

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Aktuelle Fassung abrufbar unter www.pv-fakten.de

Zusammengestellt von
Dr. Harry Wirth
Bereichsleiter Photovoltaik
Module und Kraftwerke
Fraunhofer ISE

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
info@ise.fraunhofer.de

Zitierhinweis: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 19.07.2021

Inhalt

1. Wozu dieser Leitfaden?.....	5
2. Erreichen wir die Zubauziele?.....	5
3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?.....	6
4. Ist PV-Strom zu teuer?.....	6
4.1 Stromgestehungskosten.....	7
4.2 Einspeisevergütung	9
4.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt	11
4.4 Ermittlung der Differenzkosten	13
4.5 Privilegierte Verbraucher.....	14
4.6 EEG-Umlage	15
5. Subventionen und Strompreise	16
5.1 Wird PV-Strom subventioniert?	16
5.2 Wird die fossile und nukleare Stromerzeugung subventioniert?	17
5.2.1 Fossile Energieträger.....	17
5.2.2 Kernkraft.....	18
5.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer?	19
5.4 Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?.....	20
5.5 Verteuert PV den Strom für die Industrie?.....	21
6. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland?	22
7. Können kleine PV-Anlagen attraktive Renditen bringen?.....	22
8. Erzeugt die PV-Branche nur Arbeitsplätze in Asien?.....	24
9. Zeigen große deutsche Energieversorger Interesse an PV?.....	25
10. Welche Fördermittel fließen in die PV-Forschung?.....	28
11. Überlastet PV-Strom unser Energiesystem?.....	28
11.1 Übertragung und Verteilung.....	28
11.2 Volatilität.....	30
11.2.1 Solarstrom-Produktion ist planbar	30
11.2.2 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte PV-Leistung	31
11.2.3 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich.....	31
11.3 Abregelbarkeit	33

11.4	Konflikte mit trägen fossilen und nuklearen Kraftwerken	33
11.5	Gefährdet volatiler Solarstrom die Versorgungssicherheit?	34
11.6	Muss der PV-Ausbau auf Speicher warten?	35
12.	<i>Gibt es in Deutschland genügend Flächen für PV?</i>	<i>36</i>
13.	<i>Zerstören PV-Anlagen ökologisch wertvolle Flächen?</i>	<i>39</i>
14.	<i>Finden PV-Kraftwerke Akzeptanz in der Bevölkerung?</i>	<i>39</i>
15.	<i>Arbeiten PV-Anlagen in Deutschland effizient?</i>	<i>41</i>
15.1	Degradieren PV-Module?	43
15.2	Verschmutzen PV-Module?	43
15.3	Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?	44
16.	<i>Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz?</i>	<i>46</i>
16.1	Gefährdet der anthropogene CO ₂ -Ausstoß das globale Klima?	46
16.2	Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO ₂ -Ausstoßes?	49
16.3	Verschlingt die Produktion von PV-Modulen mehr Energie als diese im Betrieb liefern können?	53
16.4	Entstehen bei der Produktion von PV weitere klimaschädliche Gase?	53
17.	<i>Wie beeinflussen PV-Module den lokalen und globalen Wärmehaushalt?</i>	<i>53</i>
18.	<i>Ersetzen PV-Anlagen fossile und nukleare Kraftwerke?</i>	<i>54</i>
19.	<i>Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?</i>	<i>55</i>
19.1	Ausgangspunkt: Energiebedarf und Energieangebot	55
19.2	Energieszenarien	57
19.3	Transformationsschritte	62
19.3.1	Verstetigung der PV-Stromerzeugung	62
19.3.2	Komplementärbetrieb von Kraftwerken	63
19.3.3	Erhöhung der Energieeffizienz	64
19.3.4	Lastmanagement	66
19.3.5	Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten	67
19.3.6	Kraft-Wärme-Kopplung	68
19.3.7	Energiespeicherung	68
19.3.8	Netzausbau	74
19.3.9	Übersicht	75
19.4	Muss die Energiewende auf die Bundespolitik warten?	78
20.	<i>Brauchen wir eine PV-Produktion in Deutschland?</i>	<i>78</i>
21.	<i>Braucht es ein Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)?</i>	<i>79</i>
22.	<i>Enthalten PV-Module giftige Substanzen?</i>	<i>79</i>

22.1	Waferbasierte Module.....	79
22.2	Dünnschicht-Module.....	80
22.3	Solarglas	80
22.4	Rücknahme und Recycling.....	80
23.	<i>Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?</i>	81
23.1	Waferbasierte Module.....	81
23.2	Dünnschicht-Module.....	81
24.	<i>Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?</i>	81
24.1	Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?.....	81
24.2	Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute?	82
24.3	Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach?	83
24.4	Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen?.....	83
25.	<i>Anhang: Fachbegriffe</i>	84
25.1	EEG-Umlage	84
25.2	Modulwirkungsgrad	85
25.3	Nennleistung eines PV-Kraftwerks	85
25.4	Spezifischer Ertrag	85
25.5	Systemwirkungsgrad	86
25.6	Performance Ratio.....	86
25.7	Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast.....	86
25.8	Stromerzeugung und -verbrauch.....	87
26.	<i>Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW]</i>	88
27.	<i>Anhang: Abkürzungen.....</i>	89
28.	<i>Anhang: Quellen</i>	90
29.	<i>Anhang: Abbildungen.....</i>	97

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. Erreichen wir die Zubauziele?

Das gesetzlich festgelegte Ziel für den jährlichen PV-Zubau von 2,5 GW [EEG2017] wurde im Jahr 2020 übertroffen, die Ziele der Energiewende bleiben in weiter Ferne.

Die Bundesregierung hat am 12. Mai 2021 Klimaziele beschlossen, die eine ausgeglichene nationale Treibhausgas-Bilanz bis spätestens 2045 vorsehen.

Um unseren gesamten Energiebedarf weitestgehend aus Erneuerbaren Energien (EE) zu decken, ist ein massiver Ausbau der installierten PV-Leistung notwendig, neben einer Reihe weiterer Maßnahmen. Neuere modellbasierte Szenarien rechnen für eine Minderung allein des energiebedingten Treibhausgas-Ausstoßes um mindestens 90 % bezogen auf das Jahr 1990 mit einem Ausbaukorridor der PV von 130-650 GW_p Nennleistung, ([Prog], [BCG], [ESYS], [ISE11], [UBA8], [IRENA], [ISE12]). Die Szenarien treffen unterschiedliche Annahmen zu Randbedingungen, bspw. für Energieimporte, Effizienzsteigerungen und Akzeptanzfragen. Auf Basis der mit dem Energiesystemmodell REMod gerechneten Szenarien [ISE12] erscheint eine Größenordnung von **300 - 450 GW_p** installierte PV-Leistung als plausibel.

Nehmen wir uns für einen PV-Ausbau auf 300 – 450 GW_p Zeit bis 2040, so müssen jährlich im Mittel **12 - 20 GW_p** PV neu gebaut werden. 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 gut 30 Jahren auf ca. 10 - 15 GW_p pro Jahr.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG2021] definiert als Zwischenziel für 2030 einen Anteil Erneuerbarer Energien (EE) von 65 Prozent des Brutto-Stromverbrauchs. Dazu ist ein mittlerer jährlicher PV-Zubau von mindestens 5-10 GW_p notwendig, abhängig von der Entwicklung des Strombedarfs und des Ausbaus der Windkraft ([AGORA1], [BEE]). Das EEG hingegen setzt das Ausbauziel der PV auf 100 GW_p fest, entsprechend einem mittleren Zubau von knapp 5 GW_p pro Jahr. In den Jahren 2013-2018 wurden im Mittel nur 1,9 GW_p/a installiert [BMW1], 2020 waren es 4,9 GW_p [ISE4].

3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?

Ja.

Im Jahr 2020 deckte die PV mit einer Stromerzeugung von **50,6 TWh** [UBA1] 9,2 % des Brutto-Stromverbrauchs in Deutschland, alle Erneuerbaren Energien (EE) kamen zusammen auf 45 % (Abbildung 1). Der Brutto-Stromverbrauch schließt Netz-, Speicher- und Eigenverbrauchsverluste ein (Abschnitt 25.8). An sonnigen Tagen kann PV-Strom zeitweise über zwei Drittel unseres momentanen Stromverbrauchs decken. Ende 2020 waren in Deutschland PV-Module mit einer Nennleistung von **54 GW** installiert [ISE4], verteilt auf **2 Mio. Anlagen** [BSW1].

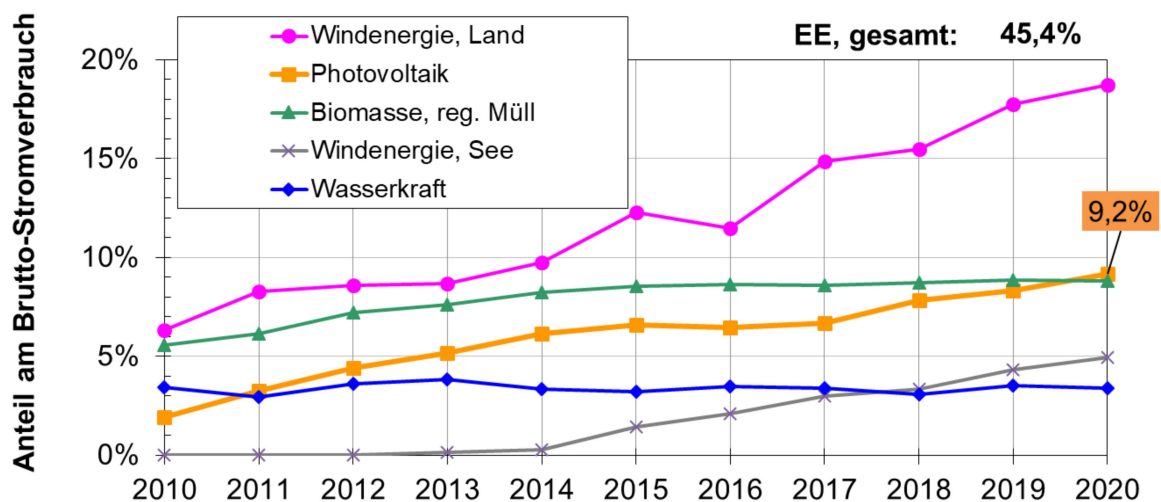


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland, Daten aus [BMWi1], [UBA1], [ISE4]

4. Ist PV-Strom zu teuer?

Das kommt auf den Bezugspunkt an.

Der Kostenvergleich mit fossiler und nuklearer Stromerzeugung wird dadurch erschwert, dass deren externe Kosten und Risiken bezüglich Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden bei der Preisbildung weitgehend unberücksichtigt bleiben ([UBA3], [FÖS1], [FÖS2]). Die Ausblendung dieser externen Kosten stellt eine massive Subventionierung der betroffenen Energieträger dar (Abschnitt 5.2).

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 (CO₂, NO_x, SO_x, Hg).

In neuen MW-Kraftwerken wird PV-Strom zu Kosten von 3-5 ct/kWh in Deutschland produziert, unter der Voraussetzung, dass der volatile Strom vollständig abgenommen wird. Der bisher günstigste Gebotspreis für Kraftwerke bis 10 MW liegt bei 3,55 ct/kWh. Neue, größere Kraftwerke, die außerhalb des EEG direkt von EVUs betrieben werden oder ihren Strom über Abnahmeverträge liefern, dürften zu Kosten deutlich unter 4 ct/kWh produzieren. Neue, kleinere Kraftwerke weisen höhere Stromgestehungskosten auf, bei Hausdachanlagen von wenigen kW Nennleistung in der Größenordnung von 10 ct/kWh. Ältere PV-Kraftwerke produzieren aufgrund der früher sehr hohen Investitionskosten deutlich teurer.

Um die Energiewende zu fördern und Investitionen in PV-Anlagen verschiedener Größe anzuregen, wurde im Jahr 2000 das Instrument des EEG geschaffen. Es soll dem Anlagenbetreiber bei garantierter Abnahme einen wirtschaftlichen Betrieb mit angemessenem Gewinn ermöglichen. Ziel des EEG ist weiterhin, die Stromgestehungskosten aus EE durch die Sicherung eines substantziellen 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 neue Kostenarten in das Blickfeld rücken. Neben den reinen Erzeugungskosten für Strom aus EE geht es um den Aufbau netzdienlicher Speicher- und Wandlerkapazitäten (E-Mobilität und stationäre Batterien, Wärmepumpen und Wärmespeicher, Power-To-X, flexible Gaskraftwerke, Pumpspeicher) sowie um den Rückbau der Kern- und Kohlekraftwerke. 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 jährlichen Betriebskosten eines PV-Kraftwerks liegen mit ca. 1 % der Investitionskosten vergleichsweise niedrig, auch die Finanzierungskosten sind aufgrund des aktuell niedrigen Zinsniveaus günstig. Der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken, die Investitionskosten, fielen seit 2008 dank technologischen Fortschritts, Skalen- und Lerneffekten im Mittel um ca. 12 % pro Jahr, insgesamt um 75 %. Abbildung 2 zeigt die Preisentwicklung für Aufdachanlagen von 10 bis 100 kW_p Nennleistung in Deutschland.

Der Preis der PV-Module ist für knapp die Hälfte der Investitionskosten eines PV-Kraftwerks dieser Größenordnung verantwortlich, bei großen PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) ist es knapp ein Drittel. 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 3 stellt die inflationsbereinigten Weltmarkt-Preise. Ende 2020 waren weltweit über 700 GW_p PV-Leistung installiert. Es wird erwartet, dass die Preise auch künftig entsprechend dieser Gesetzmäßigkeit weiter sinken, sofern auch in Zukunft große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden.

Einen Orientierungswert für Entwicklung der Stromgestehungskosten aus neuen PV-Freiflächenanlagen liefern die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur (s. folgender Abschnitt). Die Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke, die im Jahr 2021 errichtet werden, liegen, abhängig insbesondere von der Größe des Kraftwerks, in einem Bereich zwischen 3 €/kWh (große PV-FFA) und 11 €/kWh (kleine Dachanlage). Für die kommenden Jahre ist mit weiter sinkenden Stromgestehungskosten zu rechnen [ISE1].

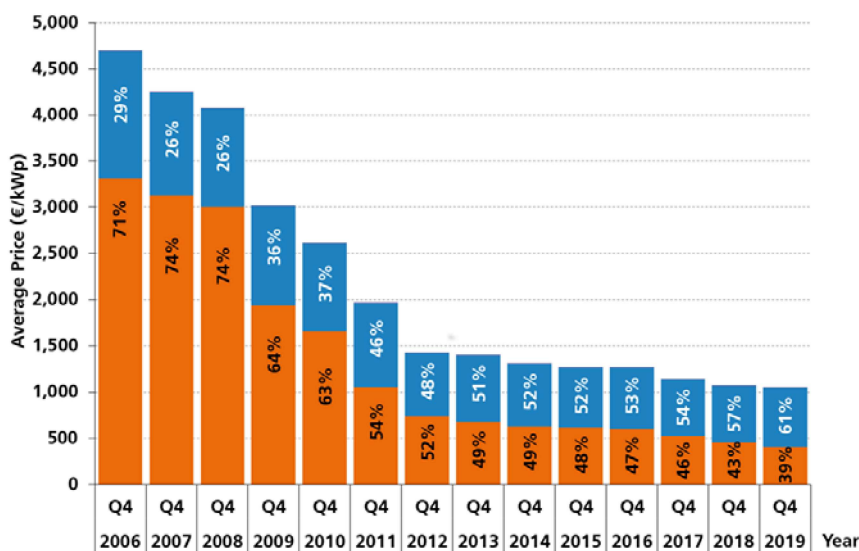


Abbildung 2: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW_p [ISE10], Daten BSW-Solar

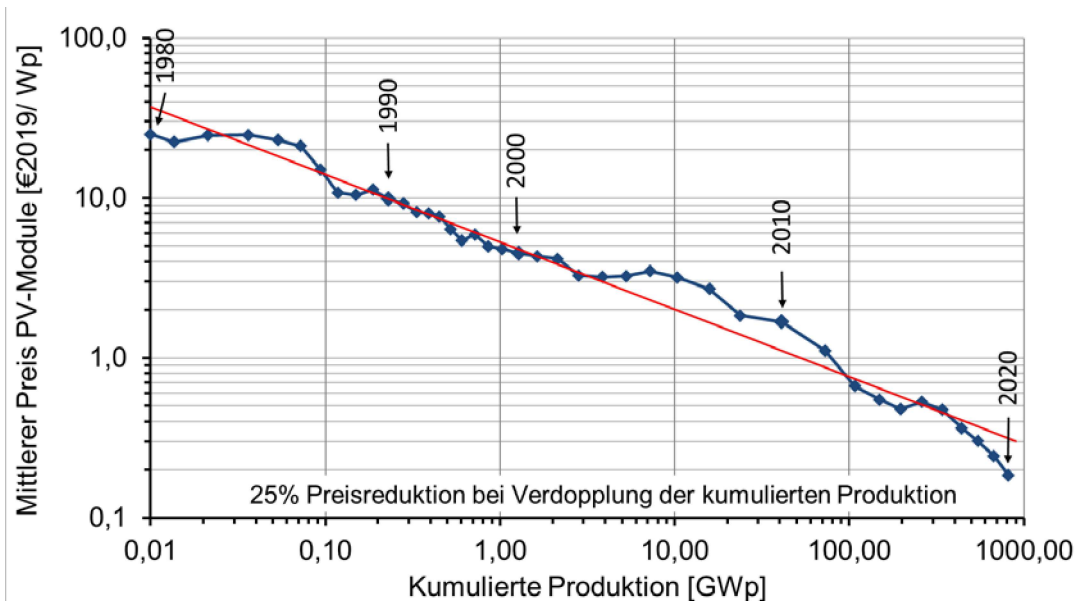


Abbildung 3: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

4.2 Einspeisevergütung

Die Energiewende erfordert massive Investitionen in regenerative Erzeugungskapazitäten für Sonnen- und Windstrom. Damit ein Investor heute ein PV-Kraftwerk baut, benötigt er eine Abnahmegarantie über die wirtschaftliche Nutzungsdauer des Kraftwerks zu einer festen Vergütung. Ansonsten wird er seine Investition aufschieben, weil die bisherige Entwicklung weitere Kostenreduktionen bei PV-Kraftwerken erwarten lässt (Deflationseffekt). Da alle PV-Kraftwerke weitgehend zeitgleich Strom produzieren, wäre der teurere Strom aus dem älteren Kraftwerk in der Zukunft nicht mehr konkurrenzfähig.

Den Ausbau in Erwartung niedrigerer Preise zu verschieben, wäre in Anbetracht des fortschreitenden Klimawandels nicht nur zynisch, sondern würde darüber hinaus die Dynamik der Kostensenkung verlangsamen. Grundlage für den Ausbau der PV bildeten die verschiedenen Fassungen des EEG seit dem Jahr 2000.

Das [EEG2021] versucht, den PV-Ausbau gleichzeitig zu fördern und zu behindern:

- PV-Anlagen dürfen auf Ackerland nur in 200-m-Korridoren entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen errichtet werden
- die Größe von PV-Freiflächenanlagen ist auf 20 MW begrenzt
- die Leistung von PV-Anlagen muss entweder auf 70 % ihrer Nennleistung gedrosselt werden oder durch den Netzbetreiber abregelbar sein
- Eigenverbrauch aus PV-Anlagen wird oberhalb einer Bagatellgrenze (ca. 30 kW Anlagen-Nennleistung) mit einer Abgabe von 40 % der aktuellen EEG-Umlage belegt (Abschnitt 4.6), d.h. die PV-Stromgestehungskosten steigen um 2,6 €/kWh

- Anlagen erhalten nur bis zu einer Nennleistung von 100 kW eine feste Einspeisevergütung; für Anlagen mit einer Nennleistung von 100-750 kW besteht die Pflicht zur Direktvermarktung
- neue Anlagen ab einer Nennleistung von 750 kW sind zur Teilnahme an Ausschreibungen verpflichtet und dürfen nicht zur Eigenversorgung beitragen; das jährliche Ausschreibungsvolumen ist begrenzt

Die Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen, die im **Juli 2021** in Betrieb gehen, beträgt abhängig von der Anlagengröße bis zu **7,47 ct/kWh** für 20 Jahre. Für Anlagen mittlerer Größe von 750 kW bis 20 MW wird die Einspeisevergütung über Ausschreibungen festgesetzt. Die Ausschreibungsrunde der Bundesnetzagentur zum Gebotstermin 1. Februar 2018 hat den bisher niedrigsten mittleren Zuschlagswert von 4,33 ct/kWh ermittelt.

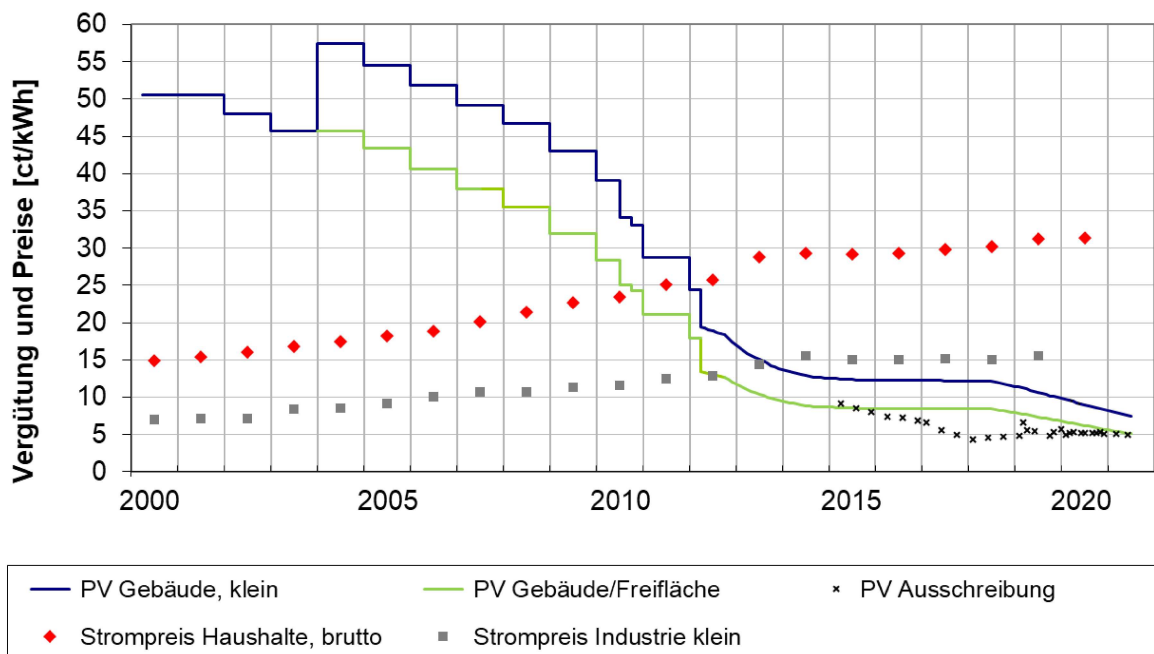


Abbildung 4: EEG-Vergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks, mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur, Strompreise, Daten aus [BMW1], [BDEW6]

Zum Vergleich: Die Ausschreibung für Strom aus onshore-Windkraft zum gleichen Gebotstermin hat einen Durchschnittspreis von 4,60 ct/kWh erbracht. International wurde PV-Strom an Standorten mit hoher Solarstrahlung bereits zu Tiefstpreisen bis zu 1,12 €ct/kWh (Auktion in Portugal) angeboten. Für das geplante Atomkraftwerk „Hinkley C“, das im Jahr 2025 in Großbritannien in Betrieb gehen soll, wurde eine Einspeisevergütung von umgerechnet 12 ct/kWh zzgl. Inflationsausgleich über die Dauer von 35 Jahren zugesagt.

Die Einspeisevergütung für PV-Strom sinkt schneller als bei jeder anderen regenerativen Stromquelle, in den letzten 15 Jahren ca. 80 % bei Kleinanlagen und 90 % bei Anlagen mittlerer Größe.

Der Eigenstrom-Nutzer kann nicht die volle Differenz zwischen seinem Brutto-Strompreis (für Bezug aus dem Netz) und der EEG-Vergütung (als Schätzgröße für seine Stromgestehungskosten) als „Gewinn“ betrachten. Zum einen steigert der Eigenverbrauch die Fixkosten pro extern bezogener Kilowattstunde. Wenn die gleichen Anschlusskosten auf eine geringere Strombezugsmenge verteilt werden, verteuert sich der Strombezug (ct/kWh). Auch ist zu beachten, dass bei Stromentnahme aus einer PV-Anlage für den Eigenverbrauch Steuern und Abgaben anfallen können, abhängig von der steuerlichen Einordnung der Anlage. Eigenverbrauch aus Anlagen größer 30 kWp, die ab 2021 in Betrieb gehen, wird mit einem Teil der EEG-Umlage belastet.

Ab dem Jahr 2021 werden die jeweils ältesten Anlagen nach und nach aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil die 20-jährige Bindungsfrist ausläuft. Sie werden aber noch weiter Strom liefern, dessen Gestehungskosten wegen niedriger Betriebskosten und fehlender Brennstoffkosten („Grenzkosten“) alle anderen fossilen oder erneuerbaren Quellen unterbietet.

4.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt

Für die Abschätzung der Erlöse aus dem Verkauf von PV-Strom wird ein mittlerer Strompreis ermittelt, auf Basis der an der Leipziger Strombörse (European Energy Exchange AG, EEX) erzielten Preise Abbildung 5.

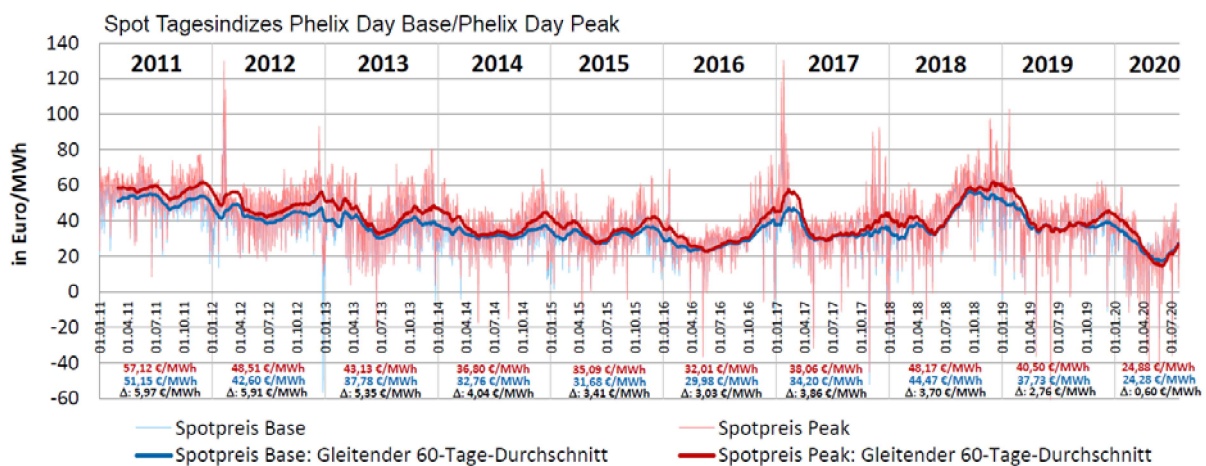


Abbildung 5: Strompreisentwicklung am Day-Ahead Spotmarkt [BDEW6]

Die laufende Preisfindung an der Börse erfolgt nach dem Prinzip des „Merit Order“ (Abbildung 6). 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 der kostengünstigeren Anbieter.

Die Einspeisung von Solarstrom hat gesetzlichen Vorrang, somit steht sie am Anfang der Angebotspreisskala. Mit fiktiven Grenzkosten gleich 0 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 7). Mit den Preisen sinken die Einnahmen aller konventionellen Stromerzeuger (Kernkraft, Kohle, Gas), aber auch die Einnahmen für Strom aus EE (Solarstrom, Wind-, Wasserkraft). Weiterhin verringert Solarstrom die Auslastung insbesondere der klassischen Spitzenlastkraftwerke (Gas, Wasser).

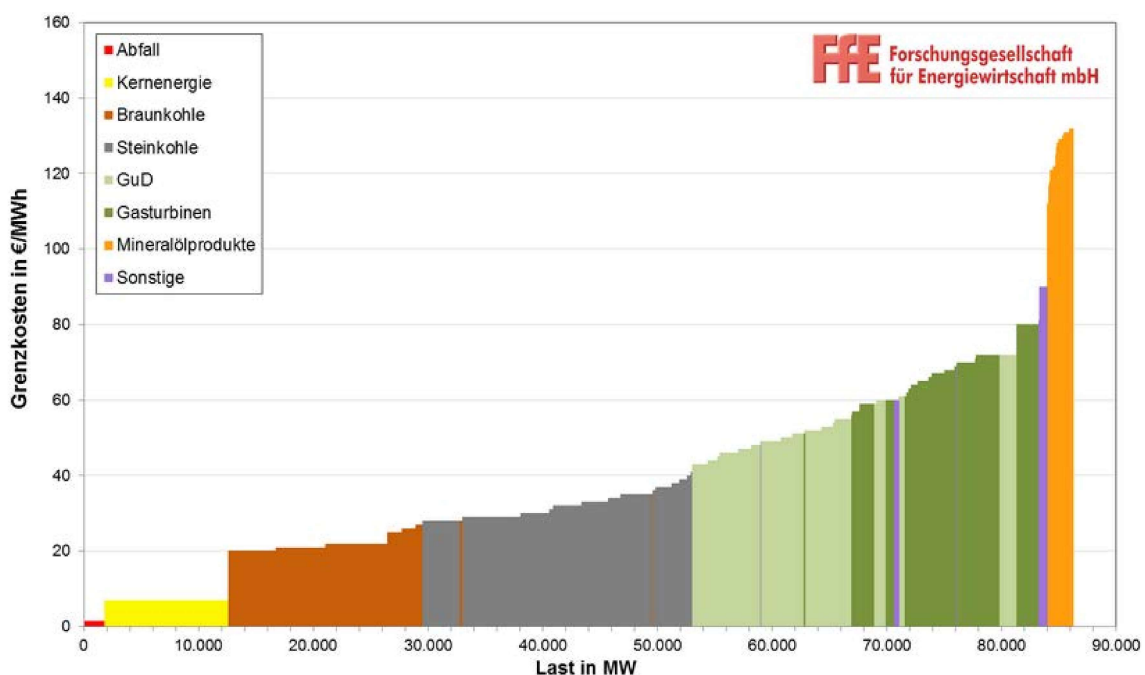


Abbildung 6: Merit Order konventioneller Kraftwerke im Jahr 2018 bei einem mittleren CO₂-Zertifikatspreis von 16 €/t [FFE]

Die zunehmende Einspeisung von EE-Strom, gesunkene Kohlepreise und ein Überangebot an CO₂-Zertifikaten haben die Strompreise an der Börse massiv gesenkt. PV-Strom erzielt an der Strombörse im mehrjährigen Mittel einen Marktwertfaktor von ca. 0,85 - 0,90 [ÜNB], d.h. dass die erzielten Erlöse pro kWh etwas unter dem durchschnittlichen Börsenstrompreis liegen. Bei Windstrom an Land liegt der Marktwertfaktor zwischen 0,8 - 0,9 [ÜNB].

Merit-Order-Effekt Photovoltaik: Spotpreis 2011 und 2016

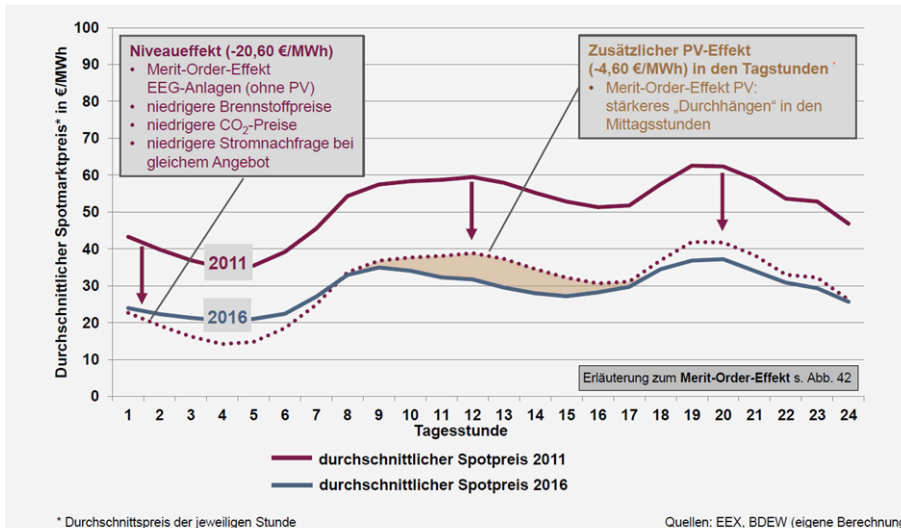

 Energie. Wasser. Leben.


