

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Fassung vom **11.4.2013**
Aktuelle Fassung abrufbar unter www.pv-fakten.de

Zusammengestellt von
Dr. Harry Wirth
Bereichsleiter Photovoltaische Module, Systeme und Zuverlässigkeit
Fraunhofer ISE

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?.....	5
2. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?.....	5
3. Ist PV-Strom zu teuer?.....	6
3.1 Stromgestehungskosten.....	7
3.2 Einspeisevergütung	8
3.3 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt.....	11
3.4 EEG-Umlage	14
3.5 Wird PV-Strom subventioniert?	17
4. Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?.....	21
4.1 Preiseinfluss der großen Stromproduzenten	21
4.2 Preiseinfluss der EVUs.....	22
4.3 Preiseinfluss der Politik.....	22
4.4 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer?	24
5. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland?	25
6. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?	25
7. Erzeugt PV-Installation nur Arbeitsplätze in Asien?	27
8. Lehnen die großen Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ab?	28
9. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?	29
10. Überlastet PV-Strom die Netze?.....	31
10.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist	31
10.2 Solarstrom-Produktion ist planbar	32
10.3 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung	33
10.4 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich	33
10.5 Wieviel PV-Strom verträgt unser heutiges Stromnetz?	34
11. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?	35
12. Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion?.....	35
13. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient?.....	36
13.1 Degradieren PV-Anlagen?	37

13.2	Verschmutzen PV-Module?	38
13.3	Arbeiten PV-Anlagen selten unter Vollast?	38
14.	<i>Liefert PV relevante Beiträge zur CO₂-Vermeidung?</i>	<i>41</i>
15.	<i>Ersetzen PV-Anlagen fossil-nukleare Kraftwerke?</i>	<i>42</i>
16.	<i>Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?.....</i>	<i>43</i>
16.1	Energieszenarien.....	45
16.2	Energiebedarf und Energieangebot	47
16.3	Ausgleichsmaßnahmen.....	52
16.3.1	Verstetigung der PV-Stromerzeugung	53
16.3.2	Komplementärbetrieb regelbarer Kraftwerke	54
16.3.3	Steigerung der Energieeffizienz.....	55
16.3.4	Anpassung von Verbrauchsprofilen und Steigerung des Eigenverbrauchs.....	55
16.3.5	Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten	56
16.3.6	Netzausbau.....	57
16.3.7	Umstellung speicherfähiger Verbraucher auf elektrischen Betrieb.....	57
16.3.8	Energiespeicherung.....	58
17.	<i>Enthalten PV-Module giftige Substanzen?</i>	<i>60</i>
17.1	Wafer-basierte Module.....	60
17.2	Dünnschicht-Module.....	60
17.3	Rücknahme und Recycling.....	60
18.	<i>Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?</i>	<i>61</i>
18.1	Wafer-basierte Module.....	61
18.2	Dünnschicht-Module.....	61
19.	<i>Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?</i>	<i>61</i>
19.1	Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?.....	61
19.2	Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute?	62
19.3	Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach?	63
19.4	Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen?	63
20.	<i>Anhang: Fachbegriffe</i>	<i>64</i>
20.1	EEG-Umlage	64
20.2	Modulwirkungsgrad	65
20.3	Nennleistung eines PV-Kraftwerks	65
20.4	Spezifischer Ertrag	65
20.5	Systemwirkungsgrad	65
20.6	Performance Ratio.....	66

20.7	Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast.....	66
20.8	Netto- und Bruttostromverbrauch.....	66
20.9	Externe Kosten [DLR].....	67
21.	<i>Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW]</i>	<i>68</i>
22.	<i>Anhang: Abkürzungen.....</i>	<i>69</i>
23.	<i>Anhang: Quellen</i>	<i>69</i>
24.	<i>Anhang: Abbildungen.....</i>	<i>74</i>

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 2012 deckte die PV mit einer Stromerzeugung von **28 TWh** [BDEW4] rund **5,3%** des Netto-Stromverbrauchs (Endenergie, vgl. Kapitel 20.8) in Deutschland, geschätzt auf Basis von Zahlen aus [BDEW3], [BDEW4]. Alle Erneuerbaren Energien (EE) zusammengekommen deckten rund **25,8%** des Netto-Stromverbrauchs. Bezogen auf den Brutto-Stromverbrauch Deutschlands liegen die Anteile bei **4,7%** für PV bzw. **23%** für alle EE. An sonnigen Tagen deckt PV-Strom zeitweise bis zu **35%** des momentanen Stromverbrauchs und damit einen Großteil der Tagesspitze.

