

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Zusammengestellt von Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE

Fassung vom 27.07.2012

Kontakt:
Karin Schneider
Presse und Public Relations
Telefon: +49 (0) 7 61 / 45 88-51 47
Fax: +49 (0) 7 61 / 45 88-91 47
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
info@ise.fraunhofer.de

Inhalt

1. Wozu dieser Leitfaden?.....	4
2. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?.....	4
3. Ist PV-Strom zu teuer?.....	5
3.1 Stromgestehungskosten.....	5
3.2 Einspeisevergütung	7
3.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt.....	10
3.4 EEG-Umlage	12
3.5 Wird PV-Strom subventioniert?	14
4. Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?.....	16
4.1 Preiseinfluss der Politik.....	16
4.2 Preiseinfluss der EVUs.....	18
4.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer mit der Stromrechnung?	19
5. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?	19
6. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?	20
7. Erzeugt PV-Installation in Deutschland nur Arbeitsplätze in Asien?	20
8. Lehnen die großen Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ab?.....	21
9. Überlastet PV-Strom die Netze?	22
9.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist	22
9.2 Solarstrom-Produktion ist planbar	23
9.3 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung	24
9.4 Wieviel PV-Strom verträgt unser heutiges Stromnetz?	24
10. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?	25
11. Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion auf Ackerflächen?.....	25
12. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient?.....	25
12.1 Degradieren PV-Anlagen?	27
12.2 Verschmutzen PV-Module?	28
12.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Vollast?	28
13. Liefert PV relevante Beiträge zur CO₂-Vermeidung?	30

14. Können wir in Zukunft einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?	30
14.1 Energieszenarien.....	31
14.2 Energiebedarf und Energieangebot	33
14.3 Ausgleichsmaßnahmen.....	39
14.3.1 Netzausbau.....	41
15. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?	42
15.1 Wafer-basierte Module.....	42
15.2 Dünnschicht-Module.....	42
16. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?	42
16.1 Wafer-basierte Module.....	42
16.2 Dünnschicht-Module.....	42
17. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?	43
17.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?.....	43
17.2 Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute?	43
17.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über ein brennendes Dach?	44
17.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Imissionen?	44
18. Hat deutsche Energiepolitik globale Relevanz?.....	44
19. Anhang: Fachbegriffe	45
19.1 Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity).....	45
19.2 EEG-Umlage	45
19.3 Modulwirkungsgrad	46
19.4 Nennleistung eines PV-Kraftwerks	46
19.5 Spezifischer Ertrag	47
19.6 Systemwirkungsgrad	47
19.7 Performance Ratio.....	47
19.8 Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast.....	47
19.9 Nettostromverbrauch	48
20. Anhang: Abkürzungen.....	48
21. Anhang: Quellen	49
22. Anhang: Abbildungen.....	52

1. Wozu dieser Leitfaden?

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

2. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?

Ja.

Im Jahr 2011 deckte die PV nach aktueller Schätzung **3,8%** des Stromverbrauchs (Endenergie, vergleiche Kapitel 19.9) in Deutschland. Alle Erneuerbaren Energien (EE) zusammengenommen lieferten über 23% des Stromverbrauchs. An sonnigen Tagen deckt PV-Strom mittlerweile bis zu **20%** des momentanen Strombedarfs und damit einen Großteil der Tagesspitze.

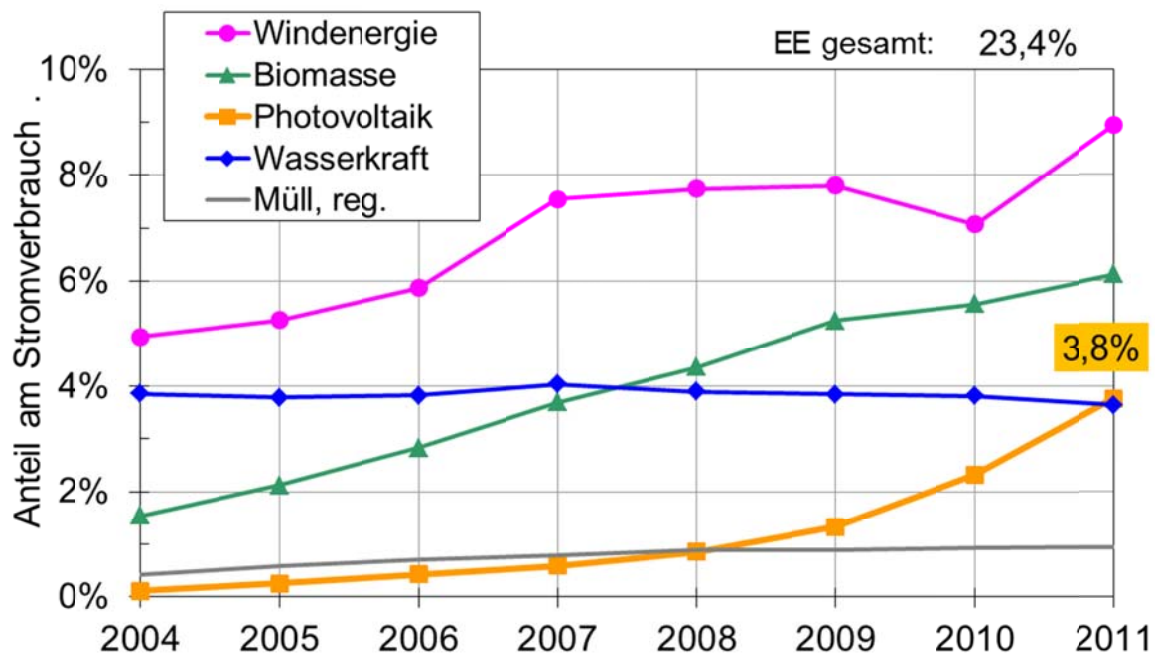


Abbildung 1: Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten bis 2010 [BMWi], Daten 2011 aus [BDEW1, BDEW3]

3. Ist PV-Strom zu teuer?

Das hängt vom Blickwinkel ab.

Derzeit wird PV-Strom in Deutschland zu höheren Kosten erzeugt als Strom aus konventionellen Kraftwerken. Als wichtige Stütze der Energiewende wird die PV-Stromproduktion deshalb durch das Instrument des EEG unterstützt. Die Mehrkosten werden auf die Verbraucherstrompreise umgelegt, so dass der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen kann. Ziel des EEG ist weiterhin, die Stromgestehungskosten kontinuierlich zu reduzieren (siehe Lernkurve), um mittelfristig wettbewerbsfähig zu werden. Ein wichtiger Baustein zur nachhaltigen und emissionsfreien Stromerzeugung wird aber auch die reale Einpreisung der sogenannten externen Kosten konventioneller Energie darstellen, wie es der Emissionshandel verfolgt. Dieses Instrument bewirkt aber derzeit noch keine wesentliche Verteuerung der konventionellen Energie, wodurch die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energie noch nicht gegeben ist.

3.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerks, näher erläutert in Kapitel 19.1, bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten (€) und elektrischer Energieproduktion (kWh), beides bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die Höhe der Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke [ISE1] wird v.a. bestimmt durch:

1. Anschaffungsinvestitionen für Bau und Installation der Anlagen
2. Finanzierungsbedingungen, Laufzeiten und Renditen
3. Betriebskosten während der Nutzungszeit der Anlage
4. Einstrahlungsangebot
5. Lebensdauer der Anlage

Gemäß einer Studie von EuPD Research haben die Stromgestehungskosten für neu installierte, kleine Dachanlagen bereits im 3. Quartal 2011 das Preisniveau von Haushaltsstrom erreicht (Abbildung 2).

Der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken sind die Investitionskosten. Die Investitionskosten für mittlere und große Anlagen fielen in der Vergangenheit durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte durchschnittlich um ca. 10% pro Jahr. Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung für Aufdachanlagen bis 100 kW_p Nennleistung. Kleine Dachanlagen (2-5 kW_p) sind etwas teurer, je nach Komplexität der Installation.

Der Preis der PV-Module ist für gut die Hälfte der Investitionskosten eines PV-Kraftwerks verantwortlich. Die Historie zeigt, dass die Preisentwicklung für PV-Module wie für viele andere Produkte der sogenannten „Preis-Lernkurve“ folgt, d.h. bei Verdopplung der gesamten installierten Leistung sinken die Preise um immer denselben Faktor. Es wird erwartet, dass die Preise auch künftig entsprechend dieser Gesetzmäßigkeit weiter sin-

ken, sofern auch in Zukunft große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden können.

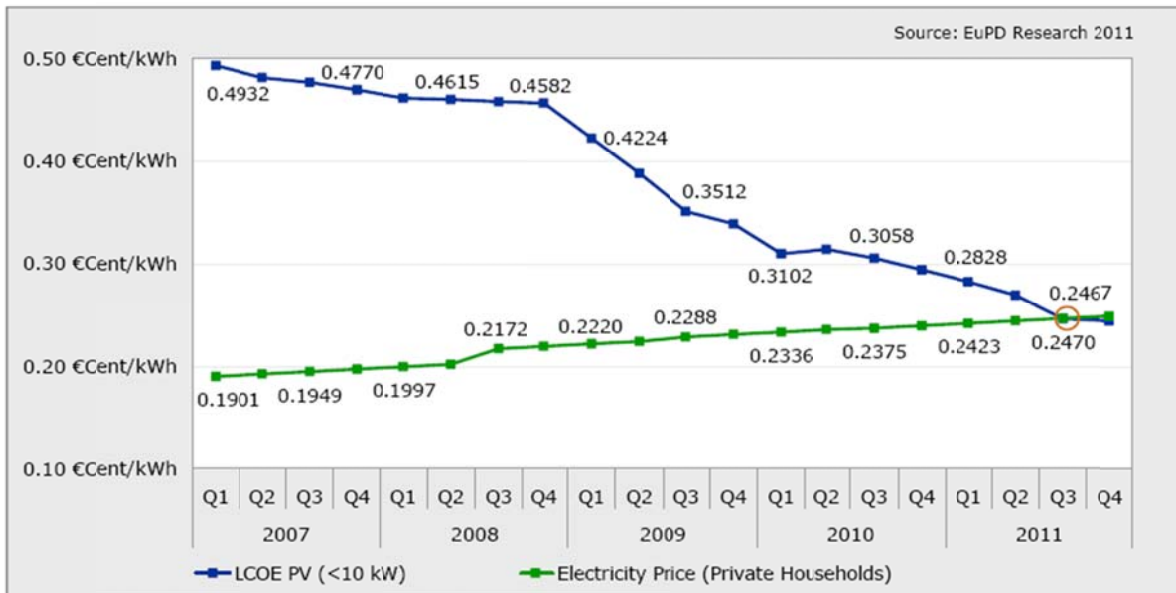
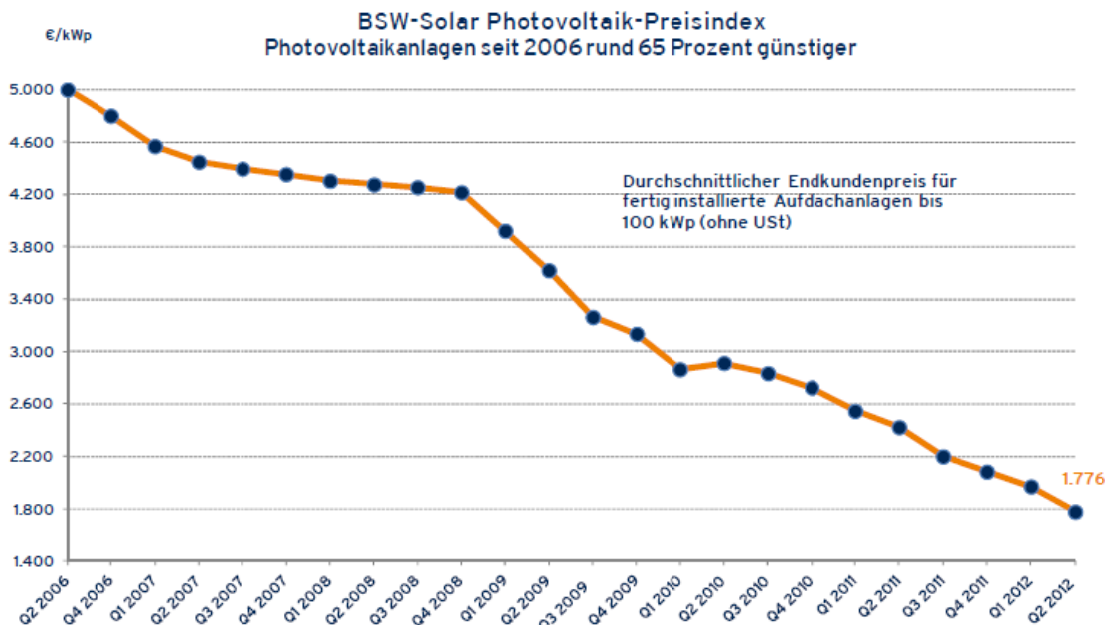


Abbildung 2: Entwicklung der Stromgestehungskosten für neu installierte, kleine PV-Dachanlagen und der Haushalts-Strompreise (EuPD Research 2011)



Quelle: BSW-Solar 5/2012

Abbildung 3: Entwicklung der Endkundenpreise für PV-Aufdachanlagen [BSW]

Ende 2011 waren weltweit ca. 67 GW PV-Leistung installiert. Abbildung 4 zeigt die inflationsbereinigten Preise auf EURO 2010-Niveau. Die Durchschnittspreise stammen von Strategies Unlimited und Navigant Consulting. Der Durchschnittspreis umfasst alle marktrelevanten Technologien, also kristallines Silizium und Dünnschicht. Der Trend deutet auf eine Halbierung der Preise bei einer Verzehnfachung der kumulierten installierten Leistung.

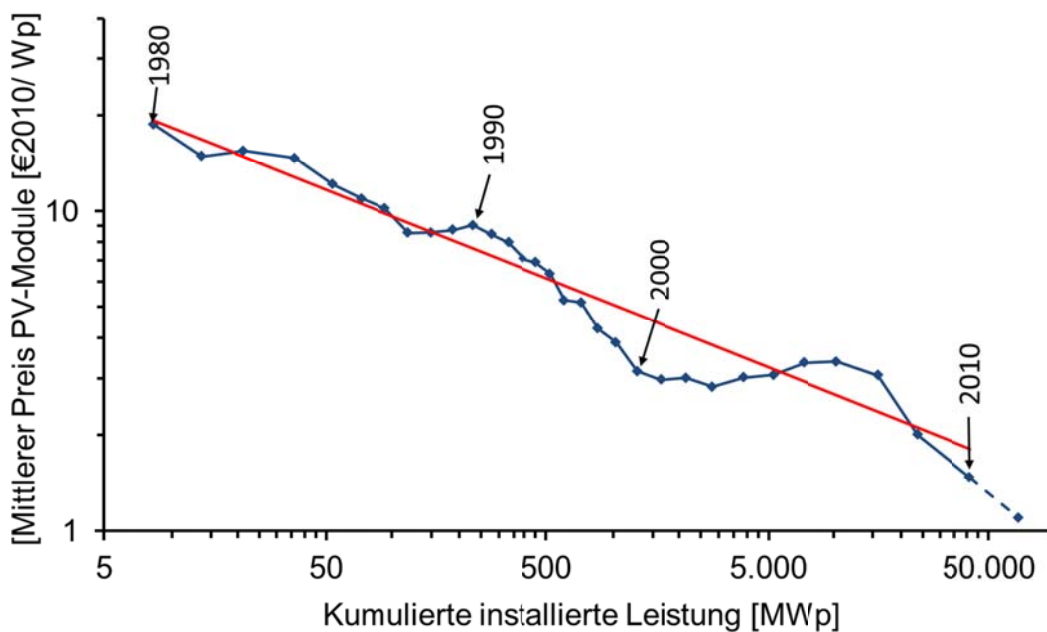


Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting, 2011 geschätzt). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

3.2 Einspeisevergütung

Da weder ein Multi-Megawatt-PV-Kraftwerk, geschweige denn eine kleine PV-Dachanlage nach heutigem Kostenverständnis (vgl. Kapitel 3.5) mit fossil-nuklearen Kraftwerken in puncto Stromgestehungskosten konkurrieren kann, erhalten PV-Kraftwerksbetreiber in Deutschland eine feste Einspeisevergütung über die Dauer von 20 Jahren. Nach Ende des Abschreibungszeitraums ist Strom aus PV-Kraftwerken wegen niedriger Betriebskosten und fehlender Brennstoffkosten („Grenzkosten“) günstiger als jeder andere Strom. Fossil-nukleare Kraftwerke hingegen müssen auch nach vollständiger Abschreibung der Investition laufend Brennmaterial zukaufen und Brennabfälle entsorgen, um Strom zu erzeugen.

Die Höhe der Vergütung und den Vorrang der Stromeinspeisung für Solarstrom legt das Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG1, EEG2] fest. Diese Vergütung soll Investoren eine angemessene Rendite ermöglichen und durch fortschreitende Degression die weitere

Senkung der Stromgestehungskosten von PV-Anlagen stimulieren (Abbildung 5). Für Anlagen, die am 1. Juli 2012 in Betrieb gehen, werden je nach Anlagengröße und -bauart 13,10..18,92 ct/kWh für die kommenden 20 Jahre vergütet. Zum Vergleich: Strom aus offshore-Windkraftanlagen wird ab 2012 mit bis zu 19 ct/kWh (Anfangsvergütung inkl. Boni) vergütet, die entsprechenden Vergütungssätze wurden kürzlich angehoben.

Die Einspeisevergütung für PV-Strom sinkt schneller als bei jeder anderen regenerativen Stromquelle. Neu installierte, große Anlagen hatten schon 2011 die sogenannte „Grid parity“ am Hausanschlusspunkt erreicht: ihre Vergütung liegt seither niedriger als der Bruttopreis von Haushaltsstrom (Abbildung 5). Anfang 2012 erreichten auch neu installierte, kleine Aufdachanlagen „Grid parity“.