Abbildung 7: Einfluss von EE auf die durchschnittlichen Spotpreise an der Strombörse [BDEW2]

Mit weiterem Zubau volatiler EE wird deren Marktwertfaktor mittelfristig sinken, weil das Stromangebot zu Zeiten hoher Einspeisung wächst und sowohl PV-, als auch Windstrom für sich genommen eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Für PV wird ein Absinken des Marktwertfaktors auf 0,8 bis 2030 erwartet [ZSW].

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. Nach einem Maximum von fast 7 ct/kWh sank der Börsenwert des Stroms zur Differenzkostenermittlung auf 3 ct/kWh im Jahr 2020. 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 8 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 10 Mrd. € stabilisiert.

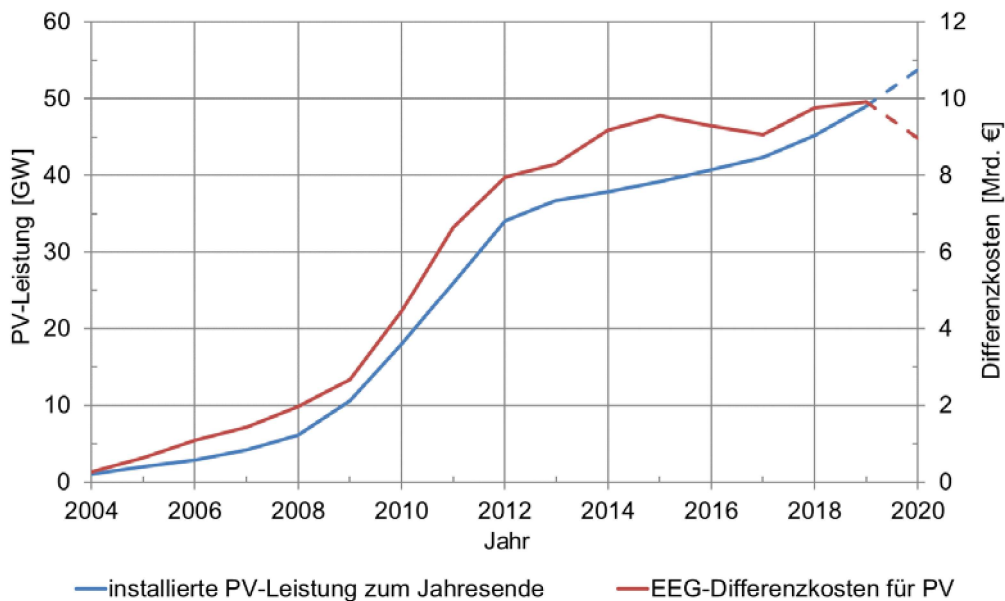


Abbildung 8: PV-Ausbau und Vergütungssumme, Daten aus [BMWi1], [BMWi5]

Eine Untersuchung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg hat gezeigt, dass in den Jahren 2011 bis 2018 insgesamt 157 Mrd. € an EEG Differenzkosten angefallen sind, während in der gleichen Zeit Kosteneinsparungen von 227 Mrd. € durch die Einspeisung von PV- und Windstrom realisiert wurden [FAU]. Unter dem Strich sparten die Verbraucher somit Kosten in Höhe von 71 Mrd. €.

4.5 Privilegierte Verbraucher

Die Politik definiert, wer den Umstieg auf erneuerbare Energien finanzieren muss [BAFA]. Sie hat entschieden, energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil weitgehend von der EEG-Umlage zu befreien. Im Jahr 2019 wurde damit 44 % des Industrieverbrauchs privilegiert (Abbildung 9). Diese umfassende Befreiung erhöht die Belastung für andere Stromkunden, insbesondere für Privathaushalte, auf die knapp 30 % des gesamten Stromverbrauchs entfällt.

Die Privilegierung hat den Anstieg der EEG-Umlage pro kWh verstärkt (Abschnitt 5.5). Dabei profitiert die energieintensive Industrie von der preissenkenden Wirkung des PV-Stroms an der Börse zu Spitzenlastzeiten. Damit fließt ein Teil der Umlage indirekt der energieintensiven Industrie zu, die von der EEG-Umlage befreit sind oder nur einen ermäßigten Satz von 0,05 ct/kWh zahlen.

Stromverbrauch der Industriebetriebe

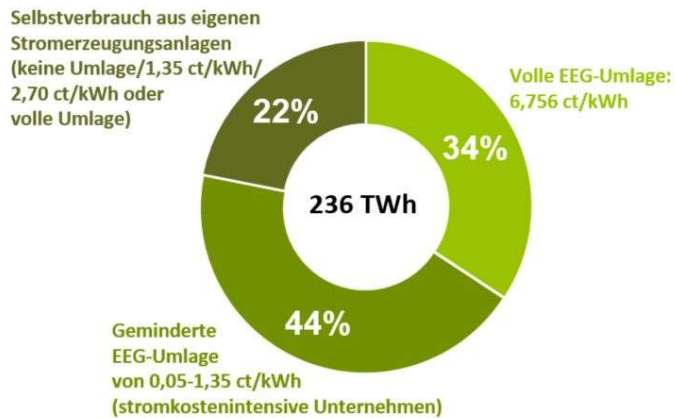


Abbildung 9: Stromverbrauch der Industrie und EEG-Umlage 2019 [BDEW6]

4.6 EEG-Umlage

Die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Verkaufserlösen für EE-Strom, ergänzt um weitere Positionen, werden über die EEG-Umlage ausgeglichen (Abbildung 10). Die Umlage tragen jene Stromverbraucher, die sich nicht befreien lassen können, im Jahr 2021 gibt es erstmalig einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt (Energie- und Klimafond, EKF) in Höhe von 10,8 Mrd. €. Für das Jahr 2021 wurde die EEG-Umlage auf **6,5 ct/kWh** festgelegt. Letztverbraucher müssen auf die Umlage noch 19 % Umsatzsteuer entrichten.

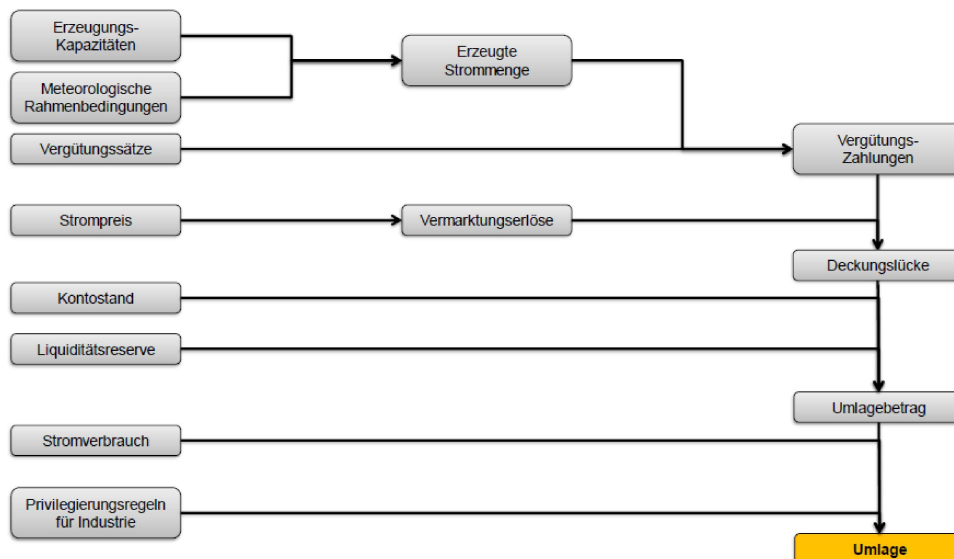


Abbildung 10: Übersicht zu Einflussfaktoren und Berechnung der EEG-Umlage [ÖKO]

Die EEG-Umlage wird aufgrund ihrer Festlegung durch folgende Faktoren erhöht:

1. steigende „privilegierte“ Strommengen

Weil die stromintensive Industrie von der Umlage praktisch befreit ist, tragen kleinere Verbraucher, also Haushalte sowie industrielle und gewerbliche Verbraucher Mehrkosten in Milliardenhöhe

2. der Merit Order Effekt und die tageszeitliche Einspeisung von PV-Strom

Die Einspeisung von PV-Strom zu Tageszeiten mit ehemals höchsten Börsenstrompreisen senkt diese besonders wirksam (Kapitel 4.3), zum Vorteil großer Verbraucher. Sie erhöht aber gleichzeitig die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Börsenpreis, der die Grundlage für die Berechnung der Umlage darstellt, ebenfalls zum Nachteil kleiner, umlagepflichtiger Verbraucher.

3. der Merit Order Effekt und die Überproduktion von Strom

Seit Jahren wird in Deutschland durch fossile und nukleare Kraftwerke mehr Strom produziert als notwendig (Kapitel 6). Dieses Überangebot senkt ebenfalls den Börsenstrompreis über den Merit Order Effekt und verdrängt Spitzenlastkraftwerke aus dem Erzeugungsmix.

4. sinkender Stromverbrauch durch Effizienzmaßnahmen

Maßnahmen zur effizienteren Nutzung von elektrischer Energie senken den Strombezug und erhöhen damit die Umlage pro verbrauchter kWh

5. Mehraufwand durch den Direktvermarktungszwang

Der Zwang zur Direktvermarktung erzeugt einen administrativen Mehraufwand, der durch eine erhöhte Vergütung für die Stromproduzenten ausgeglichen werden muss

6. steigende Produktion von Strom aus EE, soweit kein Eigenverbrauch

Der an sich erwünschte Ausbau der EE-Stromerzeugung erhöht zumindest kurzfristig die Umlage, sowohl direkt, weil mehr Einspeisevergütung ausgezahlt wird, als auch indirekt über den Preisverfall von Emissionszertifikaten, der zu einem billigeren Stromangebot fossiler Kraftwerke führt.

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 kamen die Förderung zur PV-Stromerzeugung nicht aus öffentlichen Mitteln, sondern aus einer selektiven Verbrauchsumlage, die zum Teil auch für selbst hergestellten und verbrauchten PV-Strom erhoben wird. Energieverbraucher zahlen eine Zwangsabgabe für die notwendige Transformation unseres Energiesystems. Diese Sichtweise wurde auch von der EU-Kommission bestätigt. Die Höhe der Umlage entspricht auch 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. € [BMW15]. Im Jahr 2021 gibt es erstmalig einen Beitrag aus dem EKF für das EEG-Konto (Abschnitt 4.6). Die Einnahmen des EKF stammen aus dem Emissionshandel und aus Bundeszuschüssen, damit kommt es ab 2021 zu einer anteiligen Subvention.

Der Nutzen von PV-Strom wird - für die Berechnung der EEG-Umlage - über den Börsenstrompreis bemessen. Nach dieser Methode wird sein Nutzwert systematisch unterschätzt: zum einen beeinflusst der PV-Strom den Börsenpreis längst in die gewollte Richtung, nämlich nach unten (vgl. Abschnitt 4.3). Zum anderen blendet der Börsenpreis gewichtige externe Kosten der fossilen und nuklearen Stromerzeugung noch weitgehend aus (Abschnitt 5.2).

5.2 Wird die fossile und nukleare 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 CO₂-Zertifikaten, die Auflagen zur Filterung von Rauch oder zur Endlagerung von CO₂, 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 CO₂-induzierte Klimakatastrophe, die Endlagerung von Atommüll und Ewigkeitslasten aus dem Steinkohlebergbau. Bei einer konsequenteren Einpreisung dieser Kosten wird es dazu kommen, dass die PV-Stromerzeugung den Strommix verbilligt. Bis wir so weit sind, wird fossiler und nuklearer Strom zu Preisen verkauft, die seine externen Kosten verschleiern und als Hypothek in die Zukunft abschieben.

5.2.1 Fossile Energieträger

Fossile Stromgewinnung wurde lange Zeit kaum durch Kosten für CO₂-Zertifikate belastet. Zwar wurde im Jahr 2005 ein EU-weiter Emissionshandel (European Union Emissions Trading System, EU ETS) eingeführt, um den CO₂-Ausstoß zu verteuern und die Kosten ansatzweise zu internalisieren. Wegen eines Überangebots an Zertifikaten war der Preis jedoch bis Ende 2017 zusammengebrochen. Europaweit deckt der Zertifikatehandel zudem nur 45 % der Treibhausgasemissionen ab, weil wichtige Sektoren jenseits der Industrie und der Energiewirtschaft ausgenommen sind [UBA5]. In Deutschland startete im Januar 2021 ein nationales Emissionshandelssystem für die Sektoren Wärme und Verkehr mit einem CO₂-Preis von **25 €/t** [NEHS].

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 CO₂ Schäden von rund **195 €/t** bei einer – fragwürdigen - Höhergewichtung der Wohlfahrt heutiger gegenüber zukünftiger Generationen und **680 €/t** bei der - plausibleren – Gleichgewichtung [UBA3]. In Deutschland wurden im Jahr 2019 knapp 810 Mio. t Kohlendioxid und CO₂-Äquivalente emittiert, die entsprechend Schäden von 157 Mrd. € bzw. 551 Mrd. € verursacht haben, je nach Wohlstandsgewichtung. Für die Braunkohle-Stromgewinnung mit einem Emissionsfaktor von 1075 g CO₂/kWh (Abbildung 38) liegen die abgeleiteten CO₂-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]. Zum Vergleich: die Rückführung von CO₂ aus der Atmosphäre über Direct Air Capture Pilotanlagen kostet aktuell ca. **550 €/t**.

Eine Studie des Internationalen Währungsfonds schätzt die weltweiten Subventionen für Kohle, Erdöl und Erdgas inkl. externer Kosten im Jahr 2015 auf 5,1 Billionen US\$ [IWF].

Kohlendioxid

ISIN: XD0020881047

wallstreet:online



Abbildung 11: Entwicklung der CO₂ – Zertifikatspreise (www.wallstreet-online.de, Abruf am 13.5.2021)

5.2.2 Kernkraft

Die Risiken der Kernkraft werden von Fachleuten so hoch eingeschätzt, dass keine Versicherung oder Rückversicherung der Welt sich zutraut, Policen anzubieten. Unfallschäden im Betrieb der Kernkraftwerke sind nur bis 250 Mio. € über den Versicherungsmarkt gedeckt, bis 2,5 Mrd. € über einen Betreiberpool, bei größeren Schäden haften die Betreiber der Kernkraftwerke nur mit ihrem Vermögen [ATW1]. Zum Vergleich: die Nuklearkatastrophe von Fukushima verursachte einen Schaden in Höhe von ca. 100 Mrd. € und liegt damit um ein Vielfaches über dem Unternehmenswert deutscher Kernkraftwerksbetreiber. Eine Studie der Versicherungsforen Leipzig beziffert die Deckungssumme für das Risiko „Super-GAU“ auf 6 Billionen Euro, welche abhängig von der Aufbauperiode dieser Deckungssumme die Kilowattstunde in einer Spanne von rund 0,14 Euro bis 67,30 Euro verteuern würde [VFL]. In Folge „versichert“ im Wesentlichen der Steuerzahler die Atomindustrie. Dies erfolgt zwangsweise, denn die Deutschen sind seit vielen Jahren mehrheitlich gegen die Kernenergie, und in unbestimmter Höhe, weil es keine Festlegung für eine Schadensregulierung gibt. Unter Berücksichtigung der externen Effekte lagen die

gesamtgemeinschaftlichen Kosten für Atomstrom im Jahr 2019 bei rund **24-28 ct/kWh** [FÖS1]. Studien, die Unfallrisiken aufgrund ihrer hohen Unbestimmtheit außen vor lassen, kommen zu deutlich niedrigeren Werten.

Bis zum Jahr 2022 wird Deutschland seine verbliebenen Kernkraftwerke abschalten. Damit werden die Kettenreaktionen in den Brennstäben gestoppt und das GAU-Risiko („Größter anzunehmender Unfall“) fällt weg.

Ob die Rückstellungen der Betreiber für den Rückbau der Kernkraftwerke ausreichen werden, ist heute nicht absehbar. Der Staat hat von den Kraftwerksbetreibern für die Übernahme des deutschen Atommülls 24 Mrd. € erhalten, die in einen Fonds geflossen sind. Ob dessen Erträge bis 2050 ausreichen werden, um für Bau und Inbetriebnahme eines Endlagers aufzukommen, ist ebenso ungewiss; nach Berechnungen der Endlagerkommission werden die Gesamtkosten auf 176 Mrd. € veranschlagt.

Der EURATOM-Vertrag aus dem Jahr 1957 erlaubt EU-Mitgliedsstaaten Subventionen für Kernkraftwerke, die in anderen Sektoren aus Wettbewerbsgründen nicht zulässig sind. Diese Ausnahmeregelung hat bei der Finanzierung des britischen Atomkraftwerks Hinkley Point C durch großzügige garantierte Einspeisevergütungen aus Steuergeldern eine wichtige Rolle gespielt [FÖS3]. Das Projekt war auf eine Rendite von 9 % über eine Laufzeit von 60 Jahren kalkuliert.

5.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer?

Nein.

Diese beliebte Schlagzeile, hier zitiert aus der „Zeit“ vom 8.12.2011, ist eine verzerrte Darstellung. Die Kosten der Umstellung unseres Energiesystems auf EE werden – mit der politisch gewollten Ausnahme der stromintensiven Industrie – nach dem Verursacherprinzip auf alle Stromverbraucher umgelegt, inklusive Haushalte von Eigenheimbesitzern und Mietern. Diese Kosten decken neben der PV auch Windkraft und andere EE ab. Alle Stromkunden können ihren Stromverbrauch durch die Auswahl und Nutzung ihrer Geräte beeinflussen, viele Gemeinden bieten kostenlose Energiesparberatung und Zuschüsse für die Anschaffung effizienter Neugeräte. Stromtarife, die mit dem Verbrauch steigen, wären ein geeignetes Mittel, um einkommensschwache Haushalte zu entlasten und gleichzeitig Energieeffizienz zu belohnen.

Anlagen der Leistungsklasse unter 10 kW_p, die häufig von Hauseigentümern erworben werden, machen in der Summe weniger als 15 % der gesamten installierten Leistung aus (Abbildung 20). Sehr große Anlagen in der Leistungsklasse oberhalb 500 kW_p kommen hingegen auf ca. 30 %. Größere Anlagen werden häufig über Bürgerbeteiligungen oder Fonds finanziert, an denen sich natürlich auch Mieter beteiligen können.

5.4 Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?

Ja.

Privathaushalte tragen viele zusätzliche Lasten auf ihrer Stromrechnung. Der Gesetzgeber legt die Berechnungsgrundlage und den Verteiler für die EEG-Umlage sowie weitere Steuern und Abgaben fest, mit zurzeit nachteiligen Effekten für Privathaushalte.

Strompreis Haushalte 2020 bei 19% Mwst.

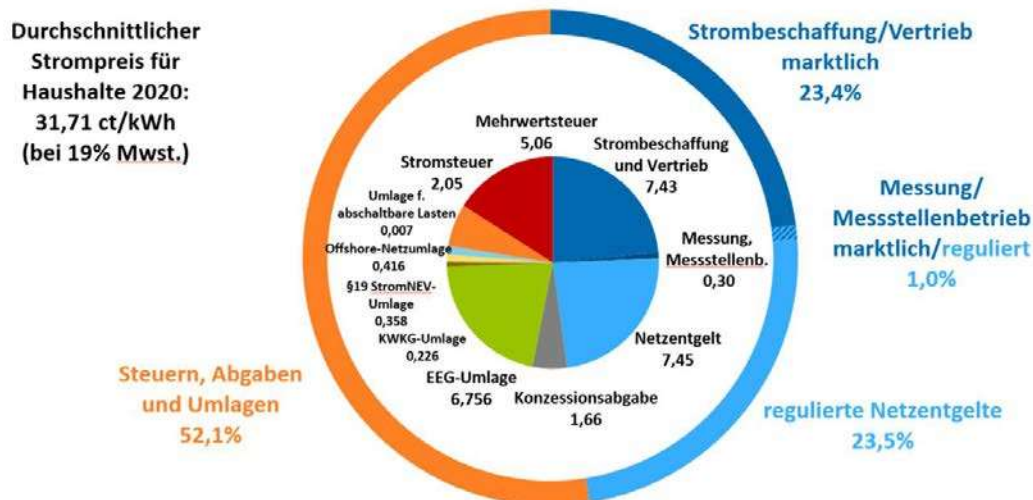


Abbildung 12: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2020 (KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege [BDEW6])

Ein Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden zahlte im Jahr 2020 einen Strompreis von ca. **31,71 ct/kWh** [BDEW6], Abbildung 12 zeigt eine beispielhafte Preisstruktur. Die Stromsteuer wurde 1999 eingeführt, um laut Gesetzesbegründung Energie durch höhere Besteuerung zu verteuern, die Einnahmen fließen überwiegend in die Rentenkasse. Auf Stromsteuer und EEG-Umlage entrichten Privathaushalte Mehrwertsteuer.

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 die hohe Versorgungssicherheit: in Niedrigpreisländern wie Rumänien oder Bulgarien sind Stromausfälle an der Tagesordnung.

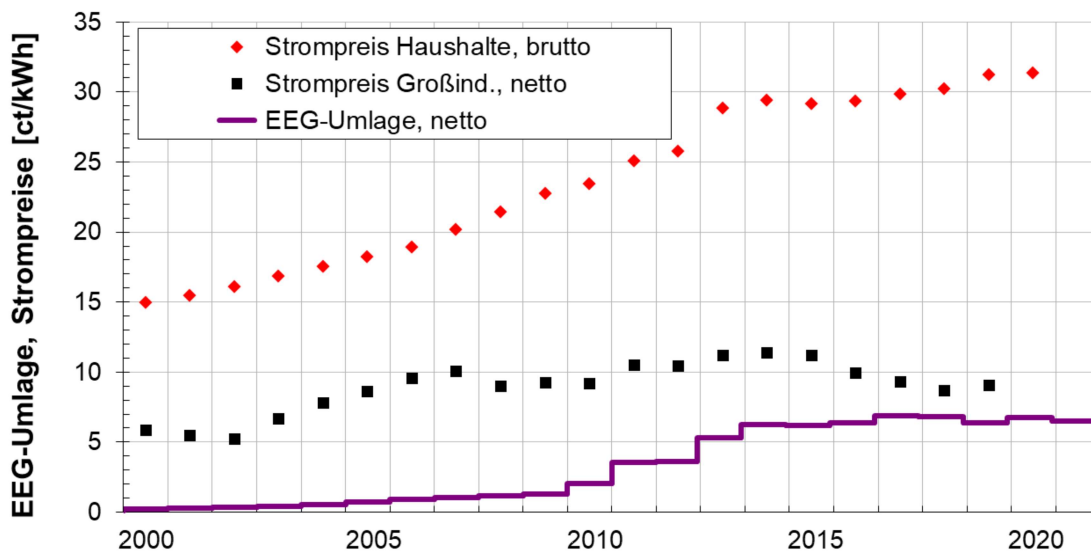


Abbildung 13: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer und Entwicklung der EEG-Umlage, Daten aus [BMW1]

5.5 Verteuert PV den Strom für die Industrie?

Ja und nein, es gibt klare Gewinner und Verlierer.

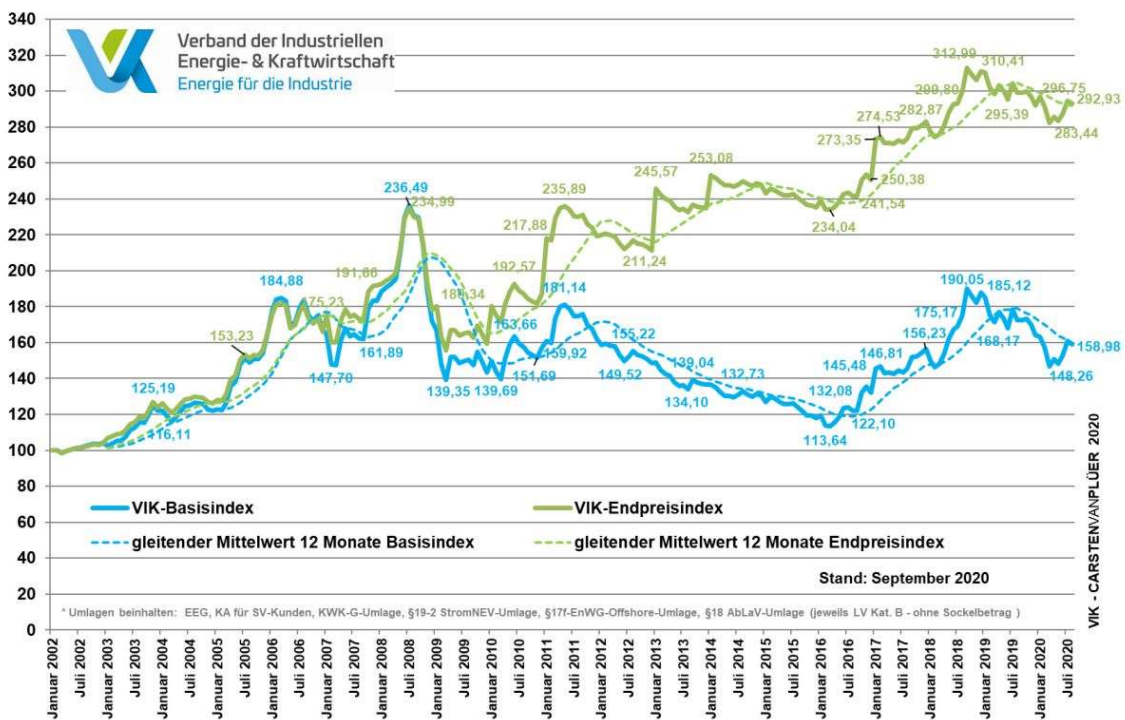


Abbildung 14: VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Strompreisindex Mittelspannung [VIK]

Nach Erhebungen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) hat sich der Strompreis für Mittelspannungskunden seit dem Jahr 2009 auseinanderentwickelt. Gewinner waren die Unternehmen, die sich von der EEG-Umlage befreien lassen können (VIK Basisindex, Abbildung 14). Der VIK Endpreisindex für nicht-privilegierte Unternehmen liegt, vor allem wegen der darin berücksichtigten EEG-Umlage, deutlich über dem Basis-Index.

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

Nein, der gewachsene Exportüberschuss kommt v.a. aus Kohlekraftwerken.

Abbildung 15 zeigt den seit 2011 zunehmenden Stromexport im Saldo [ISE4]. Die Monatswerte der Energy Charts (www.energy-charts.de) zeigen, dass der Exportüberschuss ausgerechnet im Winter auffällig hoch liegt, also in Monaten mit einer besonders niedrigen PV-Stromproduktion. Der mittlere, bei der Stromausfuhr erzielte Preis pro kWh unterscheidet sich geringfügig vom mittleren Einfuhrpreis.

Dass der deutsche Kraftwerkspark vermehrt für den Export produziert, dürfte auch mit den geringen Erzeugungskosten für Kohlestrom, insbesondere den geringen CO₂-Zertifikatspreisen (Abschnitt 5.2) der letzten Jahre zusammenhängen.

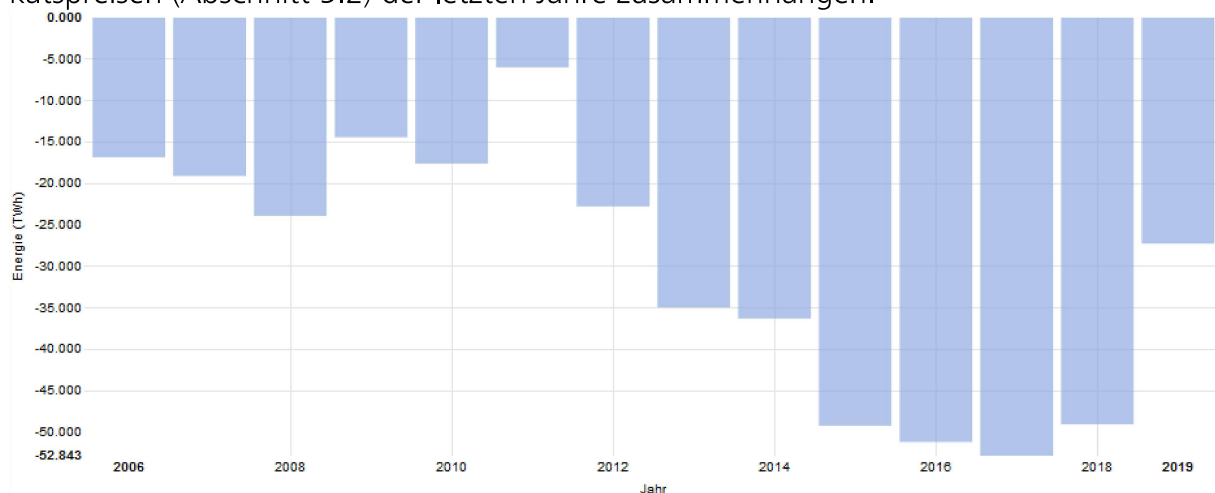


Abbildung 15: Stromexport (als negative Werte) für Deutschland [ISE4]

7. Können kleine PV-Anlagen attraktive Renditen bringen?

Ja.

Grundsätzlich können kleine PV-Anlagen Erträge sowohl über die EEG-Vergütung für Einspeisung in das Stromnetz als auch über die Verringerung des Strombezugs dank Eigenverbrauch bringen. Aufgrund der stark gesunkenen Preise für PV-Module sind attraktive Renditen möglich. Das Solar Cluster Baden-Württemberg hat für kleine Anlagen ohne

Batteriespeicher und mit Eigenverbrauchsanteil um 25 % Renditen bis 5 % abgeschätzt [SCBW].

Eigenverbrauch lohnt umso mehr, je größer die Differenz zwischen den Bezugskosten für Strom und den Stromgestehungskosten der PV-Anlage ausfällt. Bei Systemen ohne Speicher hängt das Eigenverbrauchspotenzial von der Koinzidenz zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofil ab. Haushalte erreichen abhängig von der Anlagengrößen 20-40 % bezogen auf den erzeugten Strom [Quasch]. 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 19.3).

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, Abschnitt 25.4), weil bspw. auch die Betriebstemperatur der Module, Verschmutzungseffekte oder die Dauer der Schneeeauflage eine Rolle spielen.