Ende 2012 waren in Deutschland laut Bundesnetzagentur PV-Module mit einer Nennleistung von **32,4 GW** installiert, verteilt auf ca. **1,3 Mio.** Anlagen. Die PV übertrifft mit dieser installierten Leistung alle anderen Kraftwerkstypen in Deutschland.

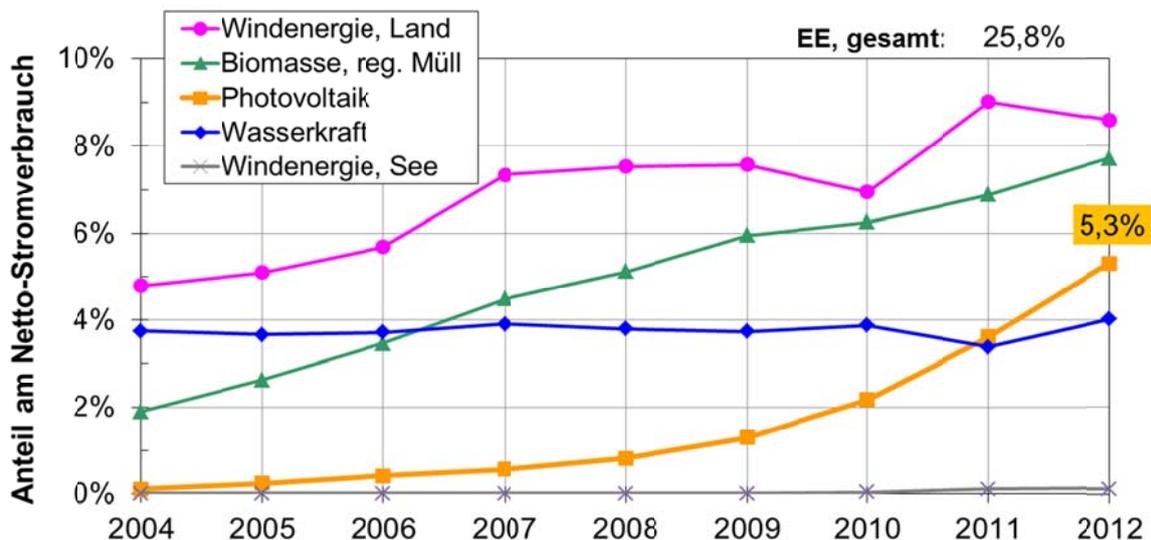


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Netto-Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten aus [BMWi], [BDEW3], [BDEW4], [BMU4]

Insbesondere der hohen Dynamik des PV-Zubaus ist es zu verdanken, dass die Mindestziele der Bundesregierung bezogen auf die Stromversorgung aus EE für 2020 erreichbar

bleiben (Abbildung 2). Die PV liefert damit nicht nur relevante Beiträge zur Stromversorgung, sie stützt auch die Energiewende.