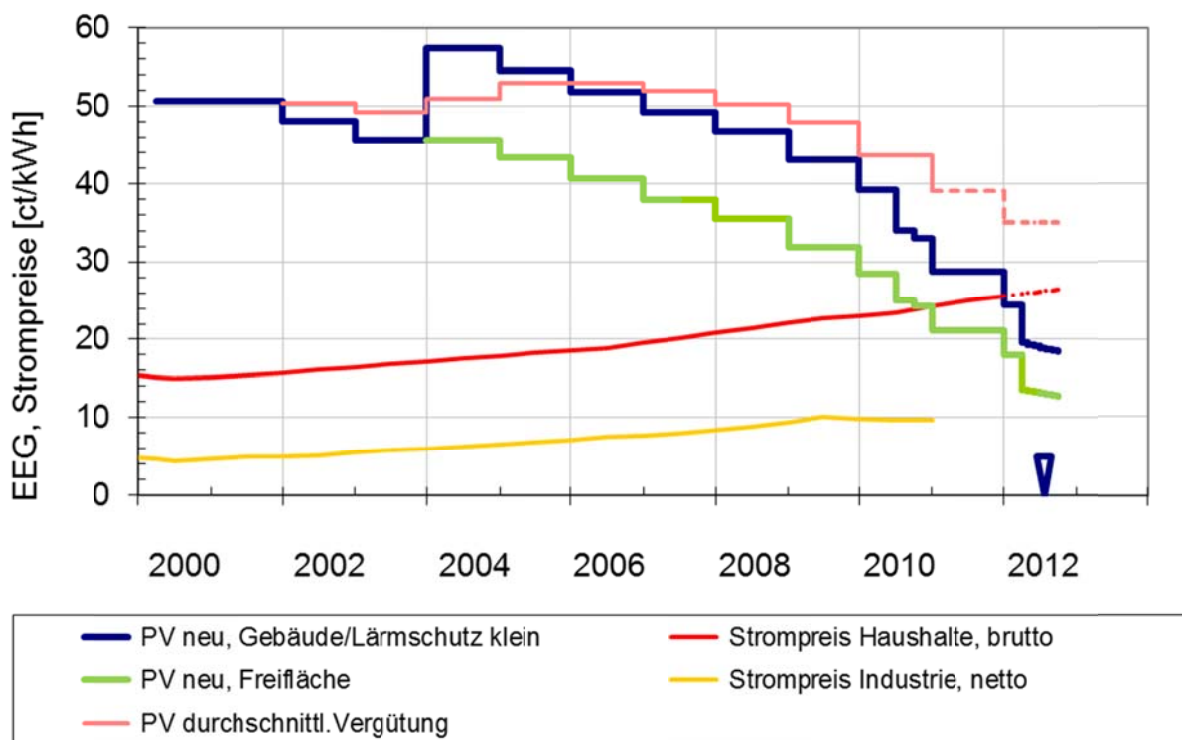


Abbildung 5: Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Anlageninbetriebnahme gemäß EEG, durchschnittliche Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand [VDN] und Strompreise [BMWi]; gestrichelte Linienabschnitte beruhen auf Schätzungen

Die durchschnittliche EEG-Vergütung für PV-Strom liegt im Jahr 2012 bei ca. 35 ct/kWh [BDEW4], hier wirkt sich der ältere Anlagenbestand mit seinen höheren Vergütungen aus. Ab dem Jahr 2020 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 alle anderen fossilen oder erneuerbaren Quellen unterbieten. Der alte Anlagenbestand, der heute die durchschnittliche Vergütung anhebt, wird ab 2020 voraussichtlich kostensenkend wirken.

Unter der Annahme kontinuierlicher Entwicklungen von Stromkosten und Vergütung wird „Grid Parity“ auch für die industriellen Stromkunden in wenigen Jahren erreicht. Abbildung 6 zeigt eine Prognose bis zum Jahr 2020 für verschiedene Marktsegmente.

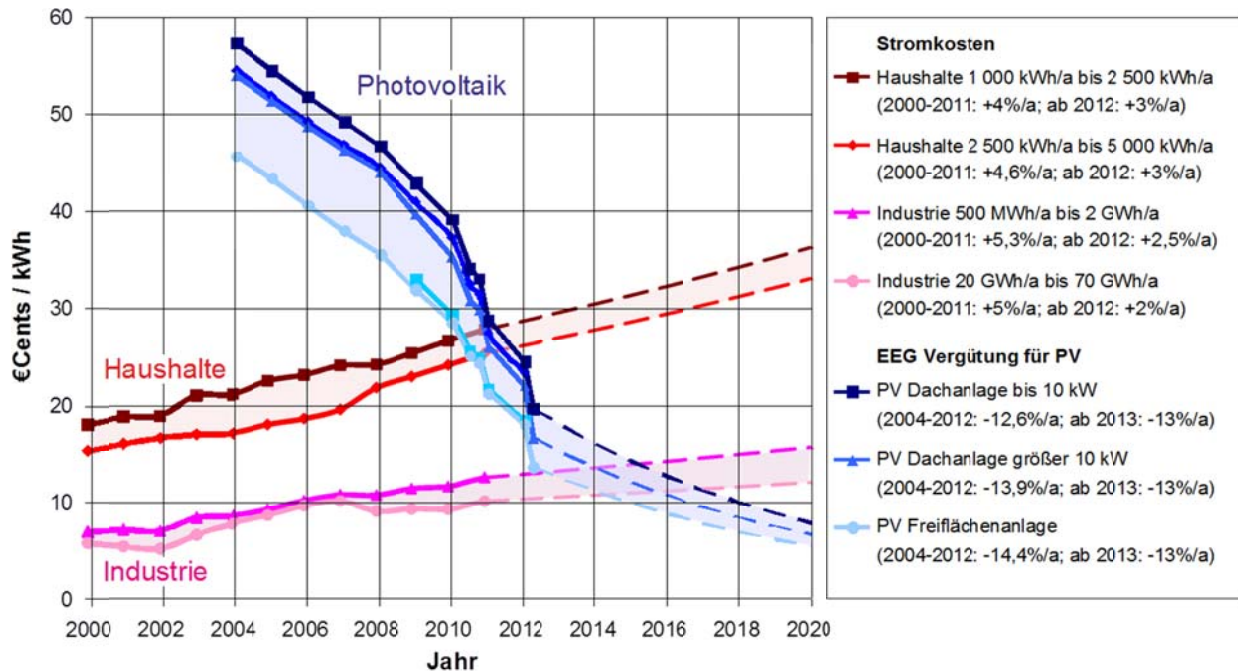


Abbildung 6: Prognose zur Vergütungs- und Strompreisentwicklung, Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE, Stand 10.04.2012; Daten: BMU, EEG 2012 und BMWi Energiedaten

Nachdem die Vergütung bei Neuinstallationen über mehrere Jahre moderat um 5%/a sank, beschleunigte sich der Abwärtstrend auf mindestens 28% Kürzung im Jahr 2012. Dabei wurde das Wachstum der Zubauzahlen bereits im Jahr 2011 mit 7,5 GW Zubau (Vorjahr 7,4 GW Zubau) praktisch gestoppt. Bei einer zu schnellen weiteren Absenkung der Vergütung besteht die Gefahr, dass Investoren in Deutschland keine Renditechancen mehr sehen, der Markt einbricht und Hersteller ihre Produkte nicht mehr kostendeckend verkaufen können.

Eine Deckelung des Zubaus könnte zwar den jährlichen Zuwachs der PV-bedingten EEG-Umlagensumme präzise begrenzen, würde aber das fatale Signal an alle Marktteilnehmer senden, dass sich höchste Anstrengungen – auch zur Kostensenkung - nicht lohnen. Mit der radikalen Absenkung der Einspeisevergütung in den letzten beiden Jahren (um 43% seit 31.12.2009) und der bereits geplanten Degression ist dafür gesorgt, dass die Belastung der Stromverbraucher nur noch geringfügig steigen kann, vergleiche Abbildung 15. Das gilt aber nur, sofern es keine politisch gewollte, zusätzliche Lastenverschiebung von der Industrie zu den Haushalten gibt.

3.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt

Die Preisfindung an der Leipziger Strombörse (European Energy Exchange AG, EEX) erfolgt nach dem Prinzip des „Merit Order“. Die Verkaufsangebote der Stromerzeuger für bestimmte Strommengen, in der Regel durch die jeweiligen Grenzkosten definiert, werden nach Preisen aufsteigend sortiert (Abbildung 7). Die Kaufangeboten 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 teilweise erheblichen Gewinnmargen der kostengünstigeren Anbieter, d.h. insbesondere für Atom- und Kohlestrom.

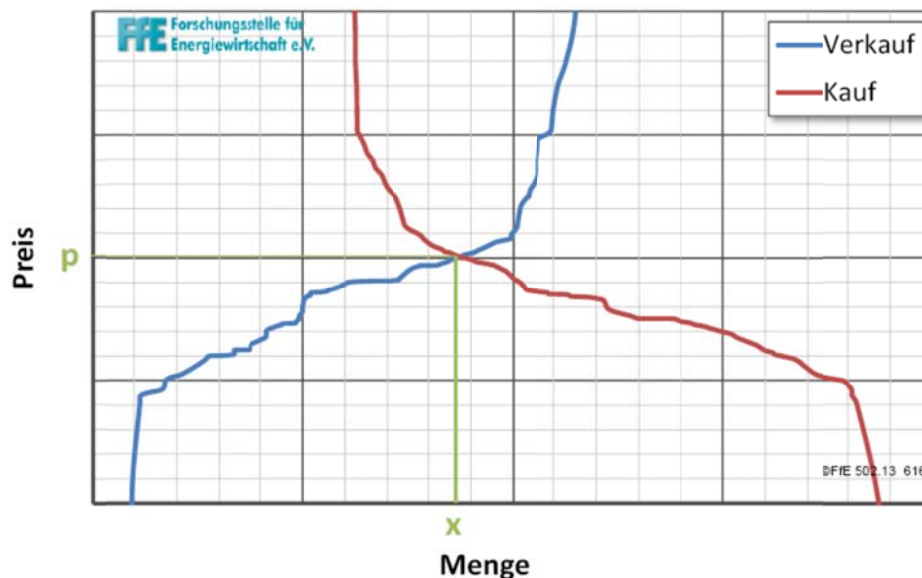


Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roos]

Die Einspeisung von PV-Strom hat gesetzlichen Vorrang, somit steht am Anfang der Angebotspreisskala. Mit fiktiven Grenzkosten gleich 0 kommt PV-Strom immer zum Zuge. Wenn aber PV-Strom kommt, kommt er massiv in der Tageskernzeit, wenn die Last ihre Mittagsspitze erreicht. Dort verdrängt er grundsätzlich teure Kraftwerke, senkt den resultierenden Strompreis und damit die Gewinne der fossil-nuklearen Stromerzeuger (Abbildung 8).

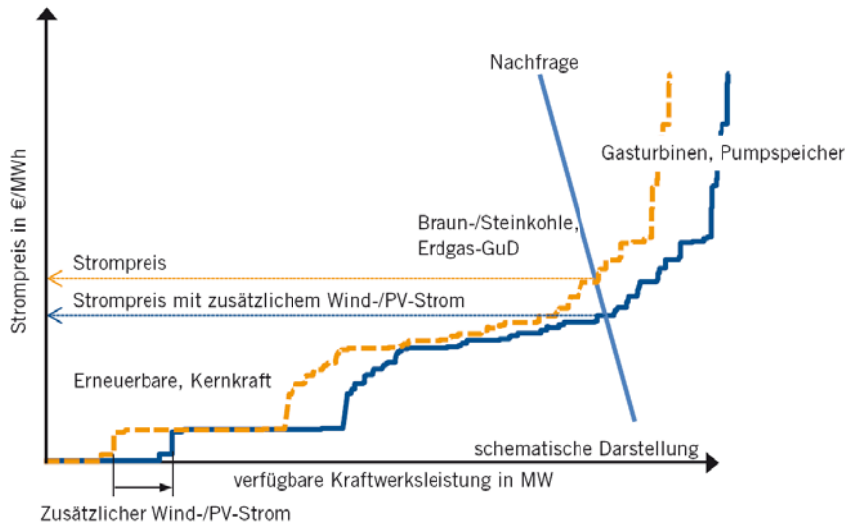


Abbildung 8: Einfluss von EE auf die Preisbildung an der Strombörse [WEC]

Abbildung 9 zeigt die Merit Order für das Jahr 2008 und die EEX-Preise in Abhängigkeit der Residuallast, d.h. der Differenz von Verbraucherlast und privilegierter Stromspeisung durch Wind, PV, Wasser und KWK.

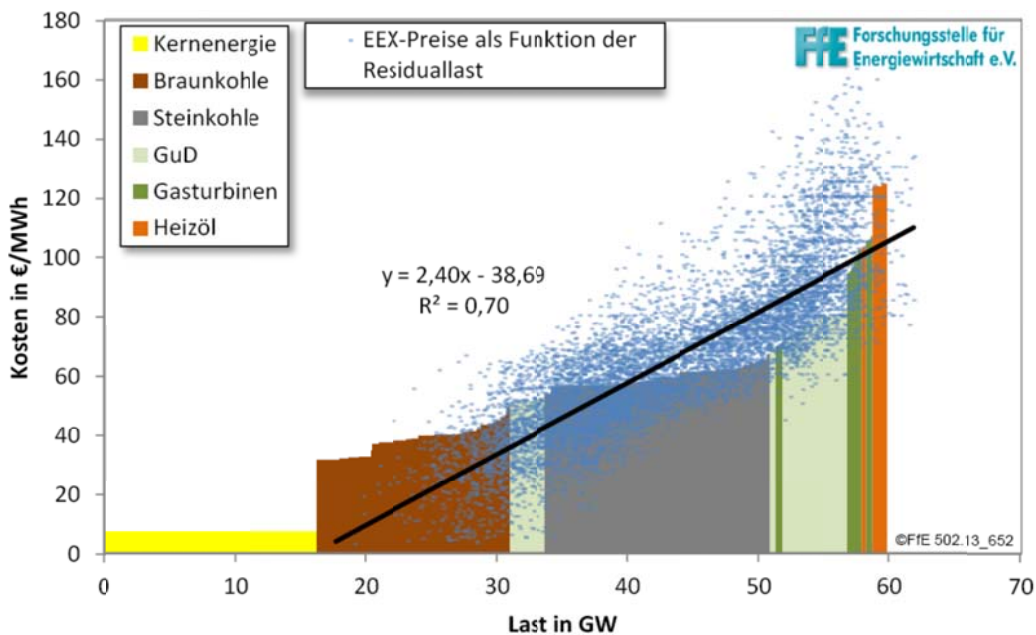


Abbildung 9: Merit Order für das Jahr 2008 und EEX-Preise [Roos]

„Wie (...) gezeigt, korreliert der Strompreis positiv mit der Residuallast. Eine erhöhte Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt zu einer verminderten Residuallast und in Folge dessen auch zu einem verringertem Strompreis, was als Merit Order Effekt bezeichnet wird.“ [Roos]

Die an der Strombörse gehandelten Strommengen entsprachen 2011 etwa einem Drittel der gesamten deutschen Stromerzeugung. Es ist davon auszugehen, dass die Preisbildung an der Börse auch außerbörsliche Preise in vergleichbarer Weise beeinflusst [IZES]. Abbildung 10 zeigt die Merit Order für das Jahr 2011.

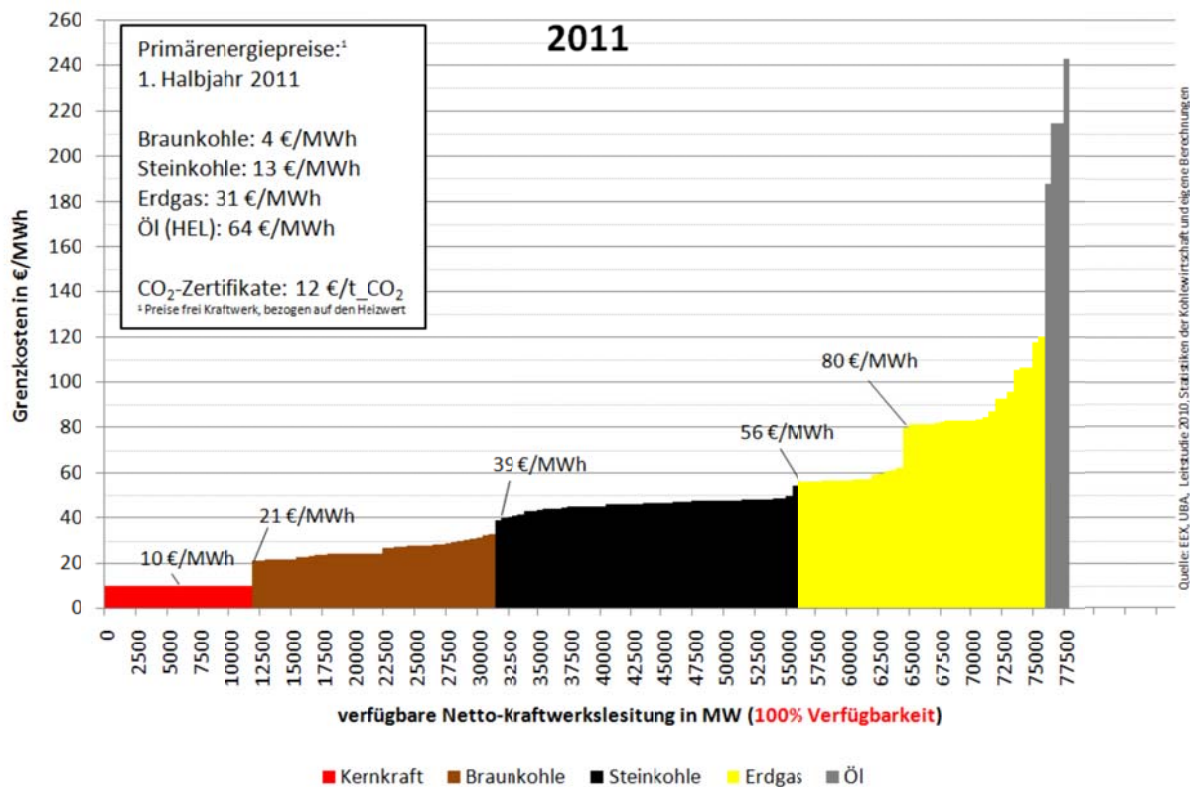


Abbildung 10: Merit-Order der konventionellen Kraftwerke 2011 [IZES]

3.4 EEG-Umlage

Die Differenz zwischen der Einspeisevergütung für EE-Strom und den erzielbaren Strompreisen, die sogenannten Differenzkosten, werden zusammen mit sekundären Kosten über die EEG-Umlage ausgeglichen, vergleiche Kapitel 19.2. Die Umlage tragen grundsätzlich die Stromverbraucher. Für das Jahr **2012** wurde die EEG-Umlage auf **3,59 ct/kWh** festgelegt. Überschusszahlungen werden von der Umlage im Folgejahr abgezogen. Für Letztverbraucher fällt auf die EEG-Umlage noch Umsatzsteuer an. Der Anteil der EEG-Umlage, der auf PV-Stromerzeugung entfällt, betrug 2011 mit 1,783 ct/kWh **50.5%** [BDEW6]. Abbildung 11 zeigt die Anteile der einzelnen EE an der EEG-Umlage. Da die PV in 2011 nur 16% des gesamten EE-Stroms beigetragen hat, erfährt sie eine bevorzugte Förderung. Das ist weder überraschend noch ungewollt. Die überproportionale Förderung der PV ist direkte Folge der Tatsache, dass ihre Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung in den **Anfangsjahren** des EEG um ein Vielfaches höher lagen als bei anderen EE, bspw. ca. Faktor 7 im Vergleich zum Wind. Die Bevorzugung war

auch gewollt, weil man der PV das höchste Kostensenkungspotential zugeschrieben hat. Im Rückblick wurden diese Erwartungen weit übertroffen: Strom aus neu installierten, großen PV-Anlagen wird heute schon geringer vergütet als Windstrom aus neuen Offshoreparks (Anfangsvergütung inkl. Boni).