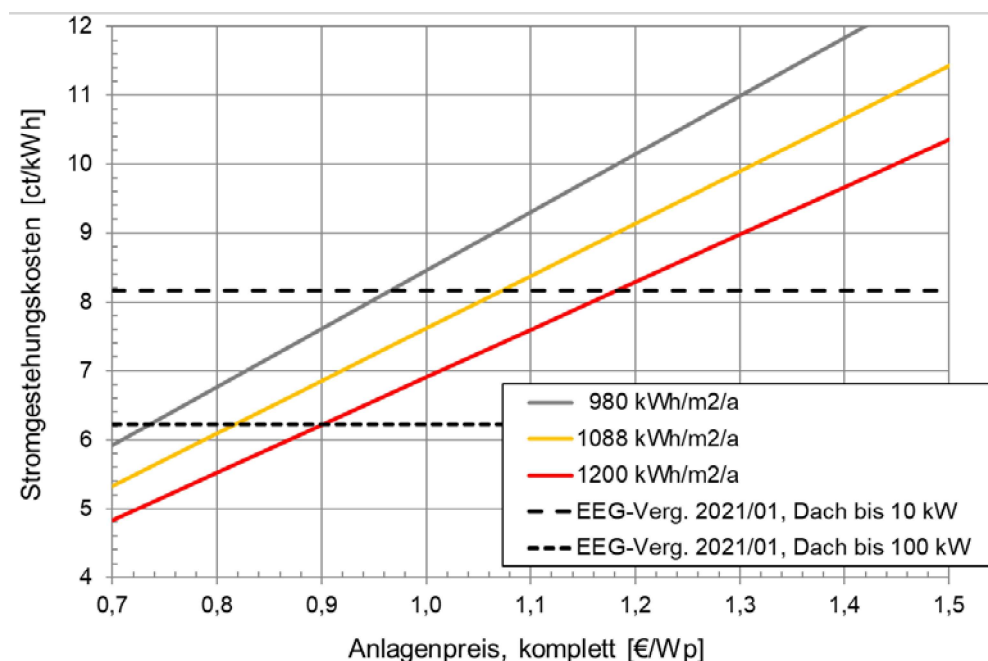


Abbildung 16: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen

Zur groben Abschätzung der abgezinsten (diskontierten), nicht-inflationsbereinigten Stromgestehungskosten (Abbildung 16) wurden folgende Annahmen getroffen:

- optimale Ausrichtung der Fläche (ca. Süd 30°)
- mittlere Jahressumme der horizontalen Globalstrahlung in Deutschland 1088 kWh/m²/a
- Performance Ratio 85 % (Abschnitt 25.6)

- jährliche Anlagendegradation bezüglich Ertrag 0,5 %
- Nutzungsdauer 20 Jahre
- lfd. jährliche Kosten 1 % des Anlagenpreises
- Inflationsrate 0 %
- nominaler kalkulatorischer Zinssatz 3 % (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). Die Angabe der LCOE erfolgt nicht inflationsbereinigt, um den Vergleich mit der nominal konstanten, aber real sinkenden Einspeisevergütung zu erleichtern.

Bei vollständiger Finanzierung durch Eigenkapital entspricht der kalkulatorische Zinssatz der erzielbaren Rendite. Zum Vergleich: die Bundesnetzagentur hat die Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze für Neuanlagen auf 6,91 Prozent vor Körperschaftsteuer festgelegt [BNA1].

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 ab dem 21. Betriebsjahr wird erstmals durch das [EEG2021] geregelt. Voraussichtlich werden viele Anlagen noch erhebliche Strommengen bei marginalen laufenden Kosten produzieren. Für die Kalkulation des Weiterbetriebs „ausgeförderter“ Anlagen spielt die Eigenverbrauchsfähigkeit eine große Rolle [SCBW1].

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

Nein, aber Deutschland hat in den letzten Jahren viele Arbeitsplätze in der PV-Branche verloren.

Die PV-Branche beschäftigte im Jahr 2018 ca. 24000 Menschen in Deutschland [BSW]. Zum Vergleich: 2015 arbeiteten noch knapp 21000 Menschen im Braunkohlebergbau und in den Braunkohlekraftwerken [ÖKO1]. Zur deutschen PV-Branche zählen Betriebe aus den Bereichen

1. Materialherstellung: Solarsilicium, 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

Nennenswerte Anteile am Weltmarkt hielten im Jahr 2019 die deutschen Wechselrichterhersteller mit ca. 10 %, Siliciumhersteller Wacker, Silberpastenhersteller (Heraeus) und Hersteller von Produktionsanlagen.

In den letzten Jahren sind in Deutschland viele Arbeitsplätze durch Firmenschließungen und Insolvenzen verloren gegangen, betroffen sind neben den Zell- und

Modulproduzenten auch der Maschinenbau und die Installateure. 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, allein in Deutschland bis einschließlich 2014 in der Größenordnung von 90 Mrd. Euro [DLR]. Hier fehlte aber die wirtschaftspolitische flankierung, um auch bei Produktionskapazitäten Investitionen in einem wettbewerbsfähigen GW-Format zu generieren. 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. Wenn man annimmt, dass 80 % der hier installierten PV-Module aus Asien kommen, diese Module ca. 50 % der Kosten eines PV-Kraftwerks ausmachen (Rest v.a. Wechselrichter und Installation) und die Kraftwerkskosten ca. 70 % der Stromgestehungskosten ausmachen (Rest: Kapitalkosten, Wartung), dann fließen über die Modulimporte knapp 30 % der Einspeisevergütung nach Asien. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der asiatischen PV-Produktion Anlagen aus Deutschland nutzt. 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.

Bei einem jährlichen Zubau von 10 GW PV werden nach einer Studie der EuPD Research knapp 70000 direkt Beschäftigte in Vollzeit benötigt, mit Schwerpunkt Installation und Wartung [EuPD].

9. Zeigen große deutsche Energieversorger Interesse an PV?

Die in Deutschland betriebene PV-Leistung befindet sich überwiegend im Eigentum von Privatpersonen, Landwirten und Gewerbebetrieben (Abbildung 17). Keine andere Technologie zur Stromerzeugung ermöglicht ein so hohes Maß an Dezentralität und Partizipation. Die traditionellen Stromversorger, insbesondere die „Großen Vier“ (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall), haben sehr lange mit Investitionen in PV gezögert. Woher kam diese Abneigung?

1. Bis vor wenigen Jahren lagen die Stromgestehungskosten für Solarstrom viel höher als für Strom aus anderen regenerativen oder fossilen Quellen, CO₂-Emissionskosten spielten keine Rolle.
2. Der Stromverbrauch in Deutschland ist seit dem Jahr 2007 tendenziell rückläufig bis stabil. Der Zubau von PV-Erzeugungskapazitäten verringert deshalb die Auslastung des bestehenden Kraftwerksparks oder erfordert steigenden Stromexport.
3. Weil PV v.a. zu Spitzenlastzeiten Strom produziert, werden insbesondere konventionelle Spitzenlast-Kraftwerke seltener und in geringerem Umfang benötigt, ihre Auslastung und Rentabilität sinkt besonders stark. Paradoxe Weise werden aber gerade flexible Kraftwerke mit schnell steuerbarer Leistung im Zug der Energiewende immer mehr benötigt.
4. Wenn PV-Kraftwerke Strom liefern, liefern sie tagsüber, zu Zeiten höchster Nachfrage. Das senkt den Strompreis an der Börse, der sich nach den Börsenregeln auf alle momentan produzierenden Kraftwerke überträgt (Abschnitt 4.3). Früher konnten die großen Kraftwerksbetreiber deshalb auch Grundlaststrom zur Mittagszeit sehr lukrativ verkaufen. Seit 2011 führte aber die PV zu Preissenkungen an der Börse und damit zu massiven Gewinneinbrüchen bei den Großen Vier.
5. Weil die PV-Stromproduktion fluktuiert, bereitet die Trägheit von nuklearen und älteren kohlebetriebenen Kraftwerken – bisherige Renditeträger - mit zunehmendem PV-Ausbau Schwierigkeiten. Besonders eklatante Folge sind gelegentliche negative Strompreise an der Börse: Kohle wird verbrannt, und der Erzeuger muss gleichzeitig für die Stromabnahme bezahlen. Dort, wo Regelung zwar technisch möglich, aber in der notwendigen Frequenz nicht vorgesehen ist, führt sie zu erhöhtem Anlagenverschleiß.
6. Der Übergang von zentralen Kohle- und Kernkraft-Großanlagen auf Schwarmerzeugung durch PV erfordert radikal neue Geschäftsmodelle. Im Segment der Windkraft, insbesondere Offshore, ist dies weniger der Fall.

Aus dem Geschäftsbericht für 2019 ist ersichtlich, dass Innogy, eine Ausgründung der RWE, Ende 2019 3,1 GW an Windkraftanlagen und 550 MW an weiteren Stromerzeugungsanlagen auf Basis von EE einschließlich PV betrieben hat. Vattenfall hat seine deutsche Braunkohlesparte in der Lausitz verkauft und will sich auf Strom aus EE konzentrieren. Laut Geschäftsbericht 2019 betreibt Vattenfall 30 MW PV. E.On hat sein EE-Geschäft im September 2019 an RWE übertragen.

EnBW hat sich 2013 nach eigener Darstellung neu in Richtung Energiewende fokussiert. Im Geschäftsbericht für 2019 wird eine installierte Nennleistung für Windkraft von 1,7 GW und für weitere Erneuerbare mit PV von insgesamt 225 MW angegeben. Anfang 2019 gab EnBW Pläne bekannt, das erste PV-Kraftwerk in Deutschland ohne EEG-Unterstützung zu errichten. Es handelt sich um ein 187 MW Projekt in Brandenburg [EnBW]. In der Zwischenzeit sind die Stromgestehungskosten für PV-Strom so weit gesunken, dass Energieversorger seit 2020 vermehrt große PV-Kraftwerke außerhalb des EEG bauen.

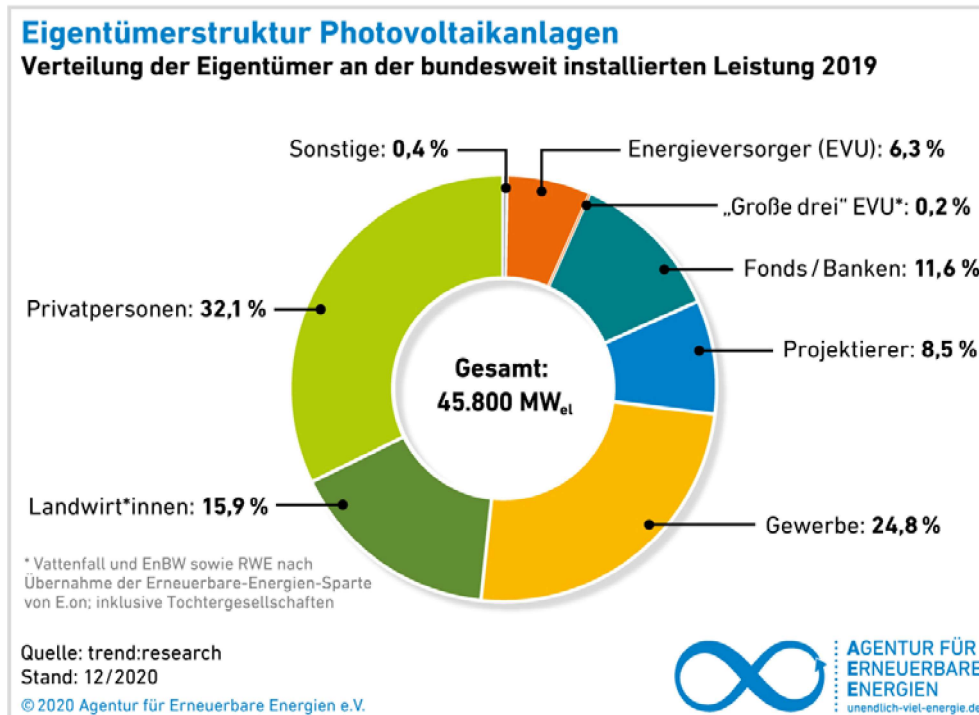


Abbildung 17: PV-Kraftwerksleistung nach Eigentümer [AEE3]

Viele der ca. 1000 kommunalen Energieversorger in Deutschland haben die Herausforderung der Energiewende frühzeitig erkannt und reagieren mit neuen Produkten und integrativen Konzepten, bspw. „virtuellen Kraftwerken“ (Abbildung 18).

Das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke München

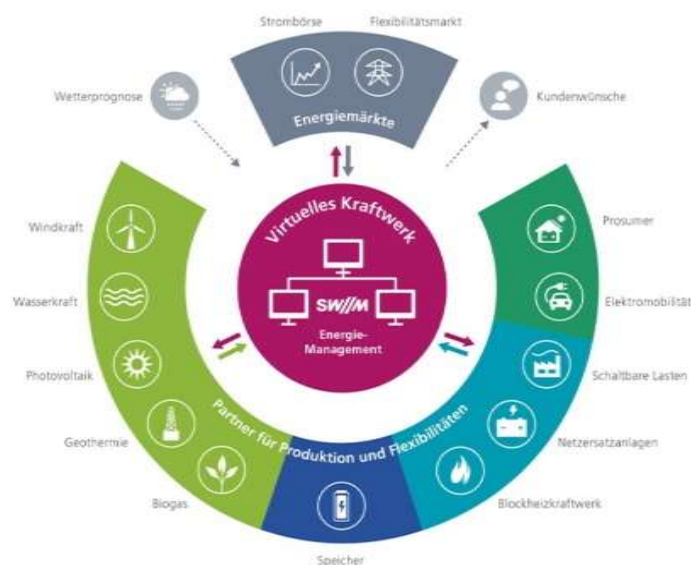


Abbildung 18: Konzept für ein virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke München [SWM]

10. Welche Fördermittel fließen in die PV-Forschung?

Im Jahr 2020 hat die Bundesregierung 1,2 Milliarden Euro in die Energieforschung investiert, davon 86 Mio. Euro in die Förderung der Photovoltaikforschung (Abbildung 19).

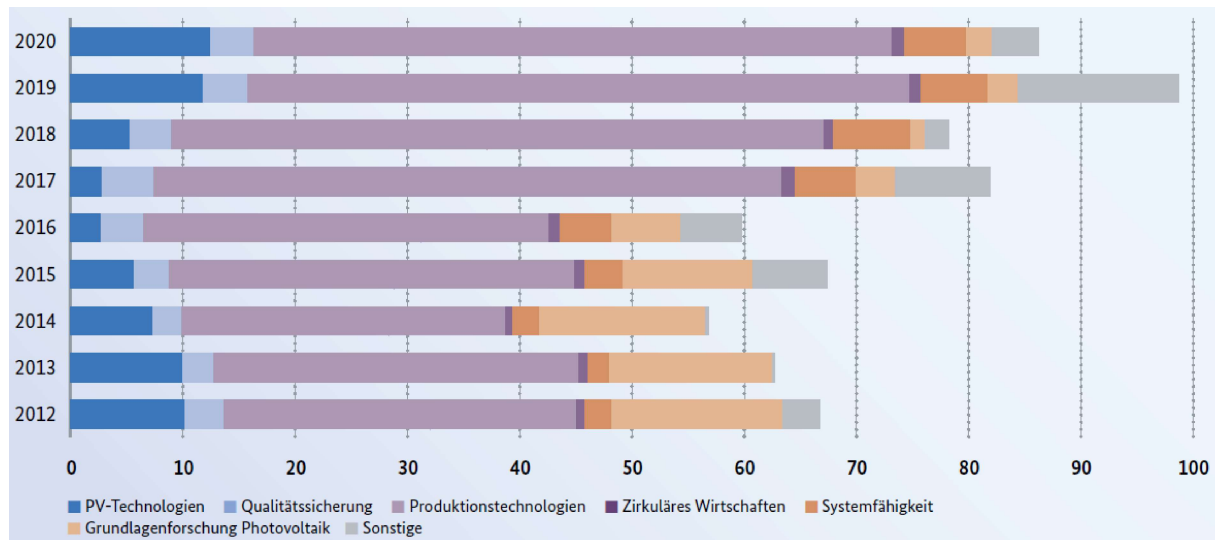


Abbildung 19: Fördermittel für Photovoltaikforschung in Mio. Euro [BMWi6]

Zum Vergleich: auch nach dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie zwingen europäische Verträge Deutschland, das Programm EURATOM jährlich mit hohen zweistelligen Millionenbeträgen zu finanzieren, im Jahr 2019 mit ca. 80 Mio. € [FÖS3]. Die meisten Gelder von EURATOM fließen in die Fusionsforschung.

11. Überlastet PV-Strom unser Energiesystem?

11.1 Übertragung und Verteilung

Die meisten Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen (Abbildung 20) und erzeugen Solarstrom verbrauchsnahe.

Solarstrom wird somit überwiegend dezentral eingespeist und stellt kaum Anforderungen an einen Ausbau des innerdeutschen Übertragungsnetzes. Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungs-Netzabschnitt kann an sonnigen Tagen wegen des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors dazu führen, dass die Stromproduktion den Stromverbrauch in diesem Abschnitt übersteigt. Transformatoren speisen dann Leistung zurück in das Mittelspannungsnetz. Bei sehr hohen Anlagendichten kann die Transformatorstation dabei an ihre Leistungsgrenze stoßen. Eine gleichmäßige Verteilung der PV-Installationen über die Netzabschnitte verringert den Ausbaubedarf.

Der dezentrale, flächige Charakter der Stromerzeugung durch PV kommt einer Aufnahme und Verteilung durch das bestehende Stromnetz entgegen. Große PV-Kraftwerke oder lokale Häufungen kleinerer Anlagen in dünn besiedelten Gebieten erfordern stellenweise eine Verstärkung des Verteilnetzes und der Trafostationen.

Der weitere PV-Ausbau sollte geografisch noch verbrauchsgerechter erfolgen, um die Verteilung des Solarstroms zu erleichtern. Pro Einwohner haben Brandenburg oder Mecklenburg-Vorpommern beispielsweise 3 bis 4 mal mehr PV-Leistung installiert als das Saarland, Sachsen oder Hessen [AEE2].

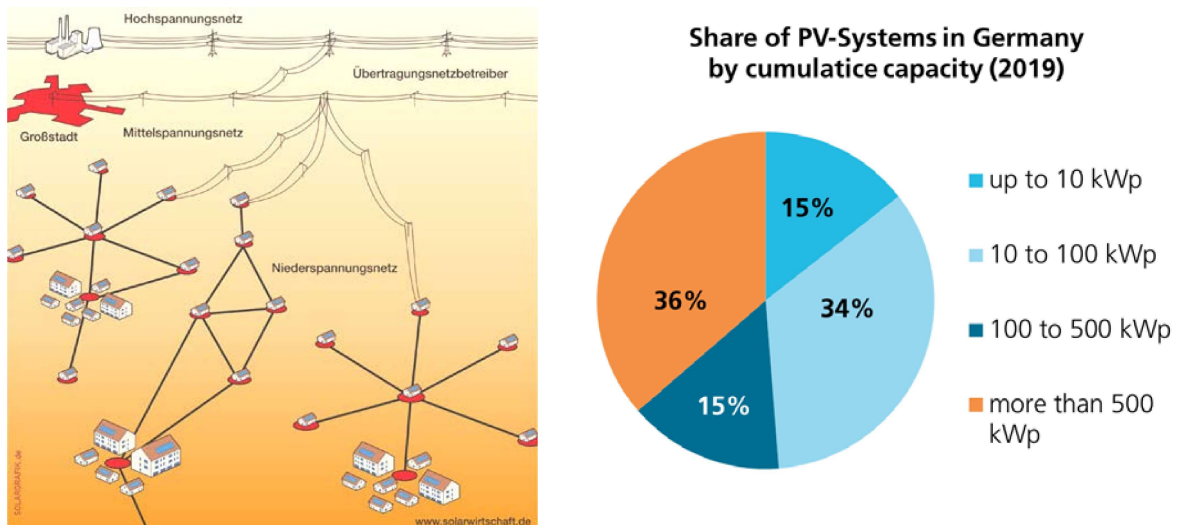


Abbildung 20: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße [ISE10]

Laut einer Studie der Agora Energiewende wird das deutsche Stromnetz auch bei einer installierten PV-Leistung von knapp 100 GW im Jahr 2030 die erforderlichen Strommengen transportieren können [AGORA1]. Dazu sind vor allem Maßnahmen zur Modernisierung und besseren Nutzung der Bestandsnetze erforderlich, jedoch kein nennenswerter Ausbau.

Wenn aktuell von Netzengpässen die Rede ist, geht es nur selten um Photovoltaik (Abbildung 21). „Durch den windkraftbedingten Stromüberschuss im Norden, einem Stromdefizit durch Kraftwerksstilllegungen (u. a. AKW) im Süden und einem schleppenden Netzausbau kommt es im deutschen Übertragungsnetz häufig zu Netzengpässen. Da der zur Behebung der vorhandenen Netzengpässe notwendige Netzausbau jedoch noch eine geraume Zeit in Anspruch nehmen wird, ist der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen auch in absehbarer Zeit und ggf. verstärkt nötig. Redispatch bezeichnet den vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angeordneten Eingriff in den marktbasieren, ursprünglich geplanten Fahrplan der Kraftwerke (Dispatch) zur Verlagerung der Einspeisung, um Leistungsüberlastungen im Stromnetz vorzubeugen (präventiver Redispatch) bzw. zu beheben (kurativer Redispatch). Dabei wird „vor“ einem Engpass die Einspeisung von Elektrizität verringert (negativer Redispatch) und „hinter“ einem Engpass erhöht (positiver Redispatch).“ [BDEW4] Nach vorläufigen Angaben der Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2019

eine Strommenge aus EE von 6,5 TWh abgeregelt, davon 2,7 % Solarstrom und 96,7 % Windstrom.

**Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch
Einspeisemanagementmaßnahmen**
in GWh

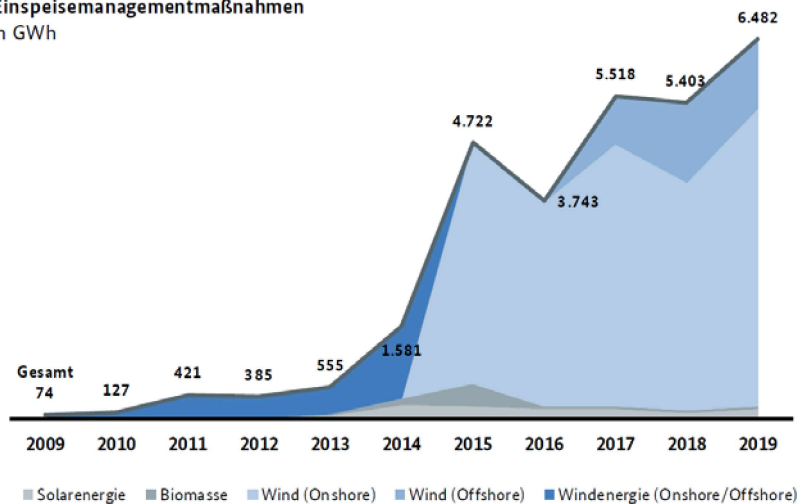


Abbildung 21: Abgeregelte elektrische Energie [BNA]

11.2 Volatilität

11.2.1 Solarstrom-Produktion ist planbar

Die Erzeugung von Solarstrom ist heute dank verlässlicher nationaler Wettervoraussagen sehr gut planbar (Abbildung 22). Aufgrund der dezentralen Erzeugung können regionale Änderungen in der Bewölkung nicht zu gravierenden Schwankungen der deutschlandweiten PV-Stromproduktion führen.

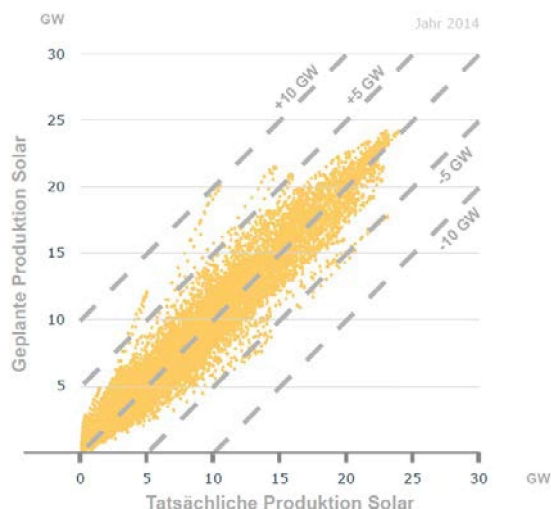


Abbildung 22: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2014 [ISE4]

11.2.2 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte PV-Leistung

Aufgrund von technisch bedingten Verlusten (Performance Ratio $PR \leq 90\%$, vgl. Abschnitt 25.6) und uneinheitlicher Wetterlage ist deutschlandweit eine reale Stromgeneration oberhalb 70 % der installierten Nennleistung (vgl. Kap. 3) sehr selten, vgl. auch Abbildung 23. Eine Abregelung auf der Ebene der einzelnen Anlage auf 70 % ihrer Nennleistung führt zu Einnahmeverlusten von ca. 2-5 %. Eine gesetzliche Regelung, die diese Abregelung oder alternativ eine Fernsteuerbarkeit vorschreibt, trat 2012 in Kraft.

11.2.3 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich

Klimabedingt korrelieren in Deutschland hohe Sonneneinstrahlung und hohe Windstärken negativ auf allen Zeitskalen von Stunden bis Monaten.

Auf Stundenbasis gelangten im Jahr 2017 bei einer installierten Leistung von 42 GW PV und 56 GW Windkraft am Jahresende in der Summe nur selten mehr als 45 GW Leistung in das Stromnetz (Abbildung 23).

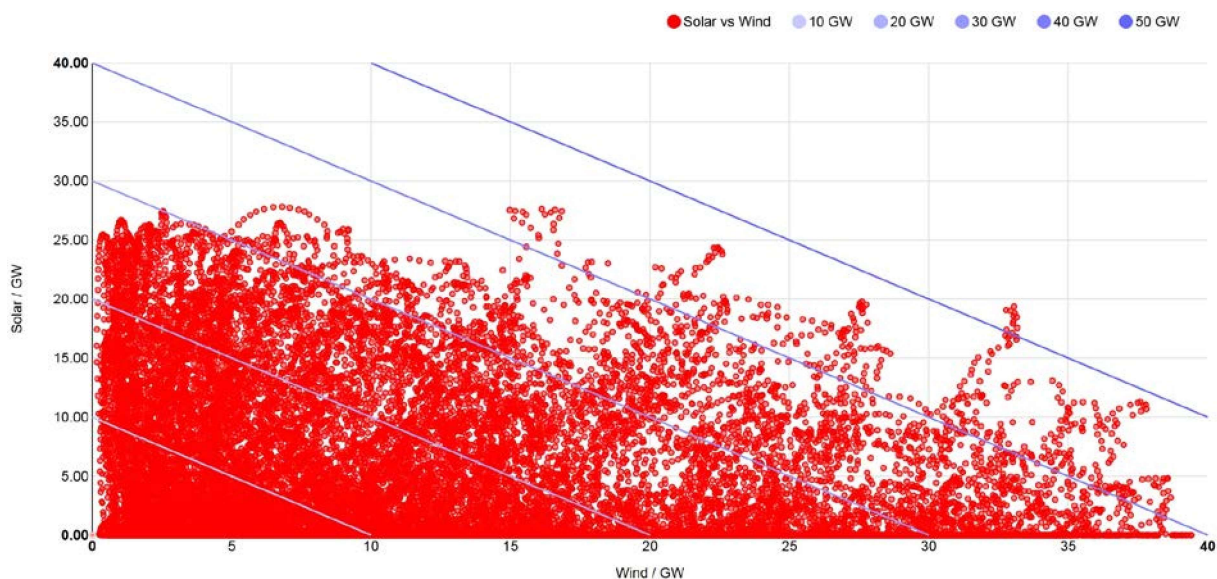


Abbildung 23: Mittlere Leistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2017, 15-Minuten-Werte [ISE4]

Abbildung 24 zeigt die Stromproduktion PV + Wind für Deutschland im Jahr 2017 auf Stundenbasis. Während die installierte Leistung PV + Wind zum Jahresende bei ca. 98 GW lag, erfolgten nur 3 % der Stromproduktion oberhalb einer Leistung von 30 GW.

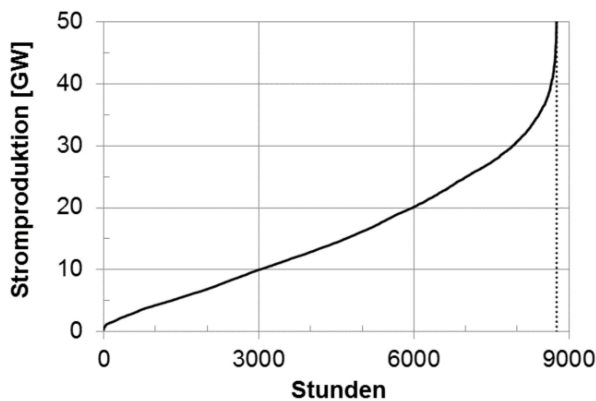


Abbildung 24: Stromproduktion PV + Wind in aufsteigend geordneten Stundenwerten für das Jahr 2017, Daten aus [ISE4]

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 2017 bei PV 58 % und bei Wind 56 % betrug, lag der Wert für PV + Wind nur bei 38 %.

Abbildung 25 zeigt die Monatswerte der Stromproduktion aus PV, Windkraft und ihre Summe, sowie die jeweiligen linearen Trendlinien für die Jahre 2014 - 2017. Die relativen Abweichungen von der Trendlinie sind für PV und Wind in Summe deutlich geringer als für die einzelnen Sektoren.

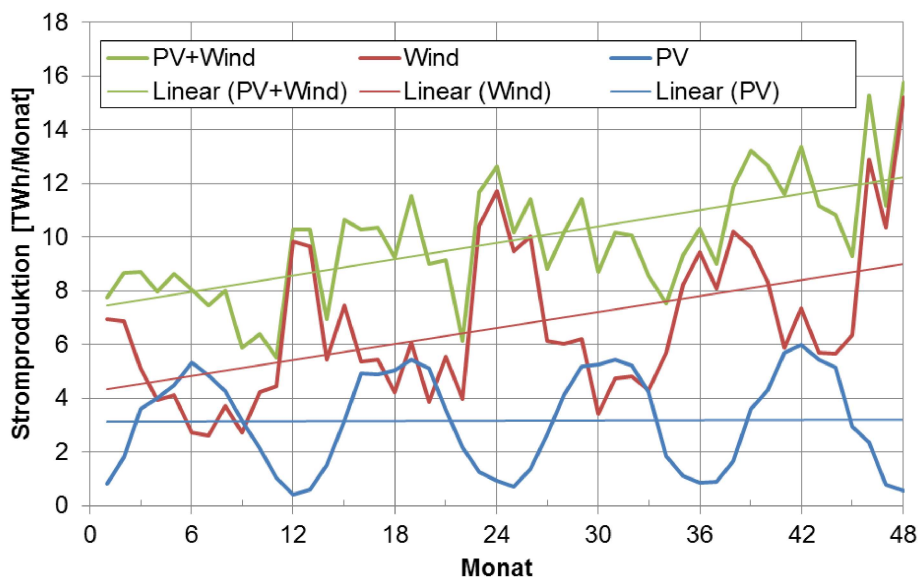


Abbildung 25: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2014-2017 [ISE4]

11.3 Abregelbarkeit

Mit steigender Leistung wird PV zunehmend als stabilisierende Regelgröße in die Pflicht genommen. Die EEG-Novellierung zum 1.1.2012 fordert auch für Anlagen am Niederspannungsnetz eine Teilnahme am Einspeisemanagement über Fernsteuerung durch den Netzbetreiber oder über automatische Abregelung bei 70 % der Wirkleistung. Gemäß der Niederspannungsrichtlinie VDE AR-N-4105, seit dem 1.1.2012 in Kraft, müssen Wechselrichter netzstützende Funktionen bereitstellen.

11.4 Konflikte mit trägen fossilen und nuklearen Kraftwerken

Das Erzeugungsprofil von PV-Strom passt so gut zu dem Lastprofil des Stromnetzes, dass der gesamte Strombedarf im Band von 40-80 GW auch bei weiterem Ausbau der PV in den nächsten Jahren jederzeit über dem PV-Stromangebot liegen wird. Allerdings nehmen die Konflikte mit trägen Kraftwerken zu, die einer schwankenden Residuallast aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nur sehr eingeschränkt folgen können. Die Residuallast entspricht der Differenz aus der Stromlast und der Stromproduktion aus volatilen erneuerbaren Quellen (PV, Wind, Laufwasser). Ältere Kohlekraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, können keine Regelernergie in einer wirtschaftlich vertretbaren Weise beisteuern. Kernkraftwerke sind technisch in der Lage, Leistungsgradienten von bis zu 2 %/min und Leistungshübe von 50 bis 100 % zu fahren [ATW2], bisher werden sie aus wirtschaftlichen Gründen jedoch selten gedrosselt. Grundsätzlich müssen jedoch die volatilen Erzeuger mit ihren vernachlässigbaren Grenzkosten Vorfahrt erhalten.

Diese ungelösten Konflikte können kurzzeitig zu deutlicher Überproduktion und hohem Stromexport bei geringen bis negativen Börsenstrompreise führen, wie das Beispiel in Abbildung 26 zeigt. Die gesamte Woche war sonnig, mit starkem Wind am Montag und Dienstag. An Feiertagen wie dem 1. Mai und an Wochenenden fällt die Tageslast geringer aus als an Werktagen. Kohle- und Kernkraftwerke lieferten auch dann noch Strom, als der am Vortag prognostizierte Preis negative Werte aufwies.

