einstrahlungssumme, und ergibt

im geografischen Mittel für Deutschland ca. 1270 kWh/(m²·a). Für eine noch höhere Einstrahlung in die Modulebene werden Module dem Sonnenstand bzw. dem hellsten Abschnitt des Himmels ein- oder zweiachsig nachgeführt.

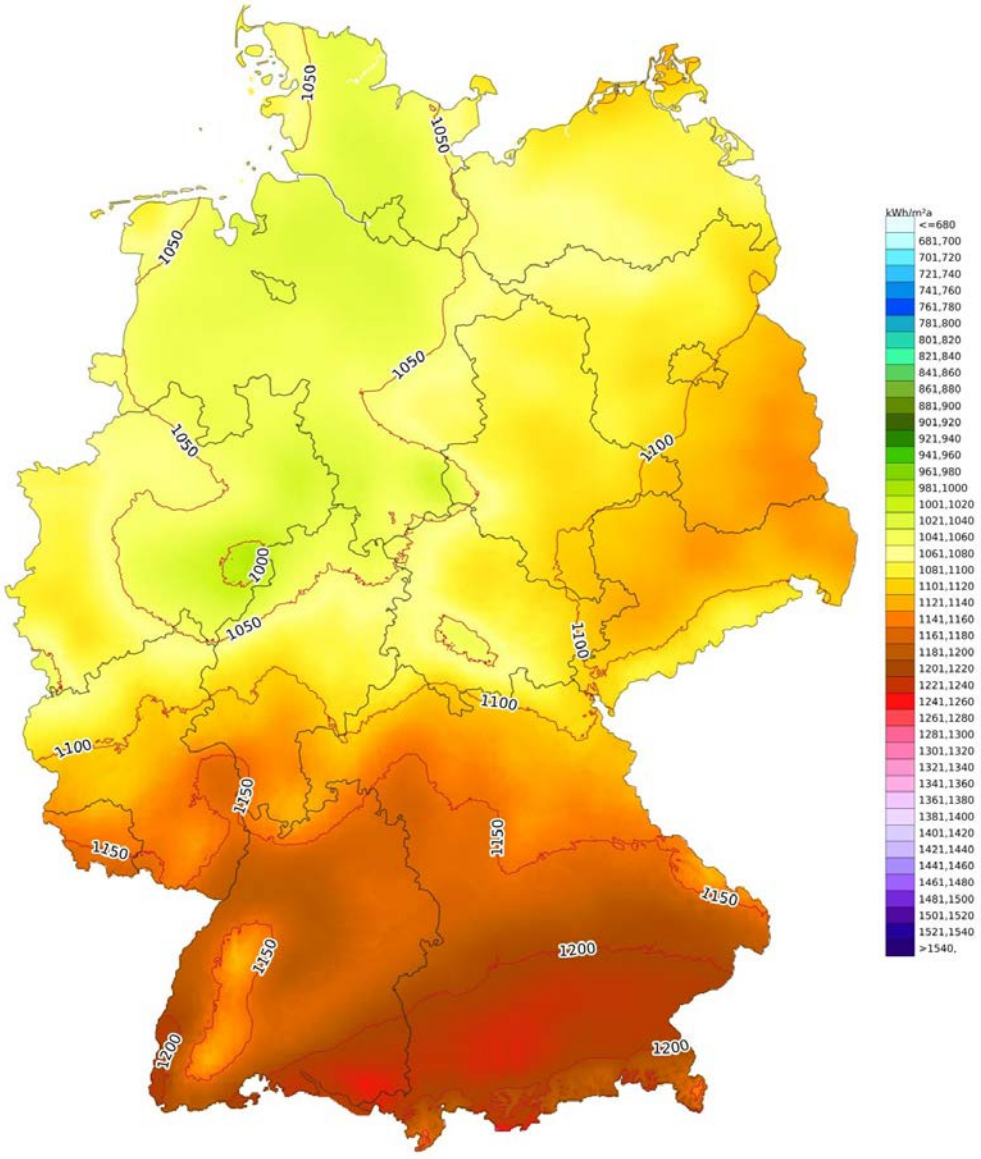


Abbildung 30: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 2001 – 2020, Daten [DWD].

Der nominale Wirkungsgrad (s. Abschnitt 28.1) von kommerziellen waferbasierten PV-Modulen (d.h. Module mit Solarzellen auf Basis von Siliziumscheiben) aus neuer Produktion stieg in den letzten Jahren im Mittel um ca. 0,5 %-Punkte pro Jahr auf knapp **23** % in 2025 [ISE5]. Pro Quadratmeter Modul erbringen sie damit eine Nennleistung von 230 W, Spitzenmodule liegen ca. 10 % höher.

PV-Anlagen arbeiten meistens nicht mit dem nominalen Modulwirkungsgrad, weil im Betrieb Verluste auftreten und weil der initiale Wirkungsgrad der Module degradiert (Abschnitt 16.2). Diese Effekte werden in der sog. Performance Ratio (PR) zusammengefasst. Eine heute installierte PV-Anlage erreicht PR-Werte von **80 – 90 %** im Jahresmittel (typischer Wert), inkl. aller Verluste durch erhöhte Betriebstemperatur, ungünstige Einstrahlungsbedingungen bezüglich Intensität, Spektrum und Einfallswinkel, Verschmutzung, Verschattung und Schneeauflage, Leitungswiderstände, Wandlungsverluste im Wechselrichter, moderater Abregelung des Wechselrichters (DC/AC-Verhältnis typ. > 1) und ggf. Ausfallzeiten aufgrund von Störungen. Bei bifazialen Modulen steigern Mehrerträge über rückseitige Einstrahlung die PR, weil als Bezugsgröße für die PR nur die frontseitige Einstrahlung zählt. **Ertragsgutachten** liefern Aussagen über die zu erwartende Performance und Erträge von PV-Kraftwerken für konkrete Standorte, Komponenten und Systemdesigns auf Basis historischer Einstrahlungsdaten.

Der von den Modulen gelieferte Gleichstrom wird von Wechselrichtern für die Netzeinspeisung angepasst. Der Wirkungsgrad neuer PV-Wechselrichter liegt um 98 %. PV-Anlagen in der Freifläche zeigen üblicherweise etwas höhere PR als Anlagen auf Steildächern, dank besserer konvektiver Kühlung, optimaler Ausrichtung, besserer Wartung, seltener Verschattung, effizienterer Wechselrichter und ggf. bifazialer Mehrerträge. Auf die Einstrahlung bezogen arbeiten neu installierte PV-Kraftwerke demnach mit mittleren Wirkungsgraden um **19 %** im Betrieb.

Der mittlere Stromverbrauch eines 2-Personen-Haushalts für Elektrogeräte, Beleuchtung, Warmwasser (Hygienezwecke) und Raumwärme lag im Jahr 2021 bei 3,5 MWh [DESTATIS]. Pro-Kopf-Werte liegen für 1-Personen-Haushalte höher, für Mehr-Personen-Haushalte niedriger. Im Durchschnitt erzielen PV-Dachanlagen 2021 im Trendszenario **922 Vollbenutzungsstunden** [ÜNB1], vgl. Abschnitt 16.4. Von einer ungefähr nach Süden orientierten und mäßig geneigten Dachfläche eines Hauses reichen somit 18 m^2 aus, um mit 10 Stück 400-W_P-Modulen eine Strommenge zu erzeugen, die dem durchschnittlichen Jahresstrombedarf eines 2-Personen-Haushalts (3,5 MWh) entspricht.

Auf flachen Dächern und im Freiland werden Module aufgeständert, um ihren Ertrag zu steigern. Wegen der dafür notwendigen Beabstandung belegen sie bei Südorientierung ein Mehrfaches ihrer eigenen Fläche, abhängig vom Aufstellwinkel. Heute werden PV-FFA meist mit reduzierten Neigungswinkeln (ca. 20° – 25°) und Reihenabständen gebaut, so dass bei Modulwirkungsgraden von 22 % eine Belegungsdichte um 1 MW/ha resultiert. Im Jahr 2010 lag dieser Wert noch bei 0,35 MW/ha [ZSW]. Mit Blick auf eine optimale Entwicklung der Biodiversität sind größere Reihenabstände vorteilhaft (Abschnitt 14).

Zum Vergleich: Bei Verstromung von Energiepflanzen liegt der auf die Einstrahlung bezogene Wirkungsgrad deutlich unter 1 %, für Stromerzeugung über Energiemais sind es bspw. 0,2 %. In einer ähnlichen Größenordnung dürfte der auf die Einstrahlung bezogene Wirkungsgrad bei der Verstromung fossiler organischer Materie wie Kohle, Öl oder Erdgas liegen. Entsprechende Verbrennungs-Kraftwerke beziehen ihre Wirkungsgradangabe aber normalerweise nur auf die Konversion der bereits vorhandenen chemischen Energie im fossilen Energieträger. Für Kohlekraftwerke in Deutschland wird dann bspw. ein mittlerer Wirkungsgrad um 38 % angegeben.

Bei der Verbrennung von Biokraftstoffen in Fahrzeugen erreicht man bescheidene Effizienzen bezogen auf die eingestrahlte Energie und die Flächennutzung. Ein PKW mit einem Diesel-Verbrennungsmotor, der 5,5 l Biodiesel pro 100 km verbraucht, kommt mit dem Jahresertrag eines 1 Hektar großen Rapsfeldes von 1775 l/(ha*a) [FNR] ca. 32000 km weit. Mit dem Jahresertrag einer neuen PV-Anlage (1 MW_P/ha, 980 MWh/MW_P) auf der gleichen Fläche fährt ein batterieelektrisches Fahrzeug (E-Auto, Verbrauch 16 kWh pro 100 km) ca. 6,1 Mio. km, die Reichweite liegt um den **Faktor 190** höher (Abbildung 31). Selbst eine Agri-PV-Anlage (Abschnitt 12), die eine gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung der Fläche zulässt, würde ein E-Auto um **Faktor 116** weiterbringen. Dieser Vergleich berücksichtigt keine Ladeverluste für E-Autos sowie keine Energieverbräuche für den Rapsanbau und keine Energiebereitstellung aus Nebenprodukten der Rapsnutzung.
Vergleicht man die Effizienz der Flächennutzung zur Stromproduktion, dann schneidet Agri-PV bspw. um **Faktor 32** besser ab als Mais. Silomais, der in Deutschland auf einer Fläche von ca. 0,9 Mio. ha angebaut wird, bringt 18,7 MWh_{el}/ha Stromertrag [FNR], während es bei hochaufgeständerter APV (Abschnitt 12) ca. 600 MWh_{el}/ha sind. Dieser Vergleich berücksichtigt keine Abwärmenutzung (KWK) aus der Methanverbrennung.

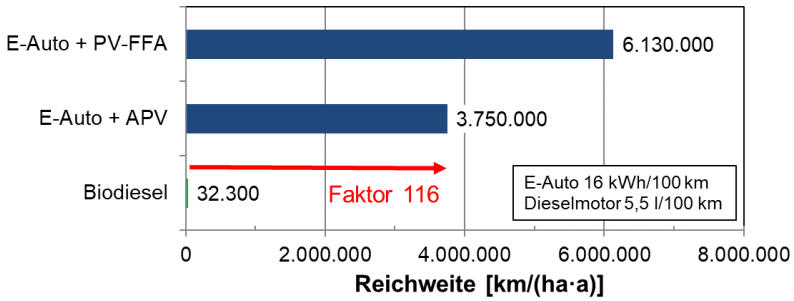


Abbildung 31: Reichweiten von Elektro- und Biodiesel-Fahrzeugen pro Hektar Energiegewinnungsfläche.

In Südspanien oder Nordafrika lassen sich spezifische Erträge bis 1600 kWh/kW_P erzielen, allerdings würden lange Leitungswege nach Deutschland zu Energieverlusten und Kostenaufschlägen führen. Mit 800-kV-Höchstspannungsleitungen lassen sich Leitungsverluste auf etwa 0,5 % je 100 km reduzieren. Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) verringern Transportverluste auf knapp 0,3 % pro 100 km reduzieren, dazu kommen Konversionsverluste. Eine 5000 km lange HGÜ-Leitung würde somit ca. 14 % reine Leitungsverluste aufweisen.

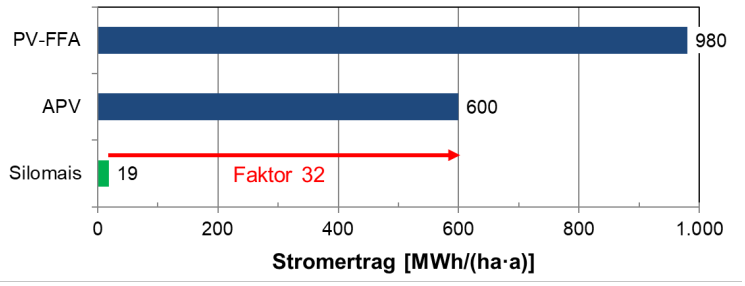


Abbildung 32: Stromerträge von PV-Kraftwerken und Silomais pro Hektar eingesetzter Fläche.

16.1 Sind PV-Anlage nur auf optimal ausgerichteten Dächern wirtschaftlich?

Nein, es lohnt eine Gesamtbetrachtung der Wirtschaftlichkeit.
Abbildung 33 zeigt das relative Jahresertragspotenzial am Standort Freiburg, abhängig von der Ausrichtung der Dach- bzw. Fassadenfläche. Das Ertragsmaximum um die Ausrichtung Süd bei 40° Neigung ist flach ausgebildet, geringe Abweichungen haben kaum Einfluss auf den Ertrag. Für weiter nördlich gelegene Standorte verschiebt sich das Maximum zu größeren Neigungen.

		Orientierung																		
		Ost			Südost			Süd			Südwest			West			Nordwest			Nord
		-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°
Horiz.	0°	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
Neigung	10°	83%	85%	87%	89%	90%	91%	91%	91%	90%	89%	87%	85%	83%	81%	79%	77%	76%	75%	75%
	20°	82%	86%	90%	92%	95%	96%	96%	96%	94%	92%	89%	85%	81%	77%	73%	70%	67%	66%	65%
	30°	81%	86%	90%	94%	97%	99%	99%	98%	96%	93%	89%	84%	79%	74%	68%	63%	59%	57%	56%
	40°	78%	84%	90%	94%	97%	100%	100%	99%	97%	93%	88%	82%	76%	69%	63%	56%	51%	48%	47%
	50°	74%	81%	87%	92%	96%	98%	99%	97%	95%	91%	85%	79%	72%	65%	57%	50%	44%	40%	39%
	60°	70%	77%	83%	88%	92%	94%	95%	94%	91%	87%	81%	75%	68%	60%	52%	45%	38%	33%	31%
	70°	64%	71%	77%	83%	86%	89%	89%	88%	85%	81%	75%	69%	62%	54%	46%	39%	32%	27%	26%
	80°	57%	64%	70%	75%	79%	81%	81%	80%	77%	73%	68%	62%	55%	48%	40%	33%	27%	23%	21%
Vert.	90°	50%	56%	62%	66%	69%	70%	71%	70%	68%	64%	60%	54%	48%	41%	34%	28%	23%	19%	17%

Abbildung 33: Relatives Ertragspotenzial, unverschattet, Standort Freiburg, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.

16.1.1 Steildach Ost-/West

Im direkten Vergleich bringt PV bspw. auf einem Westdach mit 45° Neigung ca. 26 % weniger Jahresstromertrag als auf einem Süddach gleicher Neigung (Abbildung 33), mit entsprechend höheren Stromgestehungskosten. Insbesondere bei hohen Strombezugspreisen in Verbindung mit Eigenverbrauch kann sich die PV-Anlage auf einem Ost- oder Westdach trotzdem lohnen. Bei der Frage, ob ein Ost- bzw. Westdach zusätzlich zu einem Süddach belegt werden sollte, empfiehlt sich die Grenzkostenbetrachtung. Zusätzliche PV-Module dürften vergleichsweise geringe Installationskosten verursachen, und mit einem dank der Westausrichtung in den späteren Nachmittag verschobenen Erzeugungsprofil das Eigenverbrauchspotenzial steigern (Abbildung 47).

16.1.2 Vertikale Südfassade

An einer vertikalen Südfassade bringt PV ca. 29 % weniger Jahresstromertrag als auf einem Süddach mit 45° Neigung (Abbildung 33). Gleiches gilt für senkrecht montierte Stecker-Solargeräte, die nach Süden ausgerichtet sind. Die saisonale Fluktuation zwischen Sommer- und Winterertrag fällt aber bei der vertikalen Anlage deutlich geringer aus (Abbildung 48), was den Eigenverbrauch bzw. die systemische Integration des PV-Stroms erleichtert. Der Minderertrag der vertikalen Anlage trifft das sonnenreiche Halbjahr, wenn

der Eigenverbrauchsanteil beim Süddach in vielen Fällen wegen „Überproduktion“ zurückgeht bzw. der Marktwertfaktor Solar (Abschnitt 4.3) abnimmt. Die Minderung des Jahresstromertrags wird sich damit nur in abgeschwächter Form auf die Wirtschaftlichkeit der Fassaden-PV übertragen.

16.2 Degradieren PV-Module?

Ja, aber im Normalfall sehr langsam.
Waferbasierte PV-Module altern so langsam, dass es eine Herausforderung für die Wissenschaftler darstellen kann, Leistungsverluste überhaupt nachzuweisen. Eine Studie des Fraunhofer ISE an 44 größeren, qualitätsgeprüften Aufdach-Anlagen in Deutschland hat eine durchschnittliche jährliche Degradation der Nennleistung bei Modulen von ca. 0,15 % ergeben [ISE2]. Üblich sind Garantien der Hersteller für einen maximalen Leistungsverlust ihrer PV-Module von 10 – 15 % über 25 – 30 Jahre Betrieb.
Die genannten Werte berücksichtigen keine Ausfälle aufgrund von Produktionsmängeln. Fehler in der Materialzusammensetzung, der Herstellung, bei Transport und Montage können zu einer beschleunigten Degradation bis zum kompletten Ausfall von Modulen führen. Die Degradation kann das Erscheinungsbild betreffen (etwa bei Delamination), den Ertrag und/oder die elektrische Sicherheit. Mit einer **Schadensanalyse** lässt sich die Abweichung quantifizieren, die Ursachen ermitteln und Prognosen für die weitere Degradationsdynamik aufstellen.
Die deklarierte Nennleistung von Modulen bezieht sich meistens auf den Betrieb nach der Anfangsdegradation. Abhängig vom Material der Solarzellen kommt eine lichtinduzierte Degradation (LID) von 1-2 % in den ersten Betriebstagen dazu, wie umfangreiche Messungen am Fraunhofer ISE ergeben haben.
Für Anlagen mit **Qualitätssicherung** bei Komponentenauswahl, Design, Installation und im Betrieb erscheint die häufig getroffene Annahme von 0,5 % mittlerem Ertragsverlust pro Jahr eher konservativ.

16.3 Verschmutzen PV-Module?

Ja.
In vielen Fällen bleiben die dadurch verursachten Ertragseinbußen während der Betriebsdauer überschaubar. Problematische Ablagerungen können entstehen durch lokale Effekte wie Laubabwurf, Vogelkot, Staub von Baustellen oder aus der Landwirtschaft, Ruß aus nahen Schornsteinen, durch regionale Effekte wie Pollenflug oder überregionale Effekte wie Saharastaub-Ereignisse. Intensiver Regen wird die Module größtenteils wieder reinigen, über die Jahre nehmen allerdings Verschmutzung und damit Ertragsverluste zu. Dies gilt besonders in Regionen, die aufgrund der Klimakrise zunehmend unter langen, regenarmen Phasen leiden.
Besonders betroffen sind Module mit sehr flacher Neigung (unter 15°). Oft sind die untere Kante und insbesondere die unteren Ecken der Module besonders stark verschmutzt.

Wegen der Serienverbindung der Solarzellen können stark verschmutzte Teilflächen erheblich stärkere Ertragseinbußen verursachen als es ihrem Flächenanteil entspricht. Ob, wann und wie oft sich eine Reinigung der Module lohnt, muss wegen der Vielzahl der Einflussfaktoren im Einzelfall bewertet werden.

16.4 Arbeiten PV-Kraftwerke selten unter Volllast?

Ja, aber neue Technologien erlauben deutlich höhere Verfügbarkeiten.
Die Kennzahl „Volllaststunden", auch „Vollbenutzungsstunden" (VBh) oder „Spezifischer Ertrag" eines Kraftwerks ist der Quotient aus der im Lauf eines Jahres erzeugten Strommenge und der Nennleistung des Kraftwerks auf der AC-Seite (kWh/kW_P).
Je mehr VBh ein Kraftwerk aufweist, umso effizienter wird nachgelagerte Infrastruktur genutzt, insbesondere Netzanschlüsse. Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig mit ihrer Nennleistung produzieren, soweit ausreichend Brennstoff und Kühlwasser zur Verfügung stehen. Steuerbare Stromerzeuger wie Gaskraftwerke (Biogas, Biomethan, Erdgas) sollen Residuallasten decken, dort sind moderate VBh vorteilhaft für das Stromsystem.
Bei volatilen Stromerzeugern wie Solar und Wind sind VBh ein wichtiges Maß für die Verfügbarkeit. Allerdings zwingen temporäre Defizite bei der Nutzbarkeit volatilen Stroms, sei es durch Netzengpässe oder fehlende Flexibilitäten bei Nachfrage und Speicherung, zu Abregelung und senken so die VBh der Kraftwerke. Wir unterscheiden deshalb zwischen verfügbaren VBh, die sich auf bereitgestellte Strommengen beziehen, und nutzbaren VBh, die auch abnahmeseitig erzwungene Abregelung berücksichtigen.
Neben der gesteuerten Abregelung gibt es bei PV-Kraftwerken oft auch eine interne, dauerhafte Leistungsbegrenzung durch Software und ggf. Hardware des Wechselrichters (DC/AC-Verhältnis > 1). Diese Leistungsbegrenzung reduziert die Nennleistung des Kraftwerks auf der AC-Seite, sie kann sich aber auch negativ auf die produzierte Strommenge auswirken, abhängig vom Speichereinsatz und der Ausrichtung der Module. In Bezug auf die VBh überwiegt der Einfluss auf die Nennleistung, so dass Leistungsbegrenzung die VBh anhebt.

16.4.1 Verfügbare VBh

Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Module nur etwas weniger als die Hälfte der insgesamt 8760 Jahresstunden, und dann auch meistens in Teillast. Die Größe eines PV-Kraftwerks hat keinen direkten Einfluss auf die Volllaststundenzahl, anders als bei Windkraftwerken, wo Naben- und damit Turmhöhen entscheidend sind.
Ein neues, flach nach Süden ausgerichtetes PV-Kraftwerk mit einer Einstrahlung in die Modulebene von 1270 kWh/(m^2·a) und einer Performance Ratio (PR, siehe Abschnitt 28.1) von 85 % würde ohne jegliche Abregelung ca. 1080 VBh erreichen.
Durch Nachführung der Module lassen sich die verfügbaren VBh über höhere Jahreserträge deutlich steigern (Abschnitte 22.3.1, 22.3.7.1). Bei einem marktüblichen

Nachführsystem mit horizontaler Achse und achsparalleler Modulanordnung können die VBh weiter gesteigert werden, indem ein größeres DC/AC-Verhältnis des Wechselrichters vorgesehen wird (bspw. 1,5). So können 2000 VBh bei geringen internen Abregelungsverlusten angenähert werden. Mit zusätzlicher Unterstützung durch stationäre Speicher kann das DC/AC-Verhältnis des Wechselrichters weiter vergrößert werden (bspw. auf 2), womit die verfügbaren VBh in eine Größenordnung von 2500 anwachsen.
Auch bei gewöhnlichen PV-FFA mit südausgerichteten Modulen lassen sich im Zusammenspiel mit Batterien hohe DC/AC-Verhältnisse bei geringen internen Abregelungsverlusten realisieren, was die VBh der Kraftwerke fast verdoppelt.
Die stark gefallenen Preise für stationäre Batterien machen Hybridkraftwerke zum neuen Standard, mit erheblich höheren VBh als reine PV-Kraftwerke und mit höheren Stromerlösen dank einer in die Abendstunden verschobenen Einspeisung.
Ebenfalls sehr hohe VBh (Größenordnung 2000) lassen sich mit bifazialen PV-Module in vertikaler Ost-West-Anordnung bei hohem DC/AC-Verhältnis des Wechselrichters erreichen. Speicher sind dafür nicht notwendig, weil es keine dominante Erzeugungsspitze am Mittag gibt. Möglich wurde diese Bauweise durch die Verfügbarkeit von PV-Modulen mit hohem Bifazialitätsfaktor (> 90 %).
Auch viele ertragssteigernde Maßnahmen und Entwicklungen auf Basis der eingangs genannten Einflussfaktoren (Abschnitt 16) erhöhen die verfügbaren VBh.