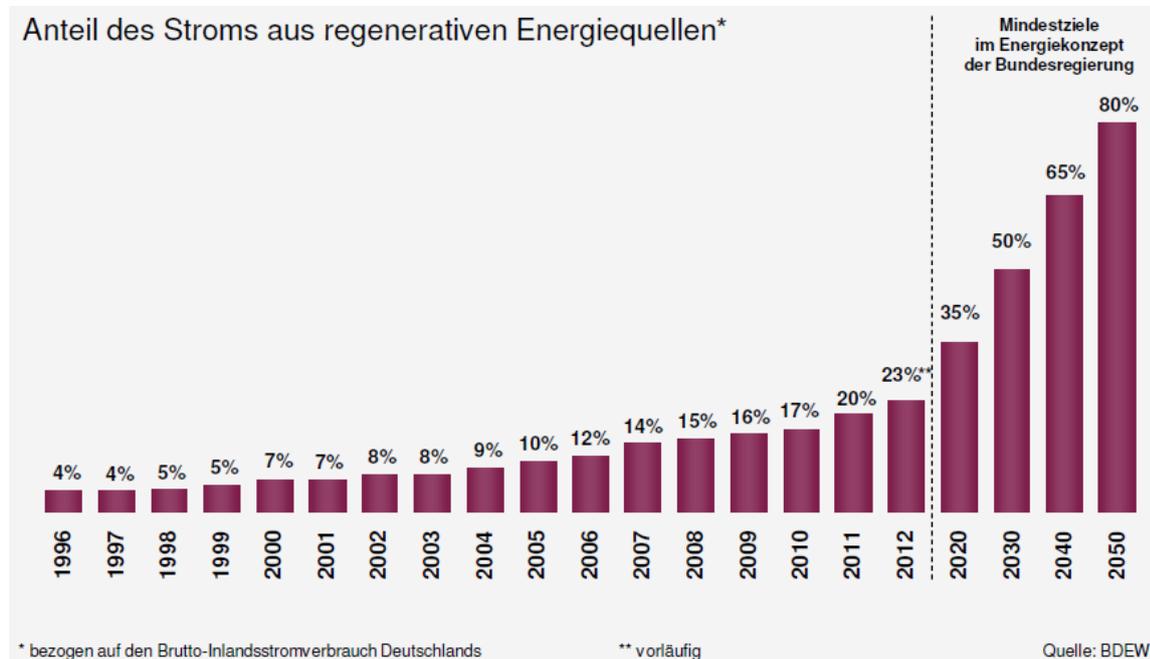


Abbildung 2: Anteil der EE am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Mindestziele der Bundesregierung [BDEW4]

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 wichtiger Teil der Energiewende wird die PV-Stromproduktion deshalb durch das Instrument des EEG unterstützt. So kann der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen und es werden Investitionen generiert. Die Mehrkosten werden auf die Strompreise umgelegt, unter Besserstellung stromintensiver Verbraucher (s. Abschnitt 4.3). Ziel des EEG ist weiterhin, die Stromgestehungskosten kontinuierlich zu reduzieren (s. Abschnitt 3.1). Ein wichtiger Baustein zur nachhaltigen und emissionsfreien Stromerzeugung wird aber auch die reale Einpreisung der externen Kosten konventioneller Energie darstellen (vgl. Abschnitt 20.9, [DLR], [FÖS]), wie es bspw. der Emissionshandel erreichen soll. Dieses Instrument bewirkt aber derzeit noch keine wesentliche Verteuerung der konventionellen Energie, wodurch die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energie stark geschwächt wird (vgl. Abschnitt 4.3 zum Preiseinfluss der Politik).

3.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerks, bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten (€) und elektrischer Energieproduktion (kWh), beides bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die Höhe der 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

Der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken, die Investitionskosten, fielen in der Vergangenheit durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte durchschnittlich um ca. **15%** pro Jahr. Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung der letzten Jahre für Aufdachanlagen bis 10 kW_p Nennleistung.

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

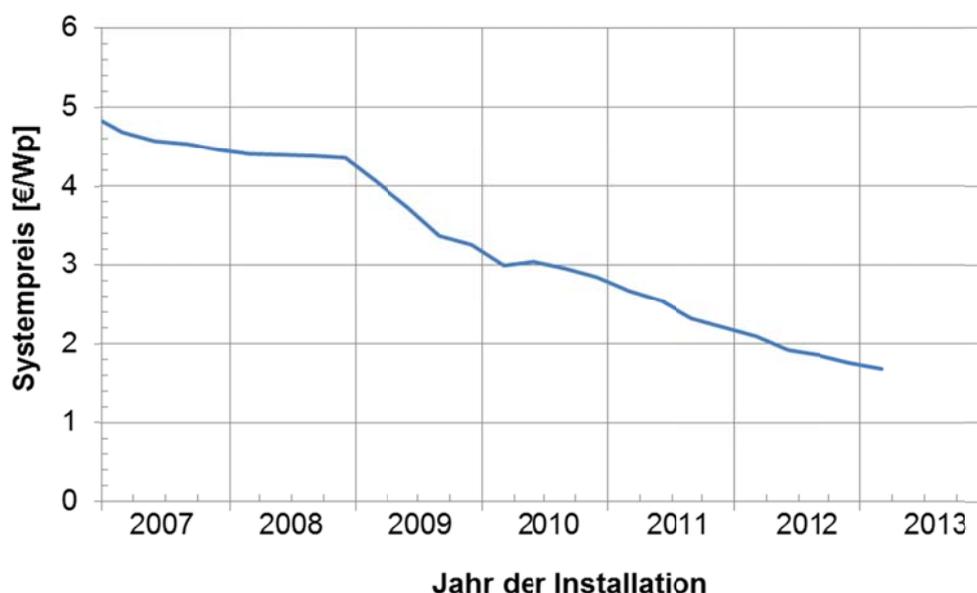


Abbildung 3: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kW_p, Daten aus [BSW]

Ende 2012 waren weltweit ca. **100 GW** PV-Leistung installiert, nach einer aktuellen Schätzung des BSW. Abbildung 4 zeigt die inflationsbereinigten Preise auf Euro-2012-Niveau.