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.

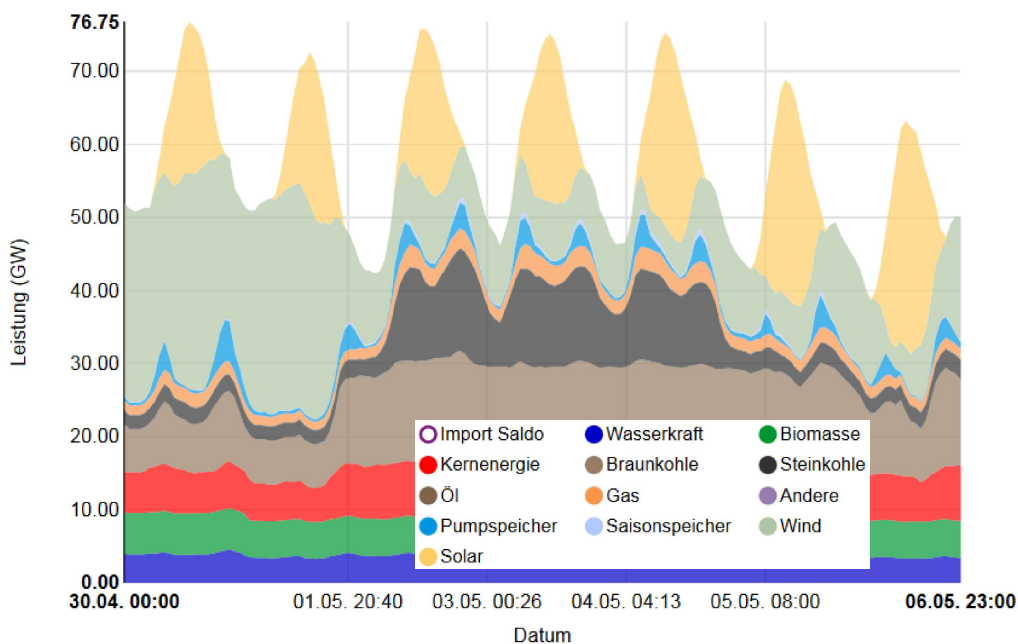
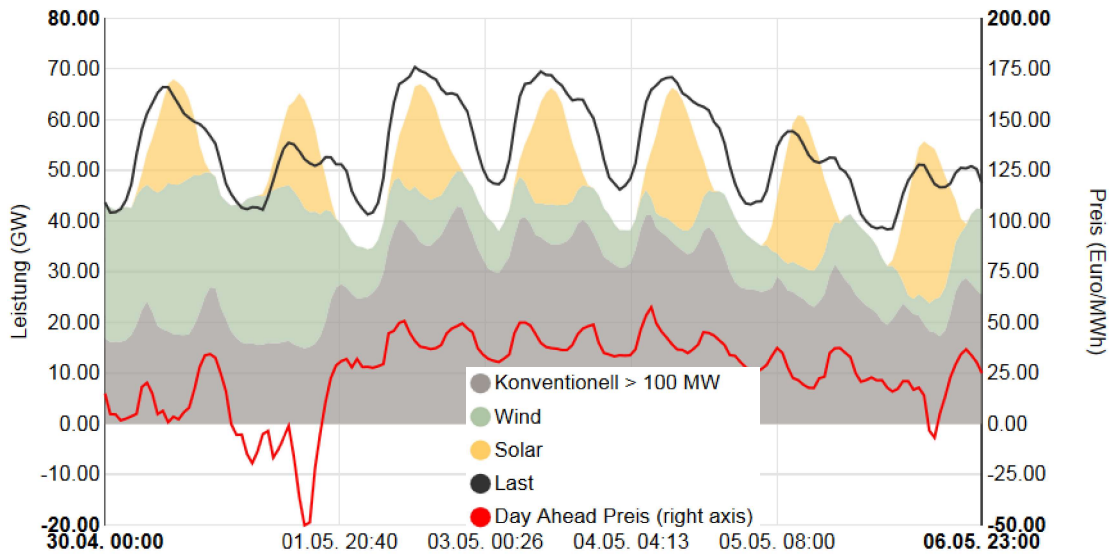


Abbildung 26: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 18. Kalenderwoche im Mai 2018 [ISE4]

11.5 Gefährdet volatiler Solarstrom die Versorgungssicherheit?

Nein.

Die Versorgungssicherheit für Letztverbraucher hat parallel zum Ausbau der Photovoltaik seit dem Jahr 2006 sogar zugenommen (Abbildung 27). Verstärkte Investitionen in den Ausbau der Übertragungsnetze haben zu dieser Entwicklung beigetragen.

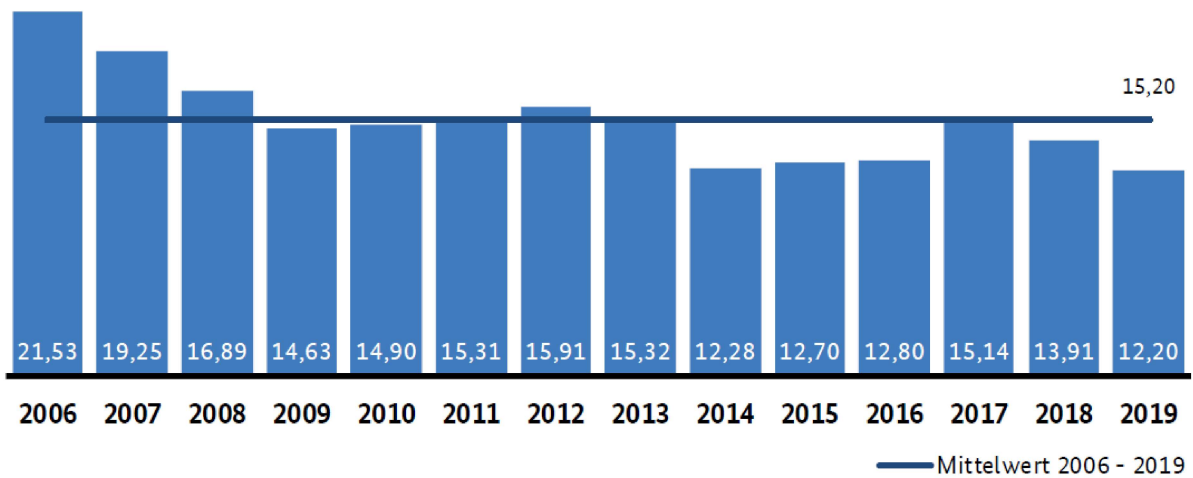


Abbildung 27: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für in Minuten/Jahr [BNA]

11.6 Muss der PV-Ausbau auf Speicher warten?

Nein, nicht in den nächsten Jahren.

Investitionen in Speicher lohnen sich erst, wenn häufig große Preisdifferenzen für Strombezug auftreten, sei es an der Strombörse oder bei Endabnehmern. Derzeit werden Investitionen in Speicher, konkret Pumpspeicher, sogar zurückgestellt, weil kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Erst ein weiterer Ausbau von PV und Windkraft wird die EEX-Preise häufiger und massiver senken. Auf der anderen Seite wird eine ausstiegsbedingte Verknappung des Atomstroms und eine Verteuerung des Kohlestroms durch CO₂-Zertifikate oder -Steuern die EEX-Preise zu anderen Zeiten anheben. Diese Preisspreizung schafft die Grundlage für einen rentablen Speicherbetrieb. Wird die Spreizung über Tarifgestaltung an den Endabnehmer weitergereicht, werden Speicher auch für ihn interessant.

Eine Studie der AGORA Energiewende benennt 12 Maßnahmen zur Modernisierung der Netze, um bis zum Jahr 2030 u.a. ca. 100 GW installierte PV-Leistung aufzunehmen [AGORA1].

12. Gibt es in Deutschland genügend Flächen für PV?

Ja, und zwar ohne nennenswerte Konflikte mit der Landwirtschaft.

Ein wichtiges Konzept für die Erschließung bedeutender Flächenpotenziale ist die Integration. Integrierte Photovoltaik 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 28).



Abbildung 28: Anwendungen für die Integration von Photovoltaik

Bei der folgenden Analyse von Potenzialen wird zwischen einem theoretischen, einem technischen und einem wirtschaftlich-praktischen bzw. umsetzbaren oder erschließbaren Potenzial unterschieden. 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 **wirtschaftlich-praktische Potenzial** berücksichtigt alle relevanten Randbedingungen, insbesondere rechtliche (inkl. Naturschutz), ökonomische (inkl. Infrastruktur), soziologische (inkl. Akzeptanz), dazu bspw. 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 (theoretisches Potenzial, Abbildung 29). **Agri-Photovoltaik** (APV, s. www.agri-pv.org) nutzt Flächen gleichzeitig für landwirtschaftliche Pflanzenproduktion (Photosynthese) und PV-Stromproduktion (Photovoltaik). APV 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. APV 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 auf mageren Böden. Weltweit wird APV bereits im GW-Maßstab genutzt, in Deutschland gibt es erst wenige Systeme.

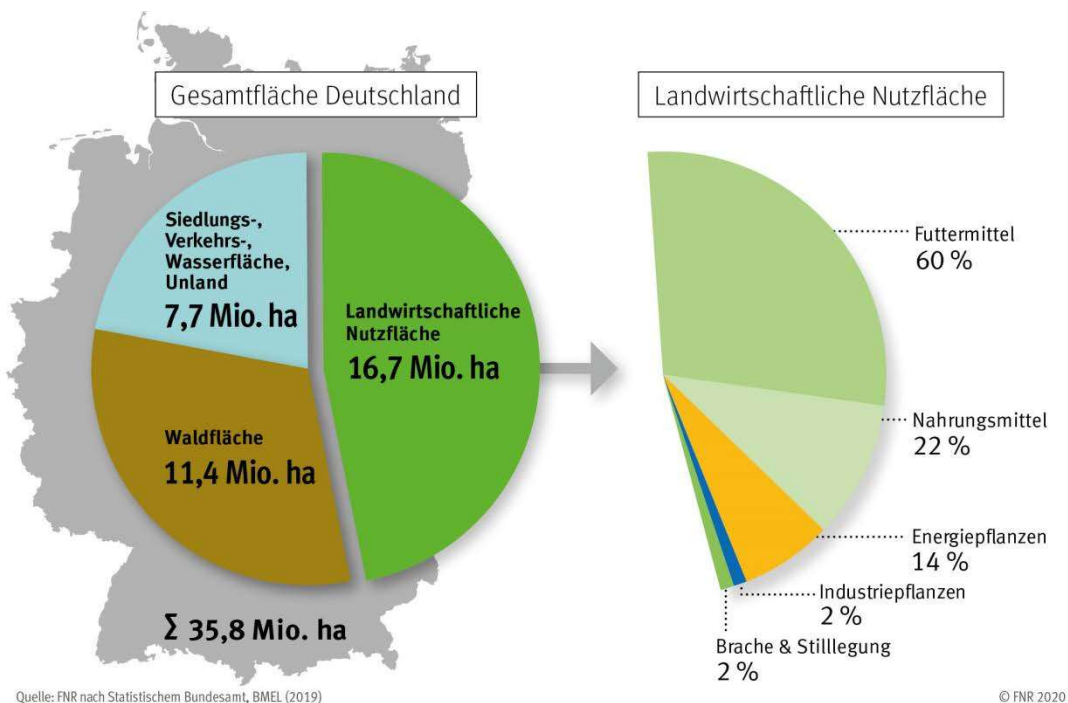


Abbildung 29: Flächennutzung in Deutschland [FNR]

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 Belegungsichte 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 Belegungsichte von 0,25 MW_p/ha eröffnet der Anbau von Futterpflanzen allein auf Dauergrünland ein technisches Potenzial von weiteren **1,2 TW_p**.

Auf 14 % 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 15). Allein Silomais wird auf 1 Mio. ha angebaut, diese Fläche entspricht bei einer Umwidmung in APV mit geeigneten Kulturen (oder in Solar-Biotope, s. Abschnitt 13) **600 GW_p** Nennleistung.

Der Braunkohletagebau hat in Deutschland eine Fläche von 1773 km² [UBA4] zerstört, mehr als die dreifache Fläche des Bodensees. Teile dieser Abbaufäche wurden bereits oder werden noch geflutet, hinzu kommen viele weitere künstliche Seen. In Summe eröffnet sich ein technisches Potenzial von **44 GW_p** für **schwimmende PV** (FPV, von „Floating PV“). Weltweit sind bereits über 1 GW_p schwimmende PV-Anlagen installiert.

Gebäudehüllen, d.h. Dächer und Fassaden, bieten ein technisches Potenzial in der Größenordnung von **1000 GW_p** [Eggers]. Dabei wurden nur Flächen berücksichtigt, die mindestens 500 kWh/(m²a) Einstrahlung empfangen. PV-Module können nicht nur auf bestehende Flach- oder Schrägdächer montiert werden, auch Produkte für die Gebäudeintegration (BIPV, „**Bauwerkintegrierte PV**“) sind kommerziell verfügbar. Dazu zählen PV-Dachziegel, PV-Dachfolien, Module für Kaltfassaden, Wärmedämm-Verbundsysteme (WDVS) mit PV, opake und transparente PV-Isoliergläser.

Eine Studie des Umweltbundesamtes geht von 670 km² versiegelten Siedlungsflächen aus [UBA]. 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 Verkehrswege** (RIPV, von „Road Integrated PV“), dazu zählen PV-Lärmschutzwände, horizontale Flächen (als PV-Überdachung oder -Fahrbahnbelag) und Gleiskörper. 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 wirtschaftlich und 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 Gebäudefassade 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.energieatlas-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 Solar-Biotop (Abschnitt 13). 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].

13. 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 Grünland 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. Vergrößerte Reihenabstände der Modultische, leicht erhöhte Aufständigung der Module, Einsaat von Wildpflanzenmischungen an Stelle von Grasmonokultur und behutsame Grünpflege lassen ein **Solar-Biotop** entstehen.

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 CO₂-Emissionen. Alternativ könnten auf bereits genutzten Moorflächen angepasste PV-Kraftwerke mit reduzierter Belegungsdichte einen Flächenertrag ohne intensive Landwirtschaft erbringen. Die teilweise Beschattung durch PV wirkt der Austrocknung von Moorflächen entgegen bzw. unterstützt die Wiedervernässung. Auf Basis der landwirtschaftlich genutzten Moorfläche von 1,1 Mio. ha und einer Belegungsdichte von 0,25-0,6 MW_p/ha ergeben sich technische Potenziale von **270-660 GW_p**.

14. 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. Die hohe Zahl von über 1,7 Mio. PV-Anlagen in Deutschland, davon ca. 60 % Kleinanlagen mit Leistungen unterhalb 10 kW, zeigt, dass von diesen technischen Möglichkeiten ausgiebig Gebrauch gemacht wird.

Solaranlagen zählen nach einer repräsentativen Umfrage von Lichtblick zu den beliebtesten Kraftwerken. Abbildung 30 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?“.

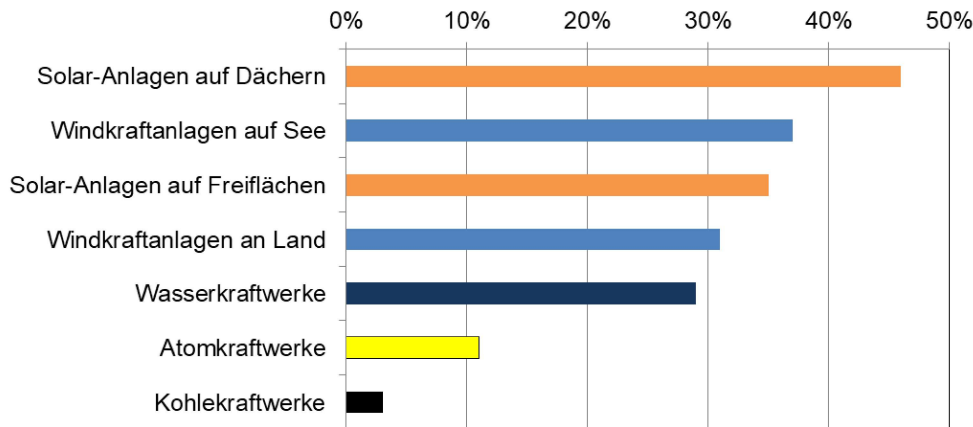


Abbildung 30: Umfrageergebnisse zum Neubau von Kraftwerken, Daten aus [Licht2]

Auch aus Anwohnersicht sind PV-Kraftwerke die mit Abstand beliebtesten Kraftwerke, wie eine Umfrage der Agentur für Erneuerbare Energien zeigt (Abbildung 31). Die Beliebtheit steigt, wenn solche Kraftwerke in der eigenen Nachbarschaft praktisch erfahrbar sind.

Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finden eher gut bzw. sehr gut ...

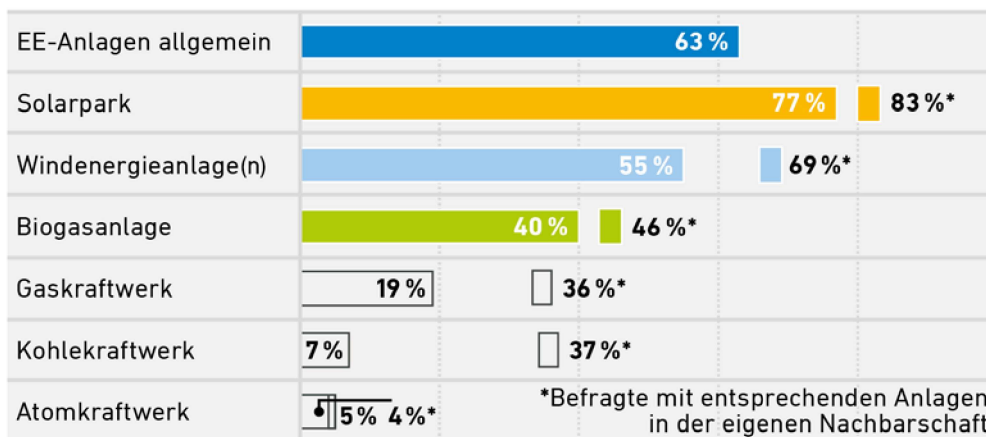


Abbildung 31: Umfrageergebnisse zur Akzeptanz verschiedener Kraftwerkstypen [AEE4]

Aus dem Blickwinkel nicht-privilegierter Stromverbraucher steht es weniger gut um die Akzeptanz des PV-Ausbaus an sich. Das überrascht nicht, führt doch die Ausgestaltung des EEG-Umlagemechanismus dazu, dass überwiegend private Haushalte und kleinere Betriebe die Kosten der Energiewende zu tragen haben (s. Abschnitt 4).

15. Arbeiten PV-Anlagen in Deutschland effizient?

Die Effizienz von PV-Anlagen als Wirkungsgrad einer Energiewandlung ist vergleichsweise gering, aber dafür scheint die Sonne kostenlos. Anwendungsrelevant sind die Auswirkungen des Wirkungsgrades auf die Effizienz hinsichtlich Kosten, Flächennutzung, Ressourcennutzung, CO₂-Einsparung etc.

Der nominelle Wirkungsgrad (s. Abschnitt 25.2) von kommerziellen waferbasierten PV-Modulen (d.h. Module mit Solarzellen auf Basis von Siliciumscheiben) aus neuer Produktion stieg in den letzten Jahren im Mittel um ca. 0,3 %-Punkte pro Jahr auf Mittelwerte von ca. **20 %** [ITRPV]. Pro Quadratmeter Modul erbringen sie damit eine Nennleistung von 200 W, Spitzenmodule liegen 10 % darüber.

PV-Anlagen arbeiten nicht mit dem nominellen Modulwirkungsgrad, weil im Betrieb zusätzliche Verluste auftreten. Diese Effekte werden in der sog. Performance Ratio (PR) zusammengefasst. Eine heute installierte PV-Anlage erreicht über das Jahr PR-Werte von **80-90 %** im Jahresmittel, inkl. aller Verluste durch erhöhte Betriebstemperatur, variable Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderständen, Wandlungsverlusten des Wechselrichters und Ausfallzeiten. Der von den Modulen gelieferte Gleichstrom wird von Wechselrichtern für die Netzeinspeisung angepasst. Der Wirkungsgrad neuer PV-Wechselrichter liegt um 98 %.

Der mittlere Stromverbrauch im Haushalt für Elektrogeräte, Beleuchtung, Warmwasser (Hygienezwecke) und Raumwärme lag im Jahr 2018 pro Haushaltsmitglied bei **1,6 MWh** [DESTATIS]. Durchschnittswerte für 1-Personen-Haushalte liegen pro Kopf etwas höher, für Mehr-Personen-Haushalte deutlich niedriger. Im Durchschnitt erzielen PV-Dachanlagen **910 Vollbenutzungsstunden** [ÜNB], vgl. Abschnitt 15.3. Von einer ungefähr nach Süden orientierten und mäßig geneigten Dachfläche eines Hauses reichen somit 22 m² aus, um mit 12 Stück 360-W-Modulen eine Strommenge zu erzeugen, die dem durchschnittlichen Jahresstrombedarf einer Familie (4 MWh) entspricht.

Auf flachen Dächern und im Freiland werden Module aufgeständert, um ihren Ertrag zu erhöhen. 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 20 % 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 13).

Zum Vergleich: Bei Verstromung von Energiepflanzen liegt der auf die Einstrahlung bezogene Wirkungsgrad deutlich unter 1 %. Dieser Wert sinkt weiter, wenn fossile organische Materie als Kohle, Öl oder Erdgas verstromt wird. Entsprechende Verbrennungs-Kraftwerke beziehen ihre Wirkungsgradangabe aber normalerweise 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 32). 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.

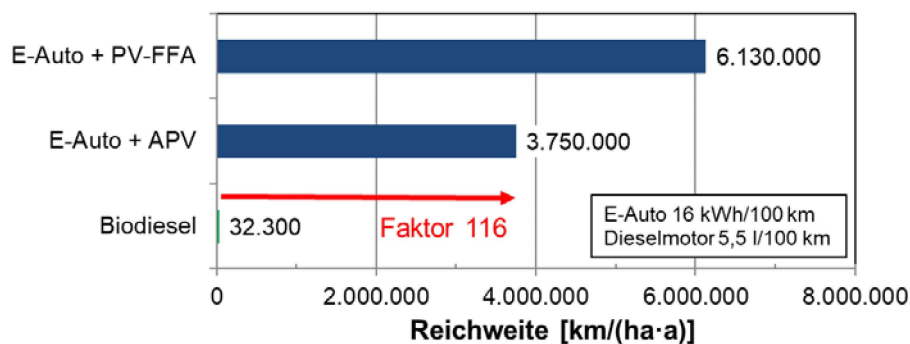


Abbildung 32: Reichweiten von Elektro- und Biodiesel-Fahrzeugen pro Hektar eingesetzter Fläche

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. 1 Mio. ha angebaut wird, bringt 18,7 MWh_e/ha Stromertrag [FNR], während es bei hochaufgeständerter APV (Abschnitt 12) ca. 600 MWh_e/ha sind. Dieser Vergleich berücksichtigt keine Abwärmenutzung (KWK) aus der Methanverbrennung.

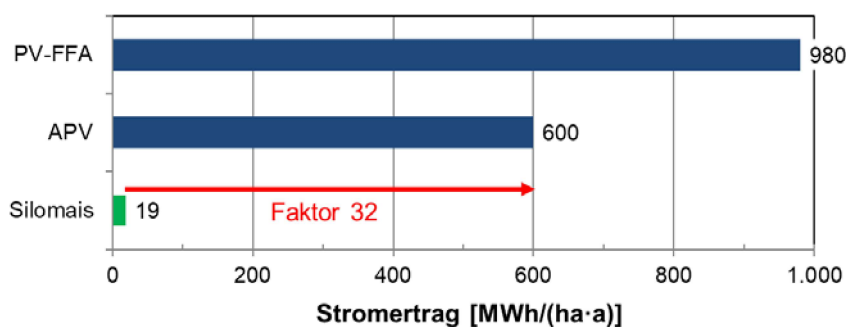


Abbildung 33: Stromerträge von PV-Kraftwerken und Silomais pro Hektar eingesetzter Fläche

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.

15.1 Degradieren PV-Module?

Ja, aber sehr langsam.

Waferbasierte PV-Module altern so langsam, dass es eine Herausforderung für die Wissenschaftler darstellt, Leistungsverluste überhaupt nachzuweisen. Eine Studie des Fraunhofer ISE an 44 größeren, qualitätsgeprüften Aufdach-Anlagen in Deutschland hat eine durchschnittliche jährliche Degradation der Nennleistung von ca. 0,15 % ergeben [ISE2]. Die häufig getroffene Annahme von 0,5 % Leistungsverlust pro Jahr erscheint in diesem Kontext sehr konservativ. Üblich sind Leistungsgarantien der Hersteller von 20-25 Jahren, vereinzelt auch bis 30 Jahre, für einen maximalen linearen Leistungsabfall von bspw. 20 %.

Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Produktionsmängeln mit ein. 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 viele Dünnschicht-Module liegen noch keine langjährigen Daten vor. Je nach Typ werden nennenswerte Anfangsdegradationen in den ersten Betriebsmonaten und saisonale Schwankungen der Leistung beobachtet.

15.2 Verschmutzen PV-Module?

Ja, aber die allermeisten Anlagen in Deutschland reinigt der nächste Regen wieder, so dass Schmutz praktisch keine Ertragseinbußen bewirkt. Problematisch sind Module mit sehr flachem Aufstellwinkel (ca. 10° und weniger), naher Laubabwurf oder nahe Staubquellen. In Regionen, die aufgrund des Klimawandels zunehmend unter Trockenheit leiden, kann sich eine gelegentliche Reinigung der Module lohnen.

15.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?

Ja. Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Anlagen nur etwas weniger als die Hälfte der insgesamt 8760 Jahresstunden, und dann auch meistens in Teillast. Die Kennzahl „Volllaststunden“ oder „Vollbenutzungsstunden“ (VBh) wird als Quotient aus der im Lauf eines Jahres tatsächlich erzeugten Energie und der Nennleistung des Kraftwerks (kWh/kW_p , siehe Abschnitt 25.3) ermittelt. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrem Trendszenario im mehrjährigen Mittel von ca. 980 Vollbenutzungsstunden für PV-Freiflächen-Anlagen in Deutschland aus, bei Dachanlagen aufgrund weniger optimaler Südausrichtung von ca. 910 Stunden [ÜNB]. Die komplette Übersicht der Prognosen zur Stromerzeugung aus EE, bereinigt um Verlustmengen durch das Einspeisemanagement (Abschnitt 11.1), zeigt Abbildung 34. Aufgrund der geringen VBh erfordern steigende Anteile von Solarstrom im Netz zunehmend flankierende Maßnahmen (Kapitel 19). Die mittlere Jahressumme der horizontalen Globalstrahlung in Deutschland für die Jahre 1998-2018 liegt gemäß Zahlen des Deutschen Wetterdienstes bei $1088 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ mit einem linearen Trend von $+0,3 \text{ \%/a}$. Abbildung 35 zeigt die landesweite Verteilung für eine frühere Periode, mit damals 1055 kWh/m^2 mittlere Jahressumme. PV-Module werden zur Ertragsmaximierung mit einer Neigung von ca. 30° zur Horizontalen 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. $1250 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$.

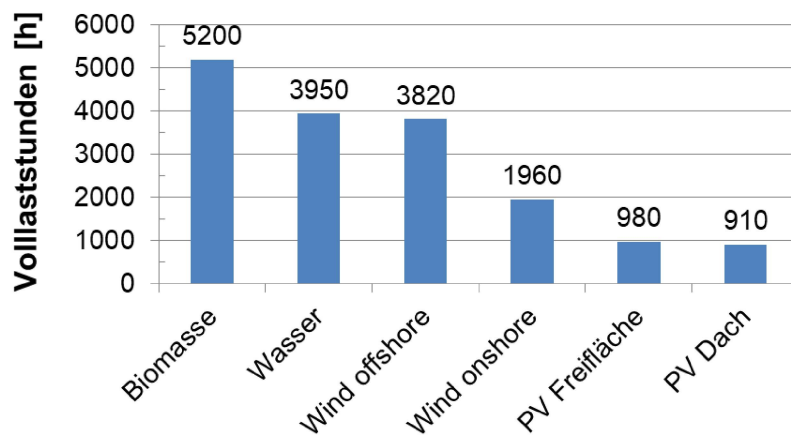
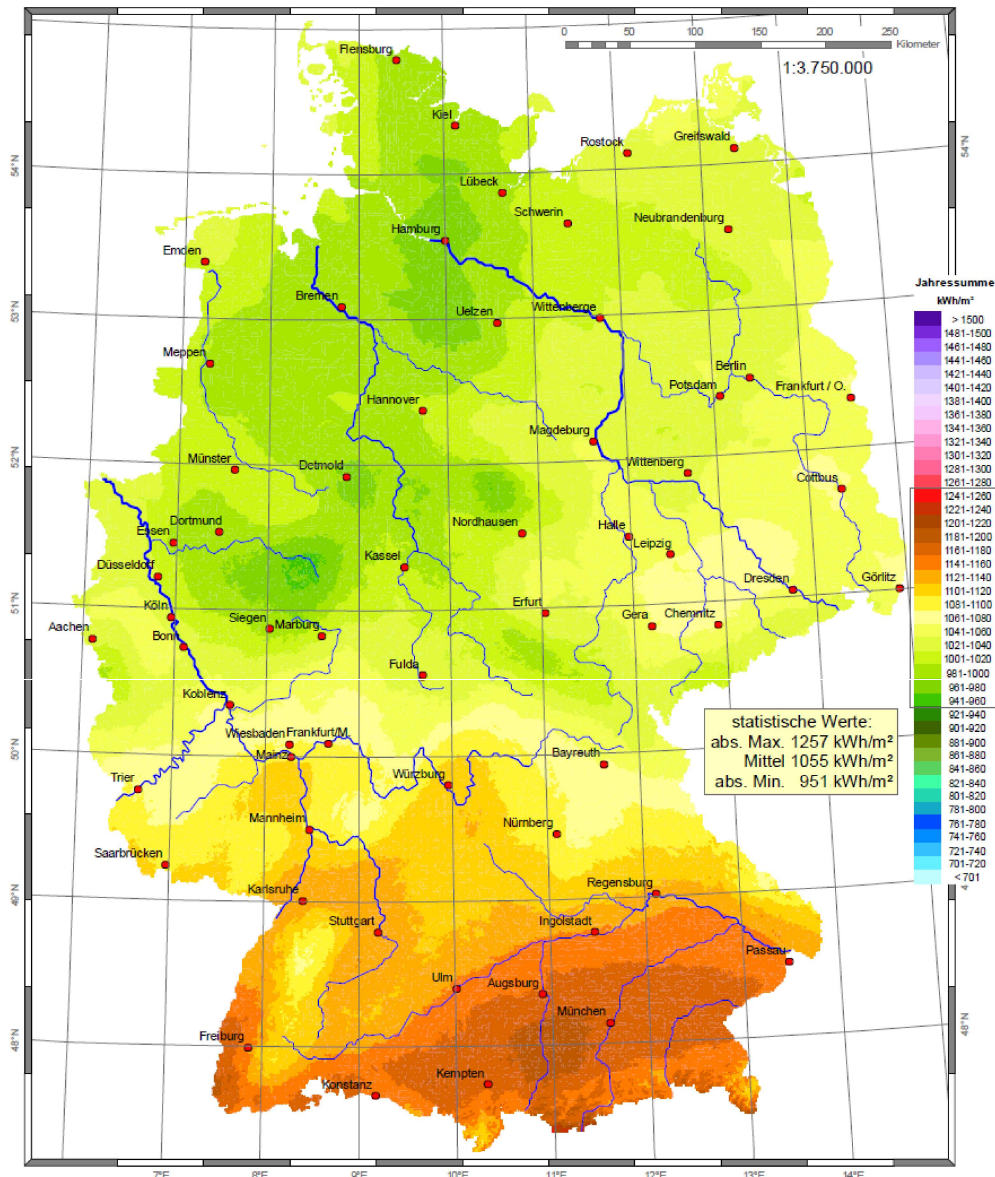


Abbildung 34: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für Stromerzeugung aus EE, Daten aus [ÜNB]

Bei einer Performance Ratio (PR, siehe Abschnitt 25.6) von 85 % und idealer Ausrichtung wären damit im geografischen Mittel über Deutschland 1060 Volllaststunden zu erreichen. Weil nicht alle Dachanlagen ertragsideal ausgerichtet sind und noch viele Anlagen mit kleineren PR arbeiten, liegt die tatsächliche mittlere Volllaststundenzahl etwas niedriger.