16.4.2 Nutzbare VBh

Wegen überregional oft einheitlicher Wetterlagen und überwiegender Ausrichtung von PV-Modulen nach Süden weist die Produktion von PV-Strom einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor auf, mit einem sehr ausgeprägten Maximum zur Mittagszeit.
Da noch sehr wenig Batteriespeicher am Netz angeschlossen bzw. netzdienlich betrieben werden, kann es in Zeiten hoher Solarstromproduktion zu Netzengpässen und, mangels Flexibilitätsreserven auf der Nachfrageseite, zu Absatzengpässen für Solarstrom kommen. Die Absatzengpässe führen ihrerseits zu sehr niedrigen bis negativen Preisen an der Strombörse.
Als Schutzmaßnahme in kritischen Situationen werden viele steuerbare PV-Kraftwerke abgeregelt. Damit sinken die erzeugte Strommenge und die VBh der betroffenen Kraftwerke.
Die Verluste aus flexibler Abregelung sind ein wichtiger Grund für die Übertragungsnetzbetreiber, in ihrem Trendszenario Stand 2025 für das Jahr 2026 von nur 864 VBh für PV-Freiflächen-Anlagen in Deutschland auszugehen, bei Dachanlagen von 895 VBh, mit weiter sinkender Tendenz [ÜNB]. Für Windenergie an Land werden im Jahr 2026 im Trendszenario 1904 VBh erwartet, auf See 3125 VBh.

17. Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz?

17.1 Gefährdet der anthropogene CO_2-Ausstoß das globale Klima?

Ja.
Die zunehmende globale Erwärmung ist zweifelsfrei erwiesen [IPCC]. Im Vergleich zum präindustriellen Zeitalter ist die mittlere globale Temperatur um 1,1 °C angestiegen, über der Landfläche sogar um 1,6 °C. Die überwältigende Mehrheit der Wissenschaftler ist überzeugt, dass anthropogene Emissionen von CO_2 und anderen Treibhausgasen den Anstieg der atmosphärischen Treibhausgas-Konzentration und damit den globalen Temperaturanstieg verursachen.

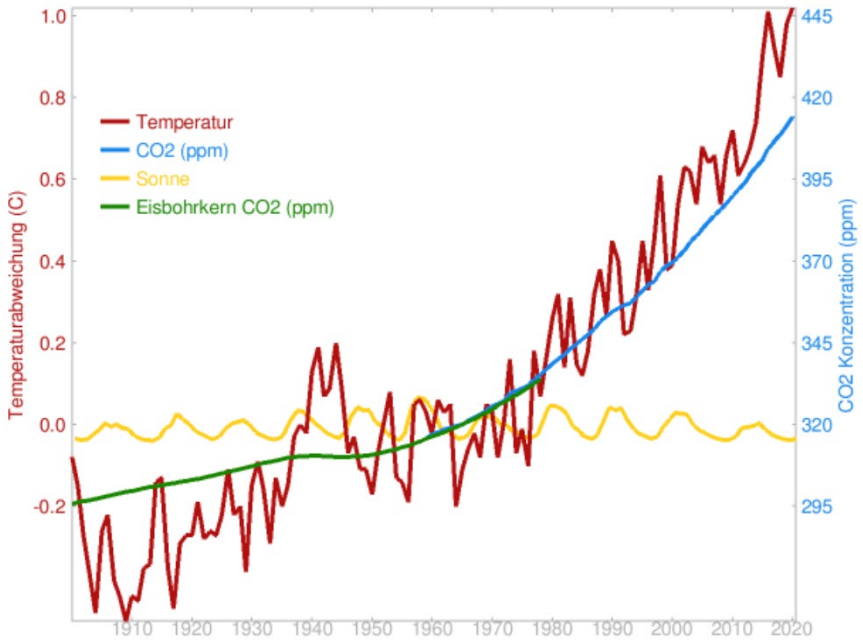


Abbildung 34: Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration, der mittleren globalen Temperaturveränderung und der Sonnenaktivität (http://herdsoft.com/climate/widget/).

Die Konzentration von CO_2 in der Atmosphäre hat 2025 den höchsten Wert der letzten zwei Millionen Jahre erreicht [WMO]. Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen die Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der globalen bzw. antarktischen Temperatur.
Ein schneller globaler Temperaturanstieg gefährdet in einem noch wenig verstandenen Ausmaß die Stabilität des globalen Klimasystems, das Leben der von Extremwetterlagen direkt bedrohten Menschen, die Ernährungsgrundlage der Weltbevölkerung, Infrastrukturen, küstennahe Siedlungsgebiete sowie die ohnehin unter hohem Druck stehende Diversität an Arten und Biotopen.

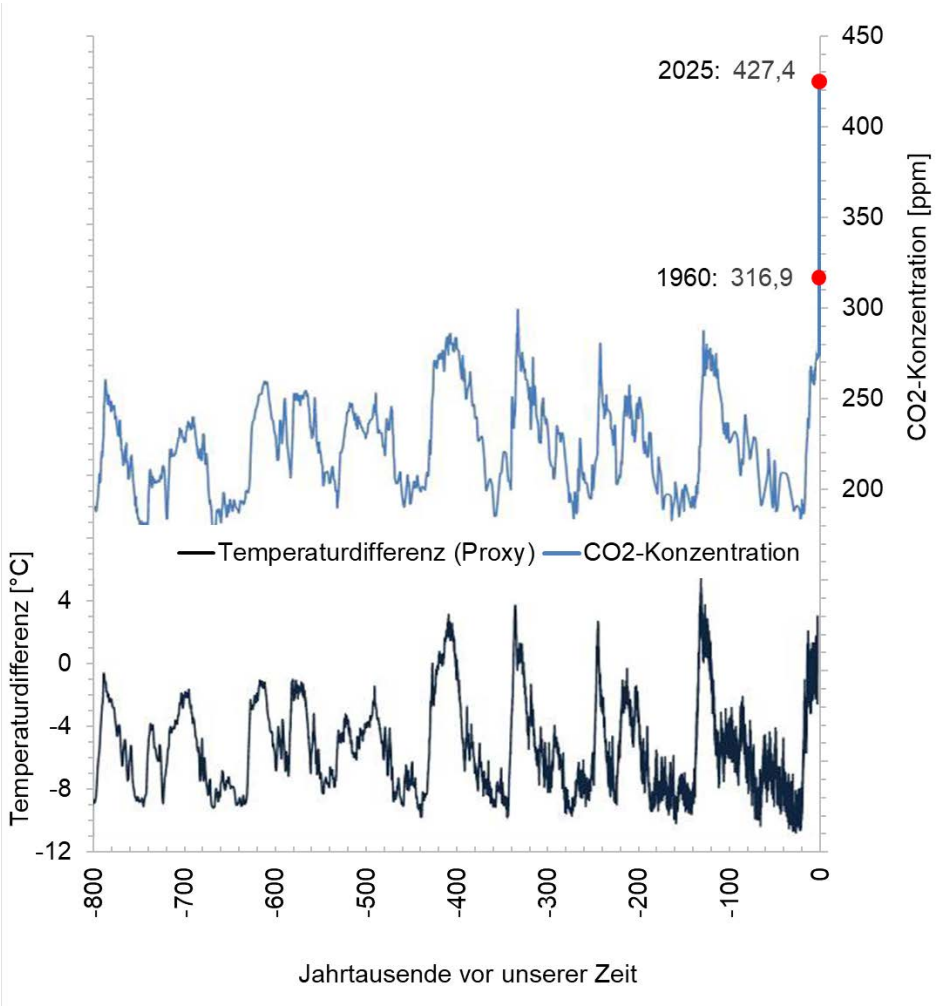


Abbildung 35: Schätzungen der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der Temperaturdifferenz in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA]; Rot: CO_2-Messwerte des Mauna Loa Observatory [https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/data.html].

17.2 Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO_2-Ausstoßes?

Ja.

Der CO_2-Äquivalente (THG) Emissionsfaktor für den Strommix in Deutschland (Verbrauch), mit Berücksichtigung der Vorketten, ist von 860 g CO_2-Äq/kWh im Jahr 1990 auf geschätzt **427 g CO_2-Äq/kWh** im Jahr 2024 gefallen [UBA6]. Einen wichtigen Beitrag zu dieser Reduktion leistete der Ausbau der EE.

Für die Abschätzung der gesamtheitlichen Emissionsfaktoren einzelner Brennstoffe zur Stromgewinnung sind Differenzierungen notwendig u.a. hinsichtlich des Ursprungslandes, der Fördertechnik, des Primärenergiegehalts von Rohstoffvorkommen, der Methanleckage bei der Erdgasgewinnung, der effektiven elektrischen und gesamten (bei Kraft-Wärme-Kopplung) Wirkungsgrade von Kraftwerken.

Während PV-Kraftwerke im Betrieb kein CO_2 freisetzen, muss eine gesamtheitliche Betrachtung auch Herstellung und Entsorgung der Anlage berücksichtigen. Bei PV-Kraftwerken spielen der spezifische Ertrag [kWh/(kW_P·a)] und damit die jährliche Einstrahlungssumme am Betriebsort eine große Rolle, ebenfalls die Lebensdauer der Anlage. Die Treibhausgasbilanz von PV-Strom konnte durch Fortschritte bei Produktion und Wirkungsgraden in den letzten Jahrzehnten deutlich gesenkt werden. Es ist deshalb wichtig, bei der Beurteilung neuer Anlagen auch Lebenszyklusanalysen (LCA) aktueller Technologien zu betrachten.
Für eine große PV-FFA von 85 MW_P am Standort Piacenza in Norditalien (GHI 1.368 kWh/(m^2·a) mit aktueller PERC-Technologie und 21,2% Modulwirkungsgrad hat die IEA PVPS Task 12 einen Emissionsfaktor von 25,7 g CO_2-Äq/kWh ermittelt [IEA5]. Für Deutschland wären aufgrund etwas geringerer Solarstrahlung (im Schnitt ca. 20 % weniger) etwa **30 – 35 g CO_2-Äq/kWh** zu erwarten.
Das Umweltbundesamt hat das Treibhausgaspotenzial von PV-Strom aus Freiflächen- und Schrägdachanlagen auf Basis älterer Daten verglichen und nur geringe Unterschiede ermittelt ([UBA8], s. Abbildung 36). Besonders günstig schneiden PV-Module ab, die zusammen mit ihren Vorprodukten in Europa produziert werden, weil hier der Strommix höhere EE-Anteile enthält und die Transportwege deutlich kürzer ausfallen. Günstig sind Glas-Glas-Module aufgrund ihrer geringeren Degradation und des Verzichts auf Alu-Rahmen [LCA]. Mit der fortgesetzten Steigerung der Wirkungsgrade und des Anteils von EE in der Produktion werden die Treibhausgasemissionen pro kWh PV-Strom weiter sinken.

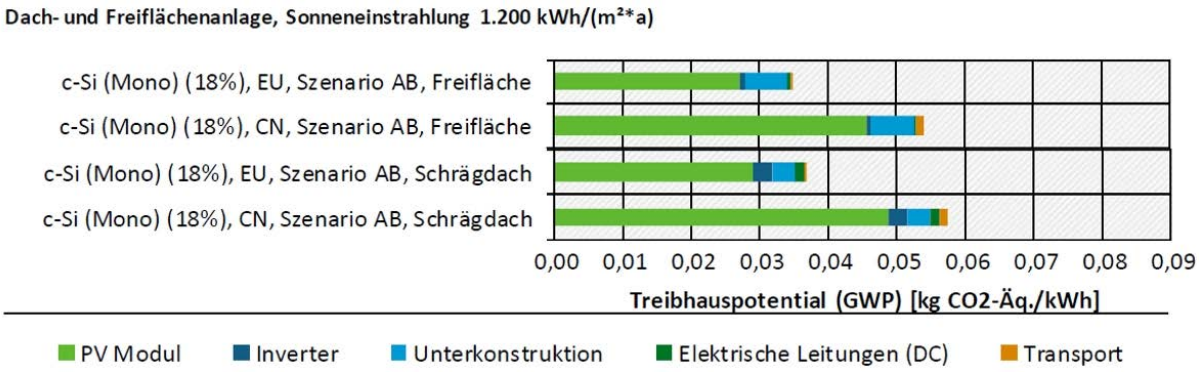


Abbildung 36: Treibhauspotenzial der Stromerzeugung mit mono c-Si PV für Dach- und Freiflächenanlagen [UBA7].

Abbildung 37 zeigt die THG-Potenziale von PV im Vergleich mit Kohle-, Erdgas- und Atomstrom. Die Emissionsfaktoren der Stromerzeugung über Biogas aus Energiepflanzen liegen im Bereich von 160 – 184 g CO_2-Äq./kWh [UBA8].
Im Jahr 2022 wurden durch die Nutzung der PV in Deutschland netto 41,7 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen vermieden (Abbildung 38). Bei den Berechnungen wurden die Emissionen aus der Produktion der PV-Systemkomponenten näherungsweise berücksichtigt.

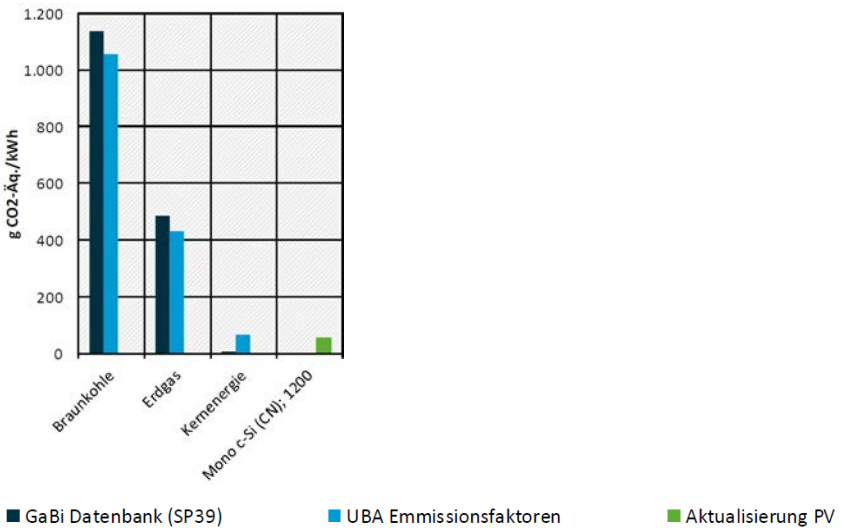
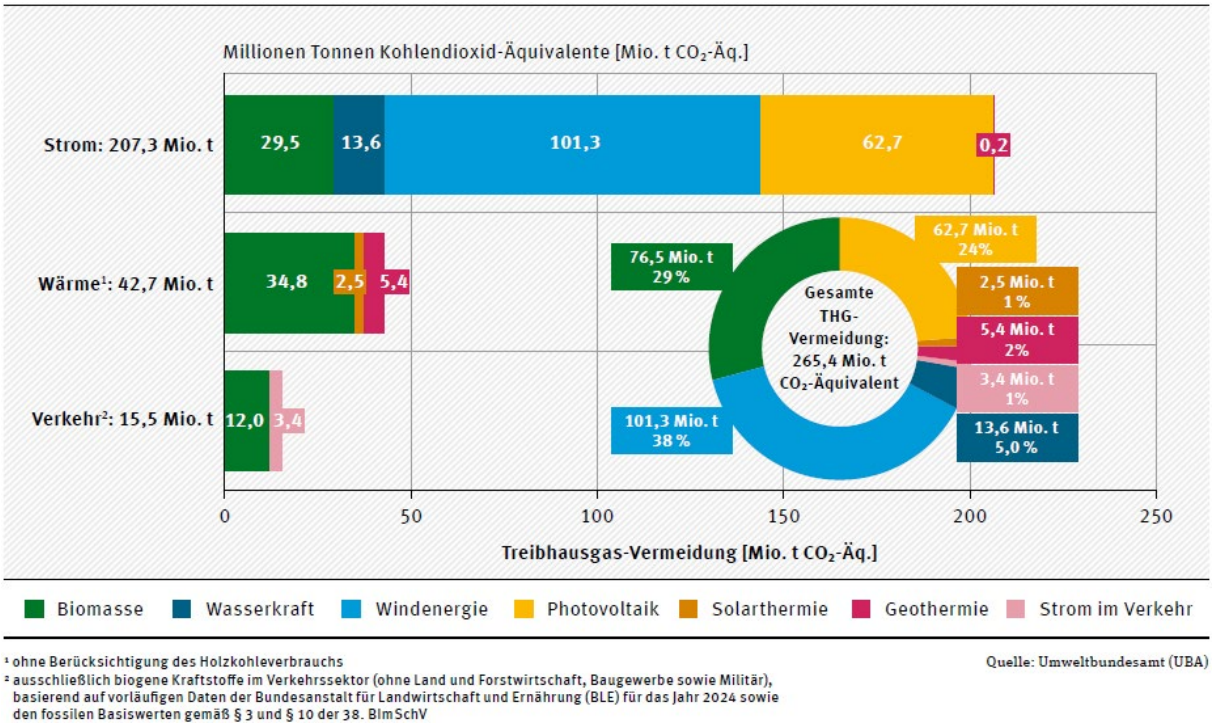


Abbildung 37: Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungstechnologien [UBA7].



¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs
² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär), basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2024 sowie den fossilen Basiswerten gemäß § 3 und § 10 der 38. BImSchV

Quelle: Umweltbundesamt (UBA)

Abbildung 38: Vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2025 [AGEE].

Die deutsche Energiepolitik hat zudem eine hohe internationale Relevanz. Mit einer Fördermenge von 171 Mt im Jahr 2016 war Deutschland beim Abbau von Braunkohle international die Nummer 1, noch vor China. Zwar entfallen weniger als 3 % des weltweiten Stromverbrauchs auf Deutschland, bei weiter sinkender Tendenz. Die deutsche Politik hat jedoch eine Vorreiterrolle bei der Entwicklung von Instrumenten zur Förderung von EE gespielt, allen voran dem EEG. Das EEG-Instrumentarium wurde international stark

beachtet und diente Dutzenden von Ländern als Vorlage für ähnliche Regelungen. China ist mittlerweile zum Vorreiter in Sachen PV-Ausbau geworden und hat Deutschland bei der jährlich installierten Leistung um ein Vielfaches überholt. Die Internationale Energieagentur (IEA) lobte in ihrem Länderbericht „Deutschland 2013" das EEG als ein sehr effektives Ausbauinstrument, das die Kosten für die Gewinnung regenerativer Energien in den letzten Jahren erheblich gesenkt habe [IEA1]. Auch die Abkehr der Deutschen von der Atomenergie hat international aufhorchen lassen. Weitere europäische Länder haben den Ausstieg beschlossen (z.B. Belgien, Schweiz, Spanien) oder sind bereits aus der Kernkraft ausgestiegen (Italien, Litauen).
Die höchste Durchschlagskraft bezüglich CO_2-Vermeidung erzielte das EEG jedoch in seinen Anfangsjahren über eine „Nebenwirkung": durch Schaffung des international größten und sichersten Absatzmarktes für PV über mehrere Jahre hat es die globale Skalierung, Technologieentwicklung und Preissenkung wesentlich beschleunigt (Abbildung 39). PV senkt weltweit den Verbrauch fossiler Rohstoffe für die Stromerzeugung.

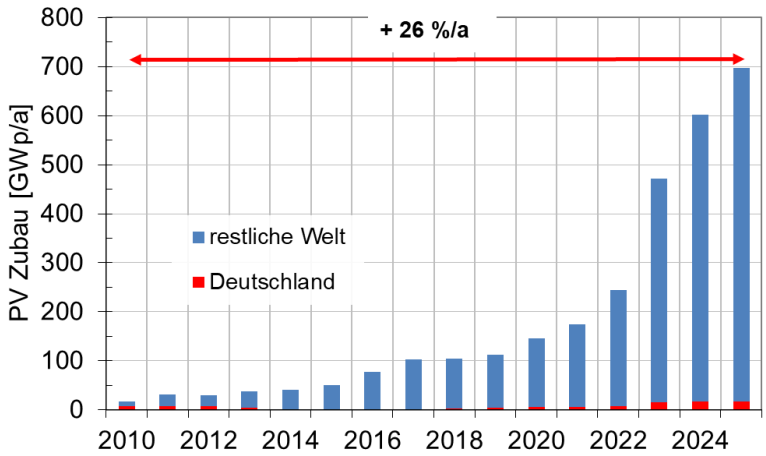


Abbildung 39: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus [IEA3] und mittlere jährliche Wachstumsrate.

Das deutsche EEG hat damit PV-Strom für viele Menschen in Entwicklungsländern schneller erschwinglich gemacht. Aus dieser Perspektive ist das EEG nebenbei „das vermutlich erfolgreichste Entwicklungshilfeprogramm aller Zeiten in diesem Bereich" (Bodo Hombach im Handelsblatt 11.1.2013), das auch in den Entwicklungsländern erhebliche Mengen an CO_2 einspart. Schätzung der IEA zufolge wird PV im Jahr 2026 weltweit zur zweitgrößten Quelle für erneuerbaren Strom aufrücken, nach Wasserkraft.

17.3 Verschlingt die Produktion von PV-Modulen mehr Energie als diese liefern können?

Nein.
Die Energierücklaufzeit oder energetische Amortisationszeit (Energy Payback Time, EPBT) gibt die Zeitspanne an, die ein Kraftwerk betrieben werden muss, um die investierte

Primärenergie zu ersetzen. Der Erntefaktor (Energy Returned on Energy Invested, ERoEI oder EROI) beschreibt das Verhältnis der von einem Kraftwerk bereitgestellten Energie und der für seinen Lebenszyklus aufgewendeten Energie.
Energierücklaufzeit und Erntefaktor von PV-Anlagen variieren mit Technologie und Anlagenstandort. Eine Analyse im Auftrag des Umweltbundesamtes hat EPBT für PV-Kraftwerke bei einem Anlagenbetrieb in Deutschland (angenommene mittlere jährliche Einstrahlungssumme in der Modulebene 1200 kWh/(m^2·a)) von 1,6 Jahren für multi- bzw. 2,1 Jahren monokristalline Si-Module ermittelt [UBA7]. Bei einer Lebensdauer von 25 – 30 Jahren und einer jährlichen Ertragsdegradation von 0,35% folgen daraus Erntefaktoren von 11 – 18. Berechnungen des Fraunhofer ISE auf Basis neuester Produktionsdaten weisen eine EPBT von unter **1,3 Jahren** für Anlagen mit marktüblichen monokristallinen Si-Module in Deutschland aus [ISE5]. Eine Komponentenproduktion in Europa senkt die EPBT noch weiter, aufgrund des höheren Grünstromanteils im Vergleich mit Importkomponenten aus China.

17.4 Entstehen bei der Produktion von PV weitere klimaschädliche Gase?

Ja, bei manchen Dünnschicht-Technologien, deren Marktanteil liegt jedoch unter 5 %.
Bei der Produktion von Dünnschicht-PV wird teilweise noch Stickstofftrifluorid (NF_3) zur Reinigung von Beschichtungsanlagen eingesetzt. Restmengen dieses Gases können dabei in die Atmosphäre entweichen. NF_3 ist über 17.000-mal klimaschädlicher als Kohlendioxid. Aktuelle Emissionsmengen sind nicht bekannt, der NF_3-Ausstoß wird jedoch ab 2013 in 37 Staaten gemäß des ergänzten Kyoto-Protokolls ermittelt.