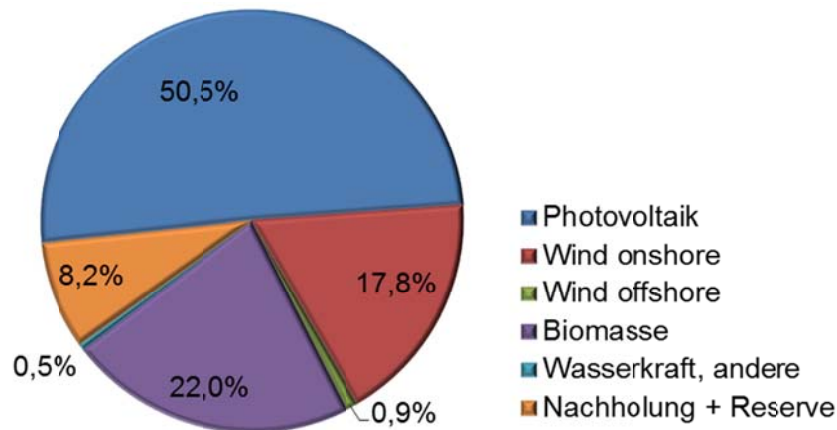


Abbildung 11: Struktur der EEG-Umlage 2011, Daten aus [BDEW6]

Die EEG-Umlage wird aufgrund ihrer Definition von folgenden Faktoren erhöht:

1. steigende privilegierte Strommengen
 Im Jahr 2012 entfallen ca. 18% des Stromverbrauchs auf stromintensive Industrie, die von der Umlage praktisch befreit ist. Die dadurch entstehenden Mehrkosten von 2,5 Mrd. € tragen die kleineren Verbraucher, also Haushalte sowie industrielle und gewerbliche Kleinverbraucher [BNA]
2. steigender Eigenverbrauch
 Der an sich erwünschte Eigenverbrauch von Solarstrom verringert die Strommenge im Netz, folglich steigt die Umlage für die verbleibenden Strommengen
3. sinkender Stromverbrauch
 Stromsparmaßnahmen senken die verbleibenden Strommengen im Netz und erhöhen damit die Umlage pro kWh
4. steigende Produktion von Strom aus EE
 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. der Merit-Order-Effekt
 Die Einspeisung von PV-Strom zu Tageszeiten mit ehemals hohen Börsenstrompreisen senkt effektiv den Strompreis, erhöht aber gleichzeitig die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Börsenpreis, der die Grundlage für die Berechnung der Umlage darstellt.
6. die Management-Prämie als Teil der Marktprämie
 Das aktuelle Marktprämien-Modell verursacht Mehrkosten in dreistelliger Millionenhöhe.

3.5 Wird PV-Strom subventioniert?

Nein.

In verkürzten Darstellungen werden oft Summen über die vergangene und künftige Einspeisevergütung für PV-Strom in dreistelliger Milliardenhöhe gebildet und als „Subvention“ deklariert. Eine Subvention ist aber definiert als eine Leistung aus öffentlichen Mitteln, während das EEG eine Umlage vorsieht: Energieverbraucher zahlen eine Zwangsabgabe für die Transformation des Energiesystems. Diese Sichtweise wurde auch von der EU-Kommission bestätigt. Die Höhe der Umlage entspricht auch nicht der gesamten Vergütung, sondern im Wesentlichen den Differenzkosten, also der Differenz zwischen **Kosten** (d.h. Vergütung) und **Nutzen** (geschätzter erzielbarer Preis).

Auf der Kostenseite beträgt die kumulierte Einspeisevergütung für PV-Strom bis einschließlich 2011 ca. 22 Mrd. €. Der Nutzen von PV-Strom wird offiziell über den Börsenstrompreis bemessen, allerdings beeinflusst der PV-Strom diesen Börsenpreis längst in die gewollte Richtung, nämlich nach unten (vgl. Kap. 3.3). Damit wird der Nutzen des PV-Stroms systematisch unterschätzt. Die in Abbildung 12 dargestellten Differenzkosten basieren deshalb auf einer Vollkostenschätzung für fossil-nukleare Stromerzeugung [IF-NE]. Der PV-Zubau wurde anhand der 52-GW-Zielmarke im Jahr 2020 abgeschätzt. Für die Degression der Einspeisevergütung wurde mittel- bis langfristig 1% pro Monat angenommen.

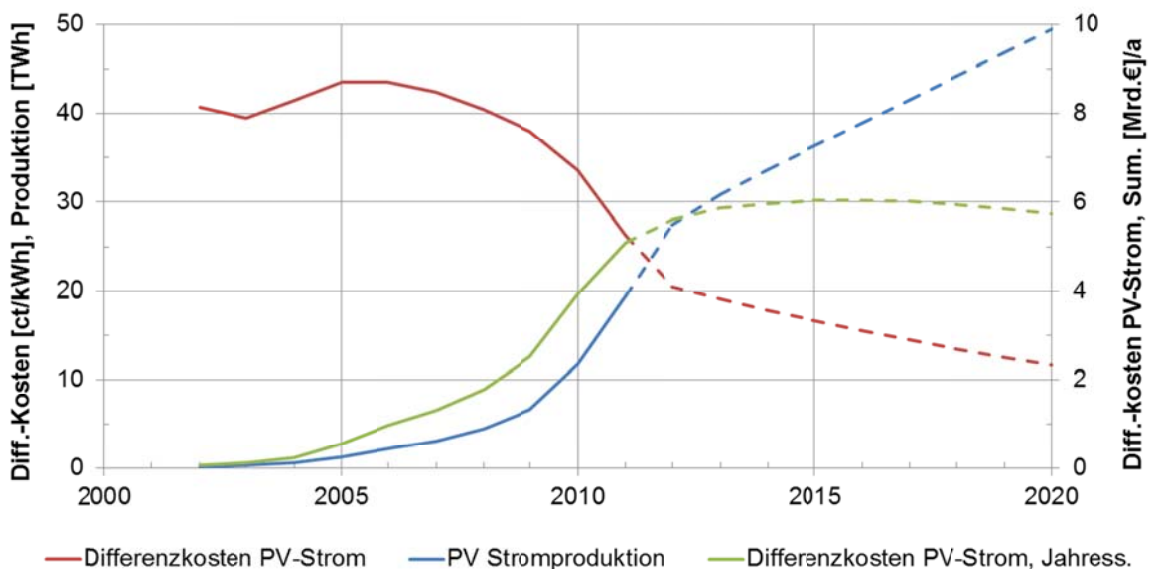


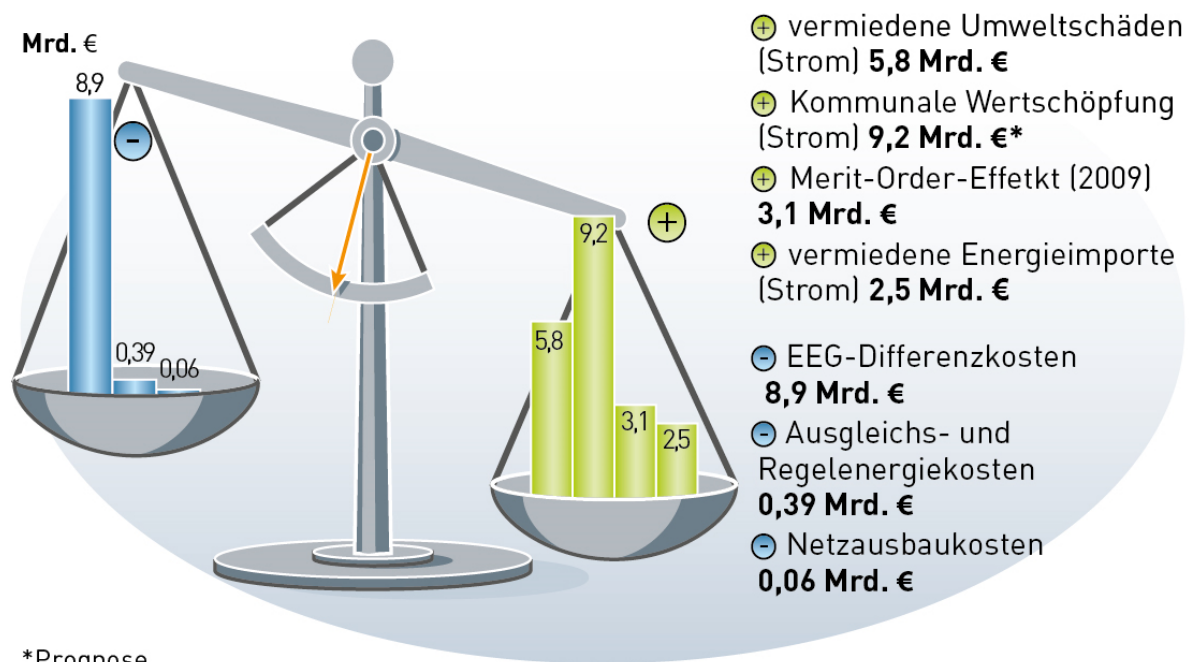
Abbildung 12: Prognose der EEG-Differenzkosten für PV-Strom pro kWh und als Jahressumme, dazu jährliche PV-Stromproduktion

Für PV-Strom beläuft sich die Summe der Differenzkosten für die Jahre 2000 bis 2020 auf ca. 70 Mrd. Euro. Längerfristig schrumpft diese Summe gegen 0 und wird danach

negativ. Damit sichert uns die PV-Umlage langfristig eine Energieversorgung zu vertretbaren Kosten, da abzusehen ist, dass wir uns fossil-nukleare Energie nicht mehr lange leisten können. Unsere Industrie braucht eine Versorgungsperspektive, ebenso die Privathaushalte.

Die Strompolitik kann hier aus den bitteren Erfahrungen des Wohnungsbaus lernen. Weil dort eine umfassende Sanierung des Bestandes bisher nicht angestoßen wurde, müssen heute viele einkommensschwache Haushalte Heizkostenzuschüsse aus der Sozialkasse beziehen, die dann teilweise an ausländische Öl- und Gaslieferanten abfließen. Die Agentur für Erneuerbare Energien hat die Kosten und Nutzen der Stromerzeugung aus EE umfassend bewertet. Auf der Kostenseite stehen die EEG-Differenzkosten, d.h. die Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das EEG. Weiterhin fallen Ausgleich- und Regelkosten für die Verstetigung des Stroms aus fluktuierenden EE-Quellen durch komplementäre Stromquellen an.

Die Bewertung weist eine deutlich positive Gesamtbilanz nach. In die Betrachtung wurde neben PV-Strom auch Windstrom und andere erneuerbare Quellen aufgenommen.



Daten nach ISI/GWS/IZES/DIW, IÖW, ISI
 Stand: 10/2011

www.unendlich-viel-energie.de 

Abbildung 13: Gesamtheitliche Kosten-/Nutzenbewertung der Stromerzeugung aus EE (Agentur für Erneuerbare Energien, 2011)

Die tatsächlichen Kosten und Risiken der fossil-nuklearen Stromgewinnung sind derzeit nicht überschaubar. Sie entstehen größtenteils in der Zukunft (CO₂-induzierte Klimakatastrophe, Nuklearunfälle, Endlagerung von Atommüll, Nuklearterrorismus, Ewigkeitslasten), ein Vergleich ist deshalb schwierig. Die Risiken der Atomkraft werden von Fachleuten allerdings so hoch eingeschätzt, dass keine Versicherung oder Rückversicherung der

Welt sich zutraut, Policen anzubieten. In Folge versichert im Wesentlichen der Steuerzahler die Atomindustrie, zwangsweise, denn die Deutschen sind seit vielen Jahren mehrheitlich gegen die Kernenergie.

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2010 errechnet, dass umweltschädliche Subventionen den Steuerzahler ca. 48 Mrd. € pro Jahr kosten [UBA2]. Nach einer Schätzung der IEA wurden fossile Energien im Jahr 2010 weltweit mit über 400 Mrd. Dollar subventioniert.

4. Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?

Ja, das liegt aber in der Hand der Politik und der EVUs .

Die Politik legt die Berechnungsgrundlage und den Verteiler für die Umlage fest, beides mit nachteiligen Effekten für Privathaushalte. Die EVUs legen schließlich den Strompreis fest.

4.1 Preiseinfluss der Politik

Die Politik definiert, wer den Umstieg auf erneuerbare Energien finanziert. Sie hat entschieden, energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil weitgehend von der EEG-Umlage zu befreien und plant, diese Freistellungen in Zukunft auszuweiten. Dies erhöht die Belastung für andere Stromkunden, insbesondere für Privathaushalte, auf die knapp 30% des gesamten Stromverbrauchs entfällt.

Diese Selektion hat dazu geführt, dass die Strompreise für die energieintensive Industrie in den letzten Jahren sogar gesunken sind, während auf der anderen Seite der Anstieg der EEG-Umlage pro kWh verstärkt wurde (Abbildung 14). Dabei profitiert die energieintensive Industrie nachweislich von der preissenkenden Wirkung des PV-Stroms an der Börse zu Spitzenlastzeiten. Damit fließt ein Teil der PV-Umlage indirekt der energieintensiven Industrie zu: „Energieintensive Unternehmen, die größtenteils von der EEG-Umlage befreit sind bzw. nur einen ermäßigten Satz von 0,05 ct./kWh (anstatt 3,53 ct./kWh) zahlen, profitieren vom Merit-Order-Effekt am stärksten. Bei ihnen überkompensiert die preissenkende Wirkung durch den Merit-Order-Effekt die Kosten für die EEG-Umlage bei weitem.“ [IZES]

Die Politik definiert die Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung als Grundlage für die Berechnung der EEG-Umlage. Wenn PV wertvollen Strom zu Zeiten der Mittagsspitzenlast liefert, senkt sie den Börsenpreis und erhöht paradoxerweise die EEG-Umlage, zu Lasten der Haushalte.

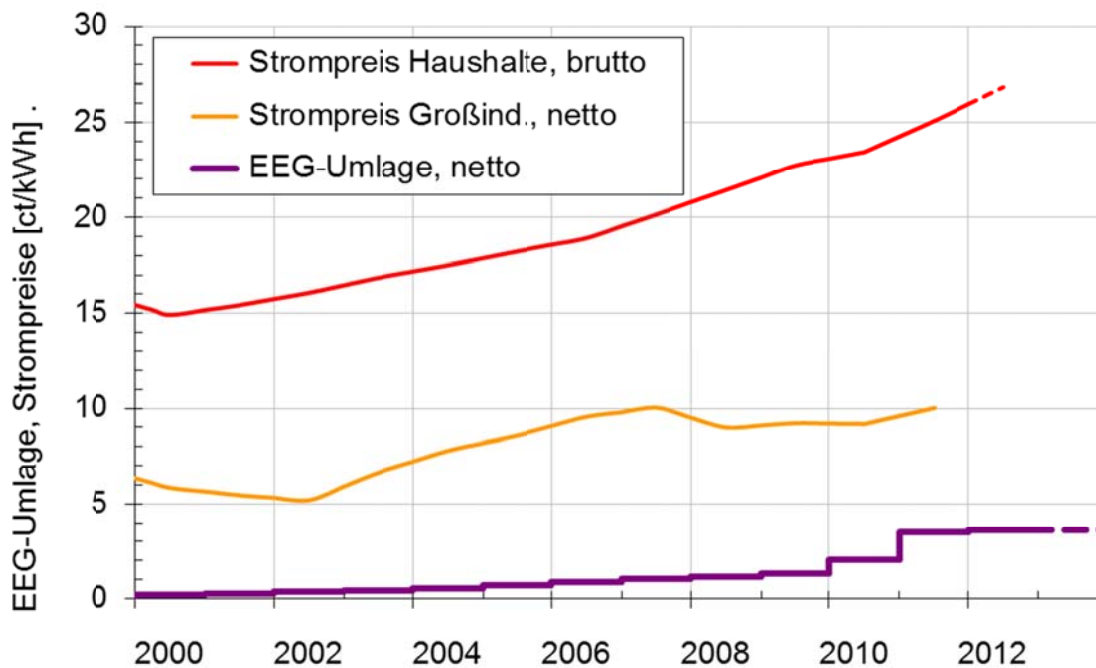


Abbildung 14: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi] und Entwicklung der EEG-Umlage

Welchen Effekt hat der weitere Ausbau der PV in Deutschland auf den Strompreis?
 Im sogenannten Trend-Szenario gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem PV-Zubau von ca. 4 GW/a bis zum Jahr 2016 aus [IE]. Die Prognos-AG hat im Auftrag des BSW für dieses Szenario eine durch den PV-Ausbau bedingte Steigerung der Strompreise von ca. 0,5% pro Jahr ermittelt, in absoluten Zahlen ca. 0,12 ct/kWh (Abbildung 15). Im Jahr 2012 bewirkt PV-Zubau eine Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,035 ct je GW installierter Leistung.