Wissenschaftliche Bearbeitung:
 DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg
 Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand



Abbildung 35: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD]

Technische Verbesserungen der Module und der Installation können die nutzbare Einstrahlung, die PR, den Ertrag und damit die Zahl der Volllaststunden einer PV-Anlage anheben. Dazu zählen

- Nachführung (Abschnitt 19.3.1)
- bifaziale PV-Technologie
- Verringerung von Verlusten durch Verschattung
- Verringerung des Temperaturkoeffizienten der Solarzellen
- Verringerung der Betriebstemperatur der Module durch gute Hinterlüftung

- Verbesserung des Schwachlicht- und des Schräglichtverhaltens der Module
- Verringerung von Verlusten durch Schneeabdeckung und Verschmutzung
- frühzeitige Erkennung und Behebung von Minderleistung
- Verringerung von Degradation über die Lebensdauer

Bei Windkraftwerken steigt die Anzahl der Volllaststunden mit der Nabenhöhe. Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig (1 Jahr = 8760 h) mit ihrer Nennleistung produzieren, soweit ausreichend Kühlwasser zur Verfügung steht.

16. Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz?

16.1 Gefährdet der anthropogene CO₂-Ausstoß das globale Klima?

Ja. Die große Mehrheit der Fachleute sieht ein erhebliches Risiko.

Die zunehmende globale Erwärmung ist zweifelsfrei erwiesen [IPCC]. Im Vergleich zum präindustriellen Zeitalter ist die mittlere globale Temperatur um 1 °C angestiegen. Die große Mehrheit der Wissenschaftsgemeinde geht davon aus, dass anthropogene Emissionen von CO₂ und anderen Treibhausgasen den Anstieg der atmosphärischen Treibhausgas-Konzentration und darüber den mittleren globalen Temperaturanstieg mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit („extremely likely“) wesentlich verursachen. Im Mai 2013 hat die atmosphärische CO₂-Konzentration erstmals seit mindestens 800.000 Jahren den Wert von 400 ppm erreicht. Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen die bisherige Entwicklung der atmosphärischen CO₂-Konzentration und der globalen bzw. antarktischen Temperatur.

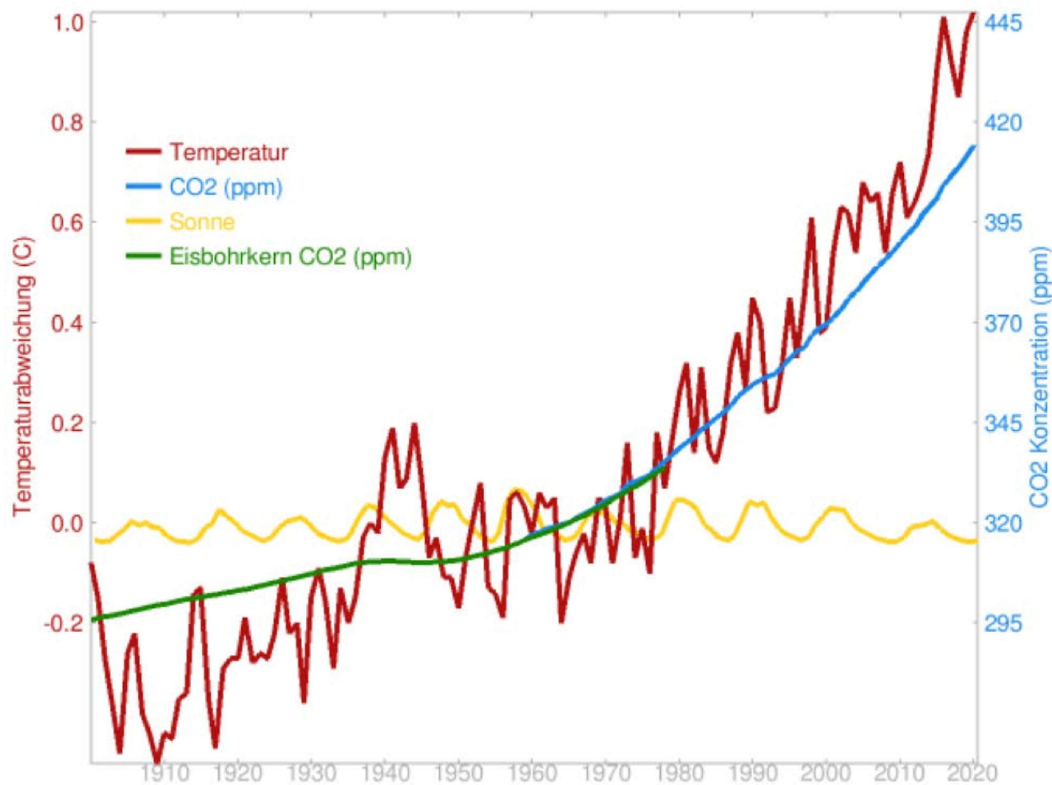


Abbildung 36: Entwicklung der atmosphärischen CO₂-Konzentration, der mittleren globalen Temperaturveränderung und der Sonnenaktivität (<http://herdsoft.com/climate/widget/>).

Ein schneller globaler Temperaturanstieg gefährdet in einem noch wenig verstandenen Ausmaß die Stabilität des globalen Klimasystems, die Ernährungsgrundlage der Weltbevölkerung, küstennahe Siedlungsgebiete sowie die ohnehin unter hohem Druck stehende Diversität an Arten und Biotopen.

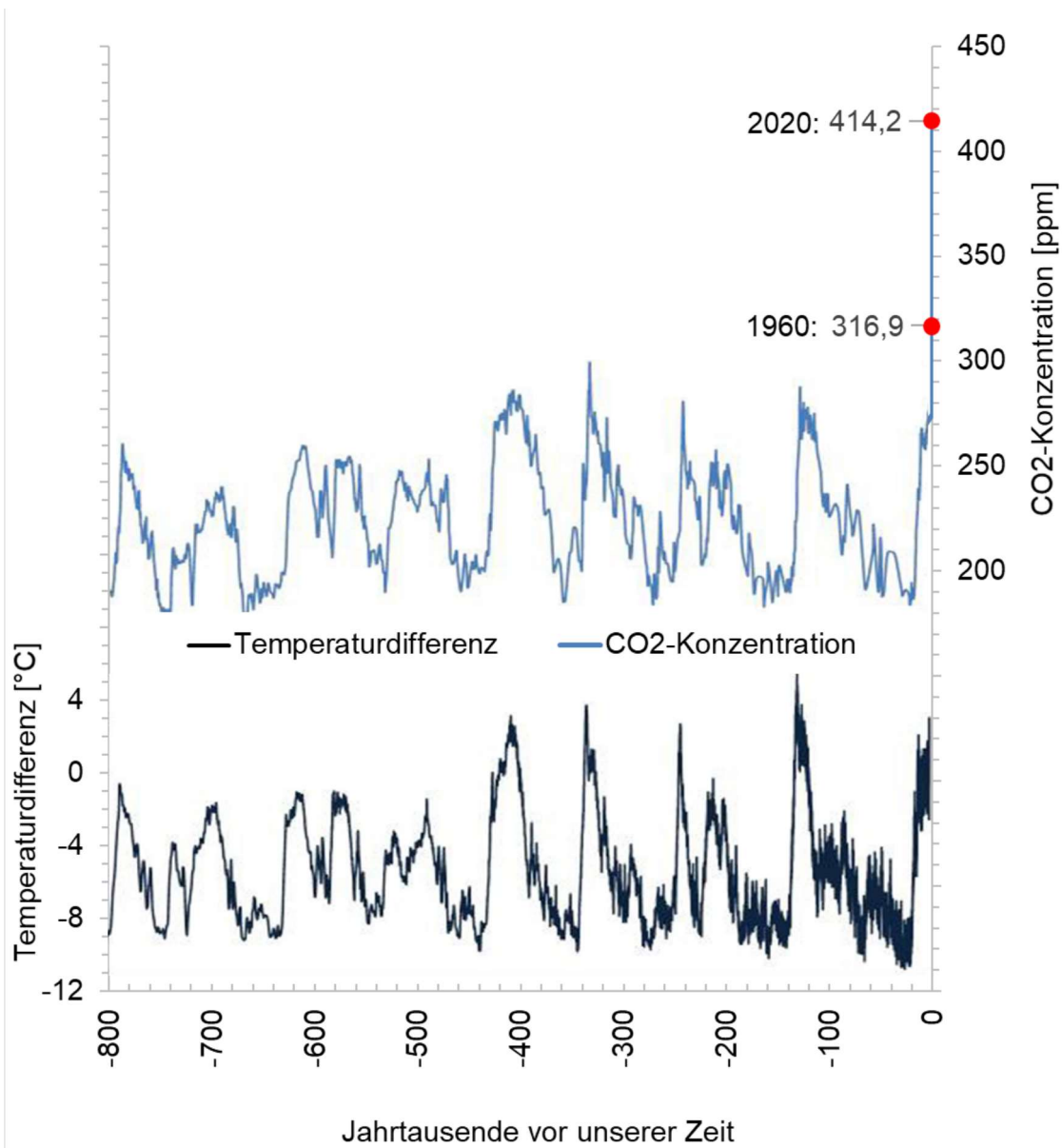


Abbildung 37: Schätzungen der atmosphärischen CO₂-Konzentration und der Temperaturdifferenz in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA]; Rot: zwei neuere CO₂-Messwerte des Mauna Loa Observatory [<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/data.html>]

16.2 Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO₂-Ausstoßes?

Ja.

Während PV-Anlagen im Betrieb kein CO₂ freisetzen, muss eine gesamtheitliche Betrachtung auch Herstellung und Entsorgung der Anlage berücksichtigen. Eine Analyse im Auftrag des Umweltbundesamtes hat Treibhausgaspotenziale für PV-Strom bei einem Anlagenbetrieb in Deutschland (angenommene mittlere jährliche Einstrahlungssumme in der Modulebene 1200 kWh/(m²·a)) mit monokristallinen PV-Modulen zwischen 35 und 57 g CO₂-Äq./kWh aufgezeigt (Abbildung 38, [UBA7]). Besonders günstig schneiden PV-Module ab, die in Europa produziert werden, weil hier der Strommix höhere EE-Anteile enthält und die Transportwege deutlich kürzer ausfallen. Multikristalline Module weisen noch geringere THG-Potenziale auf als monokristalline Module, die aktuell den größeren Marktanteil aufweisen. Mit der fortgesetzten Steigerung der Wirkungsgrade werden die Treibhausgasemissionen pro kWh PV-Strom weiter sinken.

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²·a)

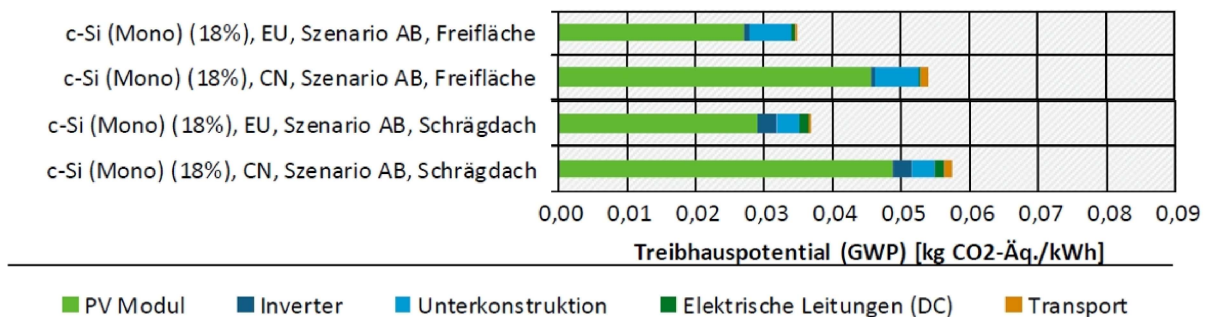


Abbildung 38: Treibhauspotential der Stromerzeugung mit mono c-Si PV für Dach- und Freiflächenanlagen [UBA7]

Abbildung 39 zeigt die THG-Potenziale von PV-Technologien im Vergleich mit Kohle-, Erdgas- und Atomstrom.

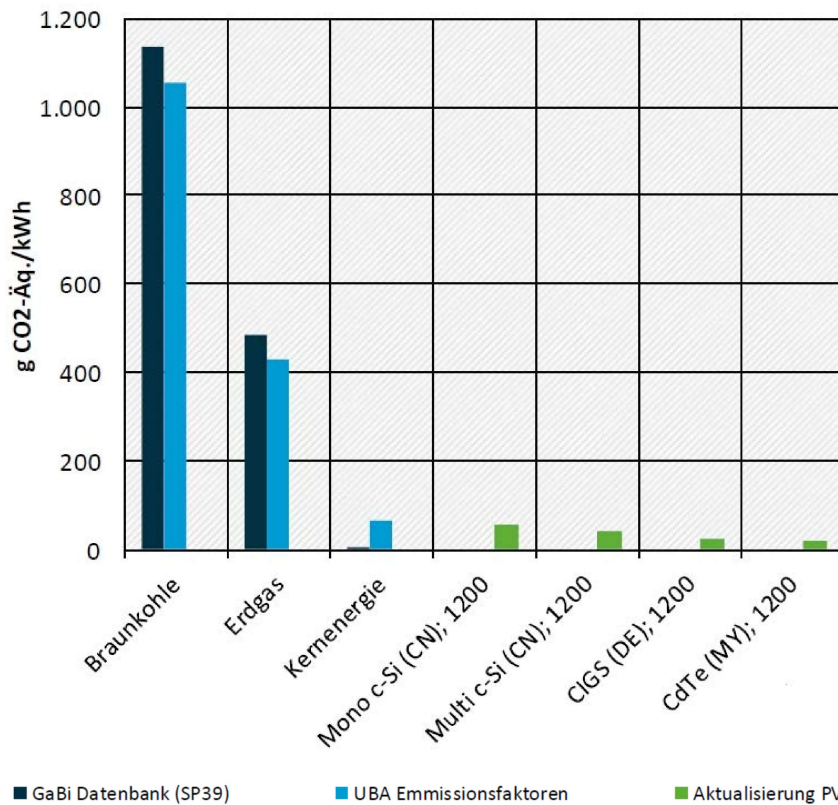


Abbildung 39: Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungstechnologien [UBA7]

Durch den Ausbau der EE konnte der CO₂-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix von 764 g CO₂/kWh im Jahr 1990 auf 474 g CO₂/kWh im Jahr 2018 gesenkt werden (Abbildung 40). Der Emissionsfaktor bezeichnet das Verhältnis der direkten CO₂-Emissionen der gesamten deutschen Stromerzeugung (inkl. Stromexport) zum Nettostromverbrauch in Deutschland [UBA6].

Bei einer Produktion der energieintensiven Materialien und Komponenten in Deutschland, insbesondere der Wafer, Zellen und Module, sorgen der hohe Anteil von EE bei der Stromerzeugung und die verkürzten Transportwege für eine weitere Reduktion der THG-Belastung des erzeugten PV-Stroms.

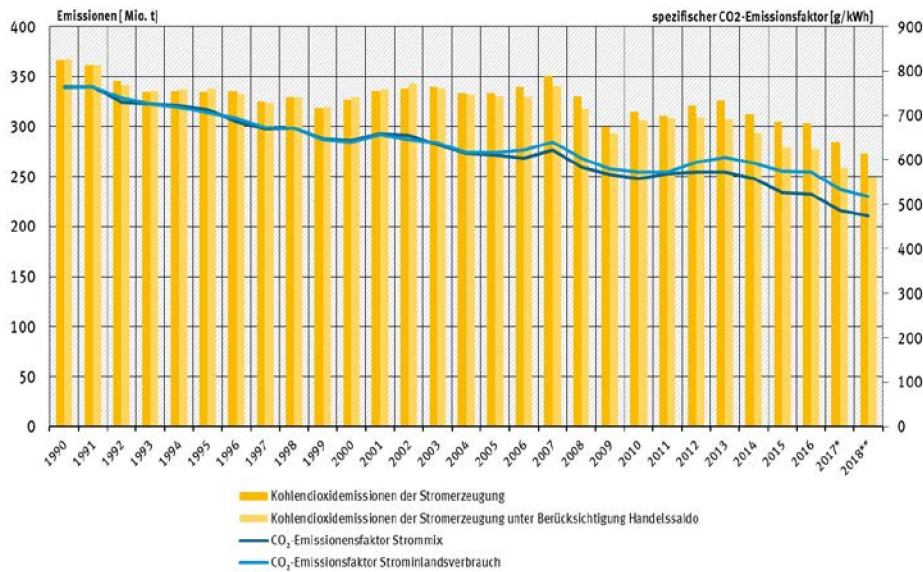
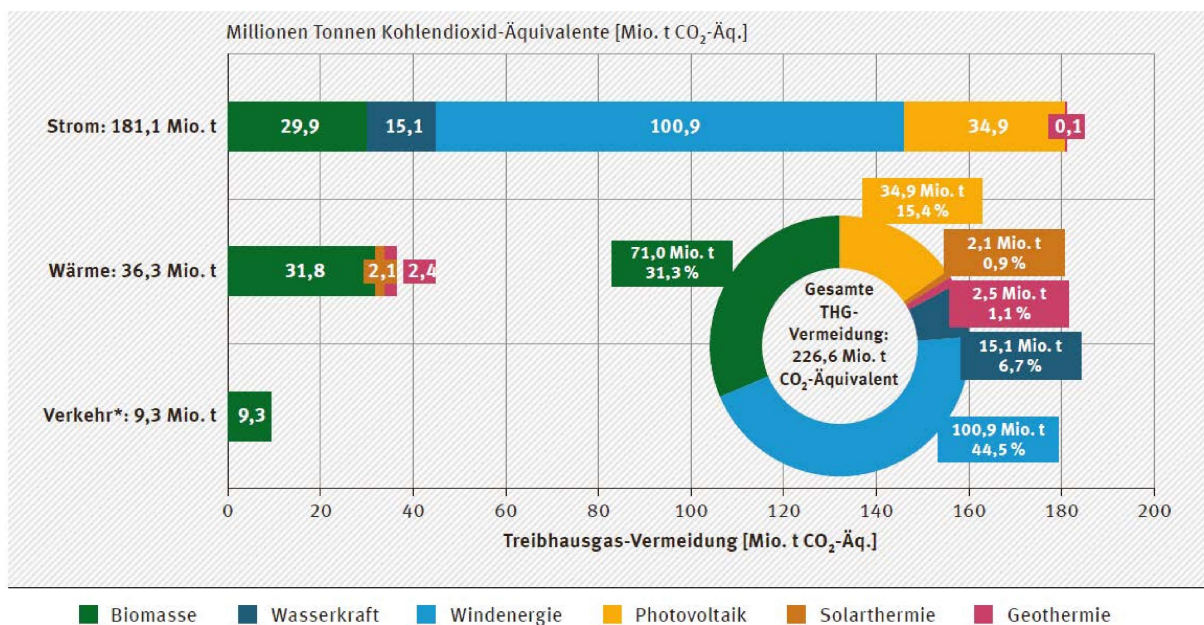


Abbildung 40: Spezifische und absolute CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland [UBA6]

Im Jahr 2020 wurden durch die Nutzung der PV in Deutschland netto 34,9 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen vermieden (Abbildung 41), d.h. ca. 690 g/kWh PV-Strom bei einer Stromproduktion von 50,6 TWh. Bei den Berechnungen wurden die Emissionen aus der Produktion der PV-Systemkomponenten näherungsweise berücksichtigt.



* ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär) basierend auf BLE und RL 2009/28/EG

Quelle: Umweltbundesamt (UBA)

Abbildung 41: Vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2020 [UBA1]

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 [IEA3]. 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 CO₂-Vermeidung erzielt das EEG jedoch 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 42). PV senkt weltweit den Verbrauch fossiler Rohstoffe für die Stromerzeugung.

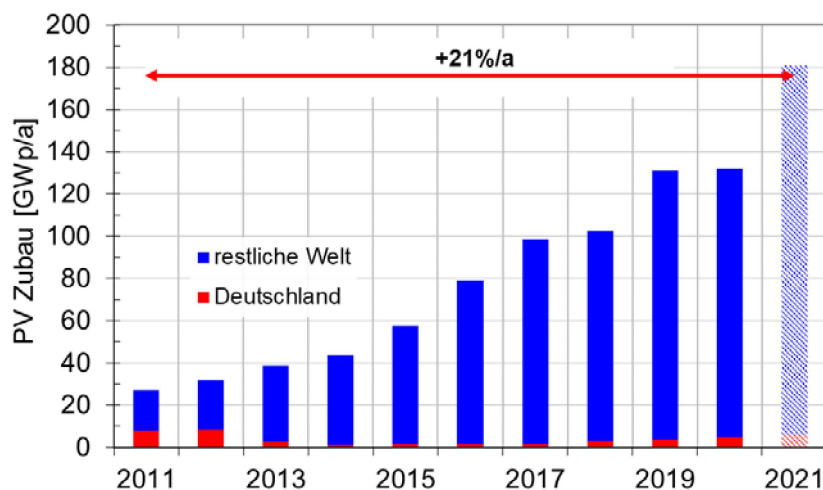


Abbildung 42: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus für Deutschland und die restliche Welt, Zahlen von EPIA, IHS, Solar Power Europe, mit Prognose für 2021.

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 CO₂ einspart.

16.3 Verschlingt die Produktion von PV-Modulen mehr Energie als diese im Betrieb liefern können?

Nein.

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. 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.

Erntefaktor und Energierücklaufzeit 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/(m²·a)) von **1,6 Jahren** für multi- bzw. **2,1 Jahren** monokristalline Si-Module ermittelt [UBA7]. Bei einer Lebensdauer von 25-30 Jahren folgen daraus Erntefaktoren im Bereich von **10-15**.

16.4 Entstehen bei der Produktion von PV weitere klimaschädliche Gase?

Ja, bei manchen Dünnschicht-Technologien.

Bei der Produktion von Dünnschicht-PV und Flachbildschirmen wird teilweise noch Stickstofftrifluorid (NF₃) zur Reinigung von Beschichtungsanlagen eingesetzt. Restmengen dieses Gases können dabei in die Atmosphäre entweichen. NF₃ ist über 17.000 mal klimaschädlicher als Kohlendioxid. Aktuelle Emissionsmengen sind nicht bekannt, der NF₃-Ausstoß wird jedoch ab 2013 in 37 Staaten gemäß des ergänzten Kyoto-Protokolls ermittelt.

17. Wie beeinflussen PV-Module den lokalen und globalen Wärmehaushalt?

Die Solarstrahlungsbilanz liefert einen wichtigen Beitrag zum Wärmehaushalt der Erde. Helle Oberflächen reflektieren einen größeren Teil der auftreffenden Solarstrahlung zurück in den Weltraum, während dunkle Oberflächen wie Asphalt stärker absorbieren und damit die Erde aufheizen.

Der **solare Reflexionsgrad** gewöhnlicher PV-Module ist sehr gering, er liegt in einer Größenordnung von 3-5 %. Sie sind darauf optimiert, möglichst viel Solarstrahlung in der aktiven Schicht zu absorbieren. Eine übliche Wärmeschutz-Isolierverglasung, ganz besonders eine Sonnenschutzverglasung reflektiert ein Vielfaches (Größenordnung von 10-30 %). Vergleicht man eine gewöhnliche, gläserne Gebäudefassade mit einer PV-Fassade, dann reflektiert die PV-Fassade deutlich weniger Solarstrahlung nach unten in die Straßenebene.

Der **solare Absorptionsgrad** gewöhnlicher PV-Module ist aus den genannten Gründen sehr hoch. Wenn PV-Module mit einem Betriebswirkungsgrad um 18 % Sonnenenergie in elektrische Energie umwandeln und zusätzlich einen kleinen Teil der Einstrahlung

(Größenordnung 3-5 %) reflektieren, erzeugen sie lokal so viel Wärme wie eine Oberfläche mit ca. 20 % Albedo. Asphalt weist zum Vergleich eine Albedo von 12 - 25 % auf, Beton 14 – 22 %, eine weiße Mauer 65 – 80 %, eine graue Mauer 20 – 45 %, grünes Gras 26% (https://www.stadtklima-stuttgart.de/index.php?klima_klimaatlas_5_grund). PV-Module im Betrieb erzeugen damit ähnlich viel Wärme wie eine Betonoberfläche mit 20 % Albedo.

Die **Wärmespeicherkapazität** gewöhnlicher PV-Module ist deutlich geringer im Vergleich bspw. mit einer massiven Betonwand. In Folge erwärmt sich das PV-Modul unter Sonneneinstrahlung bei gleicher Albedo schneller als eine Betonwand, kühlt jedoch am Abend auch wieder schneller ab. Das PV-Modul wird unter Sonneneinstrahlung höhere Maximaltemperaturen erreichen, weil Wärme nicht wie in einer massiven Betonwand nach hinten abfließen kann.

Die tatsächliche Auswirkung von PV-Modulen auf das Stadtklima, im Vergleich mit anderen Baumaterialien, hängt von zahlreichen Faktoren ab und muss ggf. in einer Einzelfallanalyse geklärt werden. Global betrachtet ersetzt der PV-Strom insbesondere auch Strom aus thermischen Kraftwerken (nuklear und fossil), die im Betrieb ebenfalls Abwärme erzeugen. Noch wichtiger ist der Blick auf die CO₂-Bilanz: im Vergleich mit fossilen Kraftwerken reduziert eine Stromerzeugung über PV die Freisetzung von CO₂ massiv und bremst damit den Treibhauseffekt wirksam (Abbildung 40).

18. Ersetzen PV-Anlagen fossile und nukleare Kraftwerke?

Nein, zumindest nicht in den nächsten Jahren.

Solange keine nennenswerten Strom-zu-Strom Speicherkapazitäten oder Speicherwasserkraftwerke im Netz zugänglich sind, reduzieren PV- und Windstrom zwar den Verbrauch an fossilen Brennstoffen, die Energieimporte und den CO₂-Ausstoß, sie ersetzen aber keine Leistungskapazitäten. Die Nagelprobe sind windstille, trübe Wintertage, an denen der Stromverbrauch Maximalwerte erreichen kann, ohne dass Sonne- oder Windstrom bereitstehen. Auf der anderen Seite kollidieren PV- und Windstrom zunehmend mit trägen konventionellen Kraftwerken (Kernkraft, alte Braunkohle). Diese – fast ausschließlich grundlastfähigen - Kraftwerke müssen deshalb möglichst schnell durch flexible Kraftwerke ersetzt werden, bevorzugt in multifunktionaler, stromgeführter KWK-Technologie mit thermischem Speicher (Abschnitt 19.3.6).

19. 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.

19.1 Ausgangspunkt: Energiebedarf und Energieangebot

Die traditionelle Energiewirtschaft fördert fossile und nukleare Energieträger (Primärenergie), wandelt sie und bereitet sie für die Endverbraucher auf (Abbildung 43).

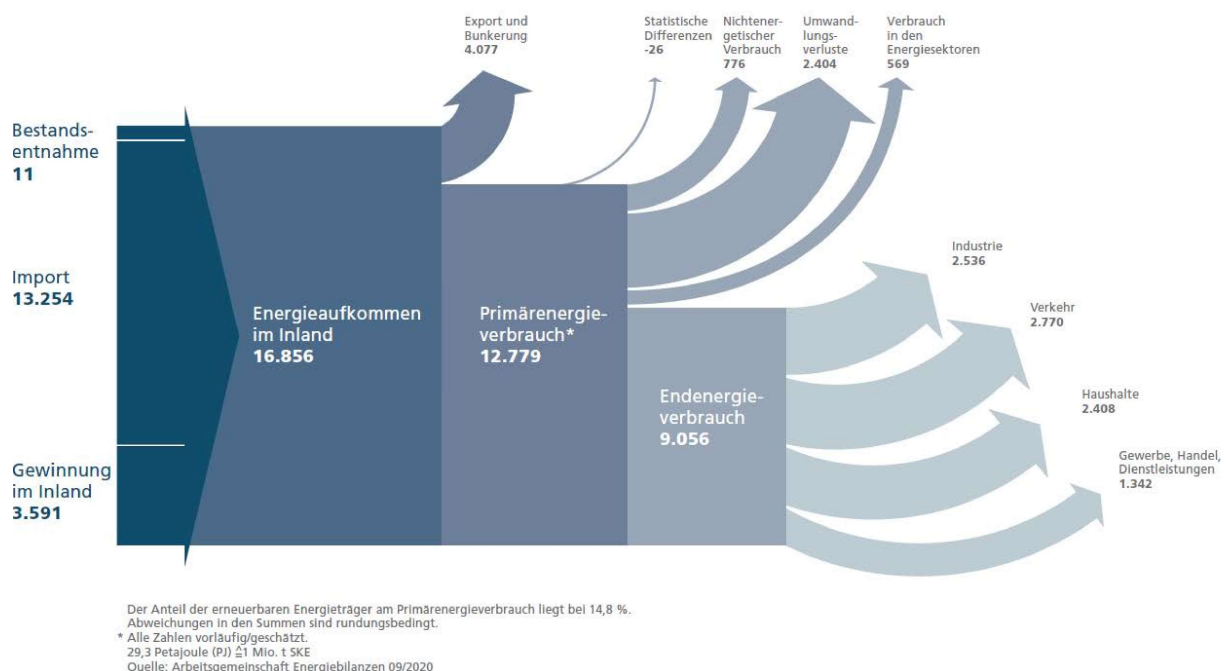


Abbildung 43: Energieflussbild 2019 für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB]

In der Wandlung und im Endenergieverbrauch herrschen dramatische Effizienzdefizite (vgl. Abschnitt 19.3.3). Unser zukünftiger Energiebedarf ist keinesfalls mit dem heutigen Primärenergieverbrauch gleichzusetzen, weder nach Mengen, noch nach Energieträgern. Deutschland war bisher hochgradig abhängig von Energieimporten (Abbildung 44), verbunden mit dem Risiko volatiler Preise, politischer Einflussnahme durch Förder- und Transitländer und dem Risiko von Störungen der Rohstofflogistik, bspw. durch Niedrigwasser in den Flüssen.

Energieträger	Netto-Importquote 2016 (bezogen auf den Primärenergieverbrauch)
Braunkohle	-1,9 %
Steinkohle	94,1 %
Uran	100,0 %
Mineralöl	100,0 %
Erdgas ²	91,2 %

Abbildung 44: Importquoten für fossile und nukleare Primärenergieträger (www.umweltbundesamt.de)

Die Kosten der Energieimporte zeigt Abbildung 45, sie liegen abzüglich der Importerlöse jährlich in der Größenordnung von 50-100 Mrd. Euro. Ein großer Teil des Geldes fließt an autokratische Regimes.