18. Heizen PV-Module die Erde auf?

Helle Oberflächen reflektieren einen großen Teil der auftreffenden Solarstrahlung, während dunkle Oberflächen mehr absorbieren. Diese heizen sich dadurch stärker auf und geben mehr Wärme an die umgebende Luft ab. Die **solare Albedo** (der solare Reflexionsgrad) einer Oberfläche gibt an, welcher Prozentsatz der eintreffenden Solarstrahlung reflektiert wird – der Rest wird absorbiert oder transmittiert. Die solare Albedo erfasst neben dem sichtbaren Teil des Spektrums auch UV- und IR-Anteile. Literaturwerte zur Albedo von Oberflächen variieren stark. Das Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz nennt für Ackerboden 7 – 17 % auf, für Grünland 12 – 30 % und für Wald 5 – 20 %. Das Umweltministerium Thüringen gibt für Dachziegel 10 – 35 % an, für ein Dach mit hellem Anstrich 60 – 70 %.

18.1 Lokale Effekte

18.1.1 Heizen PV-Module ihre Umgebung auf?

Das kommt auf die Referenz an.
Wie die meisten Materialien absorbieren PV-Module einen großen Teil der auftreffenden Solarstrahlung. Da sie aber absorbierte Strahlung teilweise als elektrische Energie abgeben und nicht als Wärme, liegt ihre effektive Albedo und damit die lokale Wärmeentwicklung in einer ähnlichen Größenordnung wie bei üblichen Umgebungsmaterialien oder bei Vegetation.
Wenn neuere PV-Module die Sonneneinstrahlung mit einem effektiven Wirkungsgrad von bspw. 18 % in elektrische Energie umwandeln und zusätzlich einen Teil der Einstrahlung von ca. 5 – 10 % reflektieren, erzeugen sie lokal so viel Wärme wie eine Vergleichsfläche mit 23 – 28 % Albedo. Wir sprechen deshalb bei PV-Modulen im Betrieb von einer **effektiven Albedo**, im genannten Beispiel von 23 – 28 %. Nur wenn PV-Module keinen Strom liefern, sinkt ihre effektive Albedo auf den Wert ihres solaren Reflexionsgrads von 5 – 10 %. Der Vergleich der effektiven Albedo von PV-Modulen mit der Albedo der überbauten Fläche ist ein wichtiger Indikator, ob durch die Installation mehr oder weniger Abwärme entsteht. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Verdunstungskühlung, mit der Pflanzen sich und ihre Umgebung abkühlen. Dies gilt zumindest so lange, wie die Pflanzen genügend Wasser aus dem Boden ziehen können. Danach setzt die Verdunstungskühlung aus und die Pflanzen vertrocknen. Im Umkehrschluss kann eine Teilbeschattung von Pflanzen durch PV-Module den Wasserbedarf der Pflanzen senken und der Boden bleibt länger feucht. Dieser Effekt spricht für eine Kombination von PV bspw. mit Landwirtschaft, Gründächern und mit wieder zu vernässenden, degradierten Moorböden (Abschnitte 12 und 14).

18.1.2 Reflektieren PV-Module Solarstrahlung in die Umgebung?

Kaum.
Der solare Reflexionsgrad gewöhnlicher PV-Module neuerer Bauart liegt in einer Größenordnung von 5 – 10 %, abhängig von Materialauswahl und Moduldesign. Helle Rahmen und Rückseitenfolien erhöhen die Reflexion. PV-Module sind darauf optimiert, möglichst viel Solarstrahlung in der aktiven Schicht zu absorbieren. Eine Wärmeschutzverglasung, mehr noch eine Sonnenschutzverglasung reflektiert ein Vielfaches (Größenordnung von 10 – 30 %). Vergleicht man eine gläserne Gebäudefassade mit einer PV-Fassade, dann reflektiert die PV-Fassade deutlich weniger Solarstrahlung nach unten in die Straßenebene. PV-Module können zwar blenden (Abschnitt 19), sie reflektieren jedoch sehr wenig Solarstrahlung.

18.1.3 Speichern PV-Module die Sonnenwärme?

Kaum.
Die Wärmespeicherkapazität gewöhnlicher PV-Module ist gering, bspw. im Vergleich mit einer massiven Betonwand. In Folge erwärmt sich das PV-Modul unter Sonneneinstrahlung deutlich schneller als eine Betonwand, kühlt jedoch am Abend auch schneller ab. Die tatsächliche Auswirkung von PV-Modulen auf das Stadtklima, im Vergleich mit anderen Baumaterialien, hängt von zahlreichen Faktoren ab und muss ggf. im Einzelfall analysiert werden.

18.2 Globale Effekte

18.2.1 Verstärkt die Solarstromproduktion den Treibhauseffekt?

Ja, aber sehr viel weniger als Stromproduktion über fossile Kraftwerke, und nur solange, bis die Produktion der PV-Komponenten vollständig mit grünem Strom erfolgt.
PV-Strom ersetzt insbesondere Strom aus fossilen Kraftwerken, die je nach Brennstoff bis zu 1,1 kg CO_2/kWh_{el} freisetzen. Das CO_2 gelangt in die Atmosphäre und wirkt dort mit unbegrenzter Dauer als Treibhausgas (Abschnitt 17.1). Im Vergleich mit fossilen Kraftwerken reduziert eine Stromerzeugung über PV die Freisetzung von CO_2 massiv und bremst damit den Treibhauseffekt wirksam (Abschnitt 17).

18.2.2 Heizen PV-Module die Erdatmosphäre auf?

Das hängt von der Albedo der überbauten Fläche ab.
Wenn PV-Module installiert werden, verändern sie die lokale Erwärmung nach Maßgabe der vorgenommenen Albedo-Änderung. Dunkle PV-Module mit einem effektiven Wirkungsgrad von 18 % und einer Albedo von 5 %, die ein helles Ziegeldach mit 30 % Albedo abdecken (ungünstige Kombination), erzeugen pro kWh Strom 400 Wh zusätzliche Abwärme, d.h. 40 % der produzierten elektrischen Energie. Im Vergleich erzeugen thermische Kraftwerke (Kohle, Kernkraft) pro kWh Strom etwa 2 kWh an Abwärme, also 200 % der produzierten elektrischen Energie. Die Produktion von Solarstrom lässt – selbst bei Überbauung relativ heller Flächen – weniger Abwärme entstehen als Stromproduktion aus thermischen Kraftwerken.

19. Können PV-Module blenden?

Ja.
Ähnlich wie Fensterglas kann auch das Deckglas von PV-Modulen blenden, abhängig von Sonnenstand, Ausrichtung der Module, Glastextur und Blickfeld des Beobachters. Der Effekt ist auf bestimmte Tageszeiten und Tage im Jahr begrenzt, Details lassen sich über ein

Blendgutachten ermitteln. Meistens geht es bei PV-Modulen nicht um eine messbare Herabsetzung des Sehvermögens (physiologische Blendung), sondern um eine Störempfindung durch hohe Leuchtdichten (psychologische Blendung). Weil die Deckgläser von PV-Module nur eine einzige blendungswirksame Grenzfläche aufweisen, in aller Regel mit einer leichten Oberflächentextur und einer zusätzlichen Antireflexschicht, sind die maximalen Leuchtdichten in Reflexion deutlich kleiner als bei Fenstern mit ihren bis zu 6 glatten, nicht entspiegelten Grenzflächen. In besonders kritischen Anwendungen, etwa in der Nähe von Flughäfen, kommen im Fall von Blendungsrisiken PV-Module mit speziellen, stärker texturierten Deckgläsern zum Einsatz.

20. Geben PV-Module gesundheitsschädliche Strahlung ab?

Nein, solange zugelassene Komponenten fachgerecht montiert werden.
Der umgangssprachliche Ausdruck „Elektrosmog" umfasst technisch erzeugte, statische elektrische und magnetische Felder sowie elektromagnetische (EM) Felder.
Statische elektrische Felder liegen zwischen Objekten an, die sich auf verschiedenen elektrischen Spannungsniveaus (Potenzialen) befinden, bspw. zwischen Kabeln eines Modulstrings oder zwischen spannungsführenden und geerdeten Komponenten. Die Feldstärke hängt von der Spannung und der Entfernung zwischen den spannungsführenden Objekten ab. Ein Modulstring liefert üblicherweise Spannungen zwischen 400 – 1000 V, abhängig von der Anzahl der in Serie verbundenen Module. Im Zusammenhang mit PV-Anlagen sind keine Gesundheitsschäden durch statische elektrische Felder bekannt.
Statische magnetische Felder umgeben elektrische Ströme, bspw. in bestromten Kabeln. Ein PV-Modul für die Dachanwendung produziert üblicherweise Ströme im Bereich von 10 – 15 A. Magnetische Felder können bestimmte Werkstoffe magnetisieren. Die magnetische Feldstärke fällt allerdings mit der Entfernung zur Leitung sehr schnell ab und wird durch die übliche paarweise Leitungsführung mit gegenläufigem Strom zusätzlich geschwächt. Die stromführenden Leitungen einer PV-Anlage sollen nicht im unmittelbaren Wohn- und Schlafbereich verlegt werden. Im Zusammenhang mit PV-Anlagen sind keine Gesundheitsschäden durch statische magnetische Felder bekannt.
Elektromagnetische Felder („Wellen", „Strahlung") entstehen durch elektrische Ladungen, die beschleunigt bzw. abgebremst werden. Solarzellen erzeugen im Betrieb Gleichstrom (DC), der weder in den PV-Modulen, noch in den DC-Stromleitungen EM-Felder entstehen lässt. Wechselrichter wandeln den Gleichstrom aus dem Modulstring bzw. dem Einzelmodul in 50-Hertz-Wechselstrom (AC) zur Netzeinspeisung um. Die meisten kleinen PV-Anlagen nutzen einen zentralen Wechselrichter, gelegentlich werden auch modulintegrierte Wechselrichter auf der Rückseite der Module eingesetzt.
In Wechselrichtern (WR) fließen Ströme mit Frequenzanteilen bis in den Kilohertz-Bereich, und diese Wechselströme erzeugen EM-Felder. Wechselrichter sind aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen herstellerseitig so abzuschirmen, dass vorgegebene Grenzwerte in Gerätenähe eingehalten werden. Wechselrichter sollen außerhalb des Wohn- und Schlafbereich montiert werden, entscheidend ist die Entfernung und die Abschirmwirkung des dazwischenliegenden Materials. Im Betrieb können Wechselrichter hochfrequente

Stromanteile in den DC-Kreis rückkoppeln, damit auch in die PV-Module. Transformatorlose WR übertragen niederfrequente (bspw. 50 Hz oder 150 Hz) Spannungen auf die DC-Seite. Im Zusammenhang mit PV-Anlagen sind keine Gesundheitsschäden durch elektromagnetische Felder bekannt. Zahlenwerte und Vergleiche mit haushaltsüblichen Elektrogeräten bietet eine Studie im Auftrag der EnergieSchweiz [BFE]. Nieder- und höherfrequente Ströme erzeugen in den Wechselrichtern während des Betriebs oft auch hörbaren Schall. Dieser kann bei ungünstigem Montageort stören, es handelt sich dabei jedoch nicht um EM-Strahlung.

21. Ersetzen PV-Anlagen thermische Kraftwerke?

Nein.
PV-Kraftwerke reduzieren zwar den Verbrauch an fossilen Brennstoffen, die Energieimporte und den CO_2-Ausstoß, sie ersetzen aber keine steuerbaren Erzeugungskapazitäten, auch nicht in Kombination mit Windkraft, Batteriespeichern und den in Deutschland nur wenig ausbaufähigen Pumpspeichern. Kritisch sind windstille Nächte und insbesondere windstille, trübe Winterwochen ohne nennenswerte PV- oder Windstromproduktion. Erst durch Hinzunahme von flexiblen thermischen Kraftwerken, befeuert durch Erdgas, Biogas und perspektivisch Wasserstoff, können ganzjährig Erzeugungslücken gedeckt werden.

22. Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?

Ja, in dem Maße, wie wir unser Energiesystem und die energiewirtschaftlichen Strukturen an die Anforderungen der Energiewende anpassen.

22.1 Ausgangspunkt: Energiebedarf und Energieangebot

Die traditionelle Energiewirtschaft fördert fossile und nukleare Energieträger (Primärenergie), wandelt sie und bereitet sie für den Endverbrauch auf (Abbildung 40).

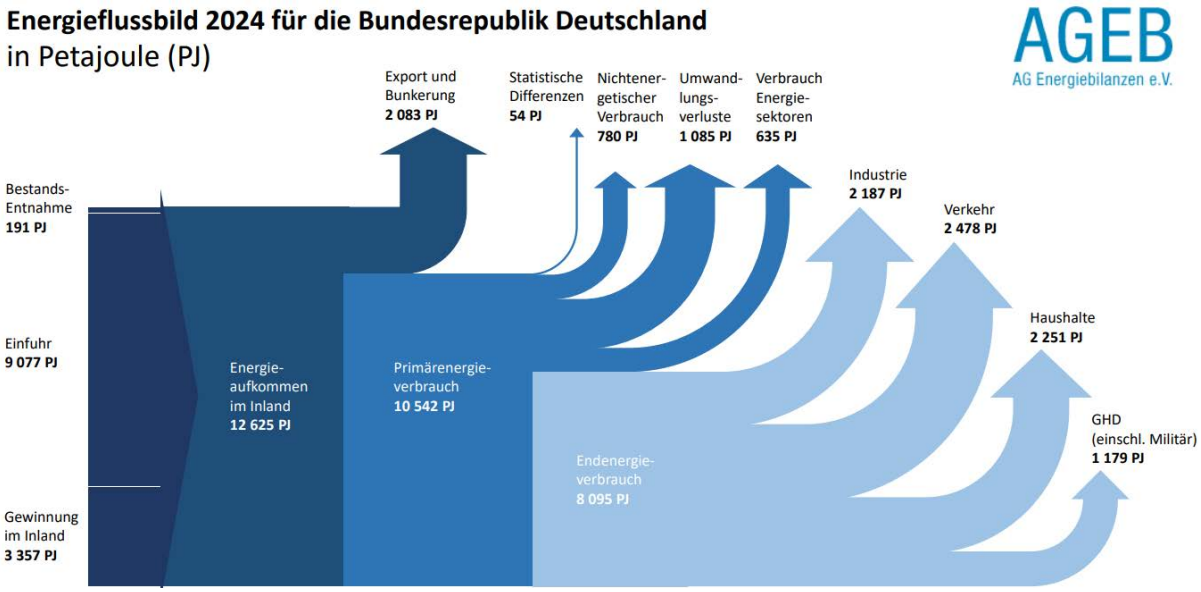


Abbildung 40: Energieflussbild für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB2].

In der Wandlung und im Endenergieverbrauch herrschen dramatische Effizienzdefizite (vgl. Abschnitt 22.3.3). Unser zukünftiger Energiebedarf ist keinesfalls mit dem heutigen Primärenergieverbrauch gleichzusetzen, weder nach Mengen, noch nach Energieträgern. Deutschland war bisher hochgradig abhängig von Energieimporten, verbunden mit dem Risiko volatiler Preise, politischer Einflussnahme durch Förder- und Transitländer und dem Risiko von Störungen der Rohstofflogistik, bspw. bei Sperrungen von Pipelines oder Niedrigwasser in den Flüssen. Die Kosten der fossilen Energieimporte liegen in der Größenordnung von jährlich 80 Mrd. Euro (Abbildung 41), ein großer Teil des Geldes stützt bzw. stützte autokratische Regimes.

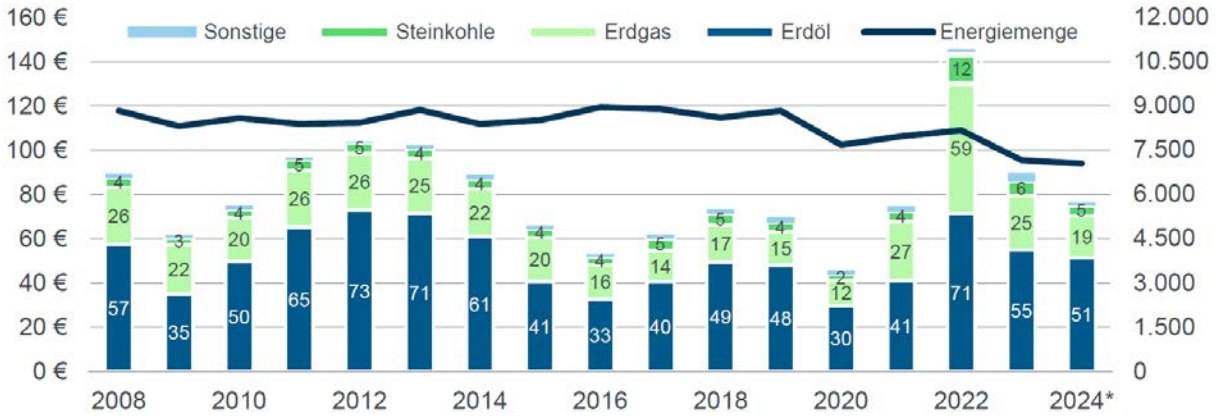


Abbildung 41: Wert und Energiemenge der Nettoimporte fossiler Brennstoffe (linke Achse: Wert in Mrd. EUR, nominal; rechte Achse Energiemenge in PJ) [KFW].

Die meiste Endenergie (53 %) dient der Wärmebereitstellung, gefolgt von mechanischer Energie („Kraft") mit 38% für den Verkehr und in stationären Motoren (Abbildung 42). Für Raumwärme und Warmwasser werden jährlich ca. 800 TWh Endenergie aufgewendet [BMWK1].

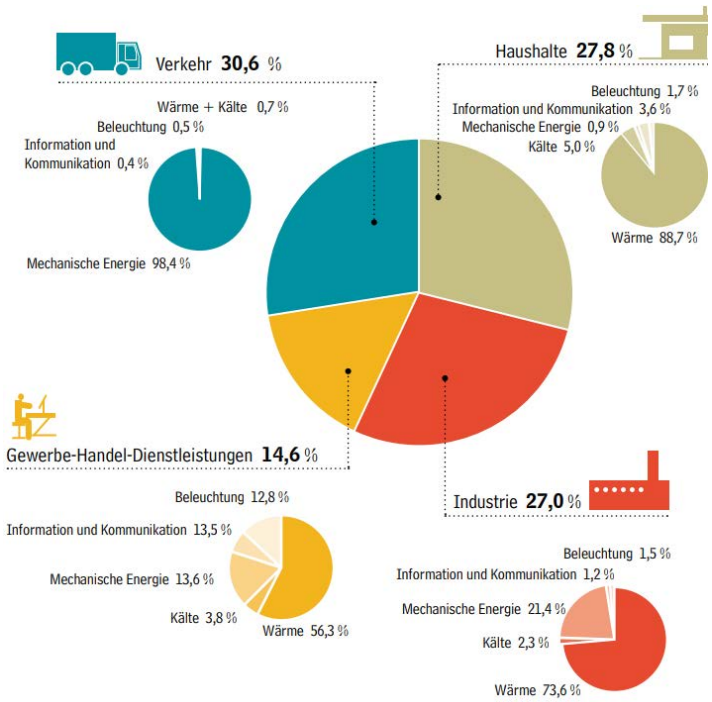


Abbildung 42: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren und Anwendungsbereichen im Jahr 2024, Zahlen aus [AGEB3].

Die Stromlast schwankt periodisch: nachts, an Wochenenden und Feiertagen wird regelmäßig weniger Strom benötigt. Der Mineralölabsatz (Otto- und Dieselkraftstoff) zeigt sehr geringe saisonale Schwankungen [MWV]. Der Heizwärmebedarf korreliert negativ mit der Globalstrahlung, bei höchster Koinzidenz im Frühjahr.

22.2 Energieszenarien

Unser heutiges, auf fossiler und nuklearer Erzeugung basierendes Energiesystem in Deutschland ist ein Auslaufmodell. Es gibt eine Fülle von Energieszenarien für die kommenden Jahrzehnte, und sie rechnen zunehmend mit EE [UBA, ACA, ISE3]. Forscher des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE haben in Simulationen auf Basis von Stundenzeitreihen mit Berücksichtigung der Sektorkopplung (Abbildung 43) verschiedene Transformationswege zu einem klimaneutralen Energiesystem für Deutschland untersucht. In einem technologieoffenen Szenario trägt die PV mit einer installierten Leistung von 471 GW bei [ISE3].

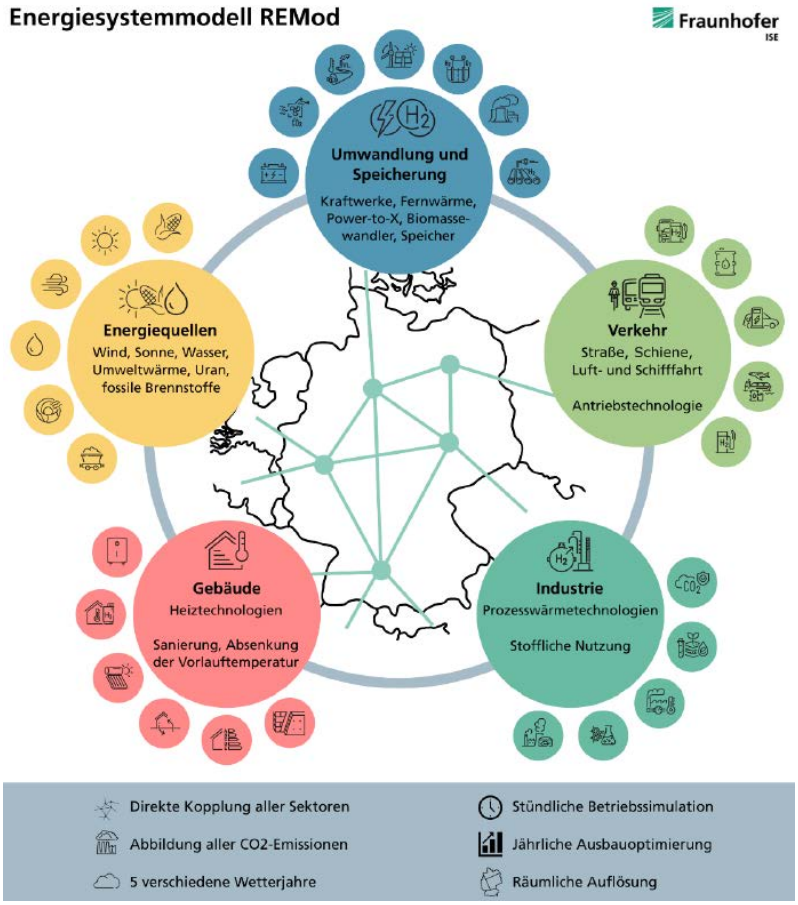


Abbildung 43: Schematische Darstellung des Modells REMod [ISE3].

Abbildung 44 zeigt eine schematische Residuallastkurve für Deutschland mit einer 100 %ig erneuerbaren Stromversorgung. Dargestellt sind die absteigend geordneten Stundenwerte der Residuallast (Abschnitt 11.5) für ein Jahr. Volatile Stromproduktion lässt sich zwar technisch jederzeit abregeln, jedoch zum Preis eines wirtschaftlichen Totalverlusts der entsprechenden Strommenge. Ein Strompreis mit sinnvoller Steuerfunktion würde entlang der Residuallastkurve der Abbildung 44 von links nach rechts fallen.

Auf der **Bedarfsseite** werden i.A. flexible Lasten reduziert, Batterien und Pumpspeicher entladen, Gas-und-Dampf-Generatoren (GuD) und Gasturbinen aktiviert, um die Residuallast zu decken. Die thermischen Kraftwerke nutzen grünen Wasserstoff, bei lokaler Wärmenachfrage sind sie mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgeführt.