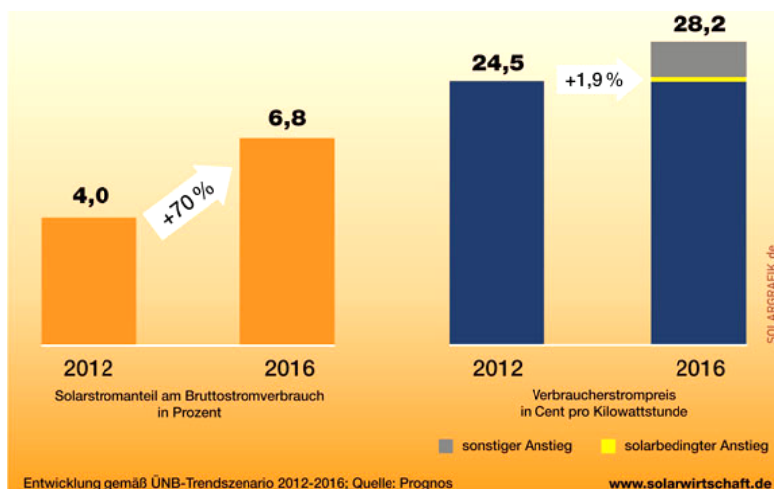


Abbildung 15: Effekt des PV-Zubaus nach dem Trend-Szenario auf den Strompreis der Privathaushalte

Die Politik beeinflusst die Strompreise aus fossil-nuklearen Kraftwerken. Politische Entscheidungen definieren den Preis von CO₂-Zertifikaten, die Auflagen zur Filterung von Rauch, ggf. Auflagen zur Endlagerung von CO₂ (CCS), die Besteuerung von Atomstrom oder die Versicherungs- und Sicherheitsauflagen für AKWs. Die Politik legt damit fest, inwieweit Stromverbraucher bereits heute die schwer fassbaren Risiken und Lasten fossil-nuklearer Stromerzeugung tragen. Bei einer immer konsequenteren Einpreisung dieser Kosten wird es voraussichtlich dazu kommen, dass die PV-Stromerzeugung den Strommix verbilligt, bei einem spürbar höheren Gesamtstrompreis. Bis wir soweit sind, wird fossil-nuklearer Strom zu Preisen verkauft, die seine externen Kosten verschleiern und in die Zukunft abschieben.

4.2 Preiseinfluss der EVUs

Der Strompreis für Privathaushalte wird letztlich von den EVUs festgelegt. Ein Musterhaushalt mit drei Personen und einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden zahlte 2011 rund **25 ct/kWh** [BDEW2], Abbildung 16 zeigt die Preisstruktur.

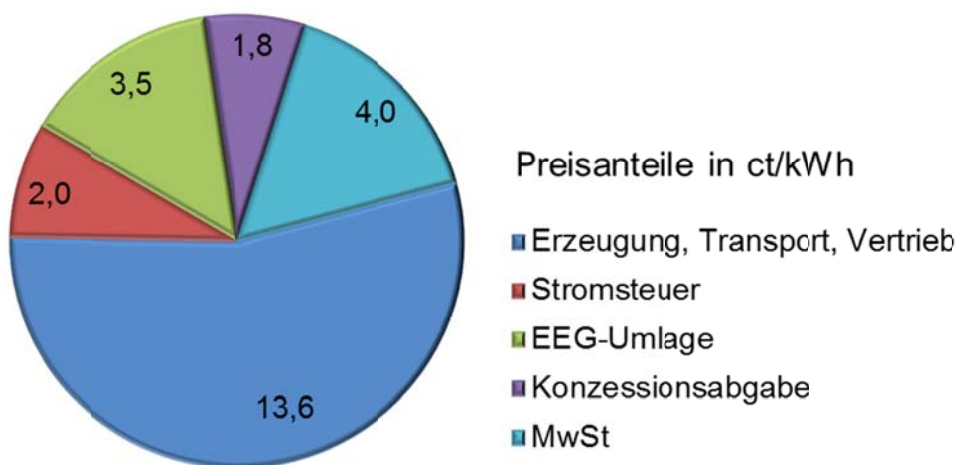


Abbildung 16: Zusammensetzung der Strompreise in ct/kWh für Privathaushalte in Deutschland 2011, Daten aus [BDEW2]

Energieversorgungsunternehmen (EVUs) begründen Strompreiserhöhungen für Haushalte in letzter Zeit gerne mit der Erhöhung der EEG-Umlage auf **3,53 ct/kWh** zum 1.1.2011 (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Abschlagszahlung lt. vorläufiger Festlegung, vgl. Kapitel 19.2).

Der Brutto-Strompreis für Privathaushalte ist seit dem Jahr 2000 um 10 ct/kWh angestiegen, die EEG-Umlage aber nur um 3,3 ct/kWh (Abbildung 14). Der Großteil der Preissteigerungen kann somit nicht mit der EEG-Umlage begründet werden.

Die Kosten, die EVUs für den Strombezug aufbringen müssen, werden größtenteils über langfristige Lieferverträge, zu einem kleineren Teil durch die Spotmarkt-Preise an der

Leipziger Strombörse bestimmt. An der Strombörse profitieren die EVUs über den Merit Order Effekt (Kapitel 3.3) von der PV-Stromeinspeisung.

EVUs geben aber preissenkende Effekte der PV-Einspeisung bisher nicht an ihre Endkunden weiter. Bei der aktuell installierten PV-Leistung in Deutschland (ca. **25 GW**) deckt der Solarstrom an sonnigen Tagen im Frühjahr und Sommer bereits einen großen Teil der Tagesspitzenlast (vgl. Abbildung 32). Im Jahr 2011 kam es erstmals vor, dass der Tagstrompreis am Spotmarkt der Strombörse EEX dadurch zeitweise auf das Preisniveau von Nachtstrom (2,5 ct/kWh) fiel. PV-Strom verdrängt teure Kraftwerke in der Merit Order, vgl. Kapitel 3.3. Bei einem weiteren Ausbau der Photovoltaik erwarten Fachleute, dass die Börsenpreise in den Sommermonaten tagsüber immer häufiger und für immer längere Zeiträume unter das Nachtstromniveau fallen. Dieser Photovoltaik-Effekt wird derzeit noch nicht adäquat in den Kosten- und Umlagekalkulationen abgebildet.

4.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer mit der Stromrechnung?

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 - auf alle Stromverbraucher umgelegt, inklusive Haushalte, und dort inklusive Mieter. 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.

PV-Anlagen gehören zu knapp 40% Privatpersonen. Diese Personen sind überwiegend Eigenheimbesitzer, aber auch Mieter können sich über Bürgersolaranlagen oder Fonds an PV-Kraftwerken beteiligen.

5. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?

Ja.

Beim aktuellen Stand von Anlagenkosten und Einspeisevergütung sind gute Renditen in ganz Deutschland möglich. Die Rendite ist in sonnenreichen Regionen etwas höher als in Gegenden mit geringerer Einstrahlung. Tatsächlich schlägt jedoch der regionale Unterschied in der Einstrahlung nicht 1:1 auf den Ertrag um, weil bspw. in Gegenden mit geringerer Einstrahlung ggf. ein erhöhtes Windaufkommen für eine geringere Betriebstemperatur der Module sorgt.

Standortabhängig sind bspw. Renditen zwischen **4,1 – 9,3%** zu erwarten, sobald eine Aufdachanlage bis 10 kW_p Leistung, die im Juli 2012 ans Stromnetz angeschlossen wird, **1,7 €/W_p** kostet und 20% Eigenverbrauch erreicht werden [Photon 2012-07]. Diese Rendite ist nicht risikofrei. Weder Herstellergarantien noch Anlagen-Versicherungen senken das Investorenrisiko auf Null.

6. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?

Im Jahr 2010 wurden im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms 205 Mio. € für den gesamten Bereich der erneuerbaren Energien aufgewendet, davon entfiel nur ein Bruchteil auf die Photovoltaik. Im gleichen Jahr wurden allein für Nuklear- und Fusionsforschung 202 Mio. € ausgegeben. Ein Blick in die historischen Zahlen (Abbildung 17) zeigt, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz nur langsam in den Fokus der Energieforschung rücken.

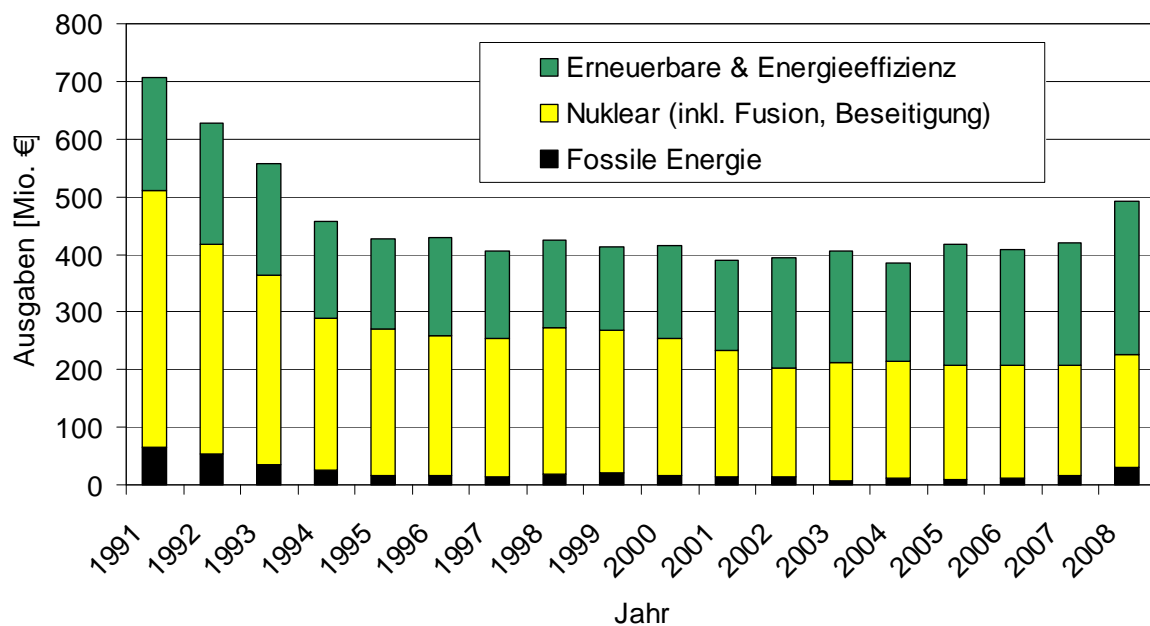


Abbildung 17: Ausgaben des Bundes für Energieforschung [BMWi]

7. Erzeugt PV-Installation in Deutschland nur Arbeitsplätze in Asien?

Nein.

Die PV-Branche beschäftigte im Jahr 2011 ca. 111.000 Menschen in Deutschland, im gesamten Bereich der EE waren es 381.000 [BMU2].

Die PV-Branche hatte 2011 eine Exportquote von ca. 55% [BSW].

Zur deutschen PV-Branche zählen Betriebe aus den Bereichen

1. Materialherstellung (Silicium, Wafer, Metallpasten, Kunststofffolien, Solarglas)
2. Herstellung von Zwischen- und Endprodukten: Zell-, Modul-, Wechselrichter-, Gestell- und Kabelhersteller, Glasbeschichtung
3. Produktionsanlagenbau
4. Installation (v. a. Handwerk)

Der Weltmarktanteil der gesamten deutschen PV-Zulieferer (Hersteller von Komponenten, Maschinen und Anlagen) erreichte im Jahr 2011 46%, bei einer Exportquote von 87% [VDMA].

Bei Solarzellen und Modulen war Deutschland 2011 Netto-Importeur. Bei vielen anderen PV-Produkten ist Deutschland klarer Netto-Exporteur, z.T. als internationaler Marktführer (z.B. Wechselrichter, Produktionsanlagen). Im Jahr 2010 wurden in Deutschland Wechselrichter mit einer Gesamtleistung von 13,3 GW hergestellt, entsprechend einem Weltmarktanteil von ca. 45% [Photon 03-2011].

Wenn man annimmt, dass im Jahr 2011 ca. 80% der installierten PV-Module aus Asien kamen, diese Module ca. 60% der Kosten eines PV-Kraftwerks ausmachen (Rest v.a. Wechselrichter und Installation) und die Kraftwerkskosten ca. 60% der Stromgestehungskosten ausmachen (Rest: Kapitalkosten), dann fließen über die Modulimporte knapp 30% der Einspeisevergütung nach Asien. Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass ca. die Hälfte der asiatischen PV-Produktion auf Anlagen aus Deutschland gefertigt wurde.

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 zunehmend verbessern.

8. Lehnen die großen Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ab?

Bisher ja.

Die in Deutschland betriebene PV-Leistung befand sich noch 2010 überwiegend im Eigentum von Privatpersonen und Landwirten, der Rest verteilte sich auf Gewerbe, Projektierer und Fonds. Die Kraftwerksbetreiber EnBW, Eon, RWE und Vattenfall (die „Großen 4“ in Abbildung 18) hielten zusammen gerade einmal 0,2%. Woher kommt diese Abneigung?

Wenn PV-Kraftwerke Strom liefern, liefern sie tagsüber, zu Zeiten höchster Nachfrage (Abbildung 32). Teure fossile Kraftwerke werden seltener und in geringerem Umfang benötigt. Das senkt den Strompreis an der Börse, der sich nach den Börsenregeln auf alle Kraftwerke überträgt (Kapitel 3.3). Früher konnten die vier großen Kraftwerksbetreiber ihren billigen Grundlaststrom zur Mittagszeit sehr lukrativ verkaufen. Bereits 2011 führte aber die PV zu Preissenkungen an der Börse und damit zu massiven Gewinneinbrüchen. Die Preissenkungen werden sich zukünftig auch auf langfristige Lieferverträge auswirken, nicht nur auf den Börsenpreis. Hinzu kommt, dass die zunehmende Abdeckung der Tagesspitzenlast durch Photovoltaik im Frühjahr und Sommer die Auslastung der fossilen Kraftwerke verschlechtert und damit ihre Kosten steigen.

Der billige Strom aus abgeschriebenen Kohlekraftwerken wird im Frühjahr und Sommer mit dem Ausbau der PV und des Lastmanagements immer weniger gebraucht. Mittelfristig droht die saisonale Abschaltung, als Zwischenschritt zur vollständigen Stilllegung.

Während große Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ablehnen, passen große Windprojekte, vor allem im Offshore-Bereich, viel besser in ihr Geschäftsmodell.

In jüngster Zeit gab es differenziertere Signale, bspw. die Ankündigungen seitens RWE, verstärkt in PV-Anlagen zu investieren.

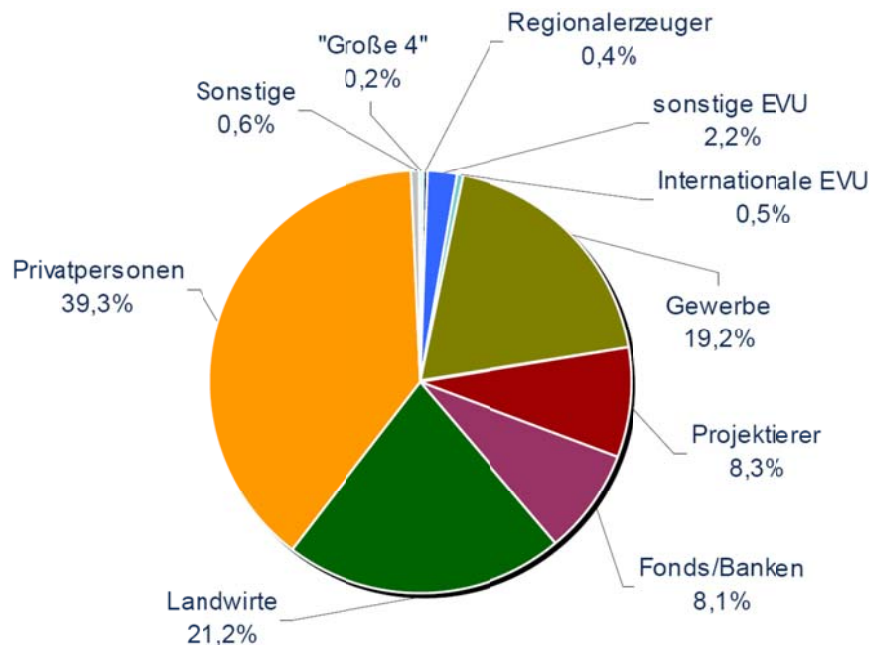


Abbildung 18: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen von insgesamt ca. 17 GW [trend:research]

9. Überlastet PV-Strom die Netze?

9.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist

Über 98 Prozent der Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen (Abbildung 19) und erzeugen Solarstrom verbrauchsnahe [BSW]. Auf PV-Kraftwerke der Megawatt-Klasse entfallen in Deutschland nur 15% der installierten PV-Leistung.

Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungs-Netzabschnitt kann an sonnigen Tagen 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 viele Netzabschnitte verringert den Ausbaubedarf.

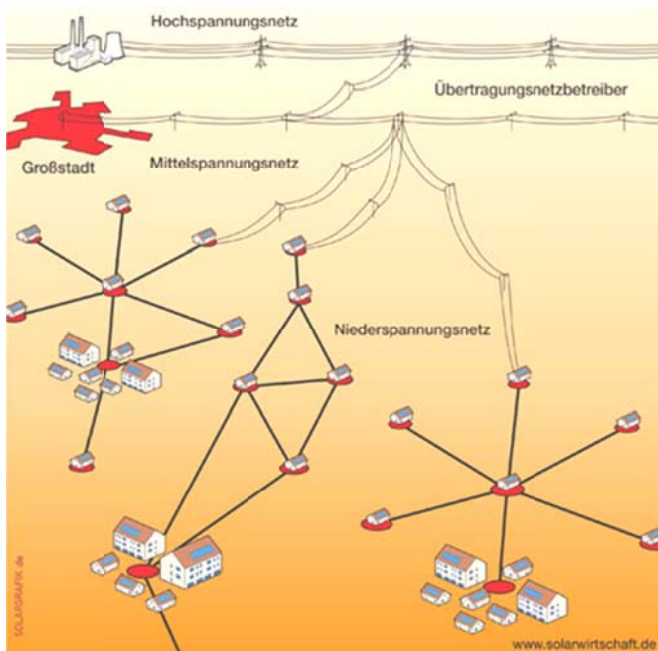
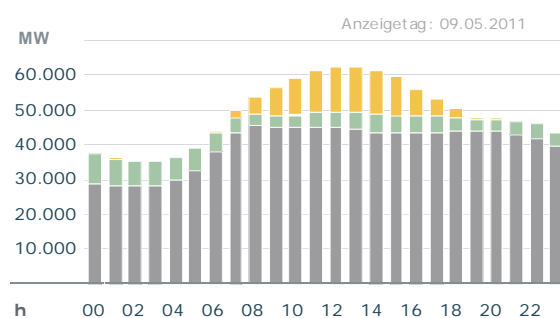


Abbildung 19: Einspeisung von PV-Strom [BSW]

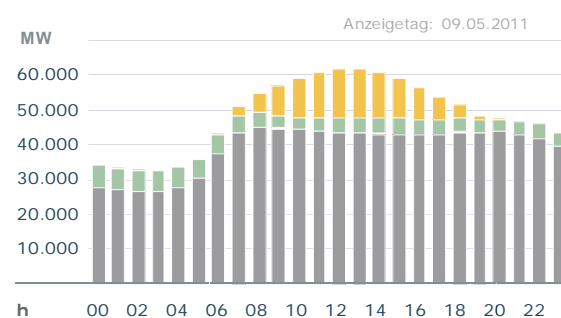
9.2 Solarstrom-Produktion ist planbar

Die Erzeugung von Solarstrom ist heute dank verlässlicher nationaler Wettervoraussagen sehr gut planbar, eine kurzfristige Reaktion im großen Maßstab nicht notwendig. Abbildung 20 zeigt beispielhaft Planung und tatsächliche Stromproduktion. Aufgrund der dezentralen Erzeugung können Änderungen in der Bewölkung nicht zu gravierenden Schwankungen der deutschlandweiten PV-Stromproduktion führen.