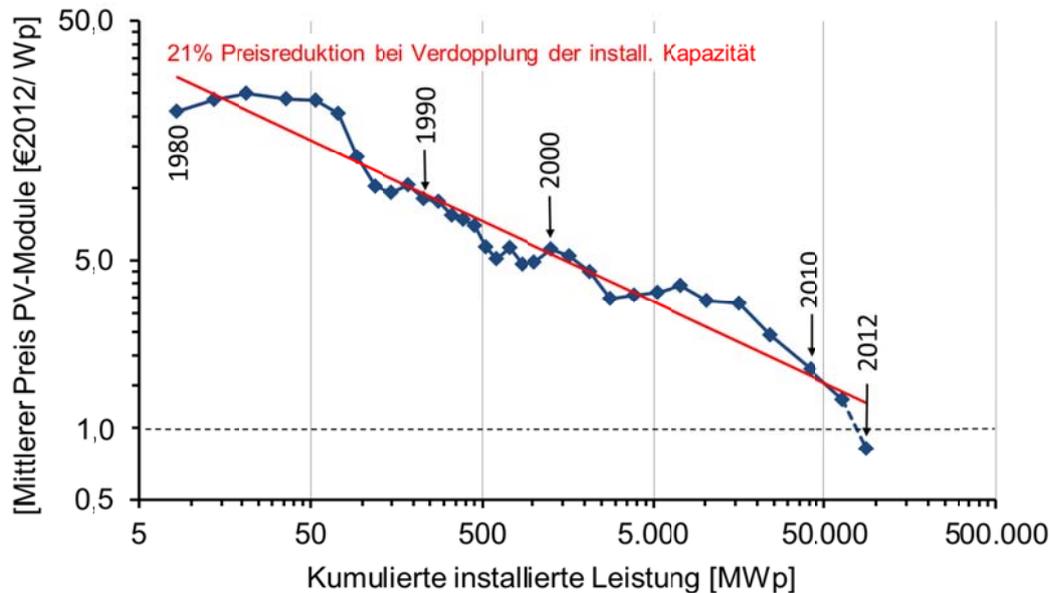


Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting, 2012 geschätzt). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Die Durchschnittspreise stammen von Strategies Unlimited und Navigant Consulting. Der Durchschnittspreis umfasst alle marktrelevanten Technologien, also kristallines Silizium und Dünnschicht. Der Trend deutet auf ca. 20% Preisreduktion bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Leistung.

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.