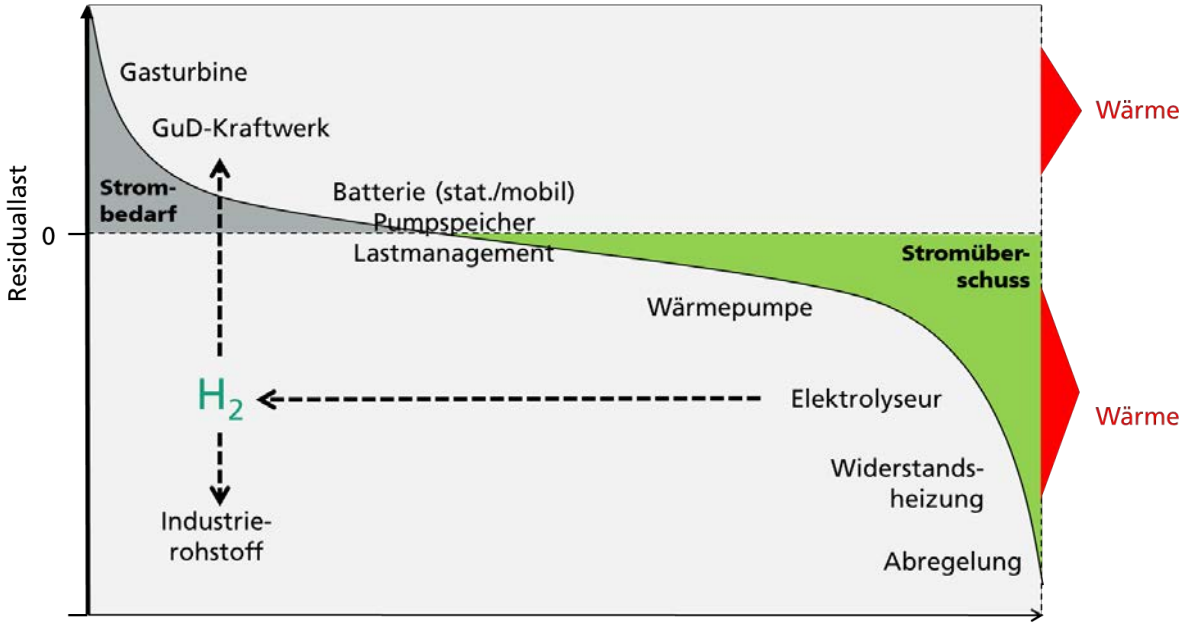


Abbildung 44: Schematische Darstellung einer Residuallastkurve für Deutschland bei Stromversorgung mit 100 % EE.

Auf der **Überschussseite** werden i.A. flexible Lasten erhöht, Batterien und Pumpspeicher beladen, Wärmepumpen, Elektrolyseure und Widerstandsheizungen (Heizstäbe, Elektrodenkessel) bei zunehmend sinkenden Strompreisen aktiviert, um den momentan nicht benötigten Strom abzunehmen. Auch Elektrolyseure können als KWK-Anlagen betrieben werden und nutzbare Abwärme produzieren. Widerstandsheizungen und Hochtemperatur-Wärmepumpen können Wärme für Industrieprozesse liefern. Ultima Ratio ist das Abregeln der Stromproduktion, wenn die installierte Abnahmeleistung oder die Netzkapazitäten an wenigen Stunden des Jahres nicht ausreichen.
Vor absehbaren, besonders hohen Residuallastspitzen werden Speicher und flexible Lasten auch atypisch betrieben, um die vorzuhaltende Kapazität an thermischen Kraftwerken auf der einen bzw. die Abregelung auf der anderen Seite zu verringern.
Damit wärmeerzeugende Wandler auf beiden Seiten der Kurve stromgeführt betrieben werden können, benötigen sie ortsnah thermische Speicher und Wärmeverbraucher bzw. Anschluss an Wärmenetze (Abschnitt 22.3.6). Für die beidseitigen Ausläufer der Residuallastkurve werden Generatoren (bspw. einfache Gasturbinen) und Abnehmer (bspw. Widerstandsheizungen) mit besonders geringen leistungsbezogenen Investitions- und Vorhaltekosten (€/W) benötigt. Da selten in Betrieb, müssen sie keine hohe Effizienz aufweisen.
Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff dient als Industrierohstoff (Direktreduktion, organische Chemie, Ammoniaksynthese); Wasserstoff und seine Derivate können in Gaskraftwerken rückverstromt werden und sie können Fahrzeuge mit höchsten Energiedichten

antreiben, z.B. Flugzeuge. Ein Wasserstoff-Kernnetz für Deutschland ist geplant, Beimischung von Wasserstoff im bestehenden Erdgasnetz ist möglich.

Die **Speicherkapazität** des Systems muss für den Worst Case eines mehrwöchigen Primärenergieausfalls (Sonne und Wind) ausgelegt werden, d.h. eine längere Flaute im Winter, möglicherweise verschärft durch eine geschlossene Schneedecke. Dazu müssen ausreichende Mengen an Wasserstoff und daraus abgeleitete synthetische Energieträger und Rohstoffe vorgehalten werden. Gäbe es für die PV keine Unterstützung durch Windkraft, dann würde der Worst Case im Winter Monate, nicht Wochen dauern, und es wäre ein Vielfaches an Speicherkapazität notwendig.

Wegen ihrer begrenzten Kapazität fallen stationäre Batterien und Pumpspeicher im Dauerbetrieb als Erzeuger relativ schnell aus (Minuten bis wenige Stunden). Gleiches gilt für Fahrzeugbatterien, die am Netz bidirektional betrieben werden können, aber primär den Mobilitätsbedarf decken müssen. Ihren Nutzen entfalten diese Speicher im häufigen Betriebswechsel zwischen Laden und Entladen, den sie schneller und vor allem energieeffizienter umsetzen, verglichen mit dem Strom-zu-Strom-Pfad über Wasserstoff. Auch viele Optionen für das Lastmanagement entfalten nur eine kurze Wirkung im Stundenbereich.

Die **Stromerzeugungsleistung** des Systems auf der linken Seite der Abbildung 44 muss ausreichen, um die komplette Versorgung in einer Größenordnung von 100 – 150 GW zu übernehmen, wenn die Stundenreserven (Lastmanagement, Pumpspeicher, Batterie) erschöpft sind. Diese Situation tritt häufig auf, bspw. in windarmen Nächten, und kann in einem Worst-Case-Szenaro über mehrere Wochen anhalten.

Die **Stromabnahmeleistung** des Systems auf der rechten Seite der Abbildung 44 in einer Größenordnung von mehreren 100 GW muss ausreichen, um die Stromproduktion aus volatilen EE abzüglich des momentanen Stromverbrauchs weitestgehend aufzunehmen, sobald die Stundenreserven (Lastmanagement, Pumpspeicher, Batterie) ausgeschöpft sind. Reicht die Stromabnahmeleistung bei seltenen Produktionsspitzen nicht, so muss abgeregelt werden. Dies kann bspw. in stürmischen Nächten oder an sonnigen und gleichzeitig sehr windigen Wochenendtagen vorkommen, wenn geringer Bedarf und sehr hohe Stromproduktion zusammentreffen. Für diese wenigen Betriebsstunden lohnt kein weiterer Ausbau der Abnahmeleistung.

Wandler, die einen reversiblen Betrieb zulassen, arbeiten auf beiden Seiten der Kurve in Abbildung 47 und erreichen damit eine höhere Auslastung. Dazu zählen neben Batterien und Pumpspeichern auch reversible Brennstoffzellen, die bei Stromüberschuss Elektrolyse betreiben (Abschnitt 22.3.7.5).

Ein kurzer Seitenblick auf globale Energieszenarien: die International Energy Agency (IEA) prognostiziert eine tragende Rolle der Photovoltaik in der weltweiten Stromversorgung über alle 3 betrachteten Szenarien der globalen Energiewende hinweg (Abbildung 45).

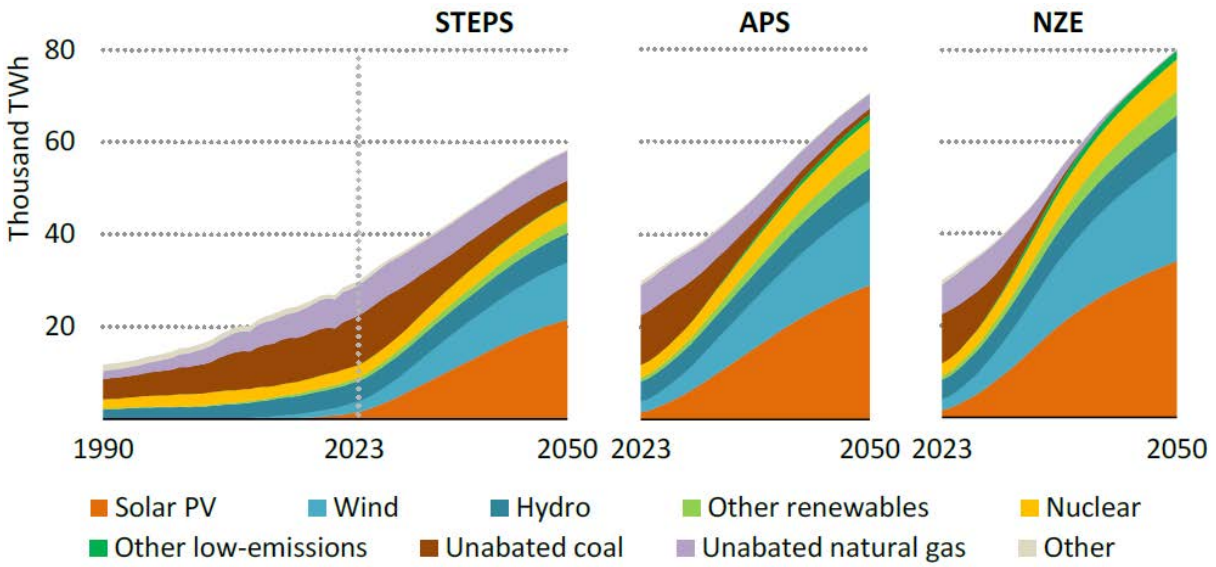


Abbildung 45: Entwicklung der globalen Stromerzeugung nach Technologien und Szenarien [IEA2].

22.3 Transformationsschritte

Für eine massive, technologisch und ökonomisch beherrschbare Integration von volatilem PV-Strom in unser Energiesystem gibt es keine singuläre Patentlösung, dafür aber eine Vielzahl von sich ergänzenden Maßnahmen. In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Schritte angesprochen.

22.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung

Im Freiland und auf Flachdächern aufgeständerte Module wurden überwiegend nach Süden ausgerichtet und ca. 25° aus der Horizontalen geneigt, um den spezifischen Jahresstromertrag (Wh/W_P) zu maximieren. Aus gleichem Grund wurden überwiegend Steildächer in Südausrichtung mit PV belegt. Diese einseitige Ausrichtung der Module verstärkt die stündliche Spreizung der Solarstromerzeugung zugunsten der Mittagszeit, insbesondere an klaren Tagen, sowie die saisonale Spreizung zugunsten des Sommerhalbjahrs.
In Folge werden landesweit maximale PV-Stromerträge meist um die Mittagszeit erreicht, während es in den Morgen- und Abendstunden wegen flacherer Einfallswinkel zu Ertragseinbußen kommt. Diese Situation erhöht den Ausgleichsbedarf bspw. durch Abregelung, Lastmanagement und Speicher, außerdem verliert der Strom um die Mittagszeit zunehmend an Marktwert. Durch alternative Montagearten lässt sich die PV-Stromerzeugung etwas verstetigen.
Senkrecht montierte, bifaziale Module mit Ost-West-Ausrichtung liefern bei direkter Sonneneinstrahlung vormittags und nachmittags deutlich mehr Strom als am Mittag. Sie ergänzen mit ihrem Erzeugungsprofil den großen, überwiegend nach Süden ausgerichteten

Bestand an PV-Kraftwerken optimal (Abbildung 46). Ein weiterer, bei knappen Netzanschlusskapazitäten wichtiger Vorteil sind höhere Vollbenutzungsstunden, die sich in Verbindung mit einer stärkeren Überbauung des Netzanschlusses erreichen lassen.
Ein- oder zweiachsig nachgeführte Anlagen verstetigen an klaren Tagen die Stromproduktion über den Tageslauf (Abbildung 46), erhöhen die Stromproduktion an bedeckten Tagen durch Ausrichtung auf den hellsten Himmelsabschnitt und heben den spezifischen Jahresertrag um ca. 15 – 30 % an.
Senkrechte und bewegliche Module haben den zusätzlichen Vorteil, dass sie eine landwirtschaftliche Nutzung der Flächen wenig einschränken (Abschnitt 12).

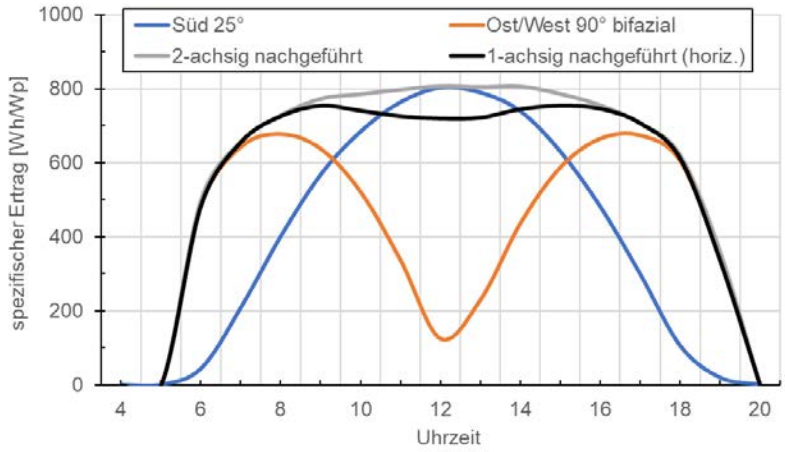


Abbildung 46: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools für einen überwiegend klaren Maitag am Standort Freiburg, ohne Verschattungseffekte, Bifazialitätsfaktor 100%.

Montage von PV auf **Steildächern abseits der Südausrichtung** verlagert den Schwerpunkt der Stromproduktion ebenfalls in Richtung Morgen- oder Abendstunden, während Ost-West-orientierte Module auf Flachdächern das Tagesprofil verbreitern (Abbildung 47).

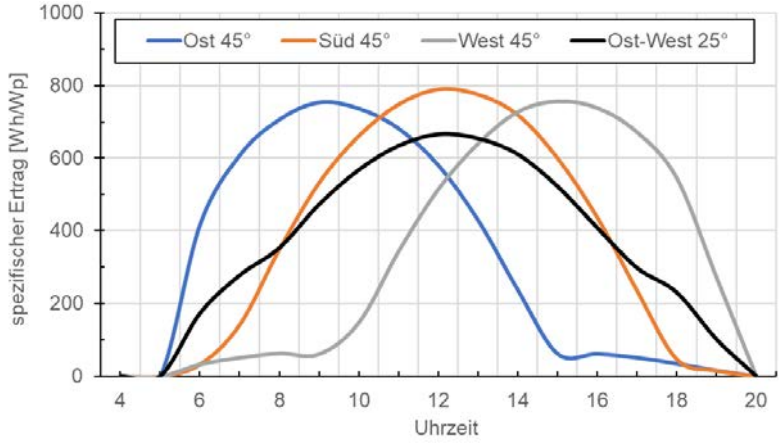


Abbildung 47: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools für einen überwiegend klaren Maitag am Standort Freiburg, unverschattet.

Die sehr ausgeprägte saisonale Fluktuation der PV-Stromerzeugung lässt sich durch südorientierte, senkrechte Module dämpfen, insbesondere an **senkrechten Südfassaden** (Abbildung 48). In den Vergleichsberechnungen wurde keine Ertragsverluste durch eingeschränkte Hinterlüftung berücksichtigt.

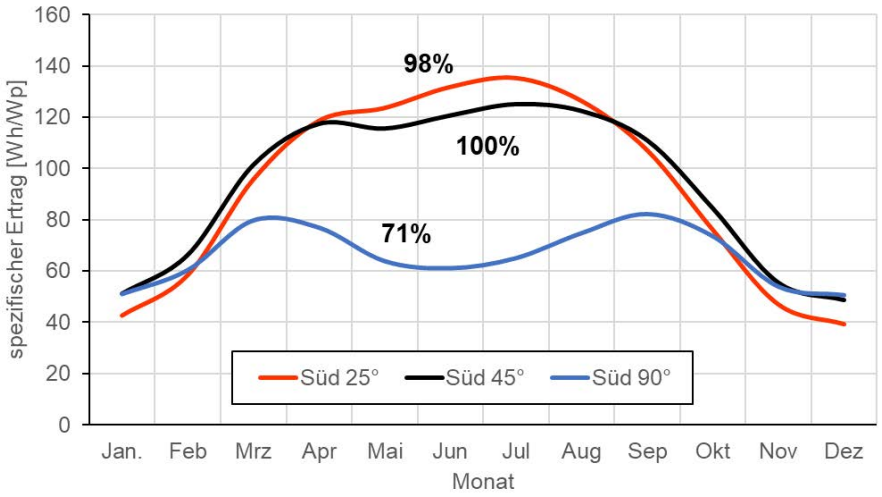


Abbildung 48: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools, Standort Freiburg, unverschattet; die Prozentzahlen geben den relativen Jahresertrag bezogen auf 45° Neigung an.

Die etwas höheren Stromgestehungskosten der alternativen Montagevarianten können sich im Kontext eines erhöhten Eigenverbrauchpotenzials oder erhöhter Marktwerte im Stromverkauf amortisieren. Einspeisevergütungen, die einen höheren Wert von Strom in den Morgen- und Abendstunden bzw. im Winterhalbjahr honorieren, fördern den Bau systemisch vorteilhafter PV-Kraftwerke, die nicht nur auf maximalen Jahresstromertrag optimiert sind. Auch die in Abschnitt 16.4 genannten Maßnahmen zur Erhöhung der Volllaststundenzahl tragen zur Verstetigung der PV-Stromerzeugung bei.

22.3.2 Ausbau von flexiblen Erzeugungskapazitäten

Für die Energiewende ist es erforderlich, die Erzeugungskapazität von wasserstoffkompatiblen Gaskraftwerken und von Biomassekraftwerken massiv auszubauen, bei sinkenden Volllaststunden und steigenden Marktwerten des produzierten Stroms.
Gaskraftwerke eignen sich besonders gut zur Deckung fluktuierender Last. In Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden hohe Gesamtwirkungsgrade bis 95 % erzielt [UBA2]. Einfache Gaskraftwerke auf Basis von Gasmotoren liegen mit ihren Investitionskosten (€/kW) bei einem Bruchteil der Kosten für Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD). Gaskraftwerke verbrennen heute Erdgas und Biogas. Gaskraftwerke werden von Erdgas auf Mischgase mit steigenden Anteilen elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs („H_2-ready") umsteigen. Der Kohleausstieg ist beschlossen, in einigen Kohlekraftwerken

lässt sich die Dampferzeugung von Kohle- auf Gasbrenner umrüsten („Fuel Switch"), so dass Dampfturbine und Generator weiterverwendet werden können [EnBW2].
Biomasse-Kraftwerke können je nach Typ feste Biomasse (Restholz, Altholz), flüssige Biomasse (Pflanzenöl) oder Biogas aus Landwirtschaft oder Kläranlagen verbrennen. Ende 2024 waren deutschlandweit Biomasse-Kraftwerke mit über 9 GW_P Leistung installiert [ISE4]. Kraftwerke, die feste oder flüssige Biomasse verbrennen, lassen sich aufgrund der einfachen Lagerung des Brennmaterials sehr einfach stromgeführt betreiben. Einschränkungen gibt es bei Biogas-Kraftwerken, deren Vergärungsdurchsatz nur bedingt gesteuert werden kann. Bei großen Anlagen in der Nähe eines Gasnetzes lohnen sich oft die Investitionen für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und für den Netzanschluss. Kleinere Anlagen benötigen lokale Biogasspeicher und höhere Generatorleistungen, um ihre Stromproduktion auf die Zeiten des größten Strombedarfs zu konzentrieren.
Der Anbau von Biomasse zum Zweck der energetischen Nutzung wird aufgrund der geringen Flächeneffizienz (Abschnitt 16) abnehmen, die Nutzung wird sich auf Rückstände der Landwirtschaft (biogene Abfälle) konzentrieren.

22.3.3 Erhöhung der Energieeffizienz

22.3.3.1 Verkehr

Die im Verkehr verbrauchte Endenergie wird über Verbrennungsmotoren größtenteils in Abwärme umgesetzt, nur ein kleiner Teil erreicht den Antriebsstrang als mechanische Energie. PKW-Dieselmotoren erreichen im Bestpunkt bis ca. 42 % Wirkungsgrad, im Stadtverkehr sind es wegen des Teillastbetriebs im Mittel nur ca. 20 % [Sprin]. Bei PKW-Ottomotoren liegen die Werte mit bis 37 % im Bestpunkt bzw. ca. 10 – 15 % im Stadtverkehr noch niedriger. Selbst von der gewonnenen Antriebsenergie wird insbesondere im Stadtverkehr ein beträchtlicher Teil beim Bremsen irreversibel verheizt, weil Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren über ihre Lichtmaschine kaum rekuperieren können. Somit verbrennt der motorisierte Straßenverkehr fossile Treibstoffe mit einem sehr geringen Wirkungsgrad, bezogen auf die Transportleistung.
Elektrische Fahrzeugantriebe nutzen hocheffiziente Motoren mit einem effektiven Wirkungsgrad um 90 %. Die Verluste beim Laden der Fahrzeugbatterie liegen in der Größenordnung von 15 %, sie schlagen besonders beim schnellen (DC) Laden zu. Elektrische Fahrzeugantriebe können kinetische Energie zu einem großen Teil zurückgewinnen, der Wirkungsgrad der Rekuperation liegt laut Herstellerangabe bspw. für den BMW i3 bei ca. 63 %. Allein aus Gründen der Energieeffizienz ist der Umstieg auf Elektroantriebe sinnvoll, hinzu kommt das erhebliche Flexibilitätspotenzial (Abschnitt 22.3.7.2).
Abbildung 49 zeigt die Treibhausgasemissionen eines durchschnittlichen PKWs der Mittelklasse mit unterschiedlichen Antrieben im Jahr 2025 [ICCT]. Bevorzugtes Laden mit Solar- oder Windstrom (vgl. Abschnitt 22.3.7.2) führt zu besonders geringen THG-Emissionen. Wenn das BEV zusammen mit einer kleinen PV-Anlage von 3 kW_P Nennleistung verkauft wird, fährt das Fahrzeug bilanziell mit 100 % Solarstrom, bei einer mittleren jährlichen Fahrleistung von über 15000 km, einem spezifischen Jahresertrag von 950 kWh/kW_P

und 15 % Ladeverlusten. Insbesondere im Stadtverkehr mit seinem typischen Stop-and-go-Betrieb sinken für BEV Verbrauch und THG-Emissionen pro km dank Rekuperation, während sie für Verbrenner wegen Bremsverlusten und ineffizientem Teillastbetrieb ansteigen.