Tatsächliche Produktion



Geplante Produktion



Legende: ■ Konventionell ■ Wind ■ Solar

Abbildung 20: Tatsächliche und geplante Stromproduktion am Montag, 9.5.2011 [Strombörse]

9.3 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung

Aufgrund von technisch bedingten Verlusten (Performance Ratio PR \leq 90%, vgl. Kapitel 19.7) und uneinheitlicher Wetterlage ist deutschlandweit nur an sehr wenigen Tagen im Jahr eine reale Stromgeneration oberhalb 70% der installierten Nennleistung (Ende 2011 ca. **25 GW**) zu erwarten.

Eine Begrenzung bzw. Abregelung („Einspeisemanagement“) auf der Ebene der einzelnen Anlagen auf 70% ihrer Nennleistung führt zu Einnahmeverlusten von geschätzt 2-5% [Photon International 2011-07, S.58]. Eine gesetzliche Regelung, die diese Abregelung für kleine Anlagen faktisch vorschreibt, trat 2012 in Kraft, vgl. folgendes Kapitel 9.4

9.4 Wieviel PV-Strom verträgt unser heutiges Stromnetz?

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 verbrauchsgerechter erfolgen, um die Verteilung des Solarstroms zu erleichtern. Pro Einwohner haben Bayern und Brandenburg die 3- bis 4-fache PV-Leistung installiert, verglichen mit dem Saarland, NRW, Sachsen oder Hessen.

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.

„Eine wichtige Erkenntnis (...) ist, dass sich die PV-Einspeisung, bedingt durch ihre hohe Korrelation mit dem Lastverlauf bis zu einer Größenordnung von 30 GWp Anlagenleistung ohne große Anforderungen an den Kraftwerksbetrieb integrieren lässt. Dies folgt aus der Korrelation mit dem Lastverlauf, die dazu führt, dass überwiegend regelbare Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ersetzt werden. Schlecht regelbare Grundlastkraftwerke dagegen werden in ihrem Betrieb nur unwesentlich beeinträchtigt. Deshalb sind auch keine zusätzlichen Speicher notwendig.

Zudem reduziert eine überwiegend dezentrale und verbrauchsnahe PV-Einspeisung in die Verteilnetze Kosten für den Netzbetrieb, insbesondere im Hinblick auf das Übertragungsnetz. Ein weiterer Vorteil der PV-Einspeisung ist, dass PV-Anlagen zusätzlich zur Einspeisung von Wirkleistung prinzipiell weitere Netzdienstleistungen (z.B. lokale Spannungsregelung) kostengünstig bereitstellen können. Sie eignen sich hervorragend zur Integration in übergeordnete Netzmanagement-Systeme und können einen Beitrag zur Verbesserung der Netzstabilität und Netzqualität leisten.“ [ISET2]

Das Erzeugungsprofil von PV-Strom passt so gut zu dem Lastprofil des Stromnetzes, dass der Strombedarf auch bei weiterem, substantiellem Ausbau der PV in den Folgejahren

zu jeder Zeit über dem PV-Stromangebot liegen wird. Ein Ausbau der installierten Leistung in Deutschland auf 30-40 GW ist mit der heutigen Netz- und Kraftwerksstruktur durchführbar. An sonnigen Tagen wären dann um die Mittagszeit bis ca. 25 GW PV-Strom im Netz. Ein weiterer Ausbau, auch im Windbereich, erfordert zunehmende Anpassungen (Kapitel 14).

10. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?

Nein.

Die Energierücklaufzeit für Solaranlagen hängt von Technologie und Anlagenstandort ab. Sie beträgt bei 1055 kWh/m² globaler horizontaler Jahreseinstrahlung (mittlerer Wert für Deutschland) ca. 2 Jahre [EPIA2]. Die Lebensdauer von Solarmodulen liegt im Bereich von 20-30 Jahren. Das heißt, dass eine heute hergestellte Solaranlage während ihrer Lebensdauer mindestens 10 mal mehr Energie erzeugt als zu ihrer Herstellung benötigt wurde. Dieser Wert wird sich in der Zukunft durch energieoptimierte Herstellungsverfahren noch verbessern.

11. Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion auf Ackerflächen?

Nein.

Ende 2009 entfielen rund 12,5% der kumulierten installierten PV-Leistung auf Freiland [Landtag], der Rest steht überwiegend auf Gebäudedächern. Ein Teil dieser Freilandfläche ist Ackerfläche, in Baden-Württemberg war es 2009 knapp die Hälfte. Die PV-Installation im Freiland auf Ackerflächen wird seit Juli 2010 nicht mehr über das EEG gefördert und kam damit zum Erliegen. Ein Ausbau im Freiland erfolgt derzeit nur noch auf bestimmten Konversionsflächen.

Es gibt kein Ausbauszenario, das eine nennenswerte Belegung von Ackerflächen durch PV vorsieht. Die öffentliche Diskussion zu diesem Thema erscheint noch merkwürdiger im Kontext aktueller Pläne der EU, 7% der Ackerflächen stillzulegen, das wären in Deutschland 600.000 Hektar.

12. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient?

Der nominelle Wirkungsgrad (s. Kapitel 19.3) von kommerziellen waferbasierten PV-Modulen (d.h. Module mit Solarzellen auf Basis von Siliciumscheiben) stieg in den letzten Jahren um ca. 0,3%-Punkte pro Jahr auf Mittelwerte um **14-15%** und Spitzenwerte von **20%**. Pro Quadratmeter Modul erbringen sie damit eine Nennleistung von 140-150 W, Spitzenmodule bis 200 W. Der nominelle Wirkungsgrad von Dünnschicht-Modulen liegt um **6-11%**, mit Spitzenwerten von **12-13%**.

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 als Ganzes über das Jahr PR-Werte von 80-90%, inkl. aller Verluste durch die tatsächliche Betriebstemperatur, die variablen Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderständen sowie Wandlungsverlusten des Wechselrichters. Der von den Modulen gelieferte Gleichstrom wird von Wechselrichtern für die Netzeinspeisung angepasst. Der Wirkungsgrad neuer PV-Wechselrichter liegt, unabhängig von der eingesetzten Modultechnologie, aktuell um 98%.

In Deutschland werden je nach Einstrahlung und PR spezifische Erträge um 900 kWh/kWp erzielt. Pro Quadratmeter Modul entspricht dies ca. 130 kWh, bei Spitzenmodulen ca. 180 kWh. Ein durchschnittlicher 4-Personen-Haushalt verbraucht pro Jahr ca. 4400 kWh Strom, dies entspricht dem Jahresertrag von 34 m² gewöhnlichen Modulen. Die Dachfläche eines Einfamilien-Hauses reicht somit aus, um den Jahresstrombedarf einer Familie in Summe über eine PV-Anlage zu erzeugen. Auf flachen Dächern und im Freiland werden Module aufgeständert, um ihren Ertrag zu erhöhen. Bei Südausrichtung und entsprechender Beabstandung belegen sie ungefähr das 2,5fache ihrer eigenen Fläche.

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 Verbrennungskraftwerke 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 auch nur bescheidene Effizienzen bezogen auf die eingestrahlte Energie und die Flächennutzung. Abbildung 21 vergleicht die Gesamtreichweiten von Fahrzeugen, die verschiedene Biokraftstoffe verbrennen, mit der Gesamtreichweite eines Elektrofahrzeugs (Plug-In-Hybridantrieb), dessen elektrische Antriebsenergie durch ein PV-Feld gleicher Größe bereitgestellt wird.

Plug-In-Hybrid Serienfahrzeuge, die für 2012 angekündigt sind, können rein elektrisch mit einer Akkuladung ca. 20-50 km zurücklegen. Reine Elektrofahrzeuge weisen eine Normreichweite bis 175 km auf (Nissan Leaf mit 24 kWh Speicherkapazität).

In Südspanien oder Nordafrika lassen sich spezifische Erträge bis 1600 kWh/kWp erzielen, allerdings erzeugen die langen Leitungswege erhebliche Energieverluste und Kostenaufschläge. Abhängig von der Spannungsebene liegen die Leitungsverluste zwischen 0,5 - 5% pro 100 km.

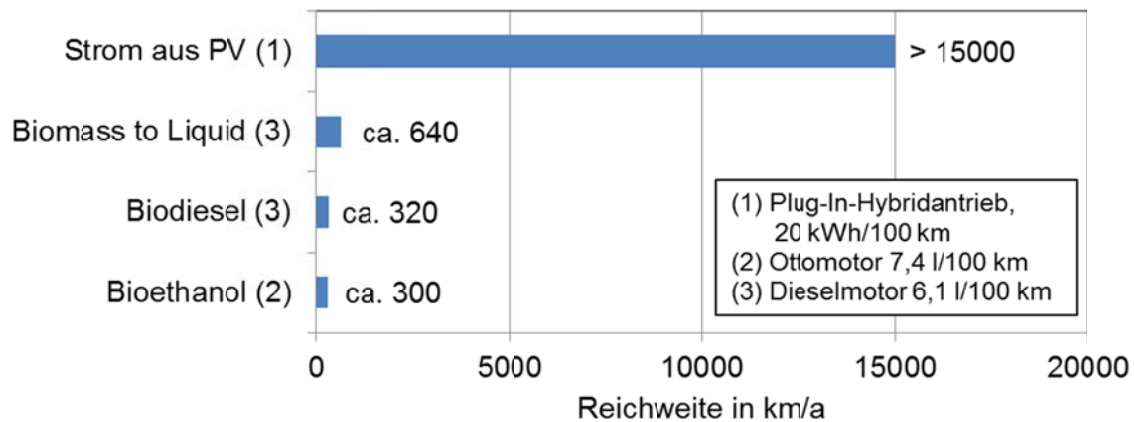


Abbildung 21: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m² Energiepflanzenanbau (2,3) und von 40 m² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m² ebener Grundfläche, Quellen: Bruno Burger, Fraunhofer ISE (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2),(3)

12.1 Degradieren PV-Anlagen?

Ja, aber sehr langsam.

Waferbasierte PV-Module altern so langsam, dass es eine Herausforderung für die Wissenschaftler darstellt, Leistungsverluste überhaupt nachzuweisen.

Eine Studie an 14 Anlagen in Deutschland mit poly- und monokristallinen Modulen hat eine durchschnittliche Degradation von 0,1% relative Abnahme der Wirkungsgrades pro Jahr für die gesamte Anlage inklusiv der Module gezeigt [ISE2]. Die häufig getroffene Annahme von 0,5% Leistungsverlusten pro Jahr erscheint in diesem Kontext sehr konservativ.

Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Fabrikationsmängeln mit ein. Abhängig vom Material der Solarzellen kommt eine lichtinduzierte Degradation von 1-2% in den ersten Betriebstagen dazu, wie umfangreiche Messungen am Fraunhofer ISE ergeben haben. Die deklarierte Nennleistung von Modulen bezieht sich meistens auf den Betrieb nach der Anfangsdegradation.

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.

12.2 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, naher Laubabwurf oder nahe Staubquellen.

12.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?

Ja. Die Kennzahl „Volllast-Stunden“ oder „Vollbenutzungsstunden“ wird als Quotient aus der im Lauf eines Jahres tatsächlich erzeugten Energie und der Nennleistung des Kraftwerks (siehe Kapitel 19.4) ermittelt.

Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Anlagen nur etwas weniger als die Hälfte der insgesamt 8760 Jahresstunden, und dann auch meistens in Teillast.

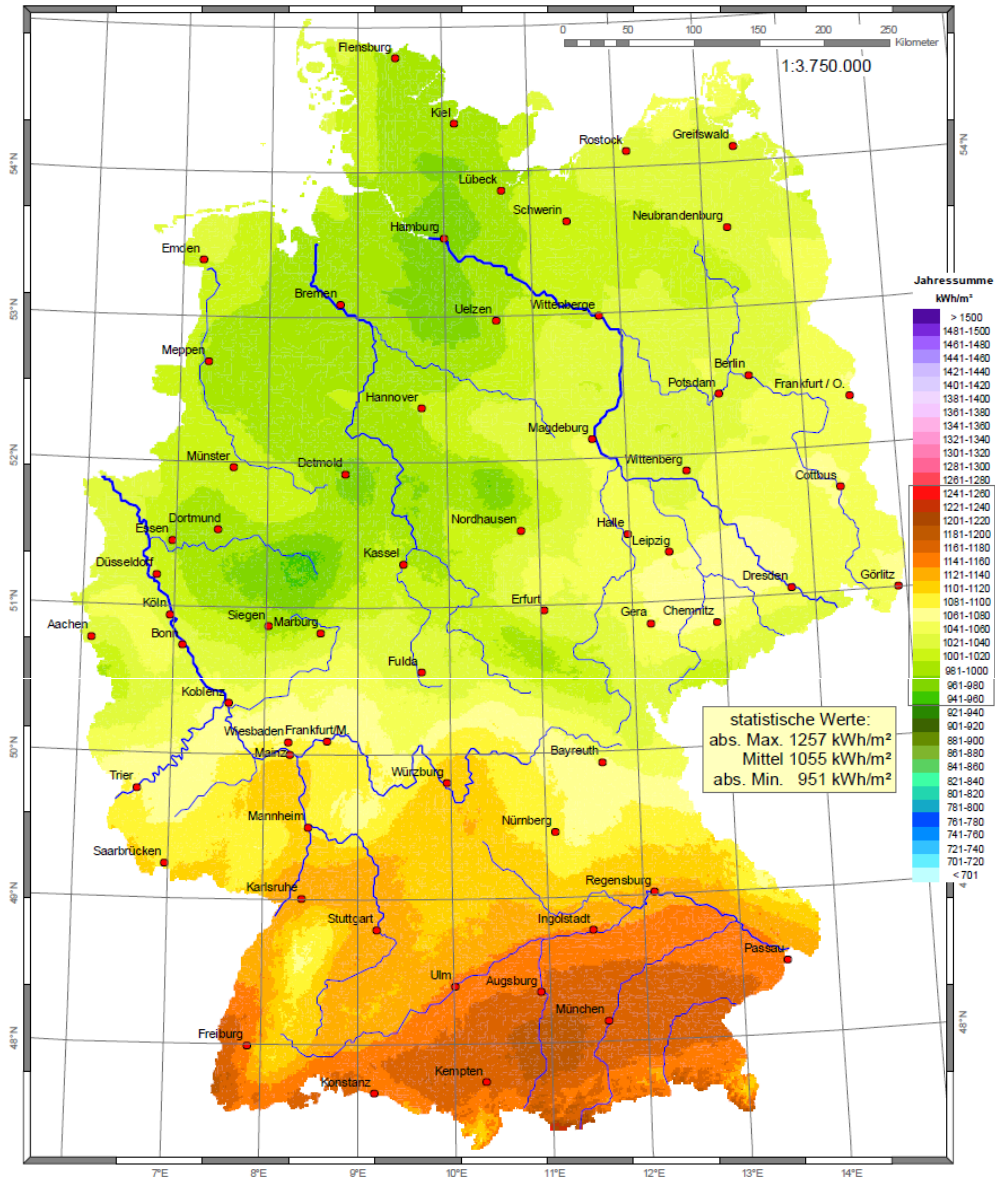
Die horizontale Einstrahlungssumme gemittelt Deutschland für die Jahre 1981-2010 liegt bei 1055 kWh/m²/a und schwankt je nach Standort zwischen ca. 951-1257 kWh/m²/a [DWD]. Abbildung 22 zeigt die landesweite Verteilung.

PV-Module werden idealerweise mit einer Neigung von ca. 30-40° 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. 1200 kWh/m²/a.

Bei einer Performance Ratio (PR, siehe Kapitel 19.7) von 85% und idealer Ausrichtung wären damit im geografischen Mittel über Deutschland 1030 Volllaststunden zu erreichen. Weil nicht alle Anlagen ideal ausgerichtet sind und noch viele Anlagen mit kleineren PR arbeiten, liegt die tatsächliche mittlere Volllaststundenzahl etwas niedriger, in der Größenordnung von 900-950 Stunden.

Die Studie „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016“ [IE] geht in ihrem Trendszenario für die Jahre 2012-2016 von 939 bis 949 Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene PV-Anlagen in Deutschland aus. Die komplette Übersicht der Prognosen zu EE zeigt Abbildung 23.

Bei Windkraftwerken steigt die Anzahl der Vollbenutzungsstunden mit der Nabenhöhe. Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig (1 Jahr = 8760 h) mit ihrer Nennleistung produzieren. Tatsächlich erreichten lt. [BDEW5] bspw. Braunkohlekraftwerke 6640 und Steinkohle-KW 3550 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2007.



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

0.02.2012 / DN

Abbildung 22: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD]

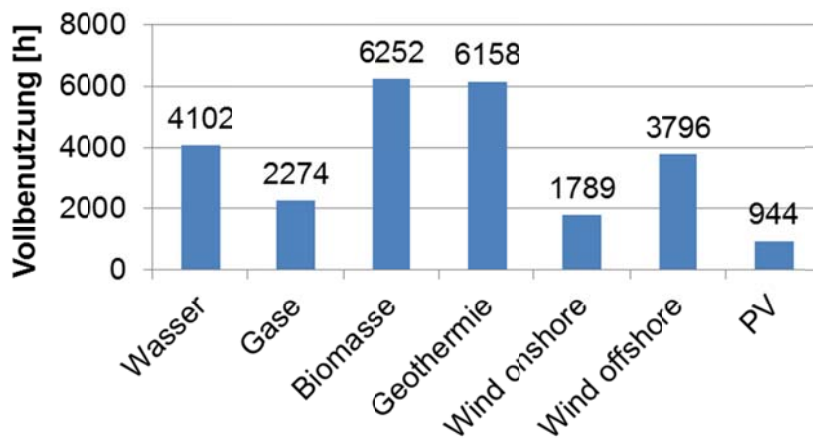


Abbildung 23: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte die Jahre für 2012 bis 2016 aus [IE]

13. Liefert PV relevante Beiträge zur CO₂-Vermeidung?

Wegen der geringen Wirkungsgrade bei der Stromgewinnung aus fossil-nuklearer Primärenergie spart jede kWh PV-Strom ca. 3 kWh an Primärenergie. Die kumulierte Einsparung an Primärenergie bis Ende 2011 durch PV liegt bei ca. 150 TWh, bei 50 TWh Solarstromproduktion. Betrachtet man den kumulierten Umlageanteil der Einspeisevergütung, wurden ca. 12 ct/kWh Umlage für vermiedenen Primärenergieverbrauch bezahlt. Bei energetischer Gebäudesanierung liegen die Subventionskosten pro eingesparter kWh Primärenergie in ähnlicher Höhe.