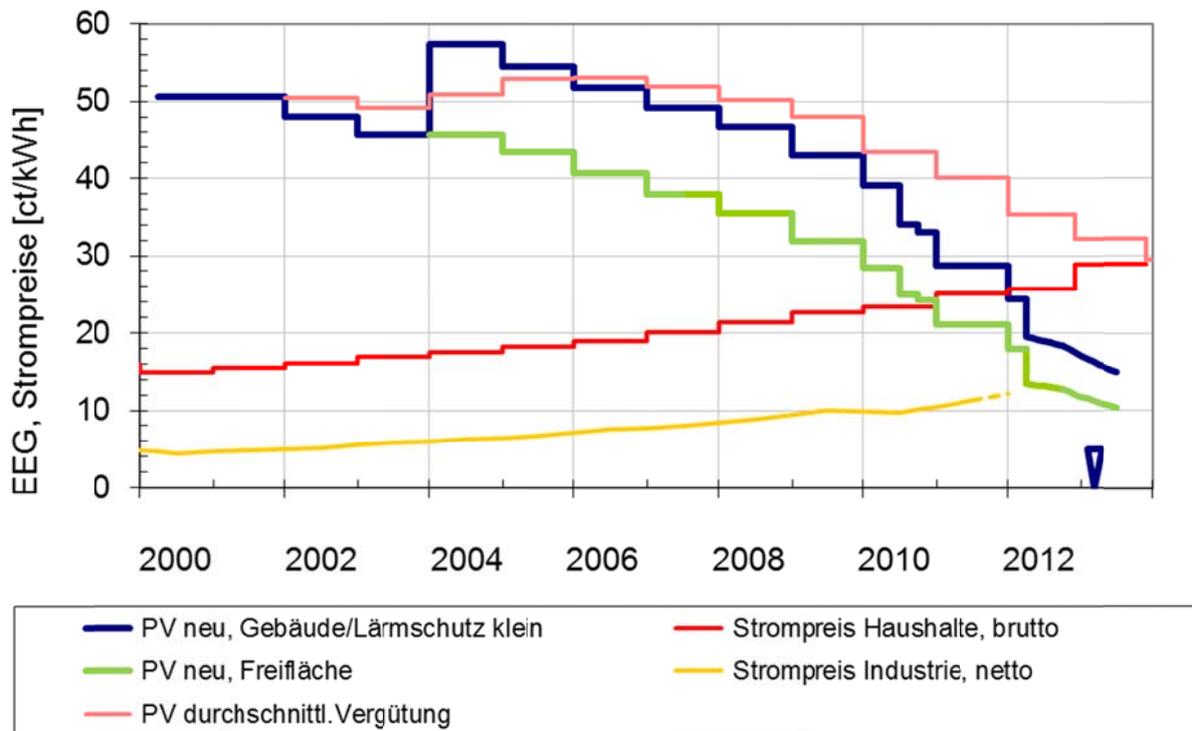


Abbildung 5: Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Anlageninbetriebnahme gemäß EEG, durchschnittliche Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand aus [VDN], [R2B], Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber und Strompreise [BMW]; gestrichelte Linienabschnitte zeigen Schätzungen

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 bspw. im **März 2013** in Betrieb gingen, werden je nach Anlagengröße und -bauart zwischen **11,27** und **16,28 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, weitere Kosten und Risiken entstehen durch die Offshore-Haftungsregel.

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“. Diese „Grid parity“ markiert ein wichtiges, vor 10 Jahren noch fast utopisch erscheinendes Etappenziel; sie soll keinen Vergleich von Stromgestehungskosten suggerieren.

Die durchschnittliche EEG-Vergütung für PV-Strom liegt im Jahr 2013 bei ca. **32 ct/kWh**, 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 unterbietet. 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.

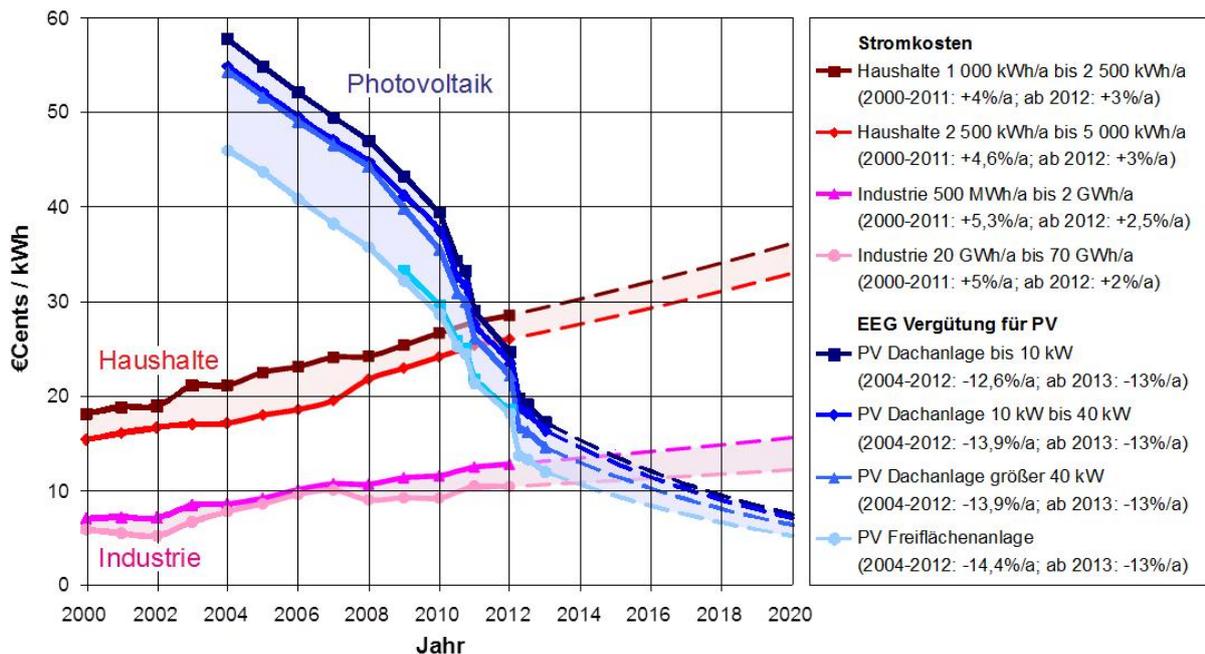


Abbildung 6: Prognose zur Vergütungs- und Strompreisentwicklung, Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE, Stand 14.11.2012; Daten: BMU, EEG 2012 und BMWi Energiedaten

Nachdem die Vergütung bei Neuinstallationen über mehrere Jahre moderat um 5%/a sank, beschleunigte sich der Abwärtstrend auf 30-34% 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 Absenkung der Vergütung besteht die Gefahr, dass Investoren in Deutschland keine Renditechancen mehr sehen. Im Jahr 2012 mussten viele, auch asiatische Hersteller ihre PV-Module in Deutschland unter Produktionskosten verkaufen.