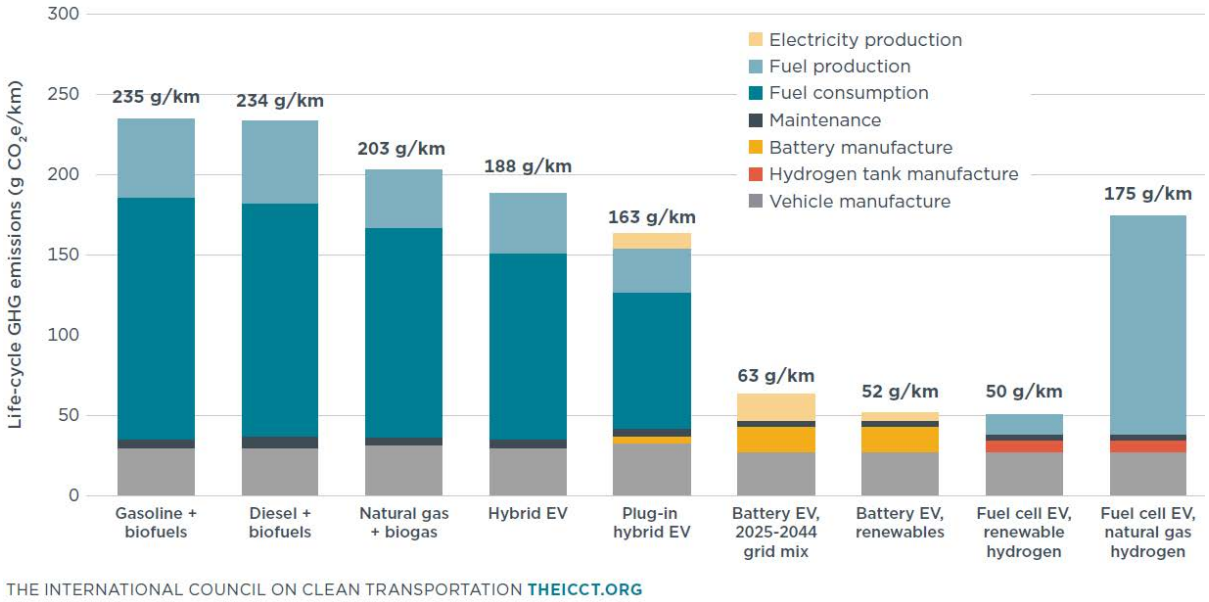


Abbildung 49: Treibhausgasemissionen (CO_2-Äqu. in Tonnen) über den Lebenszyklus von Mittelklasse PKWs mit unterschiedlichen Antrieben im Jahr 2025, Durchschnittswerte gemäß Verkaufszahlen in der EU [ICCT].

Für Stadtbetrieb genügen meistens auch kleinere Batterien, wodurch THG-Emissionen für Herstellung und Betrieb nochmals sinken. Perspektivisch werden bei der Herstellung von BEV steigende Anteile von EE mit entsprechend sinkenden Treibhausgasemissionen verwendet.
Pointiert lässt sich die CO_2-Bilanz wie folgt bewerten: ein Elektroauto mit kleiner Batterie, das meist innerorts fährt, bevorzugt EE-Strom lädt und viele (notwendige) km pro Jahr zurücklegt, liegt bei der THG-Bilanz besonders klar im Vorteil. Für Sonntagsfahrer mit großer Batterie, hohem Anteil an Autobahnstrecke und grauem Ladestrom schrumpft der Vorteil.

22.3.3.2 Privathaushalte

Privathaushalte setzen ca. 75 % der verbrauchten Endenergie für Heizung ein. Dieser Verbrauch kann im Schnitt durch einfache Wärmeschutzmaßnahmen halbiert werden.
Die Stiftung Warentest hat ermittelt, dass ein komplett mit Altgeräten ausgestatteter Haushalt doppelt so viel Strom verbraucht wie einer, der nur effiziente Geräte setzt [Test]. Besonders effektiv sind Maßnahmen, die den nächtlichen Stromverbrauch senken, wenn Solarstrom (und bei nächtlicher Flaute auch Windstrom) nur über vergleichsweise aufwändige Speicherung bereitgestellt werden kann.

22.3.4 Lastmanagement

Netzdienliches Lastmanagement („Demand Side Management“) zielt auf eine angebotsorientierte, zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs. Bei hoher Residuallast (Abschnitt 11.5) wird der Verbrauch reduziert oder eingestellt, dafür bei geringer Residuallast nachgeholt. Wenn der CO_2-Preis ausreichend hoch liegt, um den Merit Order (Abschnitt 4.3) zu bestimmen, können durch Lastmanagement CO_2-Emissionen eingespart werden, weil die klimaschädlichsten Kraftwerke dann seltener gebraucht werden.
Voraussetzungen für Lastmanagement sind Flexibilitätsoptionen durch Energie- oder Materialspeicher auf der Nachfrageseite. Eine Waschmaschine kann häufig ein paar Stunden oder auch mal einen Tag warten, ein Personenzug muss hingegen pünktlich abfahren. Bei elektrischen Anlagen im Dauerbetrieb sind Leistungsreserven notwendig, die nach einer Absenkung unter Normalleistung eine ausgleichende Anhebung über Normalleistung ermöglichen. Ein netzdienlicher Betrieb reduziert hier die Volllaststunden.
Eine Studie hat für private Haushalte im Betrachtungsjahr 2024 theoretische Lastmanagementpotenziale von 15,6 TWh ermittelt [EON], unter Berücksichtigung aller Wärmepumpen, E-Autos, Heimspeicher, Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen. Diese Strommenge entspricht rund einem Drittel der öffentlichen Stromerzeugung aus Gas-Kraftwerken und dürfte sich bis zum Jahr 2030 verdoppeln.
Die technischen Voraussetzungen und ökonomischen Anreize für die Erschließung dieser Potenziale müssen größtenteils noch geschaffen werden. Haushaltsgeräte, deren Betrieb in einem nutzerdefinierten Zeitintervall erfolgen darf, müssen technisch in die Lage versetzt werden, optimale Betriebszeiten zu wählen, im Hinblick auf Strom- und Netzknappheit. Von entscheidender Bedeutung sind dynamische Stromtarife und Stromzähler, die eine zeitabhängige Abrechnung ermöglichen („Smart Meter“). Die aktuelle Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte (Abbildung 11) mit sehr hohen Fixkosten pro kWh würde bei den üblichen Preisschwankungen an der Strombörse kaum Anreize für Lastmanagement schaffen. Gemäß der EU-Strommarktrichtlinie 2019/944 sollten Endkunden mit Smart-Meter ab dem 1.1.2021 dynamische Stromtarife wählen können, nach Plänen der Bundesregierung sollen diese Tarife bis spätestens 2025 verpflichtend angeboten werden.
In der stromintensiven Industrie, bspw. der elektrolytischen Aluminiumproduktion, gibt es ebenfalls Potenziale zur Anpassung von Verbrauchsprofilen.
Eine branchenübergreifende Umfrage unter 400 Unternehmen in Deutschland hat ein erschließbares Flexibilisierungspotenzial von etwa 10 bis 15% der Lastspitze gezeigt, d.h. etwa 5 bis 7 GW [MCK]. Unternehmen, die kurzfristig angekündigte, temporäre Leistungskürzung bei der Stromlieferung akzeptieren, können bereits heute eine vertraglich vereinbarte Ausgleichszahlung von ihrem Übertragungsnetzbetreiber erhalten (Verordnung über abschaltbare Lasten – AbLaV).
Sobald besonders preiswerter Tagesstrom häufiger zur Verfügung steht, weil die installierte PV-Leistung wächst und variable Stromtarife angeboten werden, wird auch die Flexibilität aufseiten der Industrie und der Verbraucher zunehmen. Der Eigenverbrauch von Solarstrom wirkt analog zu dynamischen Stromtarifen, weil er den Strompreis bei

direktem Bezug vom eigenen Dach deutlich reduziert. Die Förderung von PV-Eigenverbrauch für Haushalte und Unternehmen ist ein hochwirksames Mittel zur Anreizung von Lastmanagement.
Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme steigt das Potenzial für Lastmanagement erheblich. Elektrofahrzeuge, elektrisch angetriebene Wärmepumpen, Heizstäbe und Elektrodenkessel verbrauchen große Strommengen und bieten über integrierte Strom-, Wärme- oder Kältespeicher hohe Flexibilitätspotenziale.

22.3.4.1 Elektrofahrzeuge

Ende 2025 waren in Deutschland 2,1 Mio. reine Elektro-Autos (BEV, ohne Plug-in-Hybrid) zugelassenen, von insgesamt ca. 50 Mio. PKW (de.statista.com, www.kba.de). E-Busse im Stadtverkehr sind schon vielerorts im Einsatz, ebenso E-Transporter für die Verteillogistik, zunehmend kommen 40-Tonner E-LKW für den Fernverkehr auf den Markt. In Deutschland zugelassene PKW legten im Jahr 2023 im Schnitt 12.320 km zurück. Rechnerisch entspricht die Gesamtfahrleistung der PKW in Deutschland von 591 Mrd. km im Jahr 2023 [KBA] bei einem Verbrauch von 180 Wh/km und bei vollständigem Umstieg auf E-Autos einem Jahresstromverbrauch von 106 TWh, zuzüglich ca. 15 % Ladeverluste. Die große On-Board-Batteriekapazität von E-PKW (im Schnitt 50 – 70 kWh), E-LKW (bis 500 kWh) und weiteren E-Fahrzeugtypen eröffnet zukünftig erhebliche Potenziale für Lastmanagement durch Vorziehen, Drosseln oder Verschieben von Ladevorgängen im Zeitfenster von Stunden, bei privaten PKW bis zu mehreren Tagen.
Angebotsabhängige Strompreise motivieren Privat- und Geschäftskunden, preisgünstige Ladezeiten mit hohem Anteil von EE im Strommix zu wählen. Variable Spritpreise sind nicht neu, auch Tankstellen ändern laufend ihre Preise. Um PV-Strom im Direktverbrauch abgeben zu können, müssen Ladesäulen an typischen Tagesstellplätzen stehen, bspw. am Arbeitsplatz, in Parkhäusern oder an öffentlichen Parkplätzen. Fernsteuerbarkeit der Ladeleistung, unter Berücksichtigung des Mobilitätsbedarfs im Einzelfall, erlaubt es Netzbetreibern, das Netz zu stabilisieren.
Der momentane Anteil von EE-Strom an der Last in Deutschland schwankte im Jahr 2024 zwischen 11 und 137 % [ISE4]. Wer sein E-Auto schon heute mit besonders grünem Strom aus dem Netz versorgen möchte, lädt bevorzugt an sonnigen Tagen um die Mittagszeit, sonst in windigen Nächten. Das Wochenende und Feiertage sind meistens vorteilhaft, weil der geringere Stromverbrauch die CO_2-Bilanz tendenziell verbessert. Leider werden viele E-Autos am Abend zu Hause geladen, so dass sie die abendliche Lastspitze erhöhen und keinen PV-Strom direkt nutzen können. Präzise Informationen zum aktuellen und geplanten Anteil der EE am deutschen Strommix zeigen die Energy Charts [ISE4].

22.3.4.2 Wärmepumpen

Elektrische Wärmepumpen verbrauchen Strom, um Nutzwärme aus Umgebungswärme bereitzustellen (Heizen) bzw. um Wärme in die Umgebung abzuführen (Kühlen).

Im Gebäudesektor wird die Effizienz einer Wärmepumpe als Jahresarbeitszahl (JAZ) angegeben und liegt im Heizbetrieb abhängig von Technologie und Last um 300 %. Für die Abschätzung der maximal zuschaltbaren elektrischen Last (Peak-Last) über fernsteuerbare Wärmepumpen, teilweise kombiniert mit Heizstäben, wird eine durchschnittliche thermischen Nennleistung von 15 $kW_{P,th}$ pro Gerät angenommen. Bei einem COP („Coefficient of Performance") von 3 entspricht dies einer elektrischen Nennleistung von 5 $kW_{P,el}$. Im normalen Betrieb arbeiten WP üblicherweise mit COP von 3 – 5. Ende 2024 waren ca. 2 Mio. WP im Einsatz [BWP], was bei gleichen Annahmen einer elektrischen Nennleistung von 9 GW_P entspricht.
Einen effizienten Betrieb erzielen Wärmepumpen mit Flächenheizungen, meist Fußbodenheizungen, die mit niedrigen Vorlauftemperaturen auskommen. Widerstandsheizungen (Heizstäbe) wandeln Strom mit 100 % Wirkungsgrad in Wärme um, bei Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme allerdings mit einem geringen exergetischen Wirkungsgrad.
Thermische Speicherkapazität kann viel günstiger bereitgestellt werden als Strom-zu-Strom-Speicherkapazität. Bei ausreichender Dimensionierung der thermischen Speicherkapazität und der Wärmepumpen- bzw. Heizstableistung kann die Speicherbeladung angebotsorientiert erfolgen, abhängig von der aktuellen Residuallast. Dazu werden Wärmespeicher und Kältespeicher bspw. von Klimaanlagen, Kühlhäusern und Lebensmittelmärkten bevorzugt in der Tageskernzeit oder nach Strompreissignalen aufgeladen. Fehlen allerdings großzügig dimensionierte thermische Wärmespeicher, dann steigt die Thermosensibilität der Stromlast und es müssen größere Leistungsreserven bei Kraftwerken vorgehalten werden.
Niedertemperatur-Wärmespeicher, vor allem Heißwasser-Wärmespeicher, ermöglichen den stromgeführten, hocheffizienten Betrieb von KWK-Anlagen auf beiden Seiten der Residuallastkurve (Abbildung 44), sowie von Wärmepumpen und Heizstäben auf der Stromabnehmerseite. Derselbe Speicher kann bspw. bei hohen Stromüberschüssen gleichzeitig über Wärmepumpe und Heizstab, bei Strombedarf durch ein KWK beladen werden. Wärmespeicher sind skalierbar vom Einfamilienhaus über Mehrfamilienhäuser und Gewerbebetriebe bis zur Quartiersversorgung. Die relativen Speicherverluste und die spezifischen Kosten nehmen mit der Größe des Speichers ab. Große Speicher ab mehrere Tausend m^3, bspw. Quartiersspeicher, lassen sich als saisonale Wärmespeicher betreiben (http://www.saisonalspeicher.de). Sie ermöglichen den Übertrag von Nutzwärme aus dem Sommer- in das Winterhalbjahr mit seinem sehr viel höheren Wärmebedarf.
Wärmespeicher erhöhen den Eigenverbrauch von PV-Anlagen, wenn sie v.a. im Sommerhalbjahr über Wärmepumpe und Heizstab beladen werden. Die PV-Anlage kann saisonal die Brauchwassererwärmung übernehmen, umso mehr, wenn die PV-Module mit hoher Neigung auf steilen Süddächern oder an Südfassaden montiert sind. Sobald Preissignale verfügbar werden, können dezentrale Wärmespeicher auch gezielt mit überschüssigem Windstrom aus dem Netz beladen werden.
Am Ort der Kälteerzeugung und -nutzung, bspw. in der Gebäudeklimatisierung oder in Kühllagern, kann Kälte mit vergleichsweise einfachen Mitteln gespeichert werden. Weitere Voraussetzung für einen netzdienlichen Betrieb ist eine ausreichend dimensionierte Leistung des Kälteerzeugers.

22.3.4.3 Heizstäbe und Elektrodenkessel

Überschüssiger Strom lässt sich über Widerstandsheizungen in Niedertemperaturwärme für Gebäudeheizung und Warmwasser und in Hochtemperatur-Wärme für Industrieprozesse umwandeln. Im Betrieb mit Nieder- und Hochtemperatur-Wärmespeichern bieten Heizstäbe Flexibilitätspotenziale in der Stromlast zu vergleichsweise niedrigen Investitionskosten.

22.3.4.4 Elektrolyse

Mit der Transformation des Stromsektors und der Industrie wird der Bedarf an grünem Wasserstoff und seinen Derivaten auf 290 - 440 TWh in 2045 [NWS] ansteigen. Ein Teil des Wasserstoffs wird für die Rückverstromung gespeichert (Abschnitt 22.3.7.5). In Deutschland betriebene Elektrolysekapazitäten für die Wasserstoffversorgung der Industrie schaffen bedeutende Kapazitäten für Lastmanagement, im Verbund mit Wasserstoffspeichern.

22.3.5 Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten

Witterungsbedingt zeigt sich in Deutschland eine hohe Komplementarität der stündlichen bis hin zur monatlichen Erzeugung von PV- und Windstrom (Abschnitt 11.2.2). Wenn es lokal und regional gelingt, die installierten Leistungen für PV und Windstrom in ähnliche Größenordnung auszubauen, reduziert ihre Kombination den Ausgleichsbedarf. Auf nationaler Ebene wurden Windkraftwerke überwiegend im Norden und PV-Kraftwerke überwiegend im Süden gebaut, die gegenseitige Ergänzung ist durch die Kapazität der Übertragungsnetze entlang der Nord-Süd-Achse begrenzt.

22.3.6 Kraft-Wärme-Kopplung

Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasser, sowie industrielle Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau werden heute noch überwiegend durch die Verbrennung fossiler Ressourcen und in Verbindung mit kleinen Wärmespeicherkapazitäten gewonnen. In einem erneuerbaren Energiesystem werden große Mengen an Nutzwärme bei der Transformation von elektrischer Energie erzeugt, aus der Abwärme von Wandlern. Große Wärmespeicherkapazitäten für Niedertemperaturwärme ermöglichen den stromgeführten Betrieb der Wandler. Die Ausdehnung von Wärmeverteilnetzen wird durch entfernungsabhängige Transportverluste ungleich stärker begrenzt als im Stromsektor. Deshalb müssen Anlagen mit Strom-Wärme-Kopplung (Abbildung 44) in ihrer Leistung und Platzierung auf den lokalen Wärmeverbrauch und nutzbare Wärmenetze zugeschnitten werden. Das können Nahwärmenetzen sein mit einem Wärmetransport zwischen benachbarten Gebäuden oder Fernwärmenetze, die Stadtteile oder ganze Städte versorgen.

Hochtemperaturwärme für Industrieprozesse kann bei Strombedarf aus der Abwärme von KWK-Gasturbinen (bis ca. 550°C) gewonnen werden.
In Deutschland waren Ende 2020 ca. 39 GW an elektrischer KWK-Leistung am Netz ([ÖKO2], statista.com), die vor allem Erdgas, Biomasse und Kohle einsetzen. KWK-Anlagen erreichen Gesamtwirkungsgrade bis 90 %, als Gas-BHKW sogar bis 95 % [UBA2]. Selbst Mikro-BHKW für das Einfamilienhaus können elektrische Wirkungsgrade bis 25 % und Gesamtwirkungsgrade bis 90 % erreichen [Licht1]. Sie nutzen Verbrennungs- oder Stirlingmotoren zur Erzeugung mechanischer Leistung. Mit fortschreitender Energiewende werden KWK-Anlagen von fossilen Brennstoffen auf Wasserstoff umgestellt, ein Teil verbrennt weiterhin Biomethan/-masse aus biogenen Abfällen.

22.3.7 Elektrische Energiespeicherung

Elektrische Energiespeicher (EES) sind Speichersysteme, die Energie über elektrischen Strom aufnehmen und zeitlich versetzt als elektrischen Strom wieder abgeben können. Zu den EES zählen insbesondere stationäre Batterien, Fahrzeugbatterien im stationären Betrieb, Pumpspeicherkraftwerke sowie zukünftig vermehrt H_2-basierte Systeme mit Elektrolyse, H2-Speicher und Rückverstromung über thermische Kraftwerke oder Brennstoffzellen. Experimentiert wird auch mit Systemen bestehend aus Heizelement, Hochtemperatur-Wärmespeicher und thermischem Kraftwerk.

22.3.7.1 Stationäre Batterien

Die installierte Kapazität an stationären Batterien (Groß-, Gewerbe- und Heimspeicher) betrug Ende 2025 **25 GWh**, die Leistung **17 GW$_P$** [ISE4]. Stationäre Batterien können sehr vielseitig eingesetzt werden, sofern regulatorische Hürden es zulassen:

- lokales Erzeugungsprofil eines PV-Kraftwerks anpassen, um
  - Eigenverbrauch zu erhöhen, um Kosten für externen Strombezug zu senken
  - Erträge im Stromverkauf zu erhöhen
  - Engpässe in der Anschluss-/Netzkapazität zu beheben
- lokales Lastprofil anpassen, um
  - Kosten für externen Strombezug zu senken (bei flexiblen oder leistungsbegrenzten Tarifen)
  - Engpässe in der Anschluss-/Netzkapazität zu beheben (Bsp. Schnellladestationen)
- netzweiten Störungen entgegenwirken durch Bereithaltung von
  - Regelleistung, Momentanreserve
  - Notstromversorgung
- Erzeugung und Last netzweit durch Stromhandel ausgleichen

Planungswerkzeuge wie **NRGISE** ermöglichen die Auslegung von Batterien zur optimalen Mehrzwecknutzung. Die massive Preisreduktion bei Li-Ionen-Batterien (bspw. um ca. Faktor 10 [Bloom] allein von 2011 bis 2025) etablieren diese als neue Standardkomponente

in PV-Kraftwerken jeglicher Größe. Mit Hilfe von Batterien lassen sich die Vollbenutzungsstunden von PV-Kraftwerken durch starke Überbauung des Netzanschlusses massiv ausdehnen, bspw. verdoppeln.
Mit stationären Batterien können Haushalte ihren Eigenverbrauch von PV-Strom in die Abendstunden ausdehnen und damit massiv erhöhen (typischerweise verdoppeln, s. Abbildung 50). Eine netzdienliche Systemführung der Batterien entlastet das Netz durch gezielte Reduktion der mittäglichen Einspeisespitze (Abbildung 51). Speicher würden damit einen erhöhten PV-Zubau ermöglichen [ISE7].

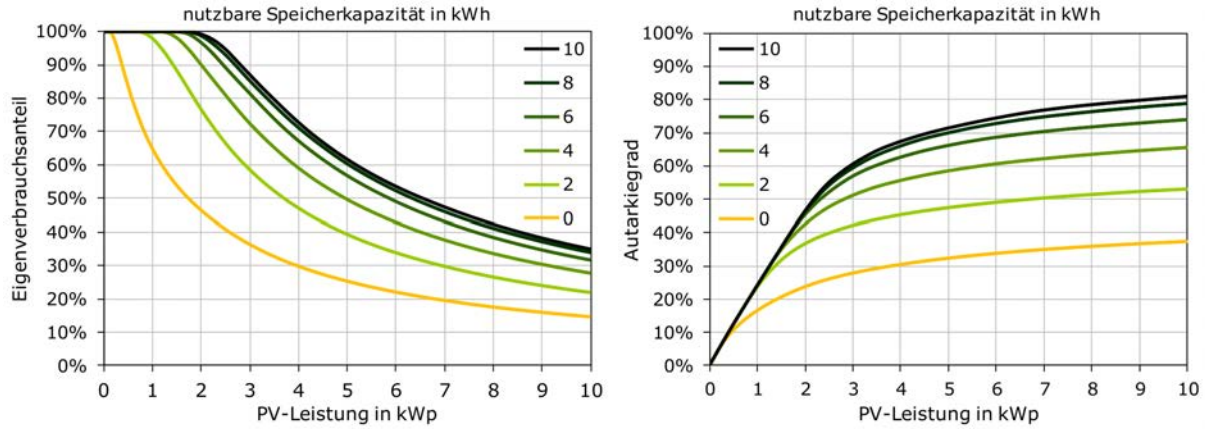


Abbildung 50: Einfluss der Photovoltaikleistung und Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) bei einem Jahresstrombedarf von 4000 kWh [HTW1].

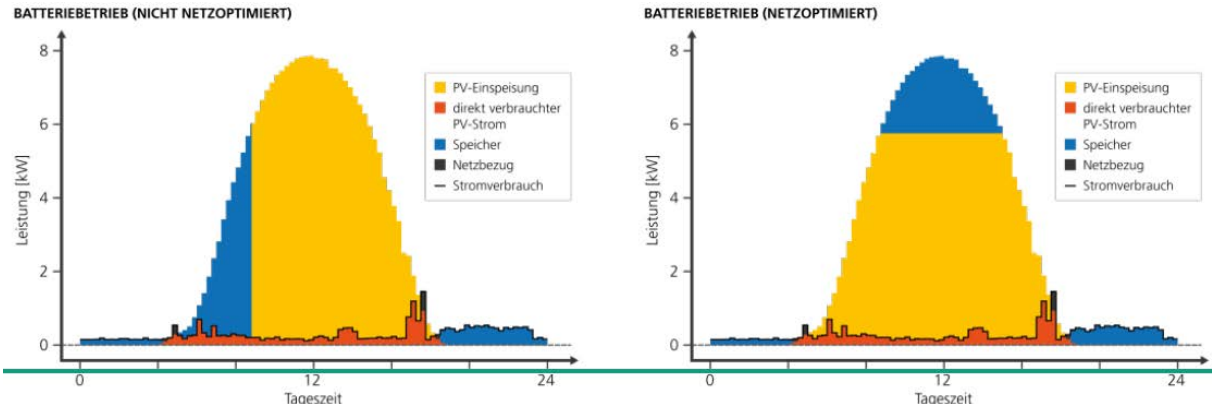


Abbildung 51: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7].