Für PV-Strom beträgt der Vermeidungsfaktor 679 g CO₂-Äq./kWh [BMU1]. Der Vermeidungsfaktor ist der Quotient aus vermiedenen Emissionen und der Strombereitstellung. Er beinhaltet neben Treibhausgasen auch andere Luftschadstoffe.

Ein Steinkohle-Kraftwerk emittiert ca. 949 g CO₂/kWh elektrisch, ein Braunkohle-Kraftwerk ca. 1153 g/kWh elektrisch.

14. Können wir in Zukunft einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?

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

14.1 Energieszenarien

Energieszenarien sind keine Fakten. Einige Szenarien werden hier herangezogen, um einen Kontext für die Beurteilung von Potentialen zu schaffen.

Unser heutiges, auf fossil-nuklearer Erzeugung basierendes Energiesystem ist ein Auslaufmodell. Es gibt eine Fülle von Energieszenarien für die kommenden Jahrzehnte, und sie rechnen zunehmend mit EE. Der schnelle Ausbau und die schnelle Kostendegression der PV in Deutschland haben viele dieser Studien bereits überholt.

Die im Auftrag des BMU erstellten Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland [IFNE] gehen für das Jahresende 2020 von einer installierten PV-Leistung von ca. 53 GW aus (Abbildung 24). Bei angenommenen 900 Volllaststunden werden im Jahr 2020 damit fast 48 TWh Solarstrom produziert.

Eine Studie des Umweltbundesamtes kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2050 eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung technisch und auf ökologisch verträgliche Weise möglich sei [UBA1]. In dieser Studie wird eine installierte PV-Leistung von insgesamt 120 GW im Jahr 2050 angenommen, wobei das technisch-ökologische Potential nach konservativer Abschätzung bei einer installierten Leistung von 275 GW gesehen wird. Abbildung 25 aus der gleichen Quelle skizziert ein Wandlungs- und Speicherkonzept auf Basis von Wasserstoff.

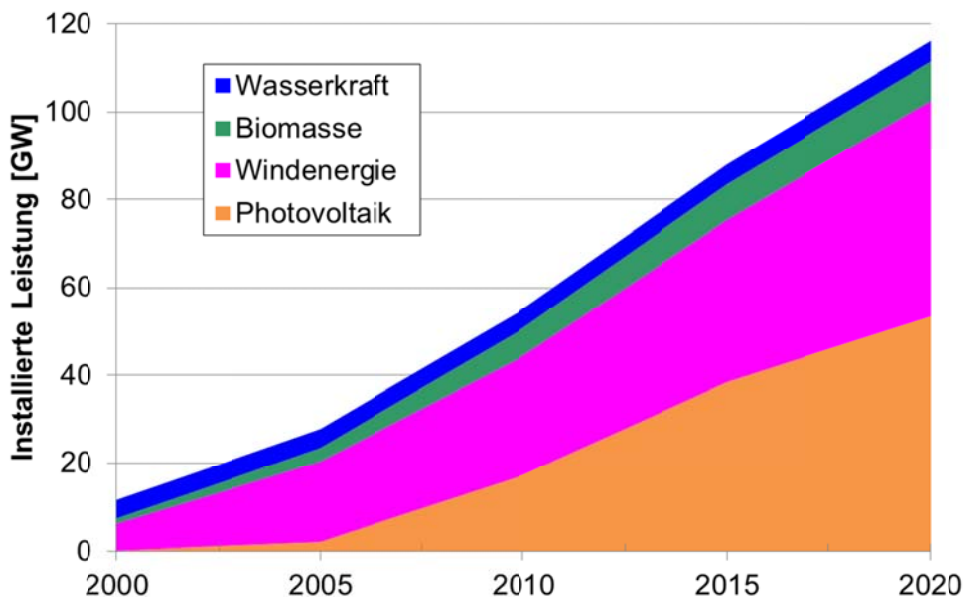


Abbildung 24: Szenario „2011 A“ für den Ausbau von EE-Stromleistung, Daten aus [IFNE]

Das Fraunhofer ISE hat auf Basis des FVEE-Energiekonzepts [FVEE] ein Szenario erstellt, das im Jahr 2050 einen Anteil von 30% PV-Strom vorsieht. Abbildung 26 zeigt aus dieser Studie mehrere Szenarien für die Stromversorgung in den Jahren 2020 und 2050 im Vergleich.

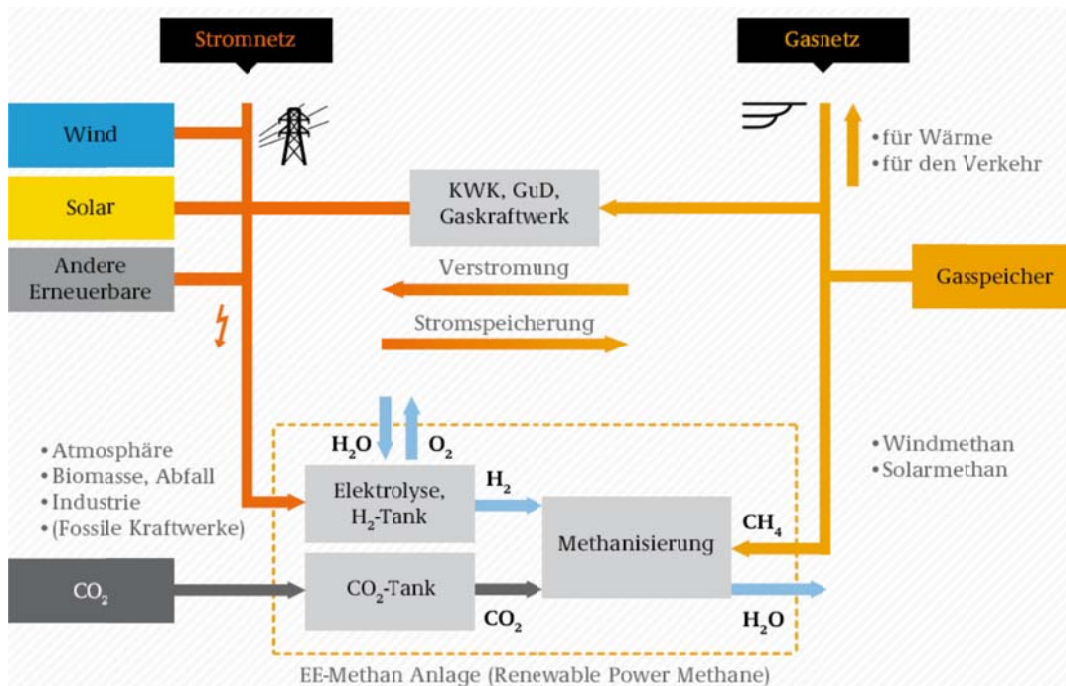
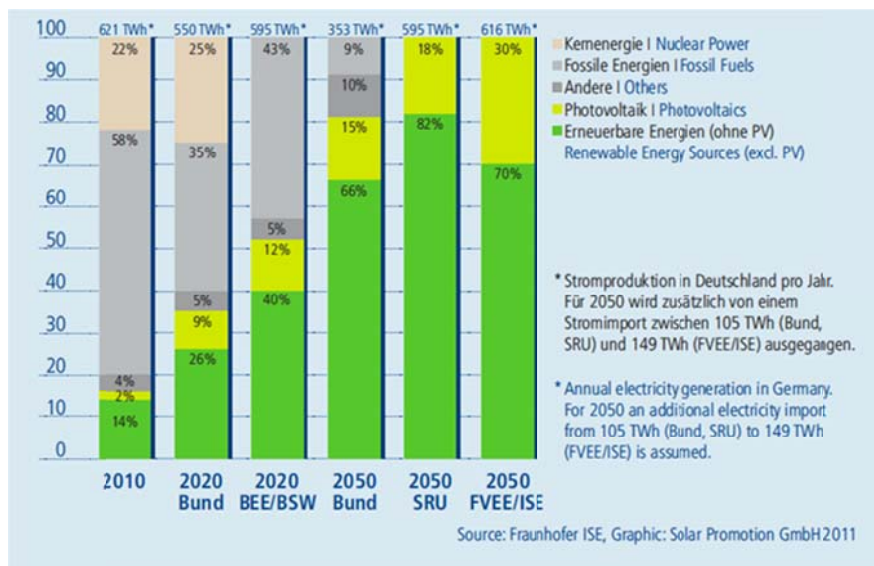


Abbildung 25: Konzept zur Stromwandlung und -speicherung aus EE-Anlagen (Wind, Photovoltaik) via Wasserstoff zu Methan (SNG) mit Rückverstromung in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) [UBA1]



Quellen | Sources:
 2020 Bund, 2050 Bund: Szenario IIA mit 52 GW PV | energy scenario IIA with 52 GW PV, ewi/gws/prognos, 8/2010
 2050 SRU: Gutachten 100 % erneuerbare Stromversorgung | Report 100 % renewable electricity supply, Sachverständigenrat für Umweltfragen, 1/2011
 2050 ISE: ISE-Szenario auf Basis des FVEE-Energiekonzepts 2050 | ISE-Szenario based on the FVEE-energy concept 2050, Fraunhofer ISE, 5/2011

Abbildung 26: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3]

14.2 Energiebedarf und Energieangebot

Die traditionelle Energiewirtschaft fördert fossile und nukleare Energieträger (Primärenergie), wandelt sie und bereitet sie für die Endverbraucher auf. Das Energieflussbild aus Abbildung 27 zeigt auch, wie stark Deutschland von Energieimporten abhängt. In der Wandlung und im Verbrauch herrschen dramatische Effizienzdefizite. So wird bspw. die im Verkehr verbrauchte Endenergie über Verbrennungsmotoren überwiegend in Abwärme umgesetzt, und selbst von der Antriebsenergie wird noch ein guter Teil beim Bremsen irreversibel verheizt. Die Privathaushalte, die ca. 75% der verbrauchten Endenergie für Heizung einsetzen, könnten diesen Verbrauch durch einfache Wärmeschutzmaßnahmen halbieren. Aus diesen Beispielen wird deutlich, dass der zukünftige Energiebedarf keinesfalls mit dem heutigen Bedarf gleichzusetzen ist, weder nach Mengen, noch nach Energieträgern.

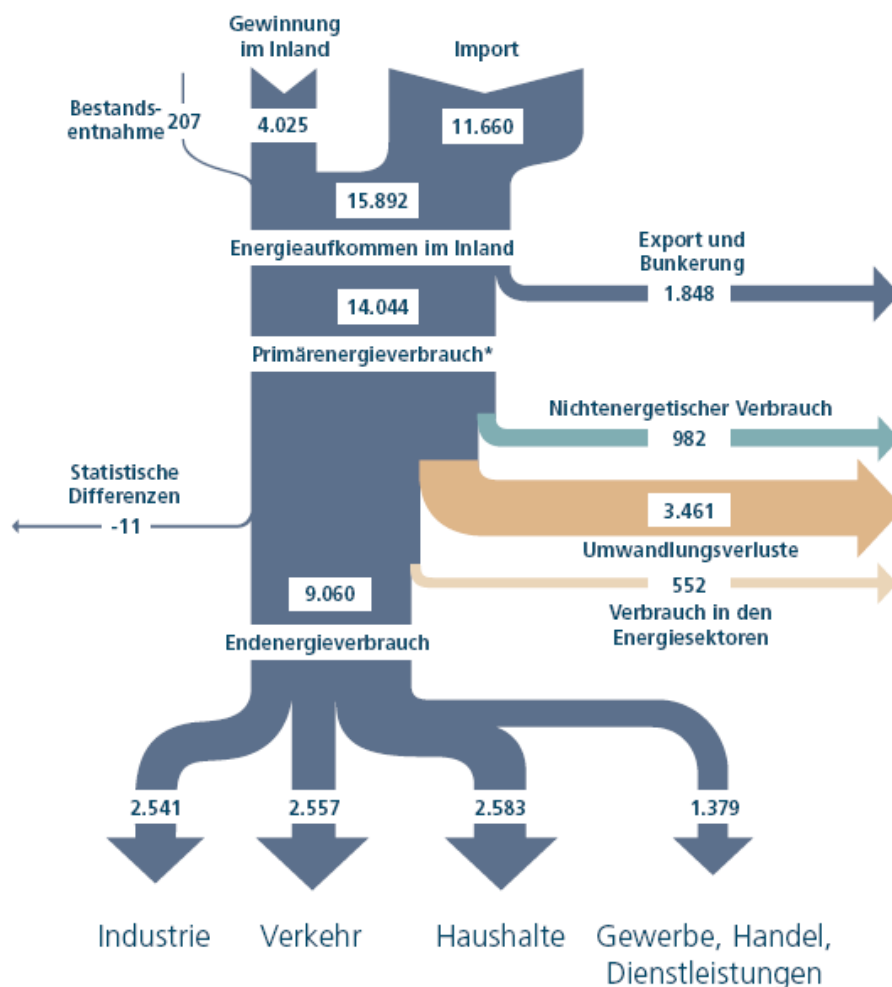


Abbildung 27: Energieflussbild 2010 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule [AGEB2]

Abbildung 28 zeigt die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern. Dramatische Effizienzdefizite in allen fossil-nuklearen Energiepfaden - 50% bis 75% der eingesetzten Primärenergie gehen verloren - sind mitverantwortlich für deren hohes Gewicht im Primärenergiemix. Kernkraftwerke arbeiten bspw. mit Wirkungsgraden um 35%, je nach Zählweise auch weniger, fossil befeuerte Kraftwerke, meistens mit Kohle betrieben, um 40%. Mit Mineralölprodukten werden schlecht gedämmte Gebäude beheizt oder ineffiziente Fahrzeugantriebe befeuert.

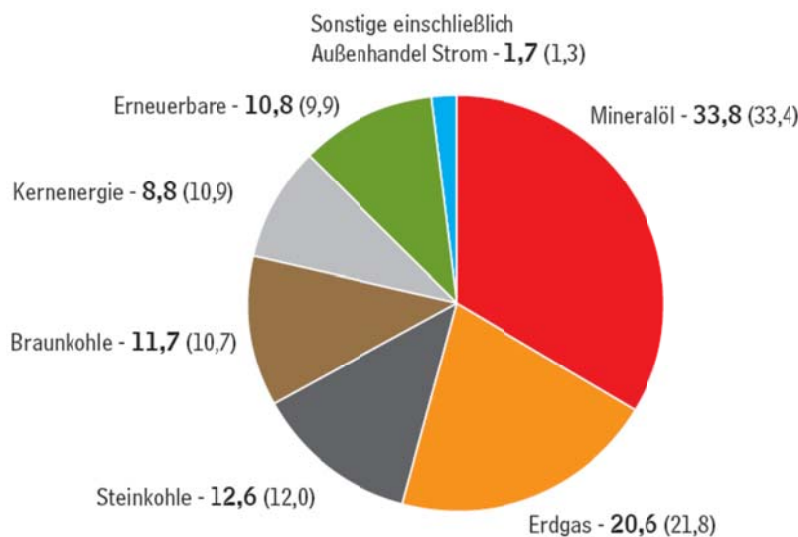


Abbildung 28: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2011 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), gesamt 13.411 PJ oder 457,6 Mio. t SKE [AGEB3]

Die meiste Endenergie (36%) dient der Gewinnung mechanischer Energie („Kraft“) für den Verkehr und in stationären Motoren [Abbildung 29]. Beim Straßenverkehr kommt es durch Verbrennungsmotoren zu erheblichen Wandlungsverluste. Der zweitgrößte Anteil (31%) geht in Raumwärme, hier mit erheblichen Wärmeverlusten durch schwachen Wärmeschutz. Kälte wird ebenfalls über den Umweg der mechanischen Energie erzeugt, für Raumwärme und Warmwasser können auch elektrisch betriebene Wärmepumpen eingesetzt werden.

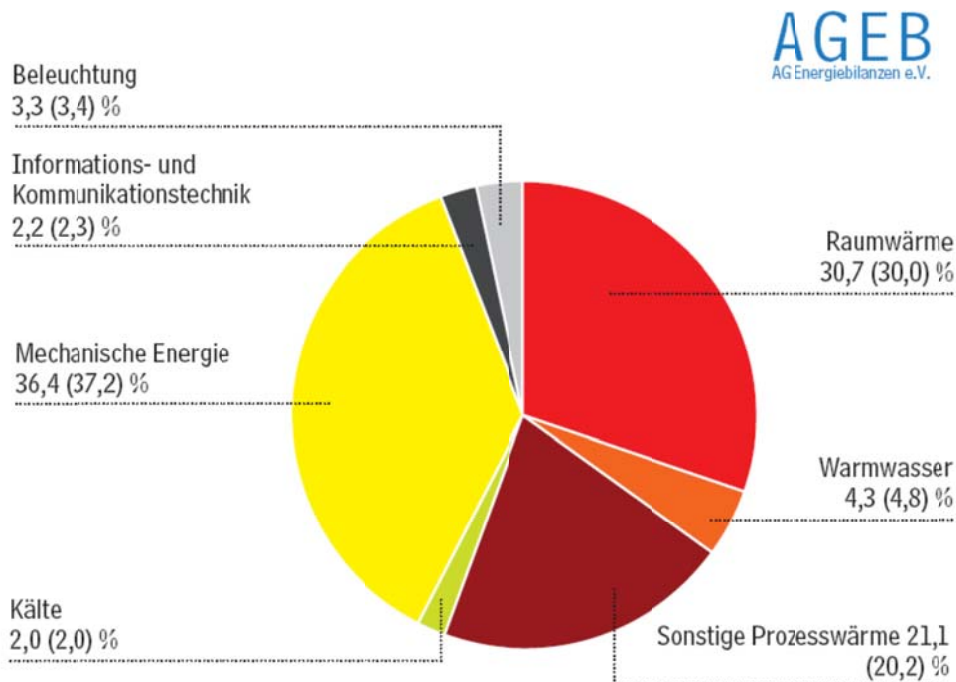


Abbildung 29: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieart für Deutschland im Jahr 2010, in Klammern stehen die Vorjahreszahlen [AGEB4]

Abbildung 30 zeigt beispielhafte Verteilungen der Energienachfrage über den Jahreslauf. Der Energieverbrauch im Straßenverkehr ist durch Grundlast geprägt. Der gesamte Strombedarf und der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung sinken im Sommer nur leicht. Der Heizwärmebedarf korreliert negativ mit der Globalstrahlung, bei höchster Koinzidenz im Frühjahr.