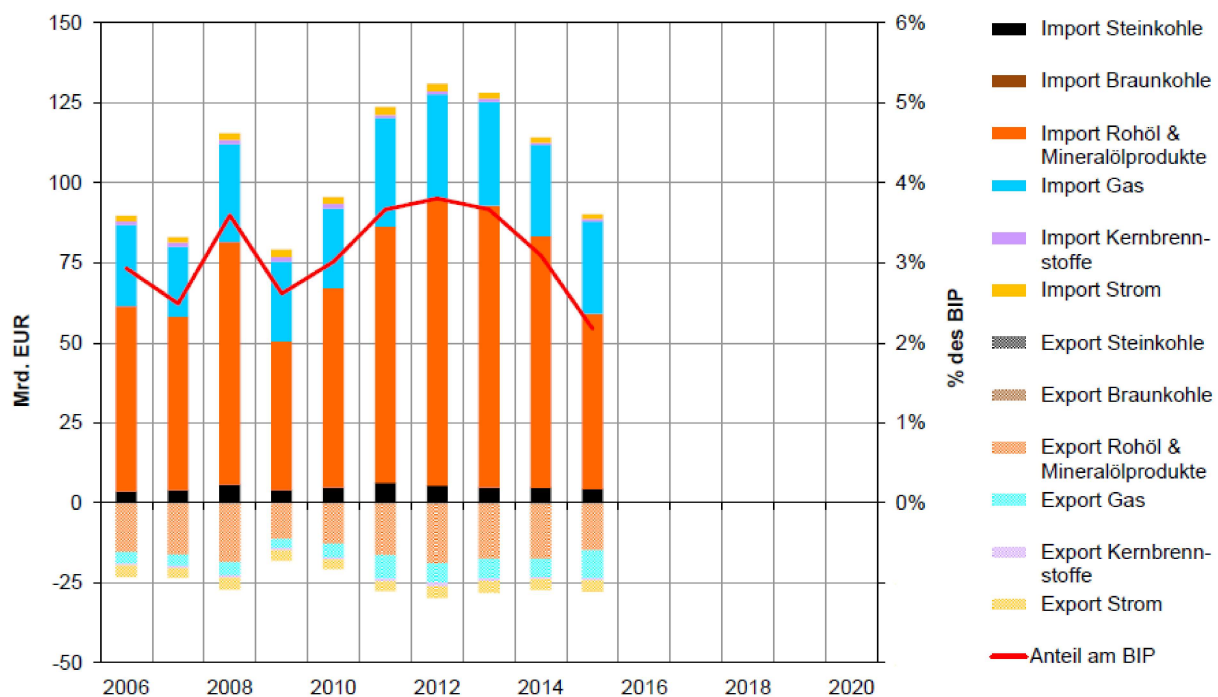


Abbildung 45: Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland [ÖKO3]

Die meiste Endenergie (39 %) dient der Gewinnung mechanischer Energie („Kraft“) für den Verkehr und in stationären Motoren (Abbildung 46). Für Raumwärme und Warmwasser werden jährlich ca. 800 TWh Endenergie aufgewendet [BMWi1].

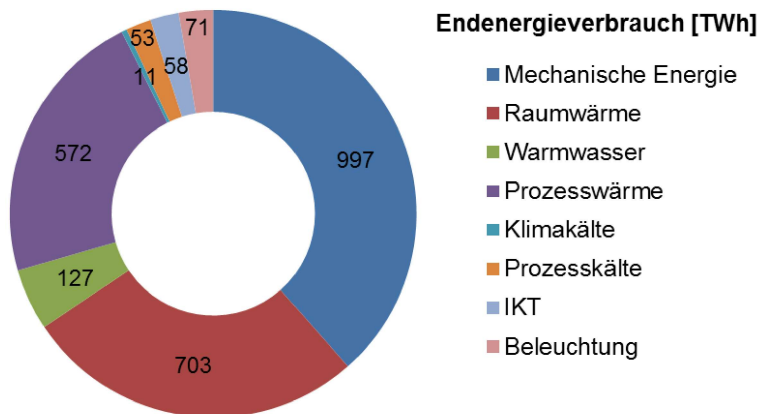


Abbildung 46: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsbereichen für Deutschland im Jahr 2017, Zahlen aus [BMWi1]

Die Stromlast schwankt periodisch: tagsüber wird mehr Strom benötigt als nachts, und werktags mehr als am Wochenende und an Feiertagen. Stromversorger unterscheiden im Lastprofil zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast, vgl. Abschnitt 25.7. Die Grundlast ist der Lastanteil um 30-40 GW, der sich über 24 h kaum ändert. Die Mittellast schwankt langsam und überwiegend periodisch, die Spitzenlast umfasst den schnell veränderlichen Lastanteil oberhalb der Grund- und Mittellast. Der Stromverbrauch liegt im Sommer geringfügig tiefer als im Winter.

Der gesamte Strombedarf und der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung sinken im Sommer nur leicht. Der Mineralölabsatz (Otto- und Dieselmotoren) zeigt sehr geringe saisonale Schwankungen [MWV]. Der Heizwärmebedarf korreliert negativ mit der Globalstrahlung, bei höchster Koinzidenz im Frühjahr.

19.2 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, ISE12]. Forscher des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE haben in Simulationen auf Basis von Stundenzeitreihen mit Berücksichtigung der Sektorkopplung verschiedene Transformationswege zu einem erneuerbaren Energiesystem für Deutschland untersucht (Abbildung 47). Ziel war die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 95-100 % zum Bezugsjahr 1990. In einem wirtschaftlich optimierten Erzeugungsmix trägt die PV je nach Randbedingungen mit einer installierten Leistung von 300-645 GW bei [ISE12].

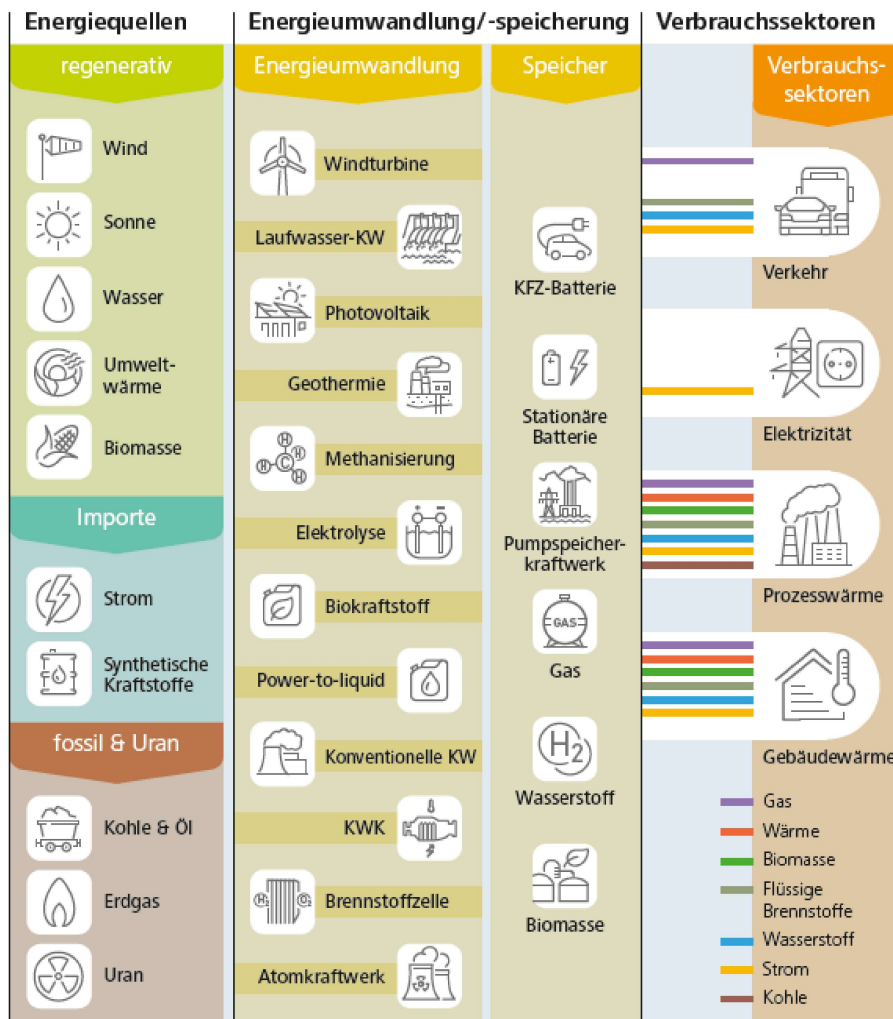


Abbildung 47: Schematische Darstellung des Modells REMod (KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, [ISE12])

Abbildung 48 zeigt eine schematische Residuallastkurve für Deutschland mit einer 100 %ig erneuerbaren Stromversorgung. Dargestellt sind die absteigend geordneten Stundenwerte der Residuallast (Abschnitt 11.4) 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 48 von links nach rechts fallen.

Auf der **Bedarfsseite** werden flexible Lasten reduziert, Batterien und Pumpspeicher entladen, Brennstoffzellen, Dampfturbinen, Gas- und Dampf-Generatoren (GuD) und Gasturbinen in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten aktiviert, um die Residuallast zu decken. Als Energieträger dienen Wasserstoff oder Methan, hergestellt mit EE. Bei lokaler Wärmenachfrage sind Stromgeneratoren mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgeführt und produzieren nutzbare Abwärme. KWK-Gasturbinen liefern Hochtemperatur-Wärme für Industrieprozesse.

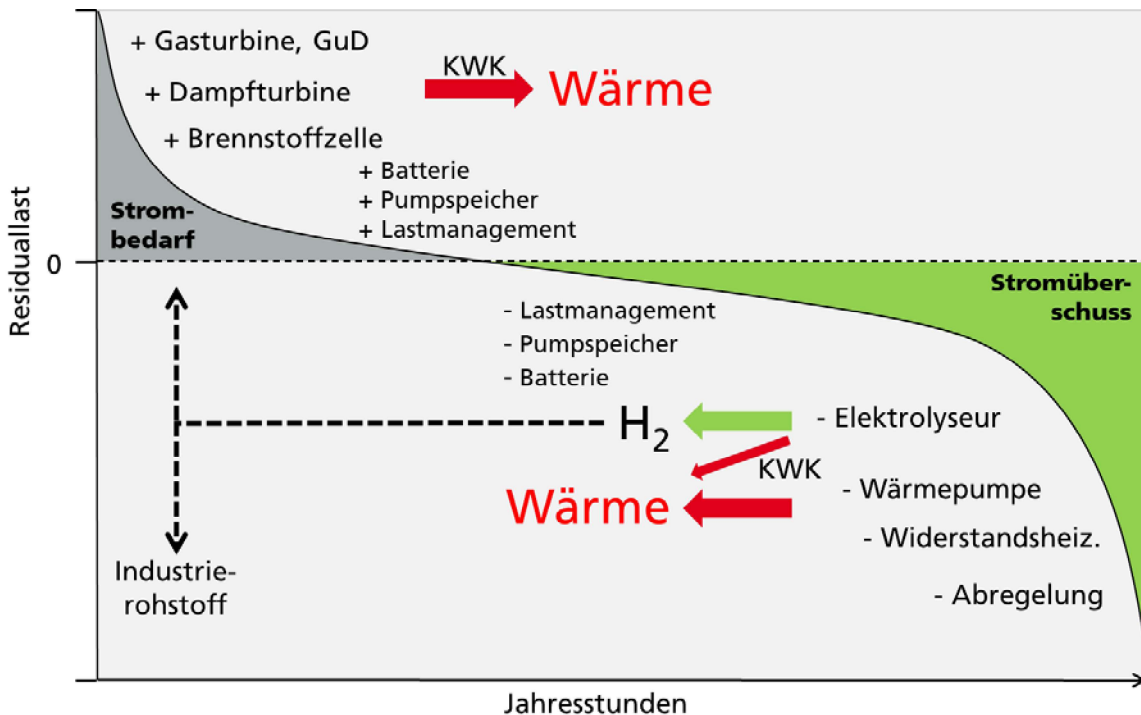


Abbildung 48: Schematische Darstellung einer Residuallastkurve für Deutschland bei Stromversorgung mit 100 % EE, mit Erzeugern (+) und Lasten (-)

Auf der **Überschussseite** werden flexible Lasten erhöht, Batterien und Pumpspeicher beladen, Elektrolyseure, Wärmepumpen und Widerstandsheizungen („Heizstäben“) 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.

Damit wärmeerzeugende Wandler auf beiden Seiten der Kurve stromgeführt betrieben werden können, benötigen sie ortsnah thermische Speicher und Wärmeverbraucher bzw. Anschluss an Wärmenetze (Abschnitt 19.3.6). Für die beidseitigen Ausläufer der Residuallastkurve werden Generatoren (bspw. einfache Gasturbinen) und Abnehmer (bspw. Widerstandsheizungen) mit besonders geringen leistungsbezogenen Investitions- und Vorkalkkosten (€/W) benötigt. Da selten in Betrieb, müssen sie keine hohe Effizienz aufweisen.

Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff kann direkt oder nach Methanisierung in Drucktanks oder im Gasnetz gespeichert werden. Von dort erfolgt eine Rückverstromung (Gasturbine, GuD, Brennstoffzelle), eine Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen oder eine stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie.

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 48 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 Einzelfällen über mehrere Wochen anhalten (s. o.).

Die **Stromabnahmeleistung** des Systems auf der rechten Seite der Abbildung 48 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. Dafür ist u.a. eine Elektrolyseleistung im Bereich 50 – 120 GW notwendig [ISE12]. 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 und sich derzeit in der Entwicklung befinden.

Die in Abbildung 48 genannten Technologien und Maßnahmen sind bis auf Turbinen und Pumpspeicher skalierbar. Sie können nicht nur zentral im Multi-MW-Maßstab betrieben werden, sondern auch im einstelligen kW-Maßstab. Entsprechende Geräte sind als Haustechnik kommerziell verfügbar.

Ein kurzer Seitenblick auf globale Energieszenarien: die Studie „Shell Scenarios Sky - Meeting the goals of the Paris agreement“ der Shell International B.V. vom März 2018 sieht die PV global zur wichtigsten Stromquelle heranwachsen (Abbildung 49). Der globale Stromverbrauch steigt dabei von heute 22 PWh auf 100 PWh im Jahr 2100.

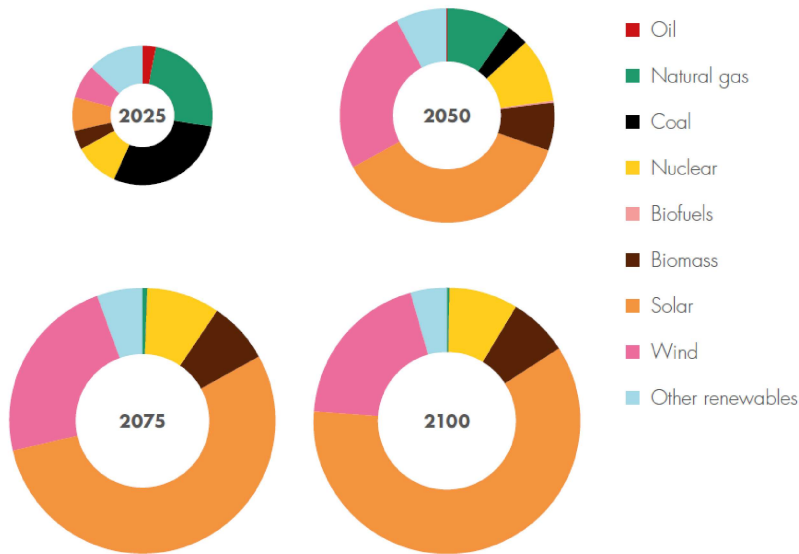


Abbildung 49: Entwicklung der globalen Stromerzeugung nach Technologien im Sky-Szenario; der Durchmesser der Tortendiagramme entspricht dem globalen Strombedarf [Shell]

Die International Energy Agency (IEA) publiziert seit Jahren Szenarien zum weltweiten Ausbau der PV (Abbildung 50) und unterschätzt dabei die tatsächliche Entwicklung (schwarze Kurve) zuverlässig. Sie erwartete 2019, dass die weltweit installierte PV Leistung im Jahr 2020 die Windkraft, 2027 die Wasserkraft, 2032 die Kohlekraft, 2035 die Gaskraft überholen und bis zum Jahr 2040 eine Größenordnung von über 3 TW erreichen wird [IEA4].

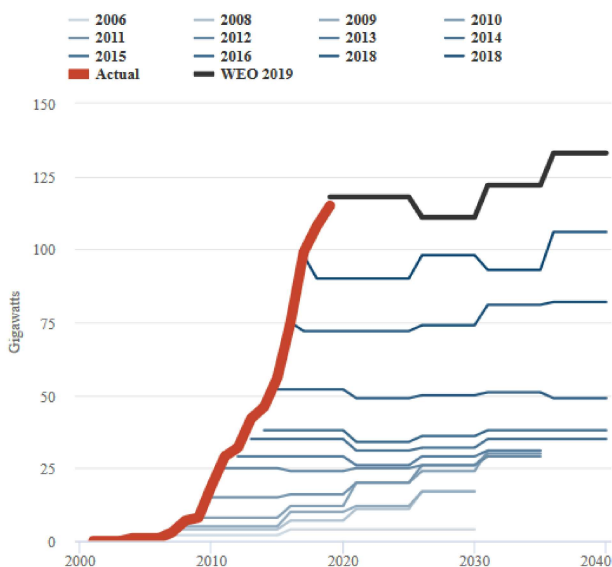


Abbildung 50: IEA-Prognosen seit 2006 und tatsächliche Entwicklung des globalen jährlichen PV-Zubaus [Carb]

Mittlerweile prognostiziert auch die IEA eine tragende Rolle der Photovoltaik in der weltweiten Primärenergieversorgung: in ihrem Bericht »Net Zero by 2050: A Roadmap for the

Global Energy Sector» geht die IEA von einem 20-fachen Ausbau der heute installierten PV-Kapazität auf über 14.000 GWP aus [IEA2].

19.3 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.

19.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung

Wie kann das PV-Stromangebot im Netz verstetigt werden?

Eine Verstetigung im Tageslauf steigert die Volllaststunden eines PV-Kraftwerks und reduziert den Ausgleichsbedarf bspw. durch Lastmanagement und Batterien. Zu den einfachsten Maßnahmen zählt die Installation von PV-Modulen mit Ost/West-Ausrichtung, sei es auf Dächern oder auf Freiflächen (Abbildung 51). Diese Montagevariante reduziert den Flächenverbrauch, allerdings sinkt der spezifische Jahresertrag pro installierter Modulleistung, verglichen mit der Südausrichtung. 1- oder 2-achsig nachgeführte Anlagen verstetigen nicht nur die Stromproduktion über den Tageslauf (Abbildung 51), sie heben auch den spezifischen Jahresertrag um ca. 15-30 % an. Im Vergleich zur stationären Montage können sie auch Verluste mindern, die durch Schneeabdeckung oder durch erhöhte Betriebstemperaturen entstehen. Eine weitere Option bieten senkrecht montierte, bifaziale Module mit Nord-Süd-Verlauf, die vormittags und nachmittags mehr Strom liefern als am Mittag.

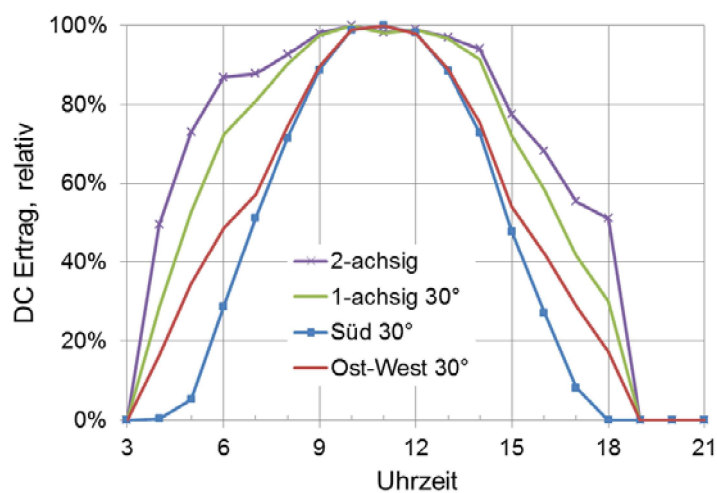


Abbildung 51: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVsol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg

Die sehr ausgeprägte saisonale Fluktuation der PV-Stromerzeugung lässt sich geringfügig dämpfen, indem südorientierte Module mit höheren Neigungswinkeln montiert werden (Abbildung 52). Dadurch steigt der Stromertrag im Winterhalbjahr geringfügig an, allerdings auf Kosten größerer Einbußen im Sommer und beim Gesamtertrag (im Rechenbeispiel -6 %).

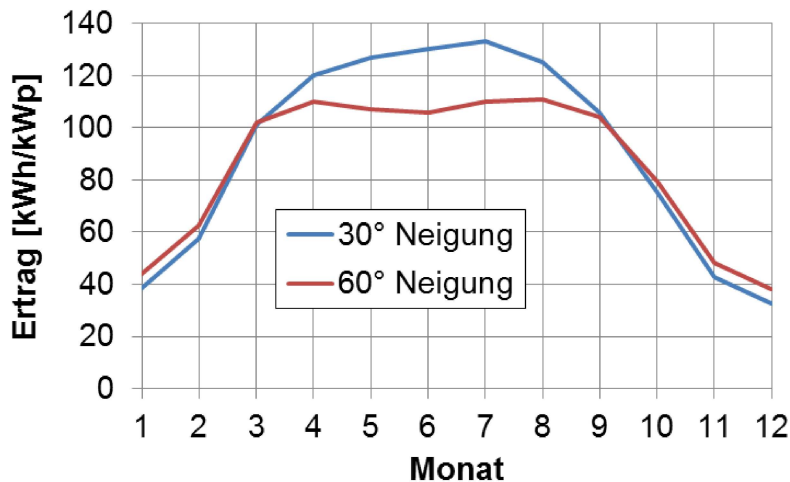


Abbildung 52: Rechenbeispiel für den spezifischen Monatsertrag einer PV-Anlage am Standort Freiburg für südorientierte Module mit 30° Neigung (max. Jahresertrag) und 60° Neigung

Die etwas höheren Stromgestehungskosten bei den genannten alternativen Montagevarianten können sich im Kontext eines erhöhten Eigenverbrauchs und der damit verbundenen Einsparungen beim Strombezug gerade für gewerbliche Kunden amortisieren. Einspeisevergütungen, die einen höheren Wert von Strom in den Morgen- und Abendstunden honorieren, fördern den Bau systemisch vorteilhafter PV-Kraftwerke, die nicht nur auf maximalen Jahresstromertrag optimiert sind. Auch die in Abschnitt 15.3 genannten Maßnahmen zur Erhöhung der Volllaststundenzahl tragen zur Verstetigung der PV-Stromerzeugung bei.

19.3.2 Komplementärbetrieb von Kraftwerken

Es ist technisch möglich, viele fossile Kraftwerke so zu betreiben, auszulegen oder nachzurüsten, dass sie der Residuallast teilweise folgen können (Abbildung 53). Der Teillastbetrieb an sich, der erhöhte Verschleiß und die ggf. erforderliche Nachrüstung erhöhen die Produktionskosten für Strom.

Speziell Gaskraftwerke eignen sich sehr gut zur Deckung fluktuierender Last. In Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzielen Gaskraftwerke sehr hohe Gesamtwirkungsgrade bis 95 % [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. Erdgas muss überwiegend importiert werden (ca. 95 % im Jahr 2017 [AGEB1]), insbesondere liefern Russland und Norwegen nach Deutschland. Im Zug der Energiewende werden Gaskraftwerke von Erdgas auf Mischgase mit steigenden Anteilen elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs umsteigen.



Abbildung 53: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]

Biomasse-Kraftwerke können je nach Typ feste Biomasse (Restholz, Altholz), flüssige Biomasse (Pflanzenöl) oder Biogas (aus der Landwirtschaft oder aus Kläranlagen) verbrennen. Ende 2019 waren deutschlandweit Biomasse-Kraftwerke mit über 8 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, wenn der Vergärungsdurchsatz nur bedingt gesteuert und das Gas nicht im Gasnetz gespeichert werden kann. Ein landwirtschaftlicher Anbau von Biomasse zum Zweck der energetischen Nutzung wird aufgrund der geringen Flächeneffizienz abnehmen, die Nutzung wird sich auf Rückstände der Landwirtschaft konzentrieren.

Wirtschaftlich ist ein komplementärer Teillastbetrieb dann darstellbar, wenn die Einspeisevergütung zu Zeiten eines erhöhten Strombedarfs ansteigt.

Kraftwerke für den Komplementärbetrieb müssen generell folgende Kriterien erfüllen:

- hohe Effizienz, auch im Teillastbetrieb
- schnelle Laständerungen
- steigende Wasserstoff-Anteile bei Gaskraftwerken
- sinkende Anteile von Biomasse aus dediziertem landwirtschaftlichem Anbau

19.3.3 Erhöhung der Energieeffizienz

19.3.3.1 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. 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 Speicherpotenzial (Abschnitt 19.3.7.5).

Abbildung 54 zeigt die kompletten Treibhausgasemissionen eines batterieelektrischen Fahrzeugs (englisch Battery Electric Vehicle, BEV) mit 35 kWh Batterie über die Fahrleistung für gemischte Nutzung Stadt/Land, verglichen mit einem Benzin- und einem Dieselauto, mit 3 Varianten für den Strommix.

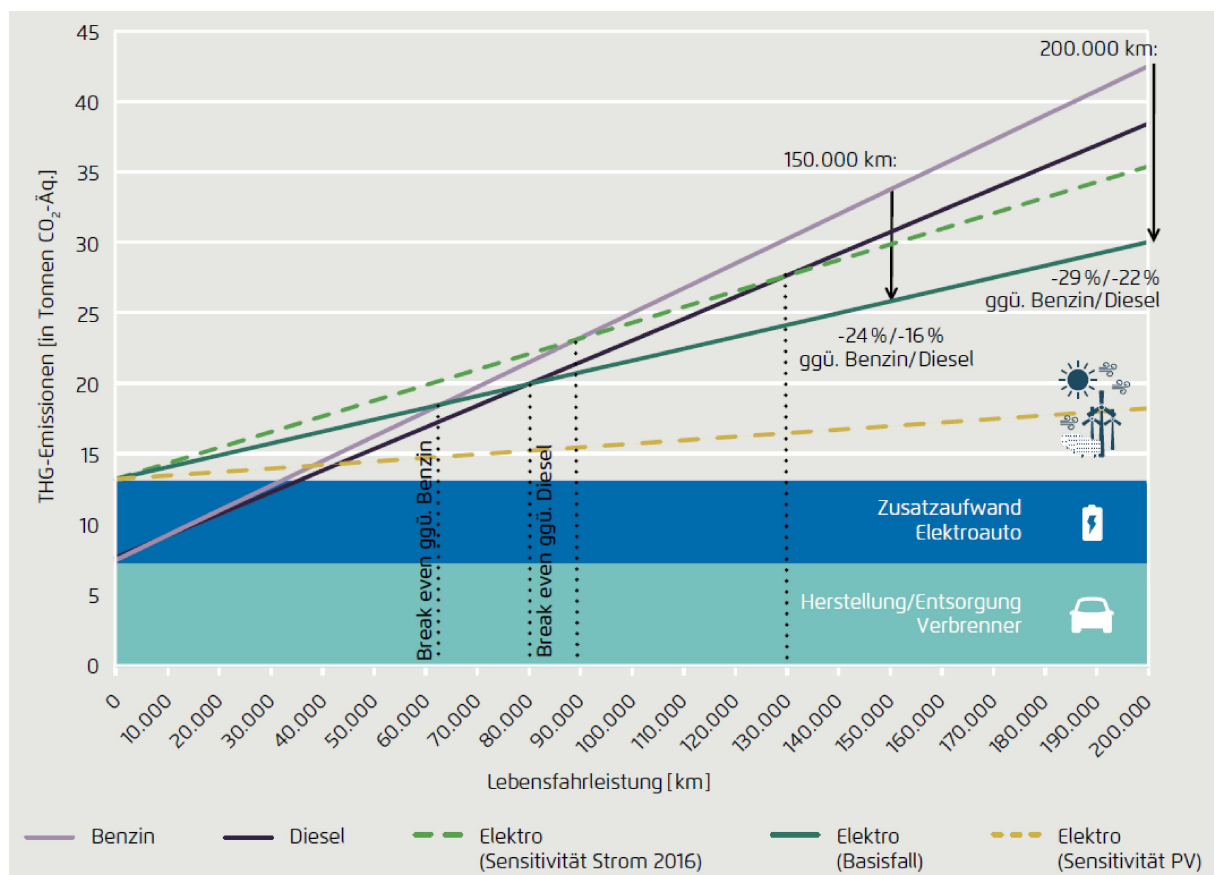


Abbildung 54: Treibhausgasemissionen von heutigen Fahrzeugen der Kompaktklasse in Abhängigkeit von der Fahrleistung [AGORA2]

Bevorzugtes Laden mit Solar- oder Windstrom (vgl. Abschnitt 19.3.7.5) führt zu einem besonders flachen Verlauf der BEV-Emissionslinie (gelb). 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. Betrachtet man reinen Stadtverkehr mit typischem Stop-and-go-Betrieb, dann sinken Verbrauch und THG-Emissionen pro km für BEV dank Rekuperation, während sie für Verbrenner wegen Bremsverlusten und ineffizientem Teillastbetrieb ansteigen.

Für Stadtfahrten genügen meistens auch kleinere Batterien von bspw. 15-20 kWh Kapazität, wodurch THG-Emissionen für Herstellung und Betrieb nochmals sinken. Neuere Untersuchungen zeigen eine zwischenzeitliche Verringerung der batteriebezogenen THG-Emissionen auf Werte von 61-106 kg CO₂-Äq/kWh Batteriekapazität [IVL], verglichen mit den 145 kg CO₂-eq/kWh aus dem Jahr 2017, die Abbildung 54 zugrunde liegen. Perspektivisch werden bei der Herstellung von BEV steigende Anteile von EE mit entsprechend sinkenden Treibhausgasemissionen verwendet.

Pointiert lässt sich die CO₂-Bilanz im Vergleich mit Benzin- und Diesel-PKWs 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 und hohem Anteil an Autobahnstrecke schrumpft der Vorteil.

19.3.3.2 Privathaushalte

Privathaushalte setzen ca. 75 % der verbrauchten Endenergie für Heizung ein. Dieser Verbrauch kann 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.

19.3.4 Lastmanagement

Netzdienliches Lastmanagement („Demand Side Management“) zielt auf eine angebotsorientierte, zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs. Bei hoher Residuallast (Abschnitt 11.4) wird der Verbrauch zeitweise verringert oder eingestellt, dafür bei geringer Residuallast nachgeholt.

Voraussetzungen für Lastmanagement sind Flexibilitätsoptionen durch **Materialspeicher** bzw. -reserven auf der Nachfrageseite. Eine Waschmaschine kann häufig ein paar Stunden oder sogar Tage warten, ein Personenzug muss hingegen pünktlich abfahren. Zusätzlich sind bei elektrischen Anlagen im Dauerbetrieb **Leistungsreserven** notwendig, die

nach einer Absenkung unter Normalleistung eine ausgleichende Anhebung über Normalleistung ermöglichen. Energiespeicher werden im Abschnitt 19.3.7 betrachtet. Ihre Beladung erfolgt bestimmungsgemäß netzdienlich (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) oder zumindest unter Mitberücksichtigung der Netzdienlichkeit (perspektivisch bspw. Autobatterien).

Mehrere Untersuchungen haben Lastmanagementpotenziale in der Größenordnung von 20 GW und mehr für private Haushalte und bis 14 GW für gewerbliche Verbraucher identifiziert [AEE1]. Haushaltsgeräte, deren Betrieb gemäß Nutzerentscheidung in einem definierten Zeitintervall verzögert starten darf, müssen technisch in die Lage versetzt werden, netzdienliche Betriebszeiten abzuwarten. Der Stromversorger kann dafür zeitgebundene Tarife anbieten, noch wirkungsvoller ist eine direkte Steuerung. In Frage kommen einige Geräte mit besonders hoher Leistung wie Waschmaschine, Spülmaschine und Wäschetrockner.

Die technischen Voraussetzungen und ökonomischen Anreize für die Erschließung dieser Potenziale müssen größtenteils noch geschaffen werden. Von entscheidender Bedeutung sind dynamische Stromtarife und Stromzähler, die eine zeitabhängige Abrechnung ermöglichen („Smart Meter“). Dynamische Tarife bilden im besten Fall die momentane Residuallast ab. Die aktuelle Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte (Abbildung 12) mit sehr hohen Fixkosten pro kWh würde bei den üblichen Preisschwankungen an der Strombörse kaum Anreize für Lastmanagement schaffen. Gemäß der EU-Strommarkt-Richtlinie 2019/944 sollten Endkunden mit Smart-Meter ab dem 1.1.2021 dynamische Stromtarife wählen können.

In der stromintensiven Industrie, bspw. der elektrolytischen Aluminiumproduktion, gibt es ebenfalls Potenziale zur Anpassung von Verbrauchsprofilen. 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). Die elektrolytische Produktion von grünem Wasserstoff als Rohstoff der Metallurgie, bspw. für die Direktreduktion von Eisenerz, und der chemischen Industrie, bspw. über Methanisierung und Ammoniaksynthese, wird ebenfalls zum Lastmanagement beitragen.

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.