22.3.7.2 Fahrzeugbatterien im stationären Betrieb

Mit netzdienlichem Laden bieten Elektrofahrzeuge aufgrund ihres hohen Verbrauchs und ihrer hohen Speicherkapazitäten bereits große Potenziale an flexiblen Lasten (Abschnitt 22.3.4). Darüber hinaus ermöglicht bidirektionales Energiemanagement einen zusätzlichen Betrieb als Strom-Strom-Speicher, wenn die Fahrzeuge mit dem Netz verbunden sind und die volle Reichweite nicht durchgängig als Fahrbereitschaft vorhalten müssen. Private

Autos parken im Schnitt 23 h pro Tag, allein schon die begrenzte Kapazität von Verkehrswegen zwingt die meisten Autos über die meiste Zeit in den Stand. Mit dem Netz verbundene E-Autos können über ihre Batterien auch im Stand einen wirtschaftlichen Nutzen entfalten, anders als ihre Vorgänger mit Verbrennungsmotor.
Neue E-PKW (keine Hybride) haben eine mittlere Batteriekapazität von 50 – 70 kWh, große Modelle überschreiten 100 kWh. Mehrere Autohersteller bieten bereits V2G-Verträge (Vehicle-to-Grid) an. Dabei werden dem Kunden solche Zeitspannen vergütet, in denen sein Fahrzeug mit der Wallbox des Anbieters verbunden ist. In dieser Zeit kann der Anbieter Preisdifferenzen an der Leipziger Strombörse nutzen und mit Strom handeln. Dieses Geschäftsmodell wirkt systemdienlich, solange es Stromnetze nicht überlastet.
In den Ausbauszenarien [ISE3] wird angenommen, dass jederzeit mindestens 10% der mobilen Batterien bidirektional fernsteuerbar mit dem Netz verbunden sind. Bei einem Bestand von 40 Mio. E-Autos (Referenzszenario) wären demnach mindestens 4 Mio. systemdienlich verfügbar. Bei Annahme einer mittleren Spitzenleistung von 20 kW pro Ladepunkt (Wallboxen und Ladesäulen) kämen so 80 GW_P bidirektional steuerbare Leistung zusammen. Ein Bestand von 40 Mio. E-Autos mit durchschnittlich 80 kWh Speicherkapazität ergibt rechnerisch 3,2 TWh Kapazität (die nicht gleichzeitig verfügbar ist).
Wird für E-PKW eine mittlere Batteriekapazität von 60 kWh angenommen, dann fahren bzw. parken in Deutschland Ende 2024 ca. 64 GWh an, verteilt auf 1,6 Mio. Fahrzeuge. Ende 2025 waren 2,1 Mio. E-Autos zugelassen. Die Bundesregierung hat sich bis 2030 mindestens 15 Mio. E-Autos als Ziel gesetzt.

22.3.7.3 Mechanische Speicher

Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität im deutschen Stromnetz liegt bei knapp 38 GWh, die Nennleistung bei 10 GW_P, der durchschnittliche Wirkungsgrad um 70 %, ohne elektrische Zu- und Ableitungsverluste. Zum Größenvergleich: die genannte Speicherkapazität entspricht rechnerisch dem Ertrag des deutschen PV-Kraftwerkparks aus weniger als einer Betriebsstunde unter Nennleistung.
Laufwasserkraftwerke können mangels Staukapazitäten kaum Regelbeiträge im Komplementärbetrieb leisten. Ihr Beitrag von ca. 3,8 GW_P Nennleistung [ISE4] ist nur noch wenig ausbaufähig, ihre Stromproduktion (Jahresvolllaststunden) wegen der zunehmenden Trockenheit tendenziell rückläufig. Die mechanische Speicherung von elektrischer Energie in Druckluft-Speichern (Compressed Air Energy Storage, CAES) befindet sich in der Erprobung.

22.3.7.4 Hochtemperatur-Wärmespeicher mit Rückverstromung

Hochtemperatur-Wärme kann als latente Wärme in Flüssigsalz-Speichern oder als sensible Wärme in Gesteinsschüttungen [Siem] oder Stahlkörpern [Vatt] gespeichert werden. Bei Bedarf wird die Wärme für den Antrieb einer konventionellen Dampfturbine genutzt, ggf. mit weiterer Nutzung der Niedertemperaturwärme. Erste Pilotanlagen befinden sich in der

Erprobung, der Hersteller Lumenion gibt einen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von 25 % an.

22.3.7.5 Wasserstoffspeicher mit Rückverstromung

Für längere Phasen mit geringer PV- und Windstromerzeugung wird unser zukünftiges Energiesystem zusätzliche Kapazitäten zur Wasserstofferzeugung, Speicherung und Rückverstromung benötigen. Ein Teil der Erzeugung wird im Ausland stattfinden, abhängig von Gestehungskosten und geostrategischen Erwägungen.
In deutschen Salzkavernen an Land lassen sich theoretisch 9,4 PWh Energie in Form von Wasserstoff speichern [Hydro], dies entspricht dem 3,2-fachen Primärenergieverbrauch des Jahres 2024. Bereits heute ist es technisch möglich, den Wasserstoffanteil im Gasnetz auf bis zu 20 % zu erhöhen.
Wasserstoff kann über thermische Kraftwerke oder über Brennstoffzellen rückverstromt werden. Reversible Hochtemperatur-Brennstoffzellen (rSOFC, englisch „reversible Solid Oxide Fuel Cell“), die auch als Elektrolyseure betrieben werden können, erreichen laut Herstellerangaben aktuell einen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad (engl. „round-trip“) von bis zu 75 % [REV]. Durch Kompression/Dekompression beim Ein-/Ausspeichern entstehen zusätzliche Verluste, abhängig vom benötigten Druck. Solche bidirektionalen Wandler versprechen eine deutlich höhere Volllaststundenzahl als Kombinationen von reinen Elektrolyseuren und Brennstoffzellen.

22.3.7.6 Übersicht

Abbildung 52 zeigt wichtige Pfade für die Speicherung von PV- und Windstrom. Für die praktische Relevanz dieser Pfade sind neben dem technischen Wirkungsgrad u.a. die Kosten der Nennleistung von Wandlern (€/W) und der Kapazität von Speichern (€/Wh) zu betrachten. Als mechanische Speicher dienen Wasserreservoirs von Pumpspeicher-kraftwerken; Batteriespeicher umfassen stationäre und bidirektional betreibbare, mobile Speicher.

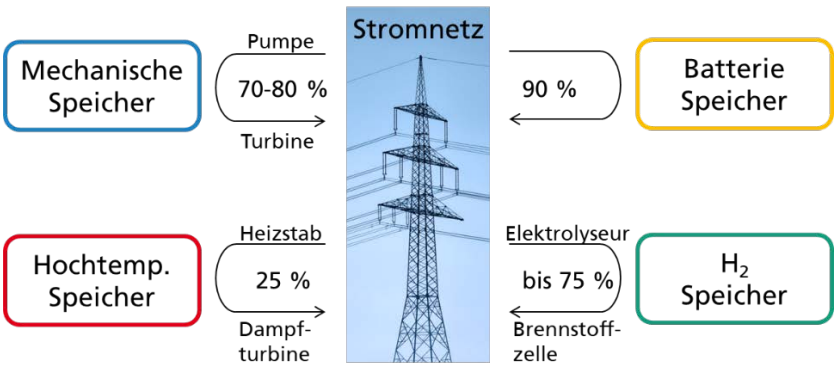


Abbildung 52: Technologien für die elektrische Energiespeicherung mit heute erzielbaren Wirkungsgraden (bei Wasserstoffspeicherung entstehen zusätzliche Verluste durch Kompression).

22.3.8 Netzausbau

Der netzgebundene, überregionale Energietransport erfolgt über das Höchstspannungsnetz und das Gas-Fernleitungsnetz. Im Zug der Energiewende wird das Gas-Fernleitungsnetz zunehmend EE-Gase (Wasserstoff oder Methan) transportieren. Gastransport mit Rückverstromung in der Zielregion senkt den Ausbaubedarf auf Seiten des Stromnetzes.

22.3.8.1 Nationaler Netzausbau

Die Energieflüsse in einem Energiesystem mit 100 % Erneuerbaren unterscheiden sich fundamental von dem Stand um die Jahrtausendwende. PV eignet sich hervorragend für einen verbrauchsnahen, dezentralen Ausbau. Mit einem ebenfalls verbrauchsnahen, räumlich verteilten Aufbau von Batterien und Wandlern (bspw. Elektrolyse, Gaskraftwerke, Wärmepumpe) lässt sich der Ausbaubedarf von Strom- und Gasfernleitungen minimieren. Eine starke Konzentration der Windstromerzeugung im Norden bzw. Offshore führt hingegen zu einem hohen Bedarf an Fernleitungskapazität (Strom oder Gas).
Die Produktion von PV-Strom ist durch einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor gekennzeichnet. Um lokale Netzüberlastungen durch Erzeugungsspitzen zu vermeiden, werden Batteriespeicher stellenweise als wirtschaftlich interessante Alternative zum Netzausbau betrachtet.

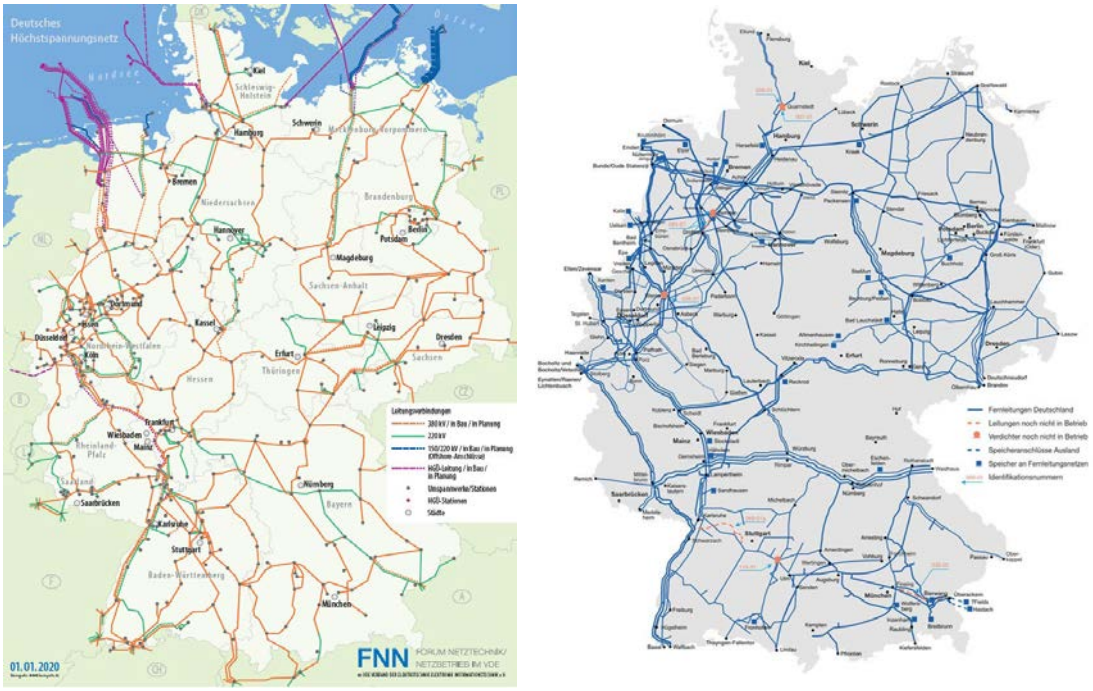


Abbildung 53: Höchstspannungsnetz [VDE] und Gas-Fernleitungsnetz [Fern].

22.3.8.2 Stärkung des europäischen Verbundnetzes

Das deutsche Stromnetz ist Teil des europäischen Verbundnetzes. Eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität von derzeit ca. 20 GW ermöglicht einen besseren Ausgleich volatiler PV-Stromproduktion über den europäischen Stromhandel.

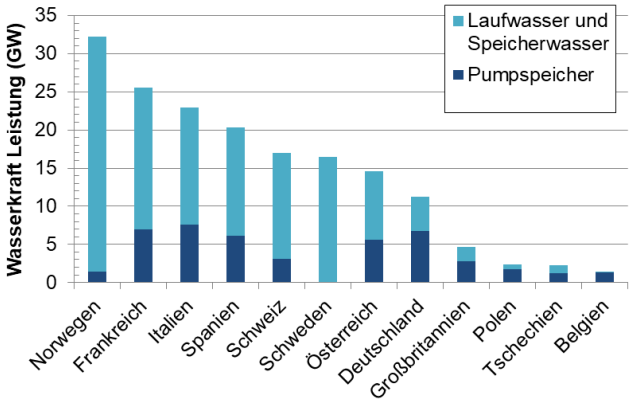


Abbildung 54: Installierte Leistung von Wasserkraftwerken in benachbarten Ländern, Zahlen aus [IHA].

Abbildung 54 zeigt die installierte Leistung an Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken sowie an Pumpspeicherkraftwerken. Speicherkraftwerke können komplementär zur PV-Erzeugung betrieben werden, Pumpspeicher als effiziente Strom-zu-Strom-Speicher agieren.

22.3.9 Energieträgerimport

Für einige Anwendungen wie den Flug- und Schiffsverkehr gibt es auf längere Sicht keine Alternativen zu flüssigen Kraftstoffen. Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus PV-Strom erfordert sehr viel Energie. Flüssige Kraftstoffe können in sonnenreichen Ländern besonders günstig hergestellt und über den Seeweg importiert werden, die dafür notwendige Logistikkette ist im Prinzip vorhanden.

22.3.10 Übersicht

Aus heutiger Sicht ist ein Energiesystem auf Basis von 100 % EE technisch und wirtschaftlich darstellbar. Abbildung 55 zeigt die wichtigsten, mit dem Stromnetz verbundenen Elemente von der Gewinnung über die Wandlung und Speicherung bis zum Verbrauch. Um den Speicherbedarf zu reduzieren, wird die Verbrauchsseite nach Möglichkeit flexibilisiert. Im Sektor „**Batterie**“ (orange) werden stationäre, zentrale oder dezentrale elektrochemische Energiespeicher je nach Residuallast be- oder entladen. Mobile Batterien in Elektrofahrzeugen bedienen primär den Mobilitätsbedarf, können aber bei bestehendem Anschluss zusätzlich das Netz bidirektional stützen. Bei den meisten Batterietypen sind

Wandler und Speicher baulich verschmolzen, während Redox-Flow-Batterien über externe, unabhängig skalierbare Speichertanks verfügen.
Im Sektor „**Wärme**“ (rot) beladen Wärmepumpen, Heizstäbe und KWK-Kraftwerke die zentralen und dezentralen Wärmespeicher.
Im Sektor „**Gas**“ (grün) produzieren Elektrolyseure Wasserstoff, der teilweise zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet wird, und Biomasse-Fermenter produzieren Methan aus biogenen Abfällen. Bei Strombedarf kommen kombinierte Gas- und Dampfturbinen, reine Gasturbinen und Gasmotoren zum Einsatz. Im KWK-Betrieb beliefern diese Prozesse den Wärmesektor.
Im **mechanischen Sektor** (blau) werden Wasserspeicher-Kraftwerke über Pumpen und Turbinen bidirektional betrieben, analog Druckluftspeicher-Kraftwerke über Kompressoren und Turbinen.

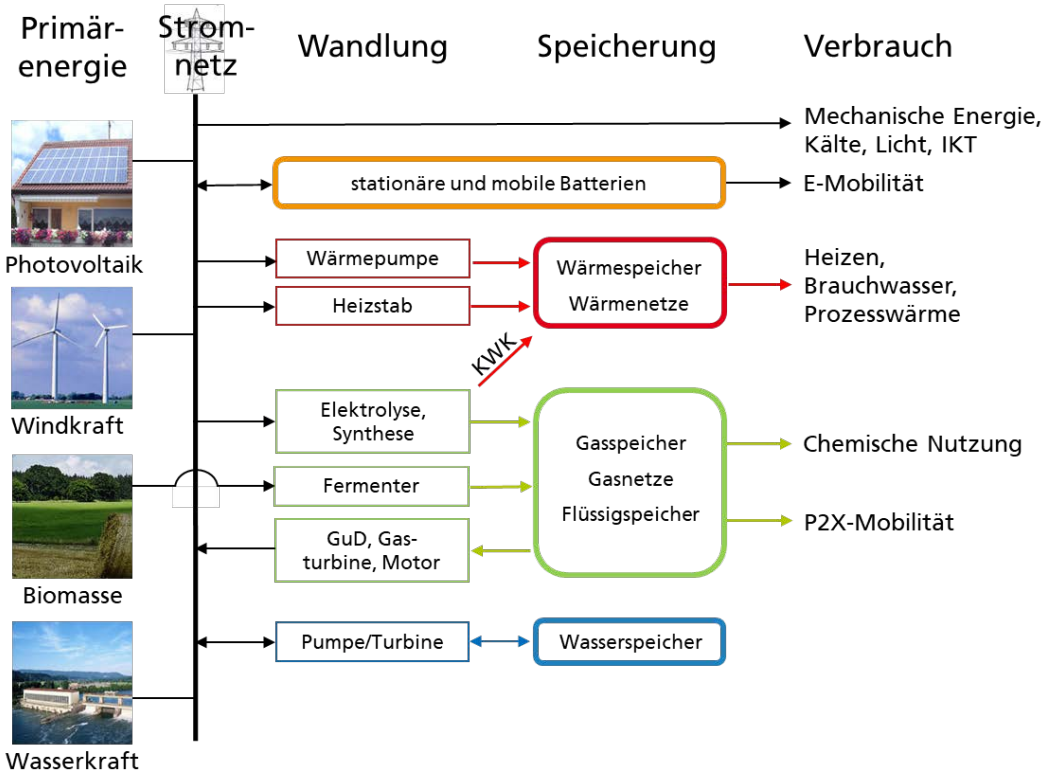


Abbildung 55: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Gewinnung, Wandlung, Speicherung und des Verbrauchs; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, GuD: Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, P2X: Power-to-X, X steht für H_2-Syntheseprodukte.

Die wichtigsten Ausbaumaßnahmen für eine Energiewende im Stromsektor mit Kopplung in den Verkehrs- und Wärmesektor fasst Abbildung 56 zusammen.

Nennleistung	2025		2045 Szenario „Technologieoffen“	
1. Primärerzeugung	108 GW_P	→	*330 GW_P*	*PV AC, für AC/DC = 0,7*
	78 GW_P	→	308 GW_P	Wind, Land + See
2. Gaskraftwerke	44 GW_P	→	146 GW_P	H_2-ready; auch GuD, KWK
3. Batterien, stat.	17 GW_P	→	*200 GW_P*	*bei Nennleist. = Kapazität / 2 h*
4. Wärmepumpen	*8 $GW_{P,el}$*	→	*75 $GW_{P,el}$*	*bei COP = 3*
5. Elektrolyse	0,15 GW_P	→	68 GW_P	Kapazität 9400 TWh H_2 in Salzkavernen

Abbildung 56: Wichtige Stromerzeuger, -wandler und -speicher ([ISE3], s. auch Abschnitt 22.3.7), zusätzliche Schätzungen und Annahmen in kursiver Schrift.

22.4 Muss die Energiewende auf die Bundespolitik warten?

Nein, auch wenn die Bundespolitik es allen leichter machen kann.
Der Bundestag bestimmt als Gesetzgeber den Rahmen für die Energiewende. Daneben gibt es eine Reihe wichtiger Akteure, die in ihren Handlungsfeldern viel bewegen können, auch unabhängig vom regulativen Rahmen. Ein Handeln dieser Akteure sendet zudem deutliche Signale in die Politik.
So können Verbraucher beim Bezug von Strom und Wärme, bei der Wahl ihres Transportmittels und in ihrem gesamten Konsum erneuerbare Energien und Energieeffizienz nachfragen. Geldanleger sind gefordert, in die Energiewende zu investieren, sei es auf dem eigenen Dach, in Beteiligungsgesellschaften oder Fonds. Entscheider in Gewerbe- und Industriebetrieben oder in Stadtwerken können prüfen, welche Maßnahmen sich nachhaltig rechnen und gleichzeitig die Energiewende voranbringen.
Schließlich können Bundesländer, Städte und Gemeinden die Energiewende durch eine Fülle von Maßnahmen fördern, von der Beratung der Akteure, über Investitionszuschüsse und andere Arten der Förderung von Projekten, die Bereitstellung von Flächen, die Steuerung eigener Investitionsentscheidungen bis hin zur verpflichtenden Solarinstallation. Viele Bundesländer haben sogenannte Solarpflichten für den Wohnungs- und Gewerbebau, für öffentliche Bauten und größere Parkplätze eingeführt. Die Solarpflicht setzt ein Zeichen für die Verantwortung, bereits bebaute Flächen maximal zu nutzen, um den Energiebedarf ihrer Nutzer mitzudecken, und reduziert damit die Inanspruchnahme von Freiflächen. Die Solarpflicht erinnert Bauherren zu einem wirtschaftlich optimalen Zeitpunkt (Dach wird neu gemacht, Handwerker sind in der Nähe, Leitungen können eingeplant werden) an die Errichtung einer Solaranlage. Die Solarpflicht definiert schließlich eine neue Normalität: Solaranlagen gehören so selbstverständlich zum Dach wie eine Dachrinne.

23. Brauchen wir eine PV-Produktion in Deutschland?

Ja, wenn wir neue Abhängigkeit in der Energieversorgung vermeiden wollen.
Mit fortschreitender Energiewende wird Deutschland das „fossile" Jahrhundert hinter sich lassen, ein Jahrhundert, in dem wir jährlich bis zu 90 Mrd. Euro für Öl- und Gasimporte ausgegeben haben. Die Preise dieser Importe werden von Kartellen beeinflusst, die Erträge finanzieren zu einem großen Teil autoritäre Regimes und häufig fallen neben monetären auch politische Kosten an.
Die Energiewende bietet eine historische Chance, aus dieser ökonomischen und politischen Abhängigkeit auszusteigen: die Sonne scheint auch in Deutschland, Rohstoffe für die PV-Produktion sind verfügbar und Technologien zur solaren Stromerzeugung wurden in Deutschland maßgeblich mitentwickelt. Ein auf Erneuerbare umgestelltes Energiesystem basiert u.a. auf 400 – 500 GW installierte PV-Leistung. Für den Aufbau und zunehmend für die laufende Erneuerung dieses Anlagenparks sind jährliche Installationen von 15 – 20 GW erforderlich, entsprechend ca. 40 Mio. PV-Module zu Kosten von mehreren Mrd. Euro. Eine PV-Produktion in Deutschland bietet langfristige Versorgungssicherheit bei hohen Umwelt-, Sozial- und Qualitätsstandards. Aktuell wird der Bedarf an Solarmodulen fast vollständig durch Importe gedeckt, der Bedarf an Solarzellen zu 100 %. Verschärft wird diese extreme Importabhängigkeit durch eine beispiellose Monopolisierung des internationalen PV-Marktes seitens Chinas (Abschnitt 8).
Entscheidend für die nachhaltige Etablierung einer PV-Produktion in Deutschland ist die Sicherung der Nachfrage für PV-Produkte „Made in Germany". Reine Investitionsbeihilfen haben bisher oft nur Strohfeuer gezündet. Mit gesicherter Nachfrage können Investitionen in Fabriken getätigt, Lieferketten aufgebaut, Entwicklung und Forschung finanziert werden. Länder wie Indien, die Türkei, die USA, Mexico und Österreich schaffen eine gesicherte Nachfrage, indem sie Importe durch Einfuhrzölle verteuern, Untergrenzen für regionale Wertschöpfung setzen oder in bestimmten Marktsegmenten attraktivere Konditionen beim Einsatz von Produkten mit regionaler Wertschöpfung gewähren.