Dargestellt ist auch die monatliche Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung. Demnach werden über das Jahr ca. 69% des PV-Stroms im Frühjahr und Sommer produziert (Monate April-September), während die Windstromerzeugung zu 62% in Herbst und Winter stattfindet.

Abbildung 30 macht deutlich, dass Solarstrom das Potential hat, auch ohne saisonale Speicherung substantielle Deckungsgrade für den Strombedarf, den Verkehrssektor und den Warmwasserbedarf zu erreichen – wenn komplementäre Energiequellen im Herbst und Winter einspringen. Beim Heizbedarf ist dieses Potential deutlich geringer, mit Schwerpunkt im Frühjahr. Weiterhin kann eine Kombination von Solar- und Windstrom die Bereitstellung von Strom aus EE über das Jahr verstetigen, weil das Windstromaufkommen gerade im Frühjahr und Sommer deutlich nachlässt.

Neben der weitgehend regelmäßigen saisonalen Fluktuation des PV-Stromaufkommens zeigt die Einstrahlung eine hohe Volatilität auf der Zeitskala von Wochen bis Stunden. Lokal gibt es auch hohe Dynamik bis hinunter in die Minuten- und Sekundenskala, aber diese spielen in einem deutschlandweiten Stromnetz keine Rolle.

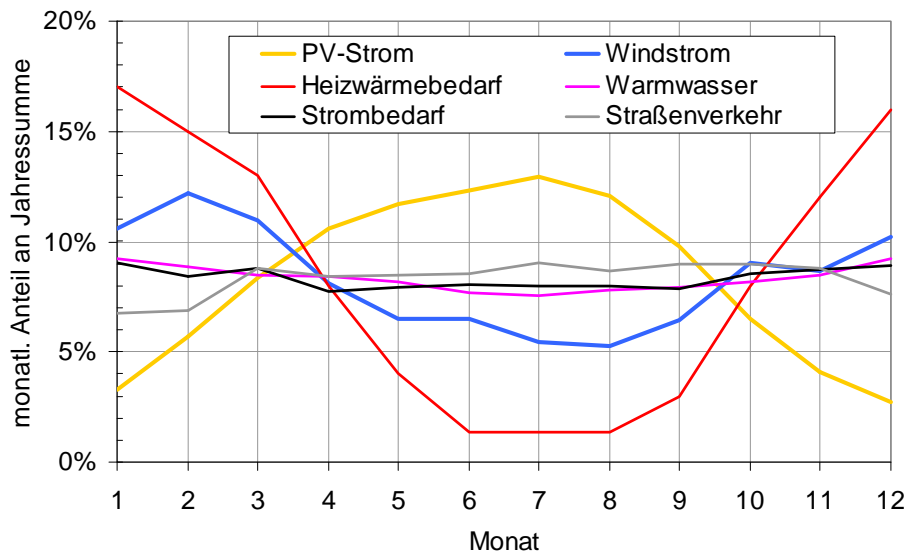


Abbildung 30: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100%) für Sonnenstrom, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI], des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des Strombedarfs [AGEB1] und des Kraftstoffabsatzes [MWV]

Auf der anderen Seite fluktuiert auch die heutige Stromlast. Tagsüber wird mehr Strom benötigt als nachts, und werktags mehr als am Wochenende oder an Feiertagen. Stromversorger unterscheiden im Lastprofil zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast, vgl. Kapitel 19.8. 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.

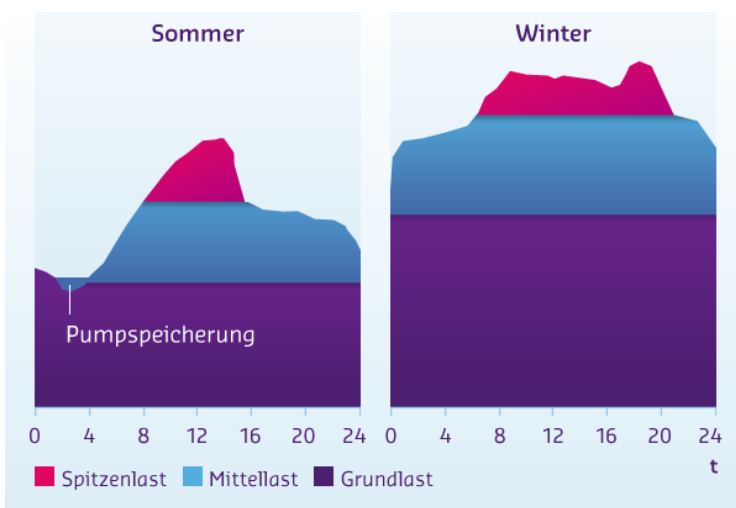
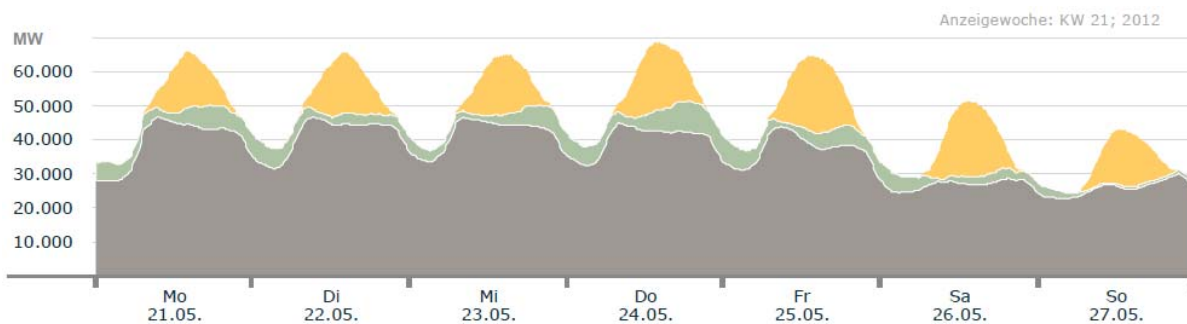


Abbildung 31: Grund-, Mittel und Spitzenlast, schematisch, aus www.amprion.de

PV-Strom deckt heute schon zu einem wachsenden Teil Mittagsspitzenlast. Das Erzeugungsprofil von PV-Anlagen korreliert im Frühjahr und Sommer gut mit dem Anstieg des Stromverbrauchs über den Tag. Die derzeit installierte Leistung reicht dann an sonnigen Tagen bereits aus, die Spitzenlast zu einem erheblichen Teil abzudecken (Abbildung 32). Der weitere Ausbau führt dazu, dass die Mittagsspitzenlast auch an weniger sonnigen Tagen zunehmend gedeckt wird, während die Stromproduktion an sonnigen Mittagen, insbesondere an Wochenenden, in die Grundlast eintaucht.



	Max. Leistung	Datum max. Leistung	Wochenenergie
Solar	22,4 GW	25.05., 12:45 (+2:00)	1,1 TWh
Wind	9,1 GW	24.05., 18:45 (+2:00)	0,66 TWh
Konventionell > 100 MW	47,0 GW	21.05., 09:00 (+2:00)	6,1 TWh

Abbildung 32: Stromproduktion in der Kalenderwoche 21 des Jahres 2012, mit dem bisherigen Rekordwert von 22,4 GW PV-Leistung am Freitag, den 25.5. (Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX)

Wenn Solarstrom zur Verfügung steht, ist der Bedarf groß und war der Börsenstrompreis früher auf dem Höchststand. Aus Sicht der PV allein würde auch bei einem fortgesetzten Ausbau in den nächsten Jahren zu keiner Zeit ein PV-Stromüberschuss (Abbildung 33) entstehen. Kommt aber noch Windstrom dazu, kann es allerdings heute schon dazu kommen, dass die residuale Grundlast verringert wird und „träge“ Kraftwerke reagieren müssen.

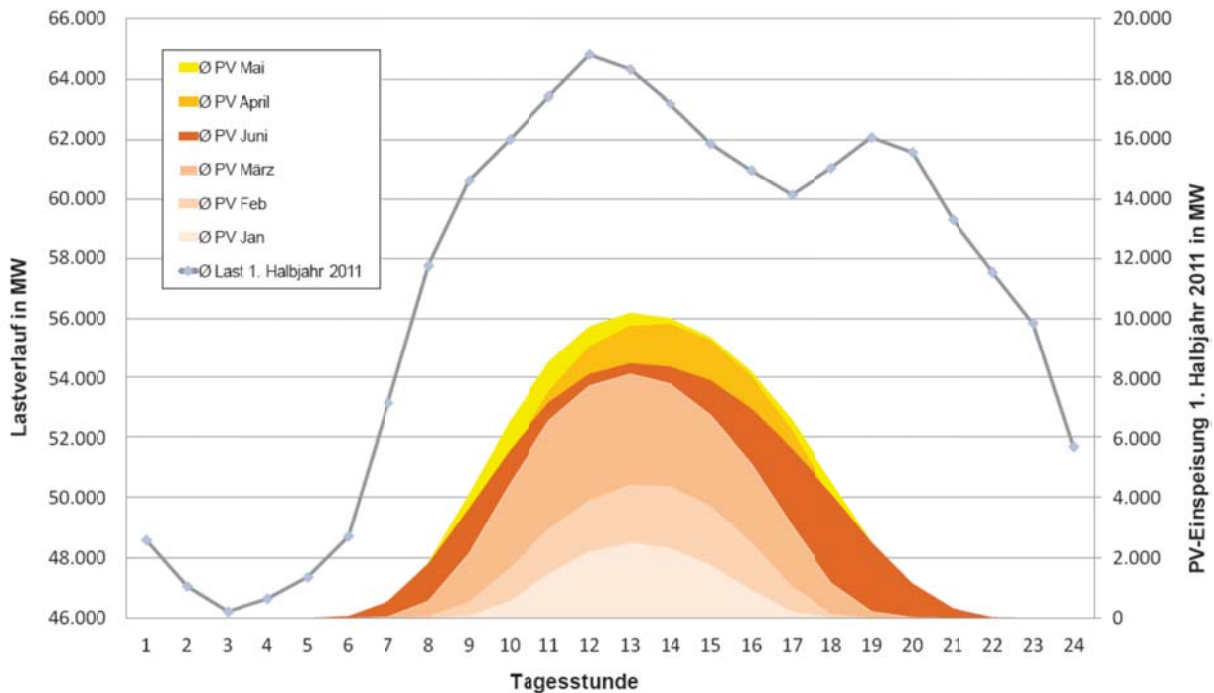


Abbildung 33: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeisepprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES]

Abbildung 34 zeigt, wie ein solches Erzeugungsprofil für verschiedene Ausbaustufen der PV aussehen kann. Durch die Auswahl der Jahreswoche mit der höchsten Solarstromproduktion wird hier die stärkste mögliche Einwirkung von PV-Strom sichtbar. Bei 50 GW installierter Leistung beträgt die max. Erzeugungsleistung ca. 35 GW. Um die Grundlast auf einem Niveau von 25 GW zu halten, müssen Sonntag Mittag bspw. etwa 10 GW an Pumpspeicher in Pumpbetrieb gehen. Die residuale Mittellast (vgl. Kapitel 19.8) setzt erst am Nachmittag ein, die Spitzenlast am Abend. Mit zunehmendem Ausbau der EE wird die residuale Grundlast als Sockel verschwinden.

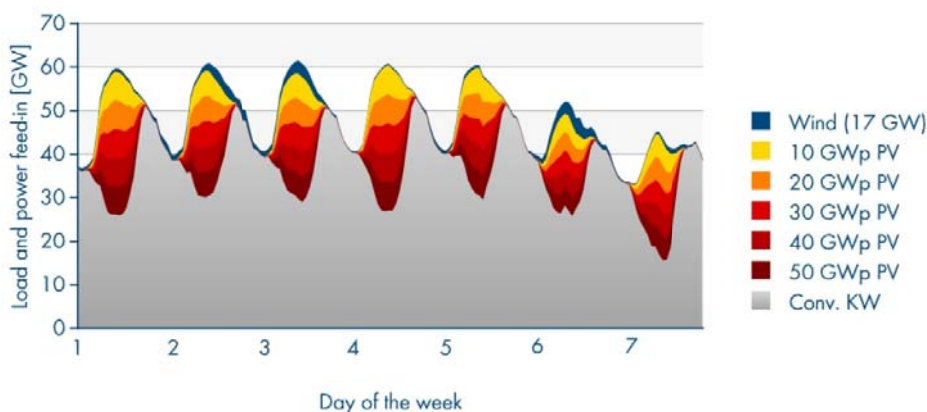


Abbildung 34: Stromlast der Woche mit dem höchsten PV-Stromertrag aus dem Jahr 2005, berechnete PV-Stromeinspeisung für Ausbauszenarien bis 50 GW [SMA]

14.3 Ausgleichsmaßnahmen

Es ist technisch möglich, viele fossile Kraftwerke so zu betreiben, auszulegen oder nachzurüsten, dass sie neben Grundlast auch Mittellast bedienen können, vgl. Abbildung 35. Der Teillastbetrieb an sich und die ggf. erforderliche Nachrüstung erhöhen jedoch die Produktionskosten für Strom. Speziell Gaskraftwerke eignen sich sehr gut für Spitzenlast. Kernkraftwerke und alte Braunkohle-Kraftwerke haben die größten Schwierigkeiten im flexiblen Betrieb, der Ausbau der EE macht sie zu Auslaufmodellen.



Abbildung 35: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]

Der Komplementär-Betrieb von fossilen und anderen Kraftwerken ist ein notwendiges Element, im Jahr 2020 bei einer installierten PV-Leistung von 50 GW, einer momentanen PV-Leistung bis ca. 35 GW den Solarertrag von ca. 45 TWh/a vollständig zu nutzen. Die ältesten und trügsten Kraftwerke – das sind auch die am wenigsten effizienten Kraftwerke - könnten ihren Betrieb über Frühjahr und Sommer stark drosseln.

Tatsächlich reicht dieser Schritt aber nicht aus, weil mit dem Windstrom eine zusätzliche, hoch-volatile Quelle auszuregulieren ist. Im Jahr 2011 sind ca. 30 GW Windstromleistung am Netz, mit steigender Tendenz. Bis 2020 könnten ebenfalls 50 GW Windleistung installiert sein, oder auch mehr. An sonnigen, windreichen Tagen ergibt sich dann häufiger eine negative Residuallast: das Angebot von EE-Strom übersteigt die momentane Stromnachfrage.

Wie kann das PV-Stromangebot im Netz verstetigt werden?

Zu den einfachsten Maßnahmen zählt die verstärkte Installation von PV mit Ost/West-Ausrichtung, sei es auf Dächern oder auf Freiflächen. Zwar sinkt der Jahresertrag leicht, aber die Tagesspitze der deutschlandweiten PV-Einspeisung läßt sich damit verbreitern und die komplementären Kraftwerke müssen bspw. erst am späteren Nachmittag einsetzen (vgl. Abbildung 34).

PV-Strom vom Hausdach (Abbildung 36) kann zum Teil direkt im Haus genutzt werden. Wie hoch dieser Eigenverbrauch ausfällt, hängt davon ab, wie weit sich der Stromverbrauch in die Tageszeit verschieben lässt (bspw. Kochen, Waschen, Trocknen), und ob bspw. eine Wärmepumpe mit Wärmespeicher im Einsatz ist. Die Effizienz einer Wärmepumpe wird als Jahresarbeitszahl (JAZ) angegeben und liegt um 300%. Je nach Dimensionierung des Wärmespeichers kann eigener PV-Strom so einen bedeutenden Teil der Brauchwassererwärmung mit übernehmen. Mit einem stationären Akku im Haus lässt

sich der Eigenverbrauch von PV-Strom in die Abendstunden ausdehnen und damit massiv erhöhen.

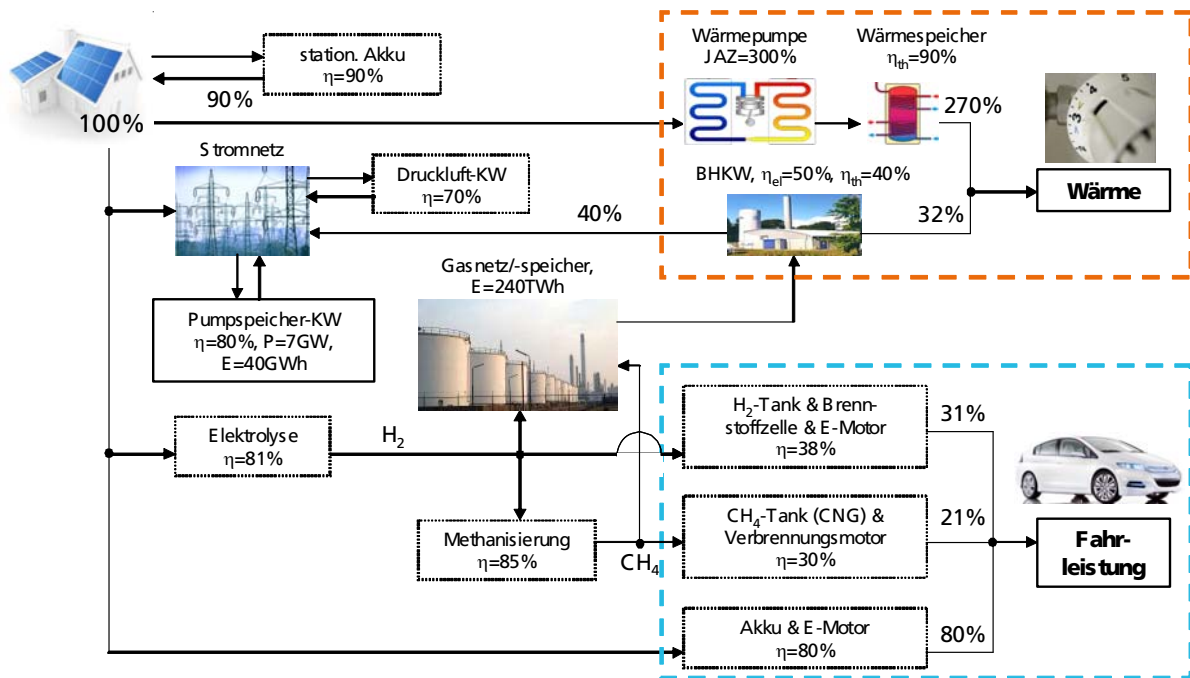


Abbildung 36: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden

Eigenverbrauch ist sinnvoll, weil er das Stromnetz bezüglich Transport- und ggf. Ausgleichsbedarf entlastet. Aus diesem Grund sieht das EEG eine gesonderte Vergütung für Eigenverbrauch von PV-Strom vor, im Jahr 2012 bis zu **12,4 ct/kWh**.