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 weitergehende Anstrengungen – auch zur Kostensenkung – nicht lohnen. Mit der radikalen Absenkung der Einspeisevergütung in den Jahren 2010 bis 2012 und der weiterhin geplanten Degression ist sichergestellt, dass die Belastung der Stromverbraucher nur noch geringfügig steigen kann. Das gilt aber nur, sofern die politisch gewollte Lastenverschiebung von der Industrie auf die Haushalte nicht weiter zunimmt.

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.

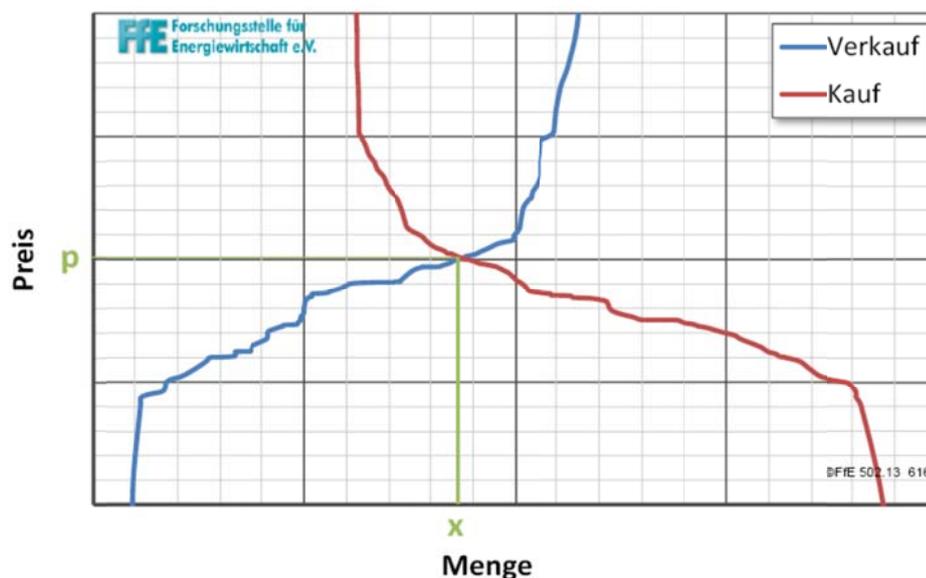


Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roan]

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

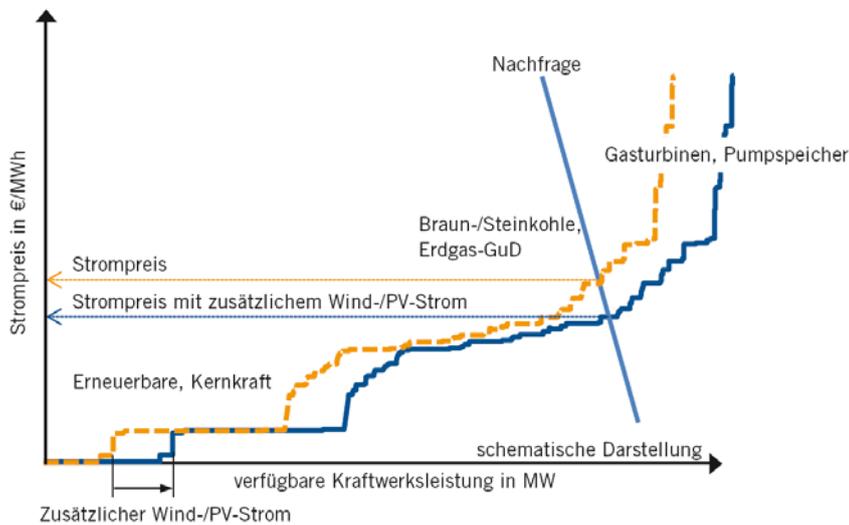


Abbildung 8: Einfluss von EE auf die Preisbildung an der Strombörse [WECC]

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

„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“ [Roon]. Im Jahr 2011 führte eine zusätzliche Einspeisung von 1 GW PV-Strom zu einer Absenkung des Spotpreises um durchschnittlich 82 ct/MWh [BDEW4].

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 am Terminmarkt in vergleichbarer Weise beeinflusst [IZES]. Abbildung 10 zeigt die Merit Order für das Jahr 2011.