24. Braucht es ein Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)?

Ja, wobei die Energiewende-Gesetzgebung als Ganzes in den Fokus rücken muss.
Die aktuellen Marktmechanismen würden ohne Flankierung durch ein EEG zu wenig Anreize für langfristige Investitionen in die Energiewende liefern. Wesentlicher Grund ist die viel zu geringe Bepreisung von CO_2-Emissionen über alle Sektoren hinweg, gemessen an den tatsächlichen Rückholkosten und den heute absehbaren Folgekosten der Klimakrise. Diese de-facto-Subvention für fossile Energiebereitstellung muss abgebaut werden, auch um den Marktwert des Solarstroms bei zunehmendem PV-Ausbau zu sichern. Notwendig sind eine schnelle Reduktion der EU-ETS Zertifikate und eine Ausweitung der erfassten Emissionen, verbunden mit Förder- und Kompensationsmaßnahmen.

Für die Resilienz der Stromversorgung und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist eine breite Partizipation und Akteursvielfalt förderlich, die sich insbesondere bei der dezentralen Erzeugung von PV-Strom realisieren lässt. Deshalb müssen die **regulativen Hürden** gerade für kleine Anlagen gesenkt oder durch ein Gesetz wie das EEG geglättet werden. PV-Kraftwerke jeder Größenordnung benötigen in aller Regel einen **Netzanschluss**, um Strom abzugeben, der vor Ort weder verbraucht noch gespeichert werden kann. Ein gesetzlicher Rahmen muss den Netzbetreiber zum unkomplizierten Anschluss auch kleinerer Anlagen bewegen.
Weiterhin benötigen PV-Kraftwerke zur Stromproduktion jenseits des Eigenverbrauchs eine langfristige **Abnahmevereinbarung**. Besonders private Kleininvestoren können weder die Kursrisiken an der Strombörse beherrschen, noch bei Stromgestehungskosten großer PV-Kraftwerke mithalten. Sie müssen überschüssigen Strom zu gesicherten Bedingungen abgeben können. Ein PV-Kraftwerk, das heute gebaut wird, konkurriert bald mit PV-Kraftwerken späterer Baujahre, die Solarstrom zur gleichen Zeit bei voraussichtlich weiter sinkenden Stromgestehungskosten liefern werden. Zum Deflationseffekt kommt der auf lange Sicht sinkende Marktwertfaktor für Solarstrom. Eine langfristig gesicherte Abnahme zu festen Preisen mobilisiert bei Kleininvestoren viel Eigenkapital. Generell verbessert sie die Kreditwürdigkeit in allen Anlagengrößen und erschließt damit Fremdkapital für Investitionen. Die Investition in eine private Photovoltaikanlage kann schließlich weitere Elektrifizierungsschritte triggern, bspw. die Anschaffung von E-Autos und Wärmepumpen. PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsoption reizen zudem eine systemdienliche Lastverschiebung im Stromverbrauch an.
Um die Tagesprofile von PV-Stromproduktion und Stromverbrauch besser in Deckung zu bringen, sind **Transformationsanreize** für die in Abschnitt 22.3 beschriebenen Schritte notwendig. Sie zielen u.a. auf angebotsorientierten Stromverbrauch, nachfrageorientierte Stromeinspeisung, insgesamt auf Netzdienlichkeit bei der Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors.
Innovative Technologien wie bspw. integrierte PV (Abschnitt 12) weisen im direkten Vergleich mit einfachen PV-Freiflächenanlagen etwas höhere Stromgestehungskosten auf. Sie beanspruchen jedoch keine zusätzlichen Flächen und schaffen Synergien. Um ihren Markteintritt zu beschleunigen und damit Flächenkonflikte frühzeitig zu entschärfen, benötigen sie eine gezielte **Anschubförderung**, bspw. in Form dedizierter Einspeisetarife oder Ausschreibungssegmente.

25. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

Häufig ja, deshalb gehören PV-Module nicht in den Restmüll.
Giftige Substanzen können über längere Zeiträume aus Modulen ausgewaschen werden (englisch „leaching“), wenn das Deckglas gebrochen, die Randversiegelung beschädigt oder das Modul fragmentiert ist [IPV]. Die Auswaschrate hängt insbesondere ab von pH-Wert und Temperatur. Wegen der genannten Risiken gehören ausgediente PV-Module nicht in den Restmüll und nicht auf Deponien, ebenfalls sollten beschädigte Module nicht über längere Zeit der Witterung ausgesetzt bleiben.

25.1 Waferbasierte Module

Module auf Basis von Siliziumwafern (über 90 % Marktanteil) enthalten häufig noch Blei in der Zellmetallisierung (ca. 2 g Blei pro 60-Zellen-Modul) und in den eingesetzten Loten (ca. 15 g Blei [Li]). Blei, ein giftiges Schwermetall, ist in bestimmten, stark sauren oder basischen Umgebungen löslich, und die Lamination im Modul unterbindet Stofftransport nicht dauerhaft [IPV]. In waferbasierten Modulen lässt sich Blei durch unbedenkliche Materialien bei geringen Mehrkosten vollständig substituieren. Einige Modulhersteller setzen Rückseitenfolien ein, die Fluorpolymere enthalten, bspw. Polyvinylfluorid.

25.2 Dünnschicht-Module

Dünnschicht-Module auf CdTe-Basis (ca. 5 % Marktanteil) enthalten Cadmium in Salzform, es lässt sich bei dieser Technologie nicht substituieren. Das metallische Cadmium sowie Cadmiumoxid werden als sehr giftig eingestuft, CdTe als gesundheitsschädlich. Es gibt alternative Dünnschicht-Technologien auf Basis von amorphem Silizium oder Kupfer-Indium-Selenid (CIS), die kein oder sehr wenig Cd enthalten.
CIS-Solarzellen enthalten Selen, welches v.a. als Oxid (z.B. nach Bränden) toxisch wirken kann, abhängig von der aufgenommenen Menge. Manche Hersteller erklären die Konformität ihrer CIS-Solarmodule mit der RoHS-Richtlinie (Restriction of certain Hazardous Substances) sowie der EU-Chemikalienverordnung REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals). Für eine differenzierte Bewertung wird auf unabhängige Untersuchungen des jeweiligen Modultyps verwiesen.

25.3 Solarglas

Gängige Solarmodule benötigen als Frontscheibe ein Glas mit einer sehr geringen Absorption (Solarglasqualität). Manche Glashersteller läutern die Glasschmelze und erhöhen die Lichttransmission durch Beigabe von Antimon (Sb). Wenn dieses Glas auf Deponien entsorgt wird, kann Antimon ins Grundwasser gelangen. Alternative Läuterungsverfahren ohne Antimon-Beigabe sind verfügbar.

25.4 Rücknahme und Recycling

Das Recycling von PV-Modulen mit Rücknahme, Stofftrennung und Wiederaufbereitung ist technisch möglich, aber unter aktuellen Marktbedingungen nicht durch die erzielbaren Erlöse finanzierbar. Um Recyclingziele zu definieren und zu erreichen ist ein regulativer Rahmen unverzichtbar.

PV-Produzenten haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recyclingsystem eingerichtet (PV Cycle). Die am 13. August 2012 in Kraft getretene Fassung der europäischen WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive) musste bis Ende Februar 2014 in allen EU-Staaten umgesetzt sein. Sie verpflichtet Produzenten, PV-Module kostenlos zurückzunehmen und in den Wertstoffkreislauf zurückzuführen. Im Oktober 2015 trat in Deutschland das Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten (Elektro- und Elektronikgerätegesetz - ElektroG) in Kraft. Es klassifiziert PV-Module als Großgerät und regelt Rücknahmepflichten sowie Finanzierung. Der Anteil der Verwertung (Sammelquote) muss mindestens 85 Prozent betragen und der Anteil der Vorbereitung zur Wiederverwendung und des Recyclings mindestens 80 Prozent (Recyclingquote).
Wertstoffhöfe nehmen alte Solarmodule in kleinen Stückzahlen kostenlos entgegen, es gibt industrielle Verfahren zur Stofftrennung und Wiederverwertung. Der Aluminiumrahmen, die Kabel und Anschlussboxen werden einfach abgenommen und die Metalle verwertet. Mit mechanischen Trennverfahren werden dann Glas, Verbinder, Silizium und Kunststoff separiert.
Die Glasfraktion wird für die Herstellung von Behälterglas oder Glaswolle verwendet. Aktuell laufen Versuche, das Glas im industriellen Maßstab für höherwertige Schmelzanwendungen bis hin zu neuem Solarglas zu verarbeiten. Aus den lotummantelten Verbindern wird das Kupfer in der Schmelze zurückgewonnen. Die Siliziumfraktion wird als metallurgischer Rohstoff weiterverwendet. Auch hier wird versucht, höherwertige Anwendungen zu bedienen, bis hin zu neuen Solarzellen. Silber liegt gewichtsmäßig bei unter einem Promille, macht aber fast die Hälfte des Materialwerts aus. Es gibt Verfahren, um das Silber sortenrein zurückzugewinnen (Fa. Solar Materials). Ob diese Verfahren zum Einsatz kommen, hängt auch stark vom aktuellen Silberpreis ab. Die Kunststofffraktion wird oft thermisch verwertet.
Abbildung 57 zeigt die Massenanteile der wichtigsten Materialien in PV-Modulen sowie den relativen Materialwert der recycelten Stoffe. Die Deutsche Umwelthilfe zeigt in ihrem Weißbuch Verbesserungspotenziale für die Wiederverwendung und das Recycling von PV-Modulen auf [DUH].

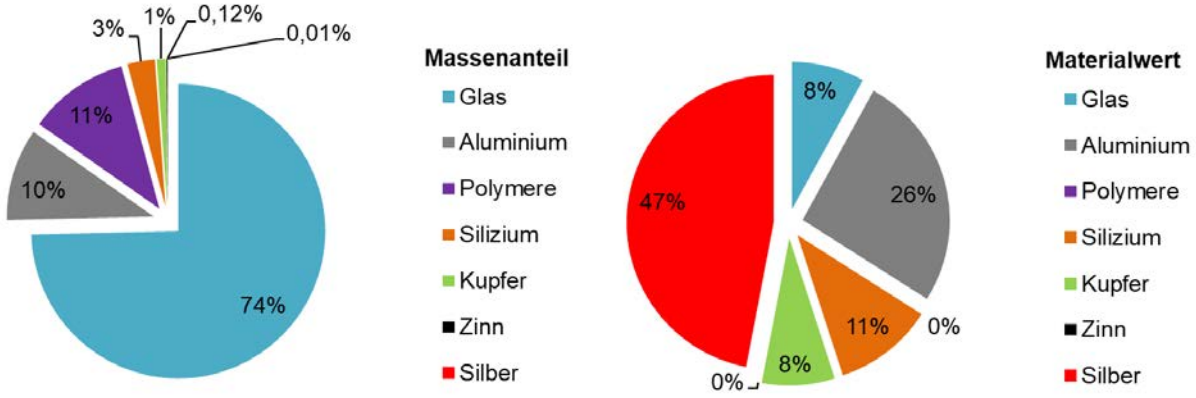


Abbildung 57: PV-Module: Massen- und Wertanteile der zurückgewonnenen Materialien [Peters]

26. Sind Rohstoffe zur Produktion von PV-Modulen ausreichend verfügbar?

Module auf Basis von Si-Wafern dominieren den PV-Weltmarkt mit ca. 95 % Anteil. Sie benötigen keine Rohstoffe, für die eine beschränkte Verfügbarkeit absehbar wäre. Die Hauptanteile nach Gewicht sind Glas, Aluminium, Polymere und Silizium, dabei zählen Silizium und Aluminium zu den wichtigsten Bestandteilen der Erdkruste nach Gewicht. Am kritischsten ist der Silberverbrauch für die Produktion der Solarzellen zu sehen. Die PV-Industrie verbrauchte im Jahr 2023 weltweit ca. 5500 t Silber, entsprechend ca. 16 % der gesamten Nachfrage. Das Silber für die Solarzellenmetallisierung lässt sich technisch weitgehend durch Kupfer substituieren, manche Hersteller nutzen diese Technologie bereits. Eine Rückgewinnung des Silbers ist durch Modulrecycling möglich (Abschnitt 25.4).

27. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?

27.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?

Ja, wie alle elektrischen Anlagen.
Bestimmte Defekte in stromführenden Komponenten einer PV-Anlage können zur Ausbildung von Lichtbögen oder zu kritischen „Hotspots“ in einzelnen Solarzellen führen. Befindet sich brennbares Material in unmittelbarer Nähe, beispielsweise Dachpappe oder Holz, kann es zu einem Brand kommen. Die Stromquellencharakteristik der Solarzellen kann einen Fehlerstrom im Vergleich zu Wechselstrom-Installationen sogar stabilisieren. Der Strom kann nur durch eine Unterbrechung des Stromkreises oder der Bestrahlung aller Module gestoppt werden. Deswegen müssen PV-Anlagen mit besonderer Sorgfalt errichtet werden. Speziell bei dachintegrierten PV-Systemen erfordert der geringe Abstand von Solarzellen und Kabeln zu brennbaren Materialien besondere Sorgfalt.
In einigen Fällen hat das Zusammentreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt. Ausgangspunkt der Brände waren meistens Fehler bei Verkabelung und Anschlüssen. Hier ein Zitat aus einer Pressemitteilung des Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2013: „Die Einhaltung der bestehenden Regeln durch qualifizierte Fachkräfte ist der beste Brandschutz. 0,006 Prozent der Photovoltaikanlagen verursachten bisher einen Brand mit größerem Schaden. In den letzten 20 Jahren gab es 350 Brände, an denen die Solaranlage beteiligt war, bei 120 war sie Auslöser des Brandes. In 75 Fällen war der Schaden größer, in 10 dieser Fälle brannte ein Gebäude ab.
Wichtige Besonderheiten von Photovoltaikanlagen: sie arbeiten mit Gleichstrom und gewöhnliche PV-Module lassen sich nicht einfach abschalten. Solange Licht auf die Module fällt, erzeugen sie eine elektrische Spannung. Wenn sich zum Beispiel im Betrieb eine minderwertige oder falsch installierte Steckverbindung löst, kann der Stromfluss über einen Lichtbogen erhalten bleiben, der im schlimmsten Fall einen Brand auslöst. Auf dem europäischen Markt bieten viele Hersteller mittlerweile Wechselrichter mit integrierter

Lichtbogenerkennung an. Im Fehlerfall unterbrechen sie den Gleichstrom, bevor ein Brand entsteht.
Photovoltaikanlagen stellen im Vergleich zu anderen technischen Anlagen kein auffällig erhöhtes Brandrisiko dar. Auch für die elektrische Sicherheit gibt es ausreichend vorhandene Regeln – wichtig ist, dass sie auch eingehalten werden. Werden die Solarstecker mit der Kombizange statt mit Spezialwerkzeug angebracht oder nicht kompatible Stecker verwendet, dann ist die Schwachstelle vorprogrammiert. Hier dürfen Anlagenbetreiber nicht an der falschen Stelle sparen.
Neben technischen Verbesserungen sind deshalb auch Vorschriften zur Kontrolle wichtig. Eine Empfehlung der Experten ist daher, die Abnahme durch einen unabhängigen Dritten vorzuschreiben. In der Diskussion ist auch, für private Photovoltaikanlagen eine wiederkehrende Sicherheitsprüfung vorzuschreiben, wie sie für gewerbliche Anlagen alle vier Jahre Pflicht ist." [ISE6]

27.2 Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute?

Ja, aber das trifft für viele spannungsführende Leitungen zu.
Bei Brandbekämpfung von außen schützt ein Mindestabstand von wenigen Metern die Feuerwehrleute vor Stromschlägen; dieser Sicherheitsabstand ist bei Dachanlagen i.A. gegeben. Das größte Risiko für Löschkräfte entsteht bei Brandbekämpfung von innen, wenn sie Räume betreten, wo spannungsführende, angeschmorte Kabel der PV-Anlage mit Wasser bzw. der Löschkraft selbst in Kontakt kommen. Um dieses Risiko zu reduzieren, arbeitet die Industrie an Notschaltern, die die Module noch in Dachnähe von der herabführenden DC-Leitung über Sicherheitsrelais trennen.
Bisher ist in Deutschland noch kein Feuerwehrmann bei der Brandbekämpfung durch PV-Strom verletzt worden. Ein Fallbericht, der durch die Presse ging, hatte Solarthermie-Kollektoren mit PV-Modulen verwechselt. Auf dem entsprechenden Haus war gar keine PV-Anlage installiert. „Durch flächendeckende Schulungsmaßnahmen bei den Feuerwehren konnten anfängliche Unsicherheiten behoben werden. Wie bei jeder Elektroinstallation kann man je nach Strahlart auch bei Photovoltaikanlagen mit Wasser aus ein bis fünf Meter Abstand sicher löschen. Alle Behauptungen, die Feuerwehr habe ein brennendes Wohnhaus wegen der Photovoltaik nicht gelöscht, stellten sich bei bisherigen Recherchen als falsch heraus." [ISE6]

27.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach?

Ja. Die durch die PV-Module hergestellte zweite „Dachhaut" behindert den Löscherfolg, weil das Wasser schlicht abläuft. Aus Feuerwehrsicht ist ein derartig durch Feuer beaufschlagtes Objekt jedoch meistens nicht mehr zu retten, d.h. der Schaden ist bereits weitgehend vorhanden und irreversibel, noch bevor die PV-Anlage die Löschtätigkeit behindert.

27.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen?

In Bezug auf CdTe-Module stellt eine Ausbreitungsberechnung des Bayerischen Landesamtes für Umwelt fest, dass bei einem Brand eine ernste Gefahr für die umliegende Nachbarschaft und Allgemeinheit sicher ausgeschlossen werden kann [LFU1]. Für CIS-Module wird auf unabhängige Untersuchungen des jeweiligen Produkts verwiesen.
Bei waferbasierten Modulen können die Rückseitenfolien Fluorpolymere enthalten, die selbst nicht giftig sind, sich jedoch im Brandfall bei hohen Temperaturen zersetzen können. Das Bayerische Landesamt für Umwelt kommt in einer Ausarbeitung zu dem Schluss, dass beim Abbrand fluorhaltiger Kunststoffe das Gefahrenpotenzial nicht maßgeblich von Fluorwasserstoff, sondern von anderen Brandgasen bestimmt wird [LFU2].

28. Anhang

28.1 Fachbegriffe

Wenn nicht anders angegeben, bezeichnet der **Modulwirkungsgrad** einen Nennwirkungsgrad. Er wird unter genormten Bedingungen („STC", standard test conditions) bestimmt als Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zur eingestrahlten Leistung auf die Modulfläche. Die Normbedingungen sehen eine Modultemperatur von 25° C, senkrechte Einstrahlung mit 1000 W/m² und ein bestimmtes Einstrahlungsspektrum vor. Im realen Betrieb weichen die Bedingungen davon meistens deutlich ab, so dass der STC-Wirkungsgrad häufig unterschritten wird.
Die **Nennleistung eines Kraftwerks** [kW_P, MW_P] ist die idealisierte DC-Leistung des Modulfeldes unter STC-Bedingungen, d.h. das Produkt aus Generatorfläche, Normeinstrahlung (1000 W/m²) und Nennwirkungsgrad der Module. Im Betrieb bleibt die Erzeugungsleistung eines PV-Kraftwerks über die meiste Zeit unterhalb von 70% seiner Nennleistung.
Die **Jahresvolllaststunden** (Jahresvollbetriebsstunden) sind die Anzahl an Stunden, die ein PV-Kraftwerk mit seiner AC-Nennleistung produzieren müsste, um den gleichen Jahresertrag zu erwirtschaften, den es im realen Betrieb mit häufiger Teillast und nächtlichem Stillstand erreicht (vgl. Abschnitt 16.4).
Der **Jahresnutzungsgrad (Kapazitätsfaktor)** ist das Verhältnis aus Jahresvolllaststunden und den 8760 Stunden eines Jahres mit 365 Tagen.
Der **spezifische Ertrag** [kWh/kW_P] eines PV-Kraftwerks bezeichnet das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) über einen bestimmten Zeitraum, häufig ein Jahr, und AC-Nennleistung. Der spezifische Jahresertrag entspricht der Anzahl Volllaststunden.
Der **Systemwirkungsgrad** einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Der nominale Modulwirkungsgrad geht in den Systemwirkungsgrad ein.
Unter der **Performance Ratio** (PR) versteht man das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und idealisiertem Ertrag (Produkt aus Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche und nominalem Modulwirkungsgrad) einer Anlage über einen bestimmten Zeitraum, meistens ein Jahr. Die PR wird häufig für den Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen PV-Technologien im Betrieb verwendet. Neue, sorgfältig geplante Anlagen erreichen PR-Jahreswerte zwischen 80 und 90 %.
Die **Bruttostromerzeugung** ist die insgesamt produzierte Strommenge, entsprechend der Differenz aus Primärenergieeinsatz und Wandlungsverlusten in der Stromproduktion. Große Gasturbinen zeigen Wandlungsverluste von 60 – 65 %. PV-Kraftwerke weisen Wandlungsverluste von 80 – 85 % auf, bei praktisch kostenlos und unbegrenzt verfügbarer Primärenergie.
Ein Teil der erzeugten Bruttostrommenge geht durch Verluste beim Ein- und Ausspeichern von Strom verloren, beispielsweise in Pumpspeicherkraftwerken oder in Batterien. Speicherverluste von Li-Ionen-Batterien betragen 5 – 10 % der eingespeicherten Strommenge,

zuzüglich der Verluste im Batteriemanagementsystem, bei Pumpspeicherkraftwerken sind es ca. 25 %. Wird Wasserstoff als Stromspeicher über stationäre Elektrolyseure und bspw. Brennstoffzellen eingesetzt, dann liegen die Verluste in der Größenordnung von 50 %.
Die **Nettostromerzeugung** (nicht abgebildet) ist die Differenz aus Bruttostromerzeugung und Eigenverbrauch.
Der **Bruttostromverbrauch** ergibt sich durch Bereinigung der inländischen Bruttostromerzeugung um den Importsaldo und um Speicherverluste. Das UBA umfasst er „den von Letztverbrauchern wie Industrie oder privaten Haushalten verwendeten Nettostromverbrauch sowie den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste. Da der Indikator damit das Stromsystem vollständig abbildet, wird er bevorzugt als politischer Zielindikator, z.B. im Erneuerbaren Energien-Gesetz, verwendet."
Der Eigenverbrauch von fossilen und nuklearen Kraftwerken liegt bei ca. 7 % ihrer Bruttoerzeugung, bei PV-Kraftwerken ist er marginal. Netzverluste, insbesondere Leitungs- und Transformatorverluste, belaufen sich im deutschen Stromnetz auf knapp 6 %. Der dezentrale Charakter der PV-Installationen reduziert die Netzverluste für PV-Strom.
Die **Residuallast** entspricht dem Teil der **Last**, der nicht durch Einspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Der **Nettoverbrauch** (Endenergie) ist die Strommenge, die beim Endanwender abgenommen wird. Die Effizienz seiner Geräte bestimmt die Wandlungsverluste bis zur finalen **Nutzenergie**, bspw. Kraft oder Licht.
Abbildung 58 zeigt den Energiepfad vom Primärenergieträger, bspw. Solarstrahlung (Bestrahlungsstärke [W/m²]), Wind oder Erdgas (Energiedichte bei Verbrennung [J/kg]), bis zur Nutzenergie, auf die es dem Endanwender ankommt.

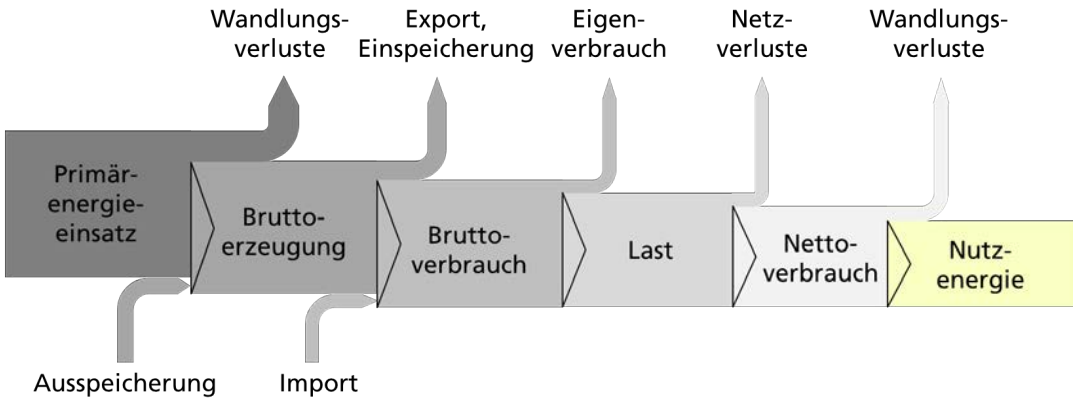


Abbildung 58: Begriffe der Stromerzeugung und des –verbrauchs.