Unabhängig davon, ob Solarstrom auf dem eigenen Dach entsteht, wird es notwendig, einen „Solarstromtarif“ um die Tagesmitte einzuführen. Dieser wird Verbraucher sensibilisieren und geringfügig belohnen, wenn sie Stromverbrauch in die Tagesmitte verschieben. In Folge werden Gerätehersteller reagieren und entsprechende Programmoptionen für Waschmaschine, Wäschetrockner und Wärmepumpe bereitstellen.

Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität im deutschen Stromnetz liegt nur bei ca. 40 GWh, die max. Leistung bei 7 GW, der Wirkungsgrad zwischen 70-85%. Diese Energiemenge entspricht dem Ertrag von wenigen Volllaststunden der gesamten PV-Kraftwerke in Deutschland. Wenn ein Teil der aktuell in Planung befindlichen Projekte realisiert werden, werden im Jahr 2019 ca. 10 GW Leistung zur Verfügung stehen.

Mehrere Fahrzeughersteller haben erste Serienfahrzeuge mit Elektro-Hybridantrieb für das Jahr 2012 angekündigt. Solche Fahrzeuge können tagsüber v.a. im Frühjahr und Sommer Solarstrom tanken und im rein elektrischen Betrieb Reichweiten zwischen 10-50 km realisieren.

Die Speicherung von elektrischer Energie in Druckluft-Speichern (adiabatic compressed air energy storage, CAES) wird derzeit untersucht. Die vielversprechende Umwandlung und Speicherung von Sonnen- und Windstrom über Wasserstoff und ggf. Methan befindet sich derzeit in der Skalierung und Erprobung, es gibt noch keine nennenswerten

Kapazitäten. Die Wandlung von EE-Strom zu Energiegas erschließt riesige, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten. Über 200 TWh Energie (entspricht 720 Petajoule) lassen sich im Gasnetz selbst sowie in unter- und oberirdischen Speichern unterbringen. Die Umwandlung in Energiegas eröffnet auch Potentiale, fossile Kraftstoffe im Verkehr zu ersetzen, wenn auch nur mit geringem Wirkungsgrad.

Für die Umsetzung von Energieszenarien mit einem wesentlichen Solarstromanteil werden die wichtigsten Schritte im Folgenden noch einmal benannt:

Zeithorizont bis 2020: Schwerpunkt „**Flexibilisierung**“

1. die installierte PV-Leistung wird mit mind. 3,5 GW/a auf 50 GW ausgebaut, auch in der Nordhälfte Deutschlands, auch in Ost/West-Ausrichtung, mit netzstützenden Wechselrichterfunktionen, für eine Produktion von ca. 45 TWh/a Solarstrom im Jahr 2020 bei Spitzenleistungen bis max. 35 GW.
2. fossile Kraftwerke werden soweit möglich für Mittellastbetrieb nachgerüstet
3. die Pumpspeicherleistung und -kapazität werden gemäß aktueller Planung um 30-40% ausgebaut (Stundenreserve)
4. EE-Kraftwerke mit speicherbaren Energieträgern (Wasser, Biomasse) werden komplementär zur Sonneneinstrahlung und zum Windaufkommen betrieben
5. thermische Speicher (Warmwasser) und Wärmepumpenleistung werden ausgebaut
6. die Stromabnahme wird durch Nachfragesteuerung flexibilisiert („Solarstromtarif“)
7. die flexible dezentrale Kraftwärmekopplung wird ausgebaut, um die thermischen Kapazitäten für den Stromsektor zu nutzen
8. das Stromnetz wird national und grenzüberschreitend verstärkt
9. Kernkraftwerke werden stillgelegt

Zeithorizont bis 2050: Schwerpunkt „**Speicherung**“

1. die installierte PV-Leistung wird schrittweise auf ca. 200 GW ausgebaut, für eine Produktion von ca. 180 TWh/a Solarstrom
2. der Verkehr wird weitgehend auf EE Strom umgestellt
3. die Wärmegewinnung für Heizung und Warmwasserbereitung wird auf EE umgestellt, der bauliche Wärmeschutz optimiert
4. saisonale thermische Speicher (Warmwasser), Wärmepumpenleistung und Fernwärmenetze werden ausgebaut
5. die EE-Wandlung und Speicherung über Energiegas wird massiv ausgebaut (Monatsreserve)

14.3.1 Netzausbau

Studien von Fraunhofer IWES und ECOFYS im Auftrag des BSW haben ergeben, dass ein Ausbau der installierten PV-Leistung auf 70 GW bis zum Jahr 2020 Netzausbaukosten von ca. 1,1 Mrd. Euro verursacht [IWES], [ECOFYS]. Die entsprechenden jährlichen Kosten liegen bei ca. 10% der routinemäßigen jährlichen Ausgaben für die Netzertüchtigung. Betrachtet wurde ein Ausbau im Niederspannungsnetz, mit PV-Anlagen, die Sys-

temdienstleistungen bereitstellen (z.B. Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation) und eine teilweise Ausrüstung von Ortsnetztrafos mit Regeleinrichtungen.

15. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

15.1 Wafer-basierte Module

Module auf Basis von Siliciumwafern (ca. 88% Marktanteil 2010) vieler Hersteller enthalten häufig noch Blei in der Zellmetallisierung (ca. 2 g Blei pro 60-Zellen-Modul) und in den eingesetzten Loten (ca. 10 g Blei pro 60-Zellen-Modul). Das Blei lässt sich technologisch durch unbedenkliche Materialien vollständig substituieren, bei geringen Mehrkosten. Darüber hinaus enthalten wafer-basierte Module keine giftigen Substanzen. PV-Hersteller haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recyclingsystem in Betrieb genommen (PV Cycle), mit derzeit über 200 Mitgliedern.

15.2 Dünnschicht-Module

Dünnschichtmodule auf CdTe-Basis (ca. 8% Marktanteil 2010) enthalten Cadmium, es lässt sich bei dieser Technologie nicht substituieren. Für die CdTe-Module hat der marktführende Hersteller ein Recycling-System etabliert. 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 das als giftig eingestufte Selen, welches v.a. als Oxid (z.B. nach Bränden) toxisch wirkt.

16. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?

16.1 Wafer-basierte Module

Waferbasierte Module benötigen keine Rohstoffe, für die eine Beschränkung absehbar wäre. Die aktive Zelle besteht i.W. aus Silicium, Aluminium und Silber. Silicium hat einen Masseanteil von 26% an der Erdhülle, ist also praktisch unbegrenzt verfügbar. Der Aluminium-Verbrauch fällt ebenfalls nicht ins Gewicht. Am kritischsten ist der Silberverbrauch zu sehen. Die PV-Industrie verbraucht derzeit ca. **1500 t** Silber pro Jahr [Photon Int. 2011-08], das entspricht knapp **7%** der Fördermenge in 2010. In Zukunft soll Silber auf der Solarzelle weitestgehend durch Kupfer substituiert werden.

16.2 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.

17. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?

17.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?

Ja, das können sie 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, kann es je nach seiner Entzündlichkeit zu einem Brand kommen. Die Stromquellencharakteristik der Solarzellen kann einen Fehlerstrom im Vergleich zu Standard-Wechselstrom-Installationen sogar stabilisieren. Deswegen müssen PV-Anlagen mit besonderer Sorgfalt errichtet werden.

In einigen Fällen – bei über 1 Mio. PV-Anlagen in Deutschland - hat das Zusammentreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt. Eine bundesweite Umfrage im Jahr 2011 ergab eine Gesamtzahl von 14 Fällen, in denen eine PV-Anlage einen mehr oder weniger großen Brand in der Umgebung ausgelöst hatte [Laukamp]. Ausgangspunkt der Brände waren meistens Fehler bei Verkabelung und Anschlüssen.

17.2 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 als PV-Module ausgegeben. Auf dem entsprechenden Haus war gar keine PV-Anlage installiert.

17.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über ein brennendes 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 überhaupt behindert.

17.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Imissionen?

Gesundheitsrisiken werden v.a. bei Cadmium-haltigen Modulen vermutet. 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 [LFU].

18. Hat deutsche Energiepolitik globale Relevanz?

Ja.

Auf Deutschland entfielen im Jahr 2008 nur ca. **3%** des weltweiten Stromverbrauchs, bei 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 und wird international stark beachtet und diente mittlerweile fast 15 Ländern als Vorlage für ähnliche Regelungen. Auch die Abkehr der Deutschen von der Atomenergie hat international aufhorchen lassen.

19. Anhang: Fachbegriffe

19.1 Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity)

„Die Berechnung von durchschnittlichen Stromgestehungskosten (...) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für die Investition und Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen.“ [ISE]
Bei einer Mischfinanzierung berücksichtigen die LCOE Eigenkapitalrendite und Zinsen gemäß des Verhältnisses von Eigen- zu Fremdkapital.

19.2 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 Übertragungsnetz-

betreiber 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.

19.3 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 eingestrahlten 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.

19.4 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.

19.5 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kWp] 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.

19.6 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.

19.7 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%.

19.8 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 Steinkohlekraftwerke und mit Methan betriebenen Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerke 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 [15].

„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“ [ISET1]

19.9 Nettostromverbrauch

Der Nettostromverbrauch ist die vom Endverbraucher abgenommene elektrische Energie, er enthält keine Übertragungsverluste und keinen Eigenbedarf von Kraftwerken. PV-Anlagen erzeugen Strom überwiegend dezentral, zur Tageszeit des höchsten Strombedarfs, und ihr Eigenbedarf schmälert den PV-Ertrag nicht nennenswert. Deshalb ist es plausibel, die PV-Stromproduktion mit dem Nettostromverbrauch zu vergleichen, an Stelle des sonst üblichen Bruttostromverbrauchs. Erzeugung und Verteilung des Stroms aus konventionellen fossil-nuklearen Kraftwerken führt zu einem Bruttostromverbrauch, der ca. 18% über dem Nettostromverbrauch liegt.

20. Anhang: Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk, Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme über Verbrennungsmotor oder Gasturbine
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage, Abscheidung von CO ₂ aus Kraftwerksemissionen und anschließende Speicherung in geologischen Strukturen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IEA	Internationale Energie Agentur
PV	Photovoltaik
W _p	Watt „peak“, Nennleistung eines PV-Moduls oder eines Modulfeldes

21. Anhang: Quellen

AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1.-3. Quartal 2011, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., November 2011
AGEB2	Energieflussbild 2010 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand 28.7.2011
AGEB3	AG Energiebilanzen, Pressedienst 9/2011
AGEB4	AG Energiebilanzen, Pressedienst 1/2012
BDEW1	Pressemeldung BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), 16.12.2011
BDEW2	BDEW-Musterhaushalt für Strom 2011, Pressemeldung BDEW, 11.03.2011
BDEW3	Erneuerbare decken 17 Prozent des Strombedarfs, Pressemeldung BDEW, 16.12.2010
BDEW4	Foliensatz zur Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), BDEW, 2.12.2010
BDEW5	Durchschnittliche Ausnutzungsdauer* der Kraftwerke im Jahr 2007 in Stunden, Stand September 2010
BDEW6	EEG-Umlage 2011 und 2012: Aufteilung nach Energieträgern, BDEW, 11.1.2012
BMU1	Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2011
BMU2	Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb -heute und morgen, erster Bericht zur Bruttobeschäftigung, Forschungsvorhaben des BMU, 14. März 2012
BMWi	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Stand 7.12.2011
BNA	Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bundesnetzagentur, März 2012
BSW	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Juni 2012
Bundestag	EEG-Umlage 2010, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
DEWI	Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Februar 2005
DWD	Wolfgang Riecke, 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
EEG1	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-

	Gesetz - EEG) vom 25.10.2008, Bundesministeriums der Justiz, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf
EEG2	Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31.10.2008 mit Änderungen vom 11.08.2010, BMU KI III 1, Stand November 2010. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_bf.pdf
EPIA1	EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015, EPIA, 03/2011
EPIA2	EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet, 13.Mai 2011
FVEE	Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien“, Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), Juni 2010, Grafik von B. Burger mit Update vom 28.11.2011
IE	Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016 - Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Leipziger Institut für Energie GmbH, 28.10.2011
IFNE	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des BMU, Stand März 2012
ISE1	Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Christoph Kost, Dr. Thomas Schlegl, Fraunhofer ISE, Dezember 2010
ISE2	Kiefer K, Dirnberger D, Müller B, Heydenreich W, Kröger-Vodde A. A Degradation Analysis of PV Power Plants. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, 2010.
ISE3	Broschüre zur Sonderschau PV ENERGY WORLD auf der Intersolar Europe 2011, Solar Promotion GmbH (Hrsg), München, Juni 2011, http://www.intersolar.de/fileadmin/Intersolar_Europe/Besucher_Service/ISE2011_PV_Energy_World.pdf
ISSET1	Yves-Marie Saint-Drenan et al. „Summenganglinien für Energie 2.0“, Studie des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V., April 2009
ISSET2	Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2008
IWES	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
IZES	Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES, 31.01.2012
Landtag	Solarparks in Baden-Württemberg fördern statt ausbremsen, Stellungnahme des Wirtschaftsministeriums, Landtag von Baden-Württemberg, 14. Wahlperiode, Drucksache 14 / 6786, 29. 07. 2010
LAU-	H.Laukamp et al., Sind PV-Anlagen „brandgefährlich“? - Mythen und Fak-

KAMP	ten, 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2012
LFU	Berechnung von Imissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 11-2011
MWV	Homepage des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V., Stand 10.12.2011
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
Roon	S. von Roon, M. Huck, Merit Order des Kraftwerksparks, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Juni 2010
SMA	Volker Wachtenfeld, Können große PV-Anlagen Versorgungsnetze stabilisieren?, VDE, Kassel, März 2009
Strombörse	Leipziger Strombörse EEX, http://www.transparency.eex.com/de/ , Mai 2011
SRU	„100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar“, Stellungnahme Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Mai 2010 Nr. 15
Trend research	Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen in der Stromerzeugung, trend:research Institut für Trend- und Marktforschung, August 2011
UBA1	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010
UBA2	Presseinformation Nr. 32/2010, Umweltbundesamt
WEC	Energie für Deutschland 2011 - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, Weltenergierat – Deutschland e.V. (Hrsg), Mai 2011
VDMA	„PV-Maschinenbau erreicht 2011 Rekordumsatz, Auftragseingang eingebrochen“, Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Presseinformation 26.04.2012
VDN	Verband der Netzbetreiber, http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm
VGB	Kraftwerke 2020+, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats der VGB PowerTech e.V., 2010

22. Anhang: Abbildungen

Abbildung 1: Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten bis 2010 [BMWi], Daten 2011 aus [BDEW1, BDEW3].....	4
Abbildung 2: Entwicklung der Stromgestehungskosten für neu installierte, kleine PV-Dachanlagen und der Haushalts-Strompreise (EuPD Research 2011)	6
Abbildung 3: Entwicklung der Endkundenpreise für PV-Aufdachanlagen [BSW]	6
Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting, 2011 geschätzt). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.	7
Abbildung 5: Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Anlageninbetriebnahme gemäß EEG, durchschnittliche Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand [VDN] und Strompreise [BMWi]; gestrichelte Linienabschnitte beruhen auf Schätzungen.....	8
Abbildung 6: Prognose zur Vergütungs- und Strompreisentwicklung, Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE, Stand 10.04.2012; Daten: BMU, EEG 2012 und BMWi Energiedaten	9
Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roon].....	10
Abbildung 8: Einfluss von EE auf die Preisbildung an der Strombörse [WEC]	11
Abbildung 9: Merit Order für das Jahr 2008 und EEX-Preise [Roon].....	11
Abbildung 10: Merit-Order der konventionellen Kraftwerke 2011 [IZES]	12
Abbildung 11: Struktur der EEG-Umlage 2011, Daten aus [BDEW6].....	13
Abbildung 12: Prognose der EEG-Differenzkosten für PV-Strom pro kWh und als Jahressumme, dazu jährliche PV-Stromproduktion.....	14
Abbildung 13: Gesamtheitliche Kosten-/Nutzenbewertung der Stromerzeugung aus EE (Agentur für Erneuerbare Energien, 2011).....	15
Abbildung 14: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi] und Entwicklung der EEG-Umlage	17
Abbildung 15: Effekt des PV-Zubaus nach dem Trend-Szenario auf den Strompreis der Privathaushalte	17
Abbildung 16: Zusammensetzung der Strompreise in ct/kWh für Privathaushalte in Deutschland 2011, Daten aus [BDEW2].....	18
Abbildung 17: Ausgaben des Bundes für Energieforschung [BMWi].....	20
Abbildung 18: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen von insgesamt ca. 17 GW [trend:research]	22
Abbildung 19: Einspeisung von PV-Strom [BSW].....	23
Abbildung 20: Tatsächliche und geplante Stromproduktion am Montag, 9.5.2011 [Strombörse].....	23
Abbildung 21: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m ² Energiepflanzenanbau (2,3) und von 40 m ² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m ² ebener Grundfläche, Quellen: Bruno Burger, Fraunhofer ISE (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2),(3).....	27
Abbildung 22: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD].....	29

Abbildung 23: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte die Jahre für 2012 bis 2016 aus [IE]	30
Abbildung 24: Szenario „2011 A“ für den Ausbau von EE-Stromleistung, Daten aus [IFNE].....	31
Abbildung 25: Konzept zur Stromwandlung und –speicherung aus EE-Anlagen (Wind, Photovoltaik) via Wasserstoff zu Methan (SNG) mit Rückverstromung in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) [UBA1]	32
Abbildung 26: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3].....	32
Abbildung 27: Energieflussbild 2010 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule [AGEB2]	33
Abbildung 28: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2011 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), gesamt 13.411 PJ oder 457,6 Mio. t SKE [AGEB3]..	34
Abbildung 29: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieart für Deutschland im Jahr 2010, in Klammern stehen die Vorjahreszahlen [AGEB4]	35
Abbildung 30: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100%) für Sonnenstrom, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI], des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des Strombedarfs [AGEB1] und des Kraftstoffabsatzes [MWV]	36
Abbildung 31: Grund-, Mittel und Spitzenlast, schematisch, aus www.amprion.de	36
Abbildung 32: Stromproduktion in der Kalenderwoche 21 des Jahres 2012, mit dem bisherigen Rekordwert von 22,4 GW PV-Leistung am Freitag, den 25.5. (Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX)	37
Abbildung 33: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeiseprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES].....	38
Abbildung 34: Stromlast der Woche mit dem höchsten PV-Stromertrag aus dem Jahr 2005, berechnete PV-Stromeinspeisung für Ausbauszenarien bis 50 GW [SMA].....	38
Abbildung 35: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB].....	39
Abbildung 36: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden	40