19.3.5 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. Wenn es gelingt, die installierten Leistungen für PV und Windstrom in gleicher Größenordnung auszubauen,

reduziert ihre Kombination den Ausgleichsbedarf. Auf Stundenbasis überschreitet dann die Summe der tatsächlichen Stromproduktion aus PV und Wind nur sehr selten 50 % der summierten Nennleistungen. Die Energiemenge, die oberhalb 50 % der summierten Nennleistung abzuregeln wäre, liegt bei unter 1 Promille der gesamten Jahreserzeugung. Abregelung jenseits 40 % der summierten Nennleistung würde weniger als 1 % der Stromproduktion betreffen. Auch auf Monatsbasis verläuft die Summe der Stromproduktion aus PV und Landwind über das Jahr gleichmäßiger als die Produktion der beiden Sparten für sich allein (Abbildung 25).

19.3.6 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 (Abschnitt 19.3.7.1) 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 48) in ihrer Leistung und Platzierung auf den lokalen Wärmeverbrauch und nutzbare Wärmenetze zugeschnitten werden. Das können Nahwärmenetze 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 2014 ca. 33 GW an elektrischer KWK-Leistung am Netz [ÖKO2], 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 [Licht]. Sie nutzen Verbrennungs- oder Stirlingmotoren zur Erzeugung mechanischer Leistung. Mit fortschreitender Energiewende werden KWK-Anlagen von fossilen Brennstoffen auf Wasserstoff und Methan umgestellt, ein Teil verbrennt weiterhin Biomethan/-masse.

19.3.7 Energiespeicherung

Energiespeicher sind Komponenten, die Energie aufnehmen und aus denen nutzbare Energie entnommen wird. Beim Be- und Entladen kommen Energiewandler wie Wasser- oder Wärmepumpen, Elektrolyseure oder Brennstoffzellen zum Einsatz. Bei manchen Energiespeichern wird die Energie in einer gewandelten Form entnommen, etwa im Fall von Wärmespeichern, die mit Strom geladen. Ein Wasserstoffspeicher wird als

Energiespeicher genutzt, wenn der Wasserstoff oder seine Derivate als Energiequelle dienen, sonst als **Materialspeicher**, bspw. für die chemische Industrie. Die Beladung von Materialspeichern durch energieintensive Prozesse, bspw. die Aluminiumproduktion, kann dem Netz über Lastmanagement dienen (Abschnitt 19.3.4).

19.3.7.1 *Niedertemperatur-Wärmespeicher*

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 %. 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. Ende 2020 waren in Deutschland 1 Mio. Wärmepumpen installiert.

Thermische Speicherkapazität kann viel günstiger bereitgestellt werden als Strom-zu-Strom-Speicherkapazität. Bei ausreichender Dimensionierung der thermischen Speicherkapazität und der Wärmepumpenleistung kann deren Beladung angebotsorientiert erfolgen, abhängig von der aktuellen Residuallast. Dazu werden Wärmespeicher und Kältespeicher bspw. von Klimaanlage, 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 48), 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 m³) 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/oder 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 aus dem Stromnetz beladen werden und überschüssigen Windstrom nutzen.

19.3.7.2 Hochtemperatur-Wärmespeicher

Überschüssiger Strom lässt sich über Widerstandsheizungen sehr effizient in Hochtemperatur-Wärme (Größenordnung 650 °C) umwandeln. 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 Industrieprozesse bzw. 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.

19.3.7.3 Kältespeicher

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.

Bei sehr tiefen Temperaturen ist auch ein Strom-zu-Strom-Betrieb möglich. Kältespeicher auf Basis flüssiger Luft (-195°C), engl. Liquid Air Energy Storage (LAES), befinden sich in der Erprobung. Der geplante Strom-zu-Strom Wirkungsgrad beträgt ca. 25 %, er lässt sich durch Hinzunahme weiterer thermischer Systemkomponenten deutlich steigern.

19.3.7.4 Stationäre Batterien

Lithium-Ionen-Batterien haben eine ähnlich steile Preislernkurve wie PV-Module durchschritten und im Jahr 2020 ein Preisniveau von ca. 110 €/kWh erreicht (ohne Energiemanagementsystem, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>). Bei 2000 Ladezyklen entspricht dieser Batteriepreis rechnerisch einem Aufschlag von 5,5 ct/kWh auf den Strompreis, zuzüglich Ladeverluste.

Mit kleinen, stationären Batterien können Haushalte ihren Eigenverbrauch von PV-Strom in die Abendstunden ausdehnen und damit massiv erhöhen (typischerweise verdoppeln, s. Abbildung 55). Ende 2020 waren in Deutschland ca. **285.000** PV-Stromspeicher installiert, mit einer Gesamtkapazität von **2,3 GWh** [BVES]. Eine netzdienliche Systemführung der Batterien entlastet das Netz durch gezielte Reduktion der mittäglichen Einspeisespitze (Abbildung 56). Speicher würden damit einen erhöhten PV-Zubau ermöglichen [ISE7]. In Pilotvorhaben wird derzeit auch die Speicherung von elektrischer Energie in großen, stationären Batterien untersucht [RWE].

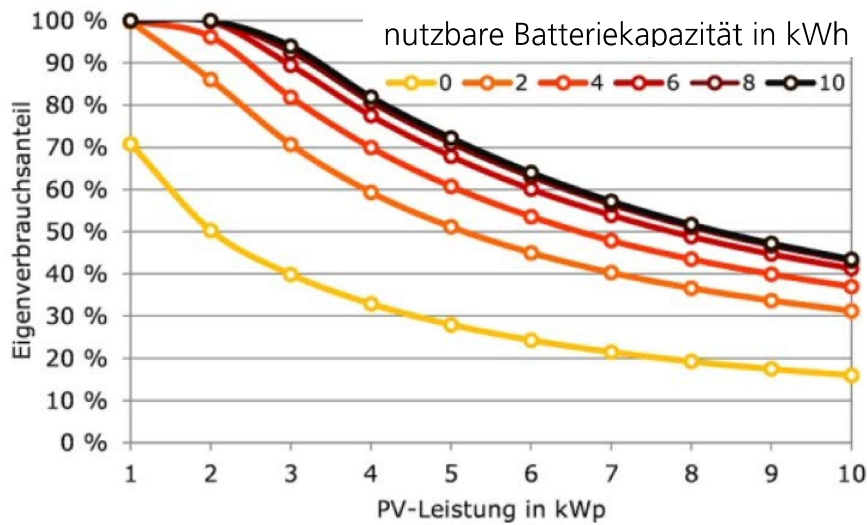


Abbildung 55: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4.700 kWh. [Quasch]

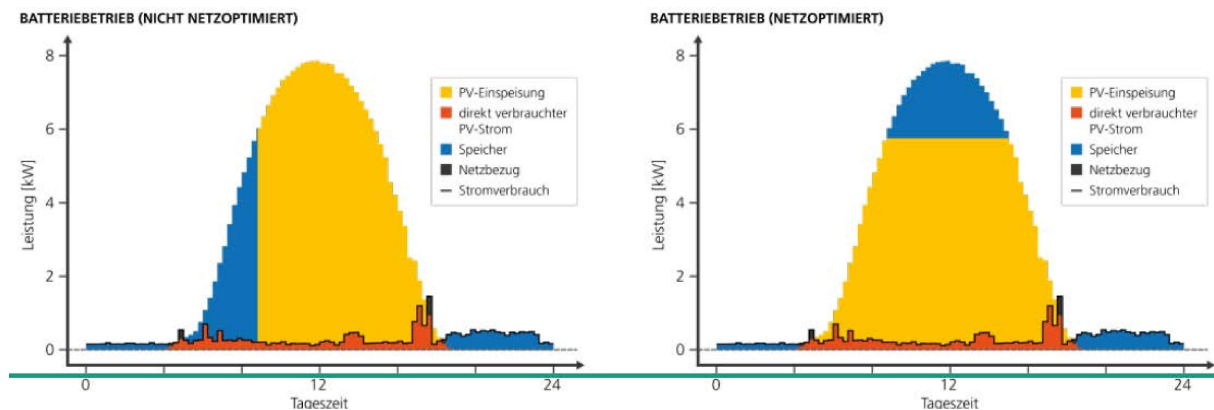


Abbildung 56: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]

19.3.7.5 Fahrzeugbatterien

Elektrofahrzeuge verwenden Batterien als elektro-chemische Energiespeicher, in Hybridfahrzeugen unterstützt durch einen Verbrennungsmotor oder eine Brennstoffzelle. Ende 2020 waren in Deutschland 310.000 reine Elektro-Autos (BEV, ohne Plug-in-Hybrid) zugelassen, von insgesamt ca. 48 Mio. PKW (de.statista.com, www.kba.de). Rechnerisch entspricht die Gesamtfahrleistung der PKW in Deutschland von 645 Mrd. km im Jahr 2019 [KBA] bei einem Verbrauch von 160 W/km [AGORA2] einem Jahresstromverbrauch durch E-PKW von 100 TWh. Zusätzlicher Verbrauch entsteht durch elektrische Nutzfahrzeuge, ca. 15 % Ladeverluste und Wandlungsverluste zur Überbrückung von Perioden mit hoher Residuallast über Wasserstoff. Mehrere Maßnahmen sind notwendig, um Fahrzeugbatterien als netzdienliche Energiespeicher zu aktivieren.

Angebotsabhängige Strompreise werden Privat- und Geschäftskunden motivieren, preisgünstige Ladezeiten mit hohem Anteil von EE im Strommix zu wählen. Variable Spritpreise sind nicht neu, auch Tankstellen variieren ihre Preise tageszeitabhängig.

Der momentane Anteil von Strom aus EE an der Nettostromerzeugung in Deutschland schwankte im Jahr 2020 zwischen 15 und 85 %. Wer sein E-Auto schon heute mit besonders grünem Strom aus dem Netz versorgen möchte, lädt im Winter bevorzugt nachts, im Sommer und an sonnigen Frühjahrs- und Herbsttagen um die Mittagszeit. Zu jeder Jahreszeit ist das Wochenende meistens vorteilhaft. Der deutlich geringere Stromverbrauch am Wochenende und in Winternächten verbessert tendenziell die CO₂-Bilanz. Im Frühjahr, Sommer und Herbst wird mittags oft sehr viel Solarstrom produziert. Präzise Informationen zum aktuellen und geplanten Anteil der EE am deutschen Strommix zeigen die Energy Charts [ISE4]. 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.

Bidirektionale Energiemanagementsysteme ermöglichen einen Betrieb von Elektrofahrzeugen als Strom-Strom-Speicher, wenn sie mit dem Netz verbunden sind und die volle Reichweite nicht durchgängig als Fahrbereitschaft vorhalten müssen. Bei zehn Millionen E-Fahrzeugen am Netz mit je 20 kWh disponierbarer Speicherkapazität kommt eine Batteriekapazität von 200 GWh zusammen. Private KFZ 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-Fahrzeuge können über ihre Batterien auch im Stand einen wirtschaftlichen Nutzen entfalten, anders als ihre Vorgänger mit Verbrennungsmotor. Bei einer Ladeleistung von ca. 40 kW pro Fahrzeug im Schnelllademodus können 25000 Fahrzeuge am Stromnetz bereits ein Gigawatt an bidirektional steuerbarer Leistung für die Primär-, Sekundär- und Minutenreserve bereitstellen.

19.3.7.6 *Mechanische Speicher*

Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität im deutschen Stromnetz liegt bei knapp 38 GWh, die Nennleistung bei 10 GW, der durchschnittliche Wirkungsgrad um 70 %, ohne elektrische Zu- und Ableitungsverluste. Zum Größenvergleich: die genannte Speicherkapazität entspricht rechnerisch dem Ertrag des deutschen PV-Kraftwerksparks aus weniger als einer Betriebsstunde unter Vollast. Laufwasserkraftwerke können mangels Staukapazitäten kaum Regelbeiträge im Komplementärbetrieb leisten. Ihr Beitrag von ca. 3,8 GW Nennleistung [ISE4] ist nur noch wenig ausbaufähig. Die mechanische Speicherung von elektrischer Energie in Druckluft-Speichern (adiabatic compressed air energy storage, CAES) befindet sich in der Erprobung.

19.3.7.7 Wasserstoff und Syntheseprodukte

Die elektrolytische Umwandlung von überschüssigem Sonnen- und Windstrom in Wasserstoff, ggf. mit anschließender Methanisierung und Weiterverarbeitung zu synthetischen Flüssigkraftstoffen (bspw. Methanol) oder zur Erzeugung von Ammoniak, befindet sich in der Skalierung und Erprobung [AMP].

Kommerzielle alkalische Elektrolyseure erreichen Wirkungsgrad bis 80 %, Hochtemperatur-Elektrolyseure sogar über 80 %. Zusätzliche Energie wird für die Gaskompression, ggf. die Verflüssigung (20-30 % Verlust) und folgende Syntheseschritte benötigt. Im April 2019 waren Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von rund 30 MW am Netz, in Planung waren 273 MW [DVGW]. Abbildung 57 zeigt aktuelle und prognostizierte Investitionskosten für verschiedene Elektrolysetechnologien.

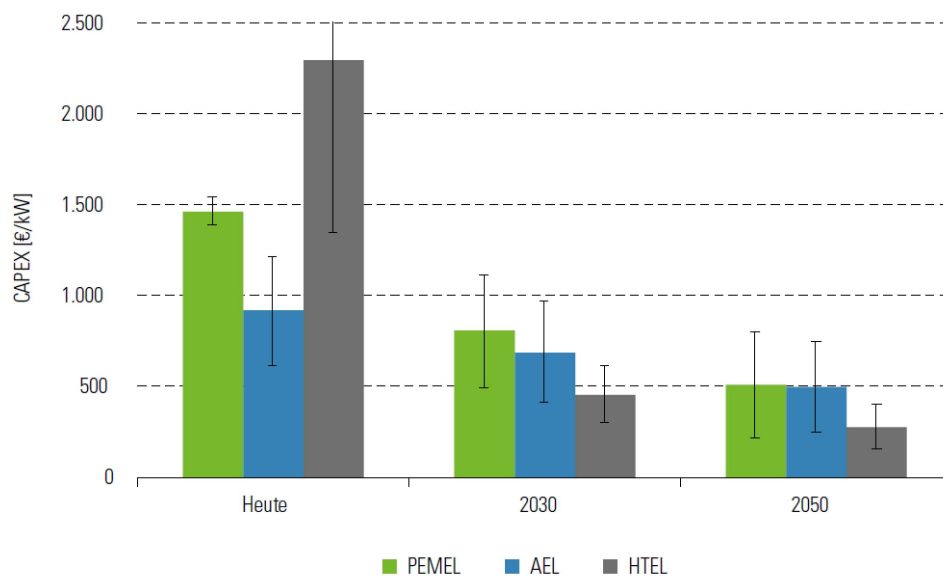


Abbildung 57: Spezifische Investitionskosten für verschiedene Elektrolyseurtechnologien (PEMEL: Membranelektrolyse, AEL: Alkalische Elektrolyse, HTEL: Hochtemperatur-Elektrolyse, [NOW])

Die Wandlung von EE-Strom zu lagerfähigen Energieträgern („Power-to-X“) erschließt riesige, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten. Bereits heute ist es technisch möglich, den Wasserstoffanteil im Gasnetz auf bis zu 20 % zu erhöhen. In deutschen Salzkavernen lassen sich 9,4 PWh Energie in Form von Wasserstoff speichern [Hydro], dies entspricht dem 2,6-fachen Primärenergieverbrauch Deutschlands.

Synthetische Energieträger können über stationäre Brennstoffzellen (Wirkungsgrad bis ca. 65 %) oder thermische Kraftwerke rückverstromt werden, als Kraftstoffe im Transportsektor Verwendung finden (bspw. Wasserstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge, Dieselsubstitute für den Schiffsverkehr, Kerosinsubstitute im Flugverkehr) oder als Ausgangsstoffe für die Chemieindustrie.

Reversible Hochtemperatur-Brennstoffzellen (rSOC, englisch „reversible Solid Oxide Cell“), die auch als Elektrolyseure betrieben werden können, befinden sich in der Entwicklung und erreichen aktuell einen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von 43 % [FZJ].

Verglichen mit einer Kombination von reinen Elektrolyseuren mit reinen Brennstoffzellen versprechen diese bidirektionalen Wandler als stationäre Kraftwerke im Stromnetz eine höhere Volllaststundenzahl und geringere Investitionskosten pro installierter Gesamtleistung.

19.3.7.8 Übersicht

Abbildung 58 zeigt Pfade für die Speicherung und Wandlung von PV- und Windstrom. Für die praktische Relevanz dieser Pfade sind neben dem technischen Wirkungsgrad u.a. die Kosten der zu installierenden Nennleistung von Wandlern (€/W) und Kapazität von Speichern (€/Wh) zu betrachten.

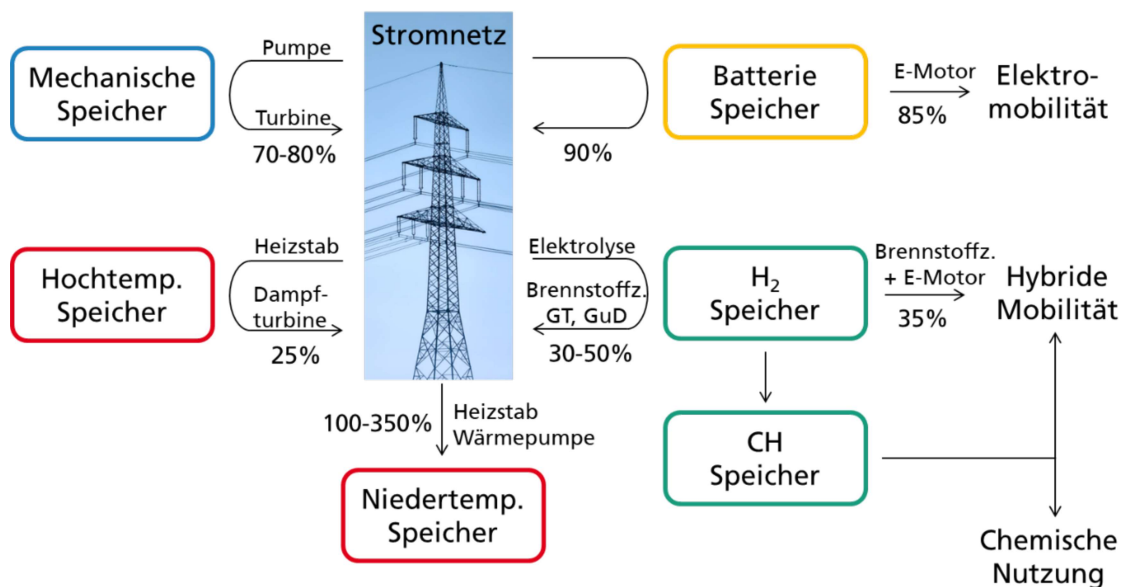


Abbildung 58: Technologien für Energiespeicher und -wandler mit heute erzielbaren Wirkungsgraden am Ende der Wandlerkette, ohne Kraft-Wärme-Kopplung (GT: Gasturbine, GuD: Gas- und Dampfturbine)

19.3.8 Netzausbau

19.3.8.1 Nationaler Netzausbau

Die Energieflüsse in einem Energiesystem mit 100 % Erneuerbaren unterscheiden sich fundamental von dem Stand um die Jahrtausendwende. Eine Studie der AGORA Energiewende zeigt die wichtigsten Schritte zur Netzmodernisierung für einen EE-Anteil von 65 % im Jahr 2030 [AGORA1]. PV eignet sich hervorragend für einen verbrauchsnahe, dezentralen Ausbau. Mit einem ebenfalls verbrauchsnahe, räumlich verteilten Aufbau von Batterien und Wandlern (bspw. Elektrolyse, Brennstoffzelle, 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.

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.

19.3.8.2 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.

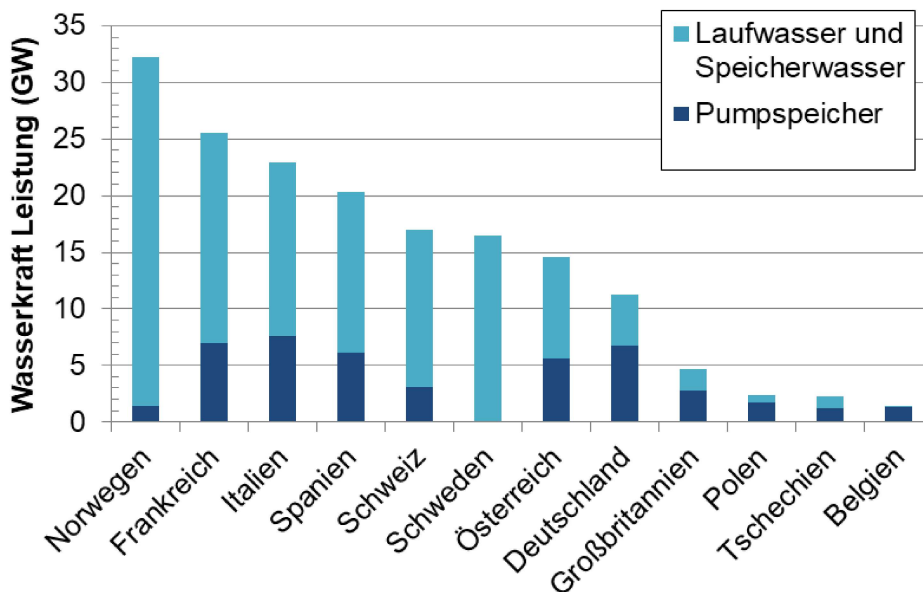


Abbildung 59: Installierte Leistung von Wasserkraftwerken in benachbarten Ländern, Zahlen aus [IHA]

Abbildung 59 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.

19.3.9 Übersicht

Aus heutiger Sicht ist ein Energiesystem auf Basis von annähernd 100 % EE technisch und wirtschaftlich darstellbar. Abbildung 60 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 der Stromverbrauch in Haushalten und Industrie teilweise flexibilisiert. IKT steht für Informations- und Kommunikationstechnik. Im Sektor „**Wärme**“ (rot) beladen Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und – bei Angebotsspitzen auf der Stromseite – Heizstäbe die Wärmespeicher stromgeführt. Wo es die Abnahmedichte zulässt, bspw. in Quartieren, erfolgt die effiziente Speicherung zentral in großen Wärmespeichern.

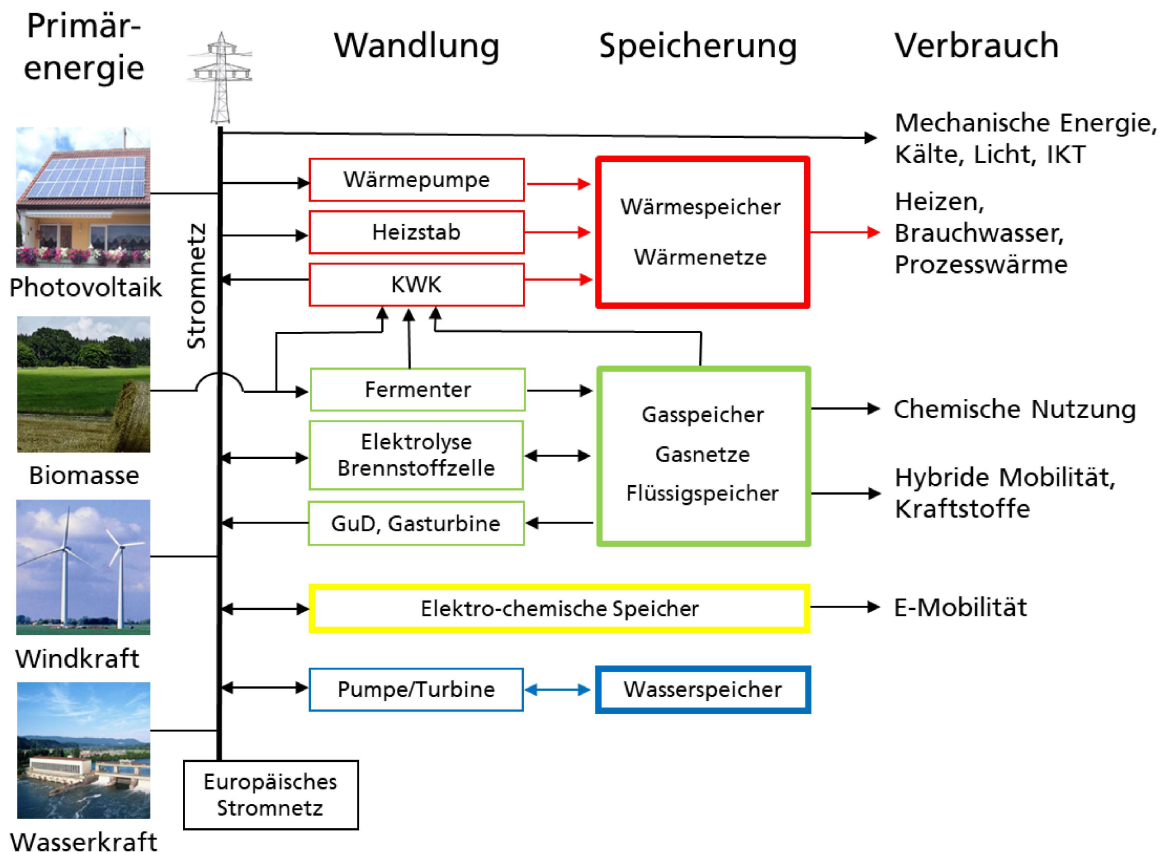


Abbildung 60: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Gewinnung, Wandlung, Speicherung und des Verbrauchs

Im Sektor „**Gas**“ (grün) produzieren Biomasse-Fermenter Methan und Elektrolyseure Wasserstoff, der auch methanisiert oder zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann. Teilweise wird Biomasse direkt im BHKW verbrannt. Bei Strombedarf kommen kombinierte Gas- und Dampfturbinen, Brennstoffzellen und – bei Bedarfsspitzen – auch reine Gasturbinen zum Einsatz. Wasserstoff-Elektrofahrzeuge tanken ihren Treibstoff aus stationären Gasspeichern, Fahrzeuge für große Reichweiten (insbesondere Flugzeuge) tanken flüssige synthetische Kraftstoffe.

Im Sektor „**Batterie**“ (gelb) werden stationäre, zentrale oder dezentrale elektrochemische Speicher je nach Residuallast be- oder entladen. Mobile Batterien in Elektrofahrzeugen bedienen primär den Mobilitätsbedarf, können aber bei bestehender Verbindung

zusätzlich das Netz bidirektional stützen. Bei den meisten elektrochemischen Speichern sind Wandler und Speicher baulich verschmolzen, nur sogenannte Redox-Flow-Batterien verfügen über externe, unabhängig skalierbare Speichertanks.

Im **mechanischen Sektor** (blau) werden Wasserspeicher-Kraftwerke über Pumpen und Turbinen bidirektional betrieben, analog Druckluftspeicher-Kraftwerke über Kompressoren und Turbinen.

Zeithorizont bis 2030: Schwerpunkt „**Flexibilisierung**“

1. Die Energieeffizienz von Stromverbrauchern wird in allen Sektoren gesteigert (inkl. baulicher Wärmeschutz).
2. Die installierte PV-Leistung wird auf ca. 150-200 GW ausgebaut, verbrauchsnahe, zur Verstärkung der Produktion auch in Ost/West-Ausrichtung oder mit Nachführung, mit netzstützenden Wechselrichterfunktionen.
3. Lastmanagement: Teile des Stromverbrauchs von Haushalten und Industrie werden durch Nachfragesteuerung (angebotsabhängige Tarife bzw. Signale) an die Verfügbarkeit von PV- und Windstrom angepasst.
4. Thermische Speicher, Nah- und Fernwärmenetze werden ausgebaut.
5. PV-Anlagen werden mit netzdienlichen Batteriespeichern, Fahrzeugladestationen mit netzdienlichen Funktionen versehen.
6. Pumpspeicherleistung und -kapazität werden ausgebaut.
7. Für die Abnahme von gelegentlichen EE-Stromspitzen werden preiswerte Heizstäbe in thermische Speicher eingebaut
8. Für die Abnahme von häufigen EE-Stromüberschüssen werden elektrische Wärmepumpen mit Einspeisung in thermische Speicher aufgebaut und die E-Mobilität ausgebaut
9. Für die Deckung von gelegentlichen Residuallast-Spitzen werden preiswerte (€/W) Gasturbinen aufgebaut
10. Für die Deckung von häufigen Residuallast-Lücken werden effiziente GuD/KWK Kraftwerke mit Wärmeeinspeisung in thermische Speicher aufgebaut
11. Vorhandene Kohlekraftwerke werden für flexiblen Betrieb optimiert oder stillgelegt.
12. Die Stromnetzverbindungen zu unseren Nachbarländern werden verstärkt.

Zeithorizont bis 2040: Schwerpunkt „**Speicherung**“

1. die installierte PV-Leistung wird schrittweise auf ca. 300 - 450 GW ausgebaut, für eine Solarstrom-Produktion um 285 - 430 TWh/a
2. die Wärmeversorgung wird vollständig auf EE umgestellt, der bauliche Wärmeschutz optimiert
3. der Verkehr wird vollständig auf Strom bzw. synthetische Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen umgestellt
4. die Wandlung und Speicherung von EE (insbesondere Strom-zu-Strom) über EE-Gas und Batterien wird massiv ausgebaut
5. der Verbrauch an fossilen Brennstoffen wird vollständig eingestellt

Um teure Fehlentwicklungen zu vermeiden und um die genannten Schritte nicht in Zeitlupe zu gehen, sind Anreize notwendig, ein stabiles EEG, Investitionsanreize für Energieeffizienzmaßnahmen, für multifunktionale Kraftwerke und Pumpspeicher, Preis- und Investitionsanreize für angebotsorientierten Stromverbrauch, Vergütungsanreize für nachfrageorientierte Stromeinspeisung und die Kürzung der impliziten Subvention für Kohlekraftwerke durch eine Verknappung der CO₂-Zertifikate oder – national umsetzbar - durch eine CO₂-Steuer.

19.4 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 die Förderung von Pilotprojekten, die Bereitstellung von Flächen bis hin zu eigenen Investitionsentscheidungen.

20. 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 ausgeben. 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. Der deutsche PV-Sektor mit seinen Materialherstellern, dem Maschinenbau, den Komponentenherstellern, den F&E-Einrichtungen und der Lehre nimmt trotz des gebremsten nationalen Ausbaus weltweit immer noch eine Spitzenposition ein. Ein auf Erneuerbare umgestelltes Energiesystem basiert u.a. auf ca. 300 - 450 GW installierte PV-Leistung. Für den Aufbau und zunehmend für die laufende Erneuerung dieses Anlagenparks sind jährliche Installationen von 12 - 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 Öko- und Qualitätsstandards.

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

Ja, wobei die Energiewende 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 sektoriell lückenhafte, mit dem Börsengeschehen schwankende und in der Summe viel zu geringe Bepreisung von CO₂-Emissionen. Eine sozial kompensierte, **nationale CO₂ Abgabe**, wie sie bspw. in Schweden (seit 1991), in der Schweiz 2008 („Lenkungsabgabe“), in Frankreich (Steuer außerhalb des EU-ETS) und in Großbritannien („Carbon Price Floor“) eingeführt wurde, kann diese Schwachstellen überbrücken.

PV-Kraftwerke jeder Größenordnung benötigen in aller Regel einen **Netzanschluss**, um Strom abzugeben, der vor Ort weder verbraucht noch wirtschaftlich sinnvoll gespeichert werden kann. Um die Akteursvielfalt der PV-Stromerzeuger zu erhalten, muss ein gesetzlicher Rahmen den Netzbetreiber zum unkomplizierten Anschluss bewegen.

Weiterhin benötigen PV-Kraftwerke eine langfristig vereinbarte **Stromabnahme** zu einem Mindestpreis. Dies gilt auch für Eigenverbraucher, die nicht ihre gesamte Stromproduktion verbrauchen oder speichern können. Die Investitionskosten von PV-Kraftwerken dominieren die Stromgestehungskosten, und Abregelung spart keine Betriebskosten. Auch wäre es viel zu teuer, ein bestehendes PV-Kraftwerk an einen anderen Ort umziehen, um dort neue Kunden zu beliefern. Hinzu kommt, dass ein PV-Kraftwerk, das heute gebaut wird, mit PV-Kraftwerken späterer Baujahre konkurriert, die Solarstrom zur gleichen Zeit bei voraussichtlich weiter sinkenden Stromgestehungskosten liefern werden (Deflationseffekt für LCOE, sinkender Marktwertfaktor).