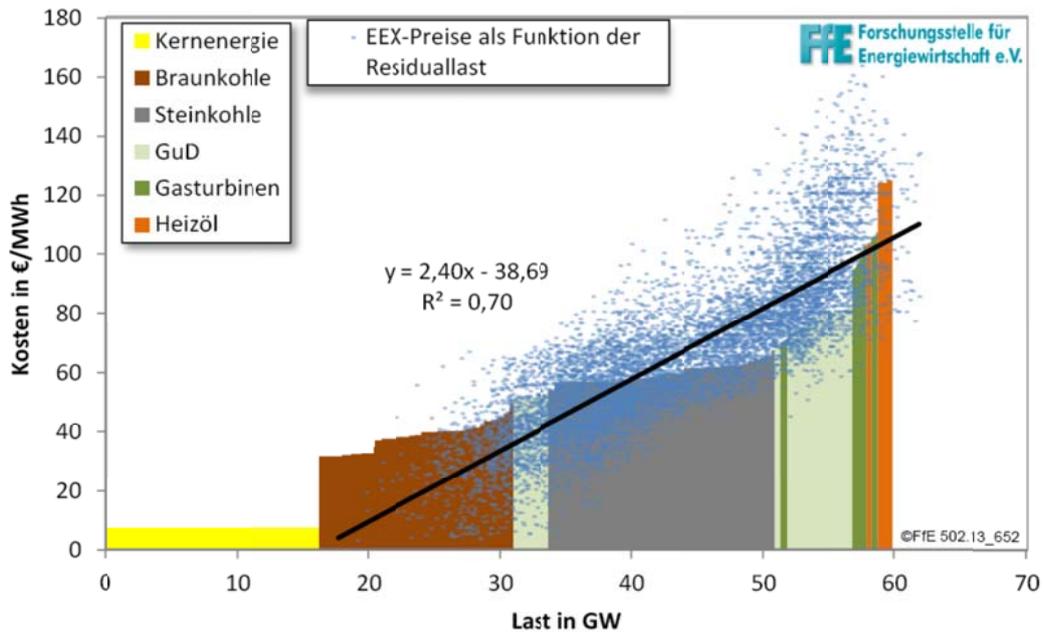


Abbildung 9: Merit Order für das Jahr 2008 und EEX-Preise [Roos]

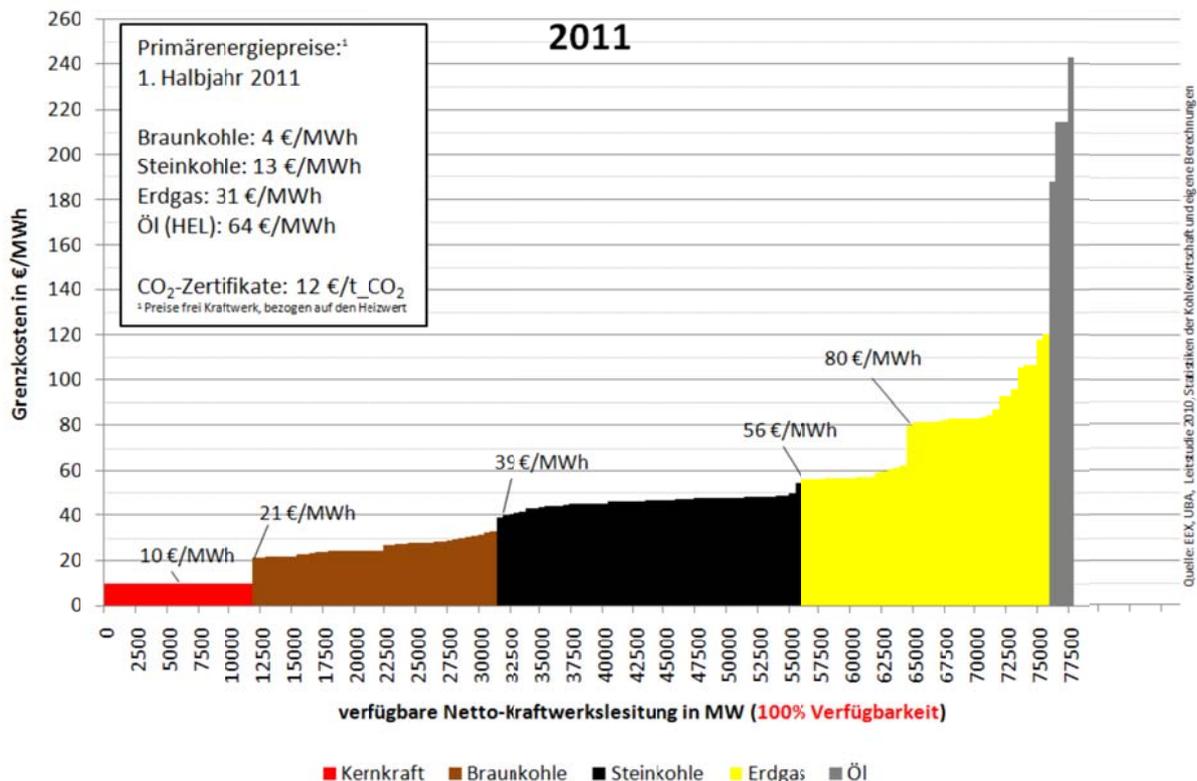


Abbildung 10: Merit-Order der konventionellen Kraftwerke 2011 [IZES]; die Angaben zu Primärenergiepreisen beziehen sich auf Brennwerte, die Grenzkosten auf elektrische Energie