28.2 Abkürzungen

AC	Wechselstrom
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (englisch Battery Electric Vehicle)
BHKW	Blockheizkraftwerk, Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme über Verbrennungsmotor oder Gasturbine
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
COP	Coefficient of Performance (Wärmepumpen)
DC	Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
PV-FFA	PV-Freiflächenanlage
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
IEA	Internationale Energie Agentur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, das Prinzip der simultanen Gewinnung von mechanischer (schlussendlich elektrischer) Energie und nutzbarer Wärme
PHEV	Plug-in-Hybrid Elektrisches Fahrzeug
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgase (englisch GHG, Green House Gases)
W_P	Watt „peak“, Einheit für Nennleistung eines PV-Moduls oder PV-Kraftwerks

28.3 Quellen

AEE	https://www.unendlich-viel-energie.de/presse/pressemitteilungen/ erneuerbare-energien-in-deutschland-zwischen-akzeptanz-und-unsicherheit, Download im Dezember 2023
AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., März 2024
AGEB2	Energieflussbild 2022 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, September 2023
AGEB3	Endenergieverbrauch in Deutschland, Infografik, AGEB, Oktober 2025
AGEE	Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2025, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), März 2026
AGORA	Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann; Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022)
ARIA1	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich, Kopernikus-Projekt Ariadne, Oktober 2021
ARIA2	Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), September 2022
ATW	Weis M, van Bevern K, Linnemann T. Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2010: Anschubfinanzierung oder Subvention? - ATW 56. Jg. (2011) Heft 8/9
Aurora	Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, Aurora Energy Research im Auftrag der EnBW, 2025
BAFA	Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung, Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 15. Oktober 2013
BCG	Klimapfade für Deutschland, Studie, The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos, im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), Januar 2018
BDEW1	BDEW-Strompreisanalyse, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Januar 2026
BDEW2	Erneuerbare Energien decken 2025 fast 56 Prozent des Stromverbrauchs, Pressemitteilung des BDEW, 10. Dezember 2025
BDI	Handlungsempfehlungen zur Studie Klimapfade 2.0 - Wie wir unser Industrieland klimaneutral gestalten, Bundesverband der Deutschen Industrie, Oktober 2021
Bert	Beschäftigung in den erneuerbaren Energien: Entwicklung und politische Reformen, Bertelsmann Stiftung, 2026

BFE	Grundlagen zu Vorurteilen gegenüber der Solarenergie, Schlussbericht, Studie im Auftrag der EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, 2021
BMEL	Daten und Fakten, Land-, Forst- und Ernährungswirtschaft mit Fischerei und Wein- und Gartenbau, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), Dezember 2017
BMVI	Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI (Hrsg.), BMVI-Online-Publikation 08/2015.
BMWK1	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWK, letzte Aktualisierung: Januar 2022
BMWE2	Bundesbericht Energieforschung 2025, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Dezember 2025
BNA1	https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html
BNA2	Monitoringbericht 2024, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Februar 2025
BNA3	https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html, Stand September 2022
BNE	Solarparks – Gewinne für die Biodiversität, Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (bne) e.V., November 2019
BNEF	Interview mit Bloomberg NEF Analyst Jenny Chase, Dezember 2022 https://www.pv-magazine.com/2022/12/23/global-solar-capacity-additions-hit-268-gw-in-2022-says-bnef/
BSW	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Dezember 2024
BSW2	Milliardeneinsparungen durch Photovoltaik, Studie zu Strompreisen der Enervis im Auftrag des BSW, Pressemitteilung des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V., Oktober 2025
Bundestag	EEG-Umlage 2010, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
Bub	Buberger J, Kersten A, Kuder M, Eckerle R, Weyh T, Thiringer T. Total CO2-equivalent life-cycle emissions from commercially available passenger cars, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 159, 2022
BVES	BVES Branchenanalyse 2022, Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., April 2022
BWP	Starkes Wachstum im Wärmepumpenmarkt, Pressemitteilung des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP), Januar 2022
DENA	DENA-Gebäudereport 2022 - Zahlen, Daten, Fakten; Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), Oktober 2021
DESTATIS	Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Private Haushalte und Umwelt, DESTATIS, Statistisches Bundesamt, September 2020

DIW	Göke L, Kemfert C, Kendziorski M, von Hirschhausen C. 100 Prozent erneuerbare Energien für Deutschland: Koordinierte Ausbauplanung notwendig, DIW Wochenbericht Nr. 29+30, Juli 2021
DUH	Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche stärken - Alte Photovoltaik-Module für den Klima- und Ressourcenschutz nutzen, Deutsche Umwelthilfe e.V., März 2021
DWD	Rasterdaten der Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen, Version V003, Climate Data Center (CDC), Deutscher Wetterdienst, 2022
E4C	Carbon Capture and Storage – Eine Kostenanalyse, NRW.Energy4Climate GmbH, Juni 2026
EAFR	Betriebskonzepte für Photovoltaik auf Mehrfamilienhäusern, Leitfaden der Energieagentur Regio Freiburg, Juli 2022
ECTI	The role of Direct Air Capture technologies in the EU's decarbonisation effort, Directorate-General for Economy, Transformation and Industry, June 2025
EEBW	Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, November 2012
EEG 2021	Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021), Bundesrat Drucksache 763/20, Dezember 2020
EEG 2023	Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Bundesrat Drucksache 315/22, Juli 2022
EGGERS	Eggers J-B, Behnisch M, Eisenlohr J, Poglitsch H, Phung W-F, Münzinger M, Ferrara C, Kuhn T. PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland, 35. PV-Symposium, ISBN 978-3-948176-09-9, September 2020
EnBW1	EnBW verstärkt Engagement im Bereich Solarenergie, Pressemeldung, Energie Baden-Württemberg AG, Februar 2019
ENBW2	EnBW will Kraftwerk Altbach/Deizisau bis 2026 kohlefrei und langfristig klimaneutral machen, Pressemeldung, Energie Baden-Württemberg AG, Oktober 2021
ENER	E-Mobility-Zukunft: ENERVIE an Meilenstein-Projekt beteiligt, Pressemeldung, Südwestfalen Energie und Wasser AG, Oktober 2018
EON	Flexibilitäts-Check, Studie von E.ON und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zum Potenzial flexibler Energienutzung in deutschen Haushalten, Juni 2025
ESYS	Wenn nicht jetzt, wann dann – wie die Energiewende gelingt, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Oktober 2021
EPA	United States Environmental Protection Agency, heruntergeladen am 9.7.2013 von

	http://www.epa.gov/climatechange/science/causes.html#GreenhouseRole
EUPD	Energiewende im Kontext von Atom und Kohleausstieg, Perspektiven im Strommarkt bis 2040, Studie der EUPD Research Sustainable Management GmbH, Update Mai 2020
Fern	Download am 13.11.2021 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html
FfE	Blume, Yannic et al.: Was ist Netzdienlichkeit? et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2021
FNR	Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Juli 2022
FÖS1	Gesellschaftliche Kosten der Atomenergie in Deutschland, Eine Zwischenbilanz der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von Atomenergie seit 1955, Studie des FÖS im Auftrag von Greenpeace Energy eG, September 2020
FÖS2	Was Braunkohlestrom wirklich kostet, Studie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) im Auftrag von Greenpeace Energy eG, Juni 2018
HTW1	Weniger J, Bergner J, Tjaden T, Quaschning V: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berliner Wissenschafts-Verlag, ISBN 978-3-8305-3548-5, 2015.
HTW2	Solarstromausbau für den Klimaschutz, Studie, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, November 2021
Hydro	Caglayan D, Weber N, Heinrichs H, Linßen J, Robinius M, Kukla P, Stolten D. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 11, 2020
ICCT	Life-cycle greenhouse gas emissions from passenger cars in the European Union, International Council on Clean Transportation, July 2025
IEA1	Energiepolitik der IEA-Länder, Prüfung 2013, Deutschland, Zusammenfassung, International Energy Agency (IEA), April 2013
IEA2	World Energy Outlook 2024, International Energy Agency, Oktober 2024.
IEA3	Snapshot of Global PV Markets 2026, International Energy Agency PVPS, April 2026.
IEA4	Special Report on Solar PV Global Supply Chains, International Energy Agency, 2022.
IEA5	Environmental Life Cycle Assessment of Passivated Emitter and Rear Contact (PERC) Photovoltaic Module Technology, IEA Task 12 PV Sustainability, 2024
IEE	Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Becker Büttner Held Rechtsanwälte, November 2021
IHA	Hydropower status report, International Hydropower Association, May 2019
IMF	Parry I, Black S, Vernon N. Still Not Getting Energy Prices Right: A Global and Country Update of Fossil Fuel Subsidies, International Monetary Fund, 2021

IPCC	Climate Change 2021: The Physical Science Basis, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Working Group I report as contribution to the Sixth Assessment Report (AR6), August 2021
IPV	Nover J, Zapf-Gottwick R, Feifel C, Koch M, Werner JH. Leaching via Weak Spots in Photovoltaic Modules. Energies. 14(3):692 2021; https://doi.org/10.3390/en14030692
IRENA	Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, Studie der International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2019
ISE1	Kost C, Müller P, Schweiger J S, Fluri V, Thomsen J. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Juli 2024
ISE2	Kiefer K, Farnung B, Müller B. Degradation in PV Power Plants: Theory and Practice. 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Marseille, 2019.
ISE3	Thelen C, Nolte H, Kaiser M, Jürgens P, Müller P, Senkpiel C, Kost C: „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess“, 2024, Fraunhofer ISE.
ISE4	https://www.energy-charts.de, Verantwortlicher Redakteur: Prof. Dr. Bruno Burger, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
ISE5	Photovoltaics Report, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, PSE PSE Projects GmbH, Juli 2026
ISE6	Photovoltaik-Brandschutz – Fakten statt Phantome, Pressemeldung, Fraunhofer ISE, Februar 2013 (Näheres zum Brandschutz unter www.pv-brandsicherheit.de)
ISE7	Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Januar 2013
ISE8	Sustainable PV Manufacturing in Europe – An Initiative for a 10 GW GreenFab, Studie des Fraunhofer ISE, Juli 2020
ISE9	Deutschland hat großes Potenzial für Schwimmende Photovoltaik, Presseinfo des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Juli 2024
ISE10	Moor-PV: Doppelter Klimaschutz durch Photovoltaik-Systeme auf wiedervernässten Moorböden, Handreichung zum Stand der Technik und zu offenen Fragen, Fraunhofer ISE, Juli 2026
ISI	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Kurzbericht: 3 Hauptszenarien; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, Mai 2021
IVL	Lithium-Ion Vehicle Battery Production, Status 2019 on Energy Use, CO_2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling, Studie des Swedish Environmental Research Institute im Auftrag der Swedish Energy Agency, November 2019

IWU	Forschungsdatenbank NichtWohnGebäude, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Schlussbericht, März 2022
KBA	Zahlen im Überblick – Statistik, Kraftfahrt-Bundesamt, Juni 2018
KFW	KfW Research Volkswirtschaft Kompakt, Nr. 251, April 2025
LCA	Müller A, Friedrich L, Reichel C, Herceg S, Mittag M, Neuhaus H. A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 230, 2021
LFU1	Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 11-2011
LFU2	Beurteilung von Kunststoffbränden, Az: 1/7-1515-21294, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 1995
Li	Li F, Shaw S, Libby C, Bicer B, TamizhMani G, Lead Content Estimation in Silicon PV Modules, 2024 IEEE 52nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Seattle, WA, USA, 2024, pp. 0985-0987, doi: 10.1109/PVSC57443.2024.10749202.
Licht1	Analyse des Beitrags von Mini-BHKW zur Senkung von CO_2-Emissionen und zum Ausgleich von Windenergie, Gutachten zum geplanten »ZuhauseKraftwerk« im Auftrag der LichtBlick AG, LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2009
Licht2	Repräsentative Umfrage zu erneuerbaren Energien, Marktforschungsinstitut YouGov im Auftrag der LichtBlick SE, Februar 2020
Lopez	Martinez Lopez VA, Ziar H, Haverkort JW, Zeman M, Isabella O, Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 182, 2023
MCC	Wissensstand zu CO_2-Entnahmen, Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH, 2021
MCK	Flexibilität in der industriellen Stromnachfrage: Ein Schlüssel zur Energiewende in Deutschland?, McKinsey & Company, Inc., Juni 2025
MWV	Jahresbericht 2018, Mineralölwirtschaftsverband e.V., Juli 2018
NETZ1	https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte
NETZ2	Historische Daten: https://www.netztransparenz.de/EEG/Verguetungs-und-Umlagekategorien
NOW	IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2018
NWS	Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Juli 2023
ÖKO1	Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie: Status quo und Projektion, Öko-Institut Berlin, Juli 2018

ÖKO2	Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015), Studie des Ökoinstituts e.V. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Dezember 2015
Peters	Peters I M, Hauch J, Brabec C, Cradle-to-cradle recycling in terawatt photovoltaics: A vision of perpetual utility, Joule, Volume 8, Issue 4, 2024
Prog	Klimaneutrales Deutschland. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Juni 2021
SCBW	Weiterbetrieb von Ü20-Photovoltaikanlagen - Möglichkeiten nach Ende ner EEG-Förderdauer, Faktenpapier, Solar Cluster Baden-Württemberg, Januar 2021
SMARD	„Redispatch je Energieträger“, https://www.smard.de/page/home/topic-article/211816/213384, Abruf am 20.8.2026
SPE	EU Solar Market Outlook 2025 – 2030, SolarPower Europe, December 2025
SPE2	Reshoring Solar Module Manufacturing to Europe: A Cost Gap Analysis and Policy Impact Simulation, SolarPower Europe, September 2025
Sprin	Motorentechnik - Im Fokus, Onlineartikel, Dezember 2010 https://www.springerprofessional.de/motorentechnik/pkw-antriebe-im-ueberblick-vergangenheit-gegenwart-und-zukunft/6561052
REV	Produktdatenblatt, Reverion LDES Technology GmbH, Stand Mai 2026
RWE	RWE nimmt Batteriespeicher in Herdecke in Betrieb - Sechs Millionen Euro Investition, sieben MWh Kapazität, Pressemeldung, RWE, Februar 2018
Shell	Shell Scenarios Sky - Meeting the goals of the Paris agreement, Shell International B.V., März 2018
Siem	Weit mehr als nur heiße Luft, Pressemeldung, Siemens AG, März 2017
Test	„Immer sparsamer“, test 1/2012, Stiftung Warentest
UBA1	Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2022, Umweltbundesamt, Februar 2023
UBA2	Artikel auf https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#textpart-1, Oktober 2018
UBA3	Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze Stand 12/2020, Umweltbundesamt, Dezember 2020
UBA4	Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen, Umweltbundesamt, Dezember 2017
UBA5	Der Europäische Emissionshandel, https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#textpart-1, Download im Juni 2019
UBA6	Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2024, Umweltbundesamt, April 2025
UBA7	Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Mai 2021

UBA8	Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020, Umweltbundesamt, November 2021
UBA9	Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010
ÜNB1	Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2022 bis 2026, r2b energy consulting GmbH, erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Oktober 2021
ÜNB2	Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023; Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2022
Vatt	CO_2-freie Energie fürs Quartier: Sektorenkoppelnder Stahlspeicher bringt Energiewende auf Hochtemperatur, Pressemeldung, Vattenfall, Oktober 2018
VDE	Download am 13.11.2021 von https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoechstspannungsnetz
VFL	Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungsprämie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren, Studie der Versicherungsforen Leipzig im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), April 2011
VGB	Kraftwerke 2020+, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats der VGB PowerTech e.V., 2010
WMO	State of the Global Climate 2025, World Meteorological Organization (WMO), 2026
ZSW	Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen, Studie des ZSW im Auftrag der innogy SE, Januar 2019

29. Anhang: Abbildungen

Abbildung 1: PV-Ausbau zum Erreichen der Klimaneutralität im Sektor Energiewirtschaft, Studien benannt nach ausführender Institution und Szenario..... 5
Abbildung 2: Netto-PV-Zubau: Ist-Werte bis 2025, Ausbaupfad zur Erreichung der gesetzlichen Ziele; Zahlen aus [EEG2023], [ISE4]. 6
Abbildung 3: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland; Zahlen aus [ISE4], [AGEE]..... 6
Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE Projects GmbH/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD).... 8
Abbildung 5: Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10 – 100 kW_P, Daten: BSW [ISE5]. 9
Abbildung 6: Feste EEG-Einspeisevergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks in aktuellen Anlagenklassen „Gebäudeanlagen mit Überschusseinspeisung bis 10 kW_P“ und „Sonstige Anlagen bis 100 kW“ aus [Netz2] und [BNA3], mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur [BNA3], Strompreise [BMWK1], [BDEW1], Marktwert Solarstrom [NETZ1]. 10
Abbildung 7: Börsenstrom- und Zertifikatpreise in Deutschland [ISE4]. 11
Abbildung 8: Intraday 15 Minuten Durchschnittspreise im Jahr 2025 [ISE4]..... 12
Abbildung 9: PV-Ausbau und Differenzkosten, Daten aus [BMWK1], [BMWK3], Mittelfristprognosen der ÜNB. 13
Abbildung 10: Verfahren zur Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre und Einlagerung von Kohlenstoff [MCC]. 16
Abbildung 11: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2026 [BDEW1]. 17
Abbildung 12: Monatlicher grenzüberschreitender Stromhandel im Jahr 2025 für Deutschland, negative Werte bedeuten Export [ISE4]. 17
Abbildung 13: Abschätzung der Stromgestehungskosten für kleine PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen, dazu Festvergütungen gemäß EEG bei Inbetriebnahme bis Januar 2027. 19
Abbildung 14: Wertschöpfungszyklus für die Silizium-Photovoltaik. 19
Abbildung 15: Produktionskapazität nach Wertschöpfungsstufen und Ländern, Daten: Wood Mackenzie, 2023 20
Abbildung 16: Fördermittel für Photovoltaikforschung [BMWE2]. 22
Abbildung 17: Verteilung der installierten PV-Leistung Ende 2024 nach Anlagengröße [ISE5]. 23
Abbildung 18: Stündliche Stromproduktion im Jahr 2021 [ISE4]..... 24
Abbildung 19: Mittlere Leistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2021, 15-Minuten-Werte [ISE4]..... 25
Abbildung 20: Monatssummen PV- und Windstromproduktion, Daten aus [ISE4]..... 26
Abbildung 21: Jahresmaximum der Netzeinspeisung im Verhältnis zur installierten PV-Nennleistung am entsprechenden Monatsende, Daten aus [ISE4]..... 27

Abbildung 22: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 18. Kalenderwoche 2026 [ISE4]. 28
Abbildung 23: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für die Nieder- und Mittelspannung, Daten aus [BNA2]. 29
Abbildung 24: Anwendungen für die Integration von Photovoltaik. 30
Abbildung 25: Flächennutzung in Deutschland [FNR]. 31
Abbildung 26: Gebäudebestand in Mio., Daten aus [DENA], [IWU]. 32
Abbildung 27: PV-Lösungen für Dach und Fassade (oben: Aufdachsysteme, unten: Integrierte PV). 33
Abbildung 28: Umfrageergebnisse zum Neubau von Kraftwerken, Daten aus [Licht2]. 36
Abbildung 29: Umfrageergebnisse zur Akzeptanz verschiedener Kraftwerkstypen [AEE]. 36
Abbildung 30: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 2001 – 2020, Daten [DWD]. 38
Abbildung 31: Reichweiten von Elektro- und Biodiesel-Fahrzeugen pro Hektar Energiegewinnungsfläche. 40
Abbildung 32: Stromerträge von PV-Kraftwerken und Silomais pro Hektar eingesetzter Fläche. 40
Abbildung 33: Relatives Ertragspotenzial, unverschattet, Standort Freiburg, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. 41
Abbildung 34: Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration, der mittleren globalen Temperaturveränderung und der Sonnenaktivität (http://herdsoft.com/climate/widget/). 45
Abbildung 35: Schätzungen der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der Temperaturdifferenz in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA]; Rot: CO_2-Messwerte des Mauna Loa Observatory [https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/data.html]. 46
Abbildung 36: Treibhauspotenzial der Stromerzeugung mit mono c-Si PV für Dach- und Freiflächenanlagen [UBA7]. 47
Abbildung 37: Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungstechnologien [UBA7]. 48
Abbildung 38: Vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2025 [AGEE]. 48
Abbildung 39: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus [IEA3] und mittlere jährliche Wachstumsrate. 49
Abbildung 40: Energieflussbild für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB2]. 55
Abbildung 41: Wert und Energiemenge der Nettoimporte fossiler Brennstoffe (linke Achse: Wert in Mrd. EUR, nominal; rechte Achse Energiemenge in PJ) [KFW]. 56
Abbildung 42: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren und Anwendungsbereichen im Jahr 2024, Zahlen aus [AGEB3]. 56
Abbildung 43: Schematische Darstellung des Modells REMod [ISE3]. 57
Abbildung 44: Schematische Darstellung einer Residuallastkurve für Deutschland bei Stromversorgung mit 100 % EE. 58

Abbildung 45: Entwicklung der globalen Stromerzeugung nach Technologien und Szenarien [IEA2]. 60
Abbildung 46: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools für einen überwiegend klaren Maitag am Standort Freiburg, ohne Verschattungseffekte, Bifazialitätsfaktor 100%. 61
Abbildung 47: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools für einen überwiegend klaren Maitag am Standort Freiburg, unverschattet. 61
Abbildung 48: Stromertragsprofile von PV-Kraftwerken in verschiedenen Montagevarianten, berechnet online mit https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools, Standort Freiburg, unverschattet; die Prozentzahlen geben den relativen Jahresertrag bezogen auf 45° Neigung an. 62
Abbildung 49: Treibhausgasemissionen (CO_2-Äqu. in Tonnen) über den Lebenszyklus von Mittelklasse PKWs mit unterschiedlichen Antrieben im Jahr 2025, Durchschnittswerte gemäß Verkaufszahlen in der EU [ICCT]. 64
Abbildung 50: Einfluss der Photovoltaikleistung und Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) bei einem Jahresstrombedarf von 4000 kWh [HTW1]. 70
Abbildung 51: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]. 70
Abbildung 52: Technologien für die elektrische Energiespeicherung mit heute erzielbaren Wirkungsgraden (bei Wasserstoffspeicherung entstehen zusätzliche Verluste durch Kompression). 72
Abbildung 53: Höchstspannungsnetz [VDE] und Gas-Fernleitungsnetz [Fern]. 73
Abbildung 54: Installierte Leistung von Wasserkraftwerken in benachbarten Ländern, Zahlen aus [IHA]. 74
Abbildung 55: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Gewinnung, Wandlung, Speicherung und des Verbrauchs; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, GuD: Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, P2X: Power-to-X, X steht für H_2-Syntheseprodukte. 75
Abbildung 56: Wichtige Stromerzeuger, -wandler und -speicher ([ISE3], s. auch Abschnitt 22.3.7), zusätzliche Schätzungen und Annahmen in kursiver Schrift. 76
Abbildung 57: PV-Module: Massen- und Wertanteile der zurückgewonnenen Materialien [Peters] 80
Abbildung 58: Begriffe der Stromerzeugung und des –verbrauchs. 85

Kontakt

Sophia Judith Bächle
Kommunikation
Telefon: +49 761 4588-5215
presse@ise.fraunhofer.de

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

©Fraunhofer ISE 2026

Cover: ©Fraunhofer ISE / Foto: Sybille Bernhard