Innovative Technologien wie bspw. integrierte PV weisen im direkten Vergleich mit einfachen PV-Freiflächenanlagen etwas höhere Stromgestehungskosten auf, sie beanspruchen jedoch keine zusätzlichen Flächen. Um ihren Markteintritt zu beschleunigen und damit Nutzungskonflikte frühzeitig zu entschärfen, benötigen sie eine Anschubförderung.

22. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

Häufig ja, deshalb gehören PV-Module nicht in den Restmüll.

22.1 Waferbasierte Module

Module auf Basis von Siliciumwafern (über 90 % Marktanteil) enthalten häufig noch Blei in der Zellmetallisierung (ca. 2 g Blei pro 60-Zellen-Modul) und in den eingesetzten Loten

(ca. 10 g Blei). 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.

22.2 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 Silicium 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.

22.3 Solarglas

Alle gängigen Solarmodule benötigen ein Glas als Frontscheibe, das im relevanten Spektralbereich zwischen 380 – 1100 nm eine sehr geringe Absorption aufweist (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. Studien deuten darauf hin, dass Antimonverbindungen ähnlich wirken wie entsprechende Arsenverbindungen. Alternative Läuterungsverfahren ohne Antimon-Beigabe sind verfügbar.

22.4 Rücknahme und Recycling

PV-Produzenten haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recyclingsystem in Betrieb genommen (PV Cycle), mit derzeit über 300 Mitgliedern. 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).

Im Recyclingprozess werden Aluminiumrahmen, Anschlussdose und Glas vom Laminat getrennt. Aluminium und Glas werden wiederverwertet. Verfahren zur Stofftrennung für das verbleibende Laminat befinden sich in der Erprobung, zu seinen wertvollen Bestandteilen zählen Silizium, Silber auf den Solarzellen und das Kupfer der Zellverbinder. Die Deutsche Umwelthilfe zeigt in ihrem Weißbuch deutliche Verbesserungspotenziale für die Wiederverwendung und das Recycling von PV-Modulen auf [DUH].

23. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?

23.1 Waferbasierte Module

Waferbasierte Module 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 Zellen zu sehen. Die PV-Industrie verbraucht weltweit ca. 1500 t Silber pro Jahr, das entspricht knapp 6 % der Fördermenge in 2020. Das Silber auf der Solarzelle lässt sich technisch weitestgehend durch Kupfer substituieren, manche Hersteller nutzen bereits Kupfer.

23.2 Dünnschicht-Module

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen hängt von der Technologie ab. Über die breite Verfügbarkeit von Tellur und Indium für CdTe- bzw. CIS-Module gibt es widersprüchliche Aussagen. Für Dünnschicht-Module auf Silicium-Basis sind keine Rohstoffengpässe absehbar.

24. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?

24.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?

Ja, wie alle elektrischen Anlagen.

Bestimmte Defekte in stromleitenden Komponenten einer PV-Anlage können zur Ausbildung von Lichtbögen 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

Stromkreis oder der Bestrahlung aller Module gestoppt werden. Deswegen müssen PV-Anlagen mit besonderer Sorgfalt errichtet werden.

In einigen Fällen – bei derzeit ca. 2 Mio. PV-Anlagen in Deutschland - hat das Zusammenreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt. Ausgangspunkt der Brände waren meistens Fehler bei Verkabelung und Anschlüssen.

„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.

Die wichtigsten Besonderheiten von Photovoltaikanlagen: Sie arbeiten mit Gleichstrom und man kann sie nicht einfach abschalten, denn solange Licht auf die Module fällt, produzieren sie Strom. Wenn sich zum Beispiel eine minderwertige oder schlecht installierte Steckverbindung löst, dann unterbricht das den Stromfluss nicht immer. Es kann ein Lichtbogen entstehen, der im schlimmsten Fall direkt brandauslösend sein kann. Entsprechend wird untersucht, wie man die Entstehung von Lichtbögen vermeiden kann. Zusätzlich wird an Detektoren gearbeitet, die frühzeitig Alarm geben, wenn auch nur ein kleiner Lichtbogen entsteht.

Photovoltaikanlagen stellen im Vergleich mit anderen technischen Anlagen kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar. Auch für die elektrische Sicherheit gibt es ausreichend vorhandene Regeln – wichtig ist, dass sie auch eingehalten werden. Brände entstanden oft dann, wenn unerfahrene Installationstrupps im Akkord Anlagen installieren. 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. So kann derzeit der Installateur einer Anlage sich selbst die ordnungsgemäße Ausführung bestätigen. 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]

24.2 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]

24.3 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 Löschfähigkeit behindert.

24.4 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 den anderen Brandgasen bestimmt wird [LFU2].

25. Anhang: Fachbegriffe

25.1 EEG-Umlage

„Die EEG-Umlage ist der Teil des Strompreises, der vom Endverbraucher für die Förderung Erneuerbarer Energien zu entrichten ist. Sie resultiert aus dem so genannten Ausgleichsmechanismus, der durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) beschrieben wird. Das EEG dient der Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, die auf Grund der Marktsituation ansonsten nicht in Betrieb genommen werden könnten. Gefördert werden Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solare Strahlungsenergie.

Die Umlage der Förderungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher vollzieht sich in mehreren Stufen. In der **ersten Stufe** wird den Besitzern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die vollständige Abnahme ihres Stromes zu einem festen Vergütungssatz zugesichert“ [Bundestag]

Der Satz orientiert sich an den Stromgestehungskosten für die zu diesem Zeitpunkt installierte PV-Anlage und wird für 20 Jahre festgelegt.

„Die Betreiber der Stromnetze, die die Anlagen entsprechend an ihr Netz anzuschließen und die Einspeisung zu vergüten haben, leiten den Strom an ihre zuständigen Übertragungsnetzbetreiber weiter und erhalten im Gegenzug von diesen die gezahlte Vergütung erstattet (**zweite Stufe**). Die Erneuerbare Energie wird zwischen den in Deutschland agierenden vier großen Übertragungsnetzbetreibern in der **dritten Stufe** anteilig ausgeglichen, so dass regionale Unterschiede in der Erzeugung von Erneuerbarer Energie kompensiert werden.

Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 wurde die **vierte Stufe** der Vergütung bzw. Erstattung des Stroms aus Erneuerbaren Energien verändert. Bis dahin wurde der Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber schlicht an die Strom vertreibenden Energieversorgungsunternehmen zum Preis der jeweiligen Vergütung durchgeleitet. Nun sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu angehalten, Strom aus Erneuerbarer Energie an der Strombörse (Spotmarkt) zu vermarkten. Dies führt dazu, dass die Energieversorgungsunternehmen, die den Strom letztendlich an die Kunden weitergeben, ihren Strom unabhängig von der anfallenden Erneuerbaren Energie mit größerer Planungssicherheit am Markt besorgen können. Dadurch können Einsparungen erzielt werden. Die Kosten der EEG-Förderung verbleiben somit zunächst bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Diese Kosten berechnen sich durch die Differenz zwischen dem Ertrag, den der Strom aus Erneuerbaren Energien am Markt (Strombörse) einbringt, und den Vergütungssätzen, die anfänglich den Anlagenbetreibern gezahlt wurden. (...)“ [Bundestag]

Die Differenz zwischen Vergütung und dem jeweiligen Preis an der Strombörse entspricht der EEG-Förderung. Die Förderung wird auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt – die so genannte EEG-Umlage. Die Energieversorgungsunternehmen reichen die EEG-Umlage damit an die Stromverbraucher weiter. „Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, diese EEG-Umlage zum 15. Oktober für das jeweilige Folgejahr festzulegen. Die Berechnung unterliegt

der Überwachung durch die Bundesnetzagentur. (...) Für energieintensive Unternehmen ist die EEG-Umlage auf 0,05 Ct/kWh begrenzt.“ [Bundestag].
Energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil sind damit weitgehend von der EEG-Umlage befreit.

25.2 Modulwirkungsgrad

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 eingestrahlt Leistung auf die Modulgesamtfläche. Die Normbedingungen sehen insbesondere 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 Wirkungsgrad variiert.

25.3 Nennleistung eines PV-Kraftwerks

Die Nennleistung eines Kraftwerks ist die idealisierte DC-Leistung des Modulfeldes unter STC-Bedingungen, d.h. das Produkt aus Generatorfläche, Normeinstrahlung (1000 W/m²) und Nennwirkungsgrad der Module.

25.4 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kW_p] einer PV-Anlage bezeichnet das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) über einen bestimmten Zeitraum, häufig ein Jahr, und installierter (STC) Modulleistung. Der Nutzertrag wird von realen Betriebsbedingungen beeinflusst, dazu zählen Modultemperatur, Bestrahlungsstärken, Lichteinfallswinkel, spektrale Abweichungen vom Normspektrum, Verschattung, Schneeeauflage, Leitungsverluste, Wandlungsverluste im Wechselrichter und ggf. im Trafo, Betriebsausfälle. Herstellerangaben zur STC-Modulleistung können vom tatsächlichen Wert abweichen, hier sind Angaben zu Toleranzen zu beachten.
Der spezifische Ertrag fällt an sonnigen Standorten gewöhnlich höher aus, er hängt aber nicht vom nominellen Modulwirkungsgrad ab.

25.5 Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Der nominelle Modulwirkungsgrad geht in den Systemwirkungsgrad ein.

25.6 Performance Ratio

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig der Performance Ratio verwendet.

Unter "Performance Ratio" versteht man das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und idealisiertem Ertrag (Produkt aus Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche und nominellem Modulwirkungsgrad) einer Anlage.

Neue, sorgfältig geplante Anlagen erreichen PR-Jahreswerte zwischen 80 und 90 %.

25.7 Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast

„Der Leistungsbedarf schwankt je nach Tageszeit. In der Regel treten Maxima am Tage auf und das Minimum nachts zwischen 0 und 6 Uhr. Der Verlauf des Leistungsbedarfes wird als Lastkurve bzw. Lastverlauf beschrieben. In der klassischen Energietechnik wird die Lastkurve in drei Bereiche unterteilt:

- (i) die Grundlast
- (ii) die Mittellast
- (iii) die Spitzenlast

Die Grundlast beschreibt das Lastband, das über 24 Stunden nahezu konstant ist. Sie wird von sog. Grundlastkraftwerke wie Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und z.Zt. auch Laufwasserkraftwerke abgedeckt.

Die Mittellast beschreibt prognostizierbare, geschlossene Leistungsblöcke, die den größten Teil des zur Grundlast zusätzlichen Tagesbedarfs abdecken. Die Mittellast wird von sog. Mittellastkraftwerken wie Steinkohlekraftwerken und mit Methan betriebenen Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerken abgedeckt. Selten kommen auch Ölkraftwerke zum Einsatz. Die Spitzenlast deckt den verbleibenden Leistungsbedarf ab, wobei es sich in der Regel um die Tagesmaxima handelt. Die Spitzenlast wird von sog. Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt. Diese können innerhalb kürzester Zeit auf Nennleistung gefahren werden und so Lastschwankungen ausgleichen und Lastspitzen abdecken.

(...) Die Netzlast (ist) der Leistungswert des Strombedarfs, der aus dem Netz entnommen wird. Die residuale Last ergibt sich aus der Netzlast abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien“ [ISET]

25.8 Stromerzeugung und -verbrauch

Abbildung 61 zeigt den Energiepfad vom Primärenergieträger, bspw. Solarstrahlung (Bestrahlungsstärke $[W/m^2]$), Wind oder Erdgas (Energiedichte bei Verbrennung $[J/kg]$), bis zur Nutzenergie, auf die es dem Endanwender ankommt. Große Gasturbinen zeigen Wandlungsverluste von 60-65 %. PV-Kraftwerke weisen Wandlungsverluste von 80-85 % auf, bei praktisch kostenlos und unbegrenzt verfügbarer Primärenergie. Die Brutto-Stromerzeugung, bereinigt um den Importsaldo, entspricht dem Brutto-Stromverbrauch. Speicherverluste treten im Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien auf. Verluste von Pumpspeicherkraftwerken betragen ca. 25 % der eingespeicherten Strommenge, bei Li-Ionen-Batterien sind es 5-10 %, zuzüglich der Verluste im Batteriemanagementsystem. Wird Wasserstoff als Stromspeicher über stationäre Elektrolyseure und Brennstoffzellen eingesetzt, dann liegen die Verluste bei ca. 50 %. Speicherverluste werden mit dem Ausbau der installierten PV-Leistung zunehmend auch für PV-Strom eine Rolle spielen.

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 Strommenge, die beim Endanwender abgenommen wird, ist der Nettoverbrauch (Endenergie). Die Effizienz seiner Geräte bestimmt die Wandlungsverluste bis zur finalen Nutzenergie, bspw. Kraft oder Licht.

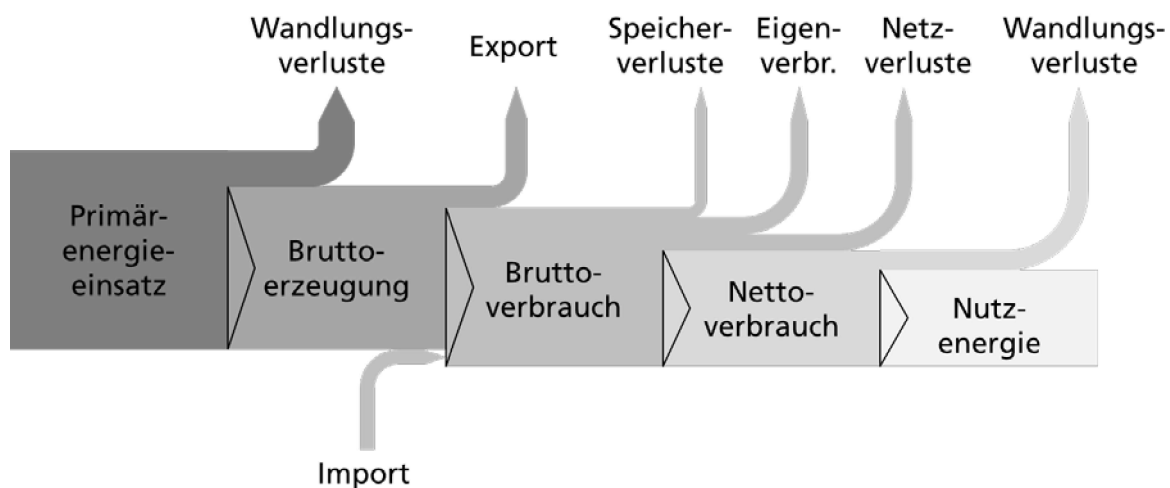


Abbildung 61: Begriffe der Stromerzeugung und des -verbrauchs

26. Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW]

Vorsätze und Vorzeichen

k	Kilo	10 ³	Tausend
M	Mega	10 ⁶	Million (Mio.)
G	Giga	10 ⁹	Milliarde (Mrd.)
T	Tera	10 ¹²	Billion (Bill.)
P	Peta	10 ¹⁵	Billiarde (Brd.)

Umrechnungen

		PJ	GWh	Mio. t SKE	Mio. t RÖE
1 PJ	Petajoule	1	277,78	0,034	0,024
1 GWh	Gigawattstunde	0,0036	1	0,00012	0,000086
1 Mio. t SKE	Mio. Tonnen Steinkohleeinheit	29,31	8.141	1	0,70
1 Mio. t RÖE	Mio. Tonnen Rohöleinheit	41,87	11.630	1,43	1

Typische Eigenschaften von Kraftstoffen

	Dichte [kg/l]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l]
Biodiesel	0,88	10,3	9,1	37,1	32,6
Bioethanol	0,79	7,4	5,9	26,7	21,1
Rapsöl	0,92	10,4	9,6	37,6	34,6
Diesel	0,84	12,0	10,0	43,1	35,9
Benzin	0,76	12,2	9,0	43,9	32,5

Typische Eigenschaften von festen und gasförmigen Energieträgern

	Dichte [kg/l] bzw. [kg/m ³]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l] bzw. [kWh/m ³]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l] bzw. [MJ/m ³]
Steinkohle	-	8,3 - 10,6	-	30,0 - 38,1	-
Braunkohle	-	2,6 - 6,2	-	9,2 - 22,2	-
Erdgas H (in m ³)	0,76	11,6	8,8	41,7	31,7
Heizöl EL	0,86	11,9	10,2	42,8	36,8
Biogas (in m ³)	1,20	4,2 - 6,3	5,0 - 7,5	15,0 - 22,5	18,0 - 27,0
Holzpellets	0,65	4,9 - 5,4	3,2 - 3,5	17,5 - 19,5	11,4 - 12,7

27. Anhang: Abkürzungen

BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (englisch Battery Electric Vehicle)
BHKW	Blockheizkraftwerk, Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme über Verbrennungsmotor oder Gasturbine
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
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. Anhang: Quellen

AEE1	Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende, Agentur für Erneuerbare Energien, August 2018
AEE2	Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien, https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender , Agentur für Erneuerbare Energien, Oktober 2018
AEE3	https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentuemersstruktur-erneuerbare-energien , Agentur für Erneuerbare Energien, Januar 2021
AEE4	https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer-akzeptanz-umfrage/klares-bekanntnis-der-deutschen-bevoelkerung-zu-erneuerbaren-energien , Agentur für Erneuerbare Energien, Oktober 2018
AGEB	Energieflussbild 2019 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, September 2020
AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017, AGEB, Februar 2018
AGEE	Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Februar 2019
AGOR A1	Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien, Agora Energiewende, Juli 2018
AGOR A2	Klimabilanz von Elektroautos - Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial, Studie im Auftrag der Agora Verkehrswende, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, April 2019
AMP	Sektorenkopplung: Amprion und Open Grid Europe geben Power-to-Gas in Deutschland einen Schub, Pressemeldung, Amprion, Juni 2018
ATW1	Weis M, van Bevern K, Linnemann T. Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2010: Anschubfinanzierung oder Subvention? - ATW 56. Jg. (2011) Heft 8/9
ATW2	Ludwig H, Salnikova T, Waas U. Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW, ATW 55. Jg (2010), Heft 8/9
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
BDEW2	Foliensatz Erneuerbare Energien EEG_2017, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Juli 2017
BDEW3	Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland, Mitteilung des BDEW (https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/aktuelle-berechnungen-von-zsw-und-bdew-2020/), Dezember 2020

BDEW4	Redispatch in Deutschland - Auswertung der Transparenzdaten, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 9. August 2016
BDEW6	BDEW-Strompreisanalyse, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Juli 2020
BEE	BEE-Szenario 2030 - 65 % Erneuerbare Energien bis 2030; Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Mai 2019
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.
BMWi1	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, letzte Aktualisierung: 22.06.2020
BMWi5	EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2021, Stand Dezember 2020 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/DatenFakten/daten-und-fakten.html#doc95662bodyText2
BMWi6	Bundesbericht Energieforschung 2021, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), März 2021
BNA	Monitoringbericht 2020 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Januar 2021
BNA1	Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Strom- und Gasnetze fest, Pressemeldung der Bundesnetzagentur vom Oktober 2016
BNE	Solarparks – Gewinne für die Biodiversität, Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (bne) e.V., November 2019
BSW	50.000 neue Jobs durch Photovoltaik und Speicher, Pressemeldung des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar), Berlin, 5. Dezember 2019
BSW1	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Berlin, Februar 2021
Bundestag	EEG-Umlage 2010, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
BVES	BVES Branchenanalyse 2021, Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., Pressekonferenz, März 2021
Carb	https://www.carbonbrief.org/profound-shifts-underway-in-energy-system-says-iea-world-energy-outlook , Carbon Brief, 2019
DESTA-TIS	Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Private Haushalte und Umwelt, DESTA-TIS, Statistisches Bundesamt, September 2020
DLR	O'Sullivan M, Lehr U, Edler D. Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Zulieferung für den Monitoringbericht 2015, Stand: September 2015

DUH	Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche stärken - Alte Photovoltaik-Module für den Klima- und Ressourcenschutz nutzen, Deutsche Umwelthilfe e.V., März 2021
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Pressemeldung vom 24. April 2019
DWD	Riecke W. Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik, 2. Fachtagung Energiemeteorologie, April 2011
ECOFYS	Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen, ECOFYS, März 2012
EEBW	Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, November 2012
EEG 2017	Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2017), Bundesrat Drucksache 355/16, Juli 2016
EEG 2021	Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021), Bundesrat Drucksache 763/20, Dezember 2020
EG-GERS	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
EnBW	EnBW verstärkt Engagement im Bereich Solarenergie, Pressemeldung, Energie Baden-Württemberg AG, Februar 2019
ENER	E-Mobility-Zukunft: ENERVIE an Meilenstein-Projekt beteiligt, Pressemeldung, Südwestfalen Energie und Wasser AG, Oktober 2018
ESYS	Ausfelder et al., Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, November 2017
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, November 2019
FAU	Deutschland ohne erneuerbare Energien? – Ein Update für die Jahre 2014 bis 2018, Diskussionspapier im Auftrag der EWS Elektrizitätswerke Schönau, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Oktober 2019
FFE	Homepage der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Download https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/828-merit-order-der-konventionellen-kraftwerke-in-deutschland-2018 , Februar 2020

FNR	Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., September 2020
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
FÖS3	Kurzanalyse zu den staatlichen Ausgaben für EURATOM, Studie des FÖS im Auftrag von Greenpeace Energy eG, Oktober 2019
FZJ	Reversible Brennstoffzelle bricht Wirkungsgrad-Rekord, Pressemeldung, Forschungszentrum Jülich, Dezember 2018
HTW	Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer, Kurzstudie, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, März 2019
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
IEA2	Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency, 2021.
IEA3	Energiepolitik der IEA-Länder, Prüfung 2013, Deutschland, Zusammenfassung, International Energy Agency (IEA), April 2013
IEA4	World Energy Outlook, IEA, November 2019
IHA	Hydropower status report, International Hydropower Association, May 2019
IPCC	Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report, Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Summary for Policymakers, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), WGI AR5, Sept. 2013
IPV	Nover J, Schadstofffreisetzung aus Photovoltaik-Modulen, Abschlussbericht, Universität Stuttgart, Institut für Photovoltaik, 2018
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, Shammugam S, Fluri V, Peper D, Memar A, Schlegl T. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Juni 2021
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.
ISE4	https://www.energy-charts.de , Verantwortlicher Redakteur: Prof. Dr. Bruno Burger, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
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
ISE10	Photovoltaics Report, Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, PSE Conferences & Consulting GmbH, September 2020
ISE11	Meta Study on Future Crosssectoral Decarbonization Target Systems in Comparison to Current Status of Technologies, Discussion Paper, Fraunhofer ISE, März 2018
ISE12	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Studie des Fraunhofer ISE. Februar 2020
ISET	Saint-Drenan Y-M et al. „Summenganglinien für Energie 2.0“, Studie des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V., April 2009
ITRPV	International Technology Roadmap for Photovoltaic, VDMA Photovoltaic Equipment, 11 th ed., October 2020
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
IWES1	Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), November 2011
IWF	How Large Are Global Energy Subsidies? IMF Working Paper by David Coady, Ian Parry, Louis Sears and Baoping Shang, 2015
KBA	Zahlen im Überblick – Statistik, Kraftfahrt-Bundesamt, Juni 2018
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
Licht	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
MWV	Jahresbericht 2018, Mineralölwirtschaftsverband e.V., Juli 2018
NEHS	Nationales Emissionshandelssystem – Hintergrundpapier, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, November 2020
NOW	IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2018

ÖKO	EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 - Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Öko-Institut e.V., Juni 2013
ÖKO1	Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie: Status quo und Projektion, Öko-Institut Berlin, Juli 2018
ÖKO2	Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015), Studie des Öko-Instituts e.V. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Dezember 2015
ÖKO3	Eingesparte Kosten für Energieimporte im Jahr 2015 und die Innovationseffekte durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Memo des Öko-Instituts e.V., Oktober 2016
Prog	Klimaneutrales Deutschland, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Zusammenfassung, im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Oktober 2020
Quasch	Quaschnig V. Solare Unabhängigkeitserklärung, Photovoltaik, Oktober 2012
SCBW	Photovoltaik: Neue Solarstromanlagen lohnen sich auch 2021, Presseinformation Solar Cluster Baden-Württemberg, Januar 2021
SCBW1	Weiterbetrieb von Ü20-Photovoltaikanlagen - Möglichkeiten nach Ende der EEG-Förderdauer, Faktenpapier, Solar Cluster Baden-Württemberg, Januar 2021
Sprin	Motorentchnik - Im Fokus, Onlineartikel, Dezember 2010 https://www.springerprofessional.de/motorentchnik/pkw-antriebe-im-ueberblick-vergangenheit-gegenwart-und-zukunft/6561052
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
SWM	M-Partnerkraft - Das virtuelle Kraftwerk der SWM, Flyer der Stadtwerke München, Januar 2013
Test	„Immer sparsamer“, test 1/2012, Stiftung Warentest
UBA	Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010
UBA1	Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2020, Umweltbundesamt, März 2021
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 Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018, Umweltbundesamt, April 2019
UBA7	Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Mai 2021
UBA8	Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE Kurzfassung, Umweltbundesamt, November 2019
ÜNB	Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, enervis energy advisors GmbH, Oktober 2020
Vatt	CO ₂ -freie Energie fürs Quartier: Sektorenkoppelnder Stahlspeicher bringt Energiewende auf Hochtemperatur, Pressemeldung, Vattenfall, Oktober 2018
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), 1. April 2011
VGB	Kraftwerke 2020+, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats der VGB PowerTech e.V., 2010
VIK	VIK Strompreisindex Mittelspannung, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Juli 2020
ZSW	Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen, Studie des ZSW im Auftrag der innogy SE, Januar 2019

29. Anhang: Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland, Daten aus [BMWi1], [UBA1], [ISE4]	6
Abbildung 2: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW _p [ISE10], Daten BSW-Solar	8
Abbildung 3: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.	9
Abbildung 4: EEG-Vergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks, mittlere Vergütung in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur, Strompreise, Daten aus [BMWi1], [BDEW6]	10
Abbildung 5: Strompreisentwicklung am Day-Ahead Spotmarkt [BDEW6].....	11
Abbildung 6: Merit Order konventioneller Kraftwerke im Jahr 2018 bei einem mittleren CO ₂ -Zertifikatspreis von 16 €/t [FFE]	12
Abbildung 7: Einfluss von EE auf die durchschnittlichen Spotpreise an der Strombörse [BDEW2].....	13
Abbildung 8: PV-Ausbau und Vergütungssumme, Daten aus [BMWi1], [BMWi5]	14
Abbildung 9: Stromverbrauch der Industrie und EEG-Umlage 2019 [BDEW6].....	15
Abbildung 10: Übersicht zu Einflussfaktoren und Berechnung der EEG-Umlage [ÖKO]	15
Abbildung 11: Entwicklung der CO ₂ – Zertifikatspreise (www.wallstreet-online.de, Abruf am 13.5.2021).....	18
Abbildung 12: Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2020 (KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege [BDEW6]).....	20
Abbildung 13: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer und Entwicklung der EEG-Umlage, Daten aus [BMWi1].....	21
Abbildung 14: VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Strompreisindex Mittelspannung [VIK].....	21
Abbildung 15: Stromexport (als negative Werte) für Deutschland [ISE4]	22
Abbildung 16: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen	23
Abbildung 17: PV-Kraftwerksleistung nach Eigentümer [AEE3]	27
Abbildung 18: Konzept für ein virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke München [SWM]..	27
Abbildung 19: Fördermittel für Photovoltaikforschung in Mio. Euro [BMWi6].....	28
Abbildung 20: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße [ISE10]	29
Abbildung 21: Abgeregelte elektrische Energie [BNA].....	30
Abbildung 22: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2014 [ISE4]	30

Abbildung 23: Mittlere Leistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2017, 15-Minuten-Werte [ISE4]	31
Abbildung 24: Stromproduktion PV + Wind in aufsteigend geordneten Stundenwerten für das Jahr 2017, Daten aus [ISE4].....	32
Abbildung 25: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2014-2017 [ISE4]	32
Abbildung 26: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 18. Kalenderwoche im Mai 2018 [ISE4]	34
Abbildung 27: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für in Minuten/Jahr [BNA]	35
Abbildung 28: Anwendungen für die Integration von Photovoltaik	36
Abbildung 29: Flächennutzung in Deutschland [FNR].....	37
Abbildung 30: Umfrageergebnisse zum Neubau von Kraftwerken, Daten aus [Licht2].	40
Abbildung 31: Umfrageergebnisse zur Akzeptanz verschiedener Kraftwerkstypen [AEE4]	40
Abbildung 32: Reichweiten von Elektro- und Biodiesel-Fahrzeugen pro Hektar eingesetzter Fläche	42
Abbildung 33: Stromerträge von PV-Kraftwerken und Silomais pro Hektar eingesetzter Fläche.....	42
Abbildung 34: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für Stromerzeugung aus EE, Daten aus [ÜNB]	44
Abbildung 35: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD].....	45
Abbildung 36: Entwicklung der atmosphärischen CO ₂ -Konzentration, der mittleren globalen Temperaturveränderung und der Sonnenaktivität (http://herdsoft.com/climate/widget/).	47
Abbildung 37: Schätzungen der atmosphärischen CO ₂ -Konzentration und der Temperaturdifferenz in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA]; Rot: zwei neuere CO ₂ -Messwerte des Mauna Loa Observatory [https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/data.html].....	48
Abbildung 38: Treibhauspotenzial der Stromerzeugung mit mono c-Si PV für Dach- und Freiflächenanlagen [UBA7].....	49
Abbildung 39: Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungstechnologien [UBA7]	50
Abbildung 40: Spezifische und absolute CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland [UBA6].....	51
Abbildung 41: Vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2020 [UBA1]	51
Abbildung 42: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus für Deutschland und die restliche Welt, Zahlen von EPIA, IHS, Solar Power Europe, mit Prognose für 2021.....	52
Abbildung 43: Energieflussbild 2019 für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB]...	55
Abbildung 44: Importquoten für fossile und nukleare Primärenergieträger (www.umweltbundesamt.de).....	56
Abbildung 45: Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland [ÖKO3].....	56

Abbildung 46: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsbereichen für Deutschland im Jahr 2017, Zahlen aus [BMW1]	57
Abbildung 47: Schematische Darstellung des Modells REMod (KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, [ISE12])	58
Abbildung 48: Schematische Darstellung einer Residuallastkurve für Deutschland bei Stromversorgung mit 100 % EE, mit Erzeugern (+) und Lasten (-)	59
Abbildung 49: Entwicklung der globalen Stromerzeugung nach Technologien im Sky-Szenario; der Durchmesser der Tortendiagramme entspricht dem globalen Strombedarf [Shell]	61
Abbildung 50: IEA-Prognosen seit 2006 und tatsächliche Entwicklung des globalen jährlichen PV-Zubaus [Carb]	61
Abbildung 51: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVsol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg	62
Abbildung 52: Rechenbeispiel für den spezifischen Monatsertrag einer PV-Anlage am Standort Freiburg für südorientierte Module mit 30° Neigung (max. Jahresertrag) und 60° Neigung	63
Abbildung 53: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]	64
Abbildung 54: Treibhausgasemissionen von heutigen Fahrzeugen der Kompaktklasse in Abhängigkeit von der Fahrleistung [AGORA2]	65
Abbildung 55: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des	71
Abbildung 56: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]	71
Abbildung 57: Spezifische Investitionskosten für verschiedene Elektrolyseurtechnologien (PEMEL: Membranelektrolyse, AEL: Alkalische Elektrolyse, HTEL: Hochtemperatur-Elektrolyse, [NOW])	73
Abbildung 58: Technologien für Energiespeicher und -wandler mit heute erzielbaren Wirkungsgraden am Ende der Wandlerkette, ohne Kraft-Wärme-Kopplung (GT: Gasturbine, GuD: Gas- und Dampfturbine)	74
Abbildung 59: Installierte Leistung von Wasserkraftwerken in benachbarten Ländern, Zahlen aus [IHA]	75
Abbildung 60: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Gewinnung, Wandlung, Speicherung und des Verbrauchs	76
Abbildung 61: Begriffe der Stromerzeugung und des –verbrauchs	87