Nach einem Maximum von fast 7 ct/kWh im Jahr 2009 sank der Börsenwert des Stroms zur Differenzkostenermittlung auf Werte um 5 ct/kWh. Dieser Preisverfall wird liegt zum einen an der wachsenden Einspeisung von EE-Strom, zum anderen an gesunkenen Kohlepreisen und dem Zubau von Kohlekraftwerken mit den daraus resultierenden Stromüberschüssen und massiven Exporten.

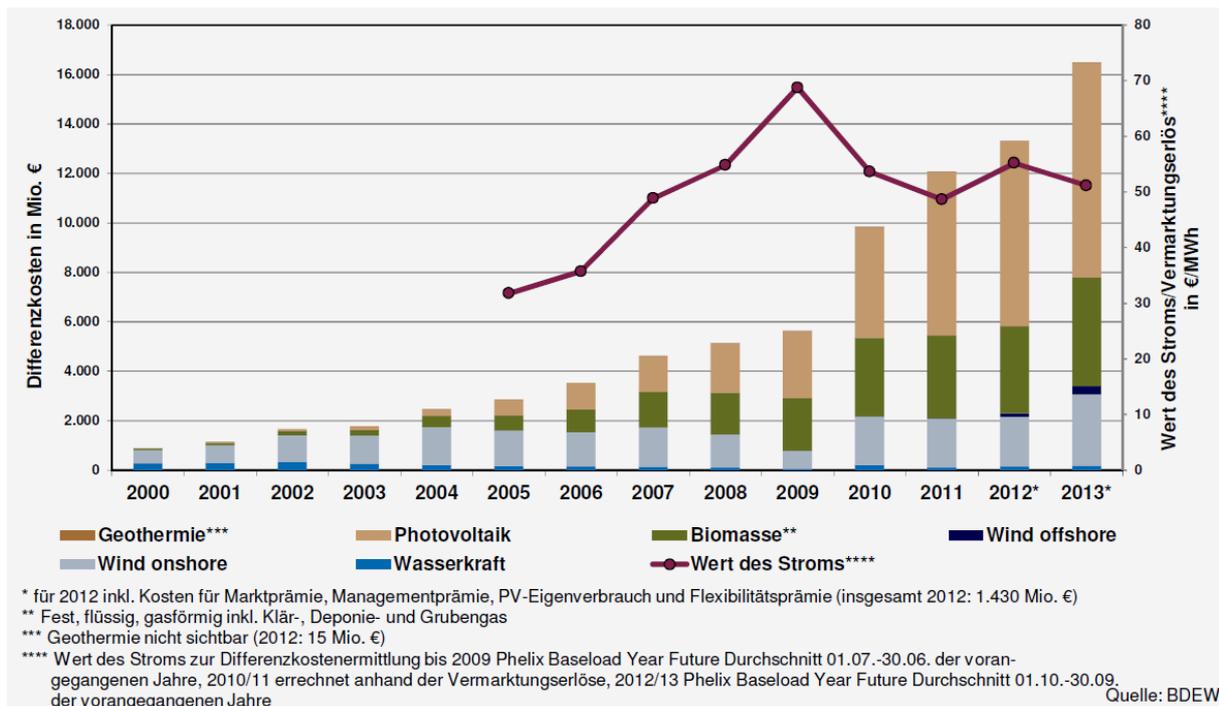


Abbildung 11: Entwicklung des Börsenwerts des Stroms und der Differenzkosten [BDEW4]

3.4 EEG-Umlage

Die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Einnahmen für EE-Strom, ergänzt um weitere Positionen, werden über die EEG-Umlage ausgeglichen (Abbildung 12)

Die Umlage tragen grundsätzlich die Stromverbraucher. Für das Jahr **2013** wurde die EEG-Umlage auf **5,27 ct/kWh** festgelegt, Letztverbraucher müssen darauf noch Umsatzsteuer entrichten.

Die reinen Förderkosten für EE machen davon mit 2,29 ct/kWh weniger als die Hälfte aus (Abbildung 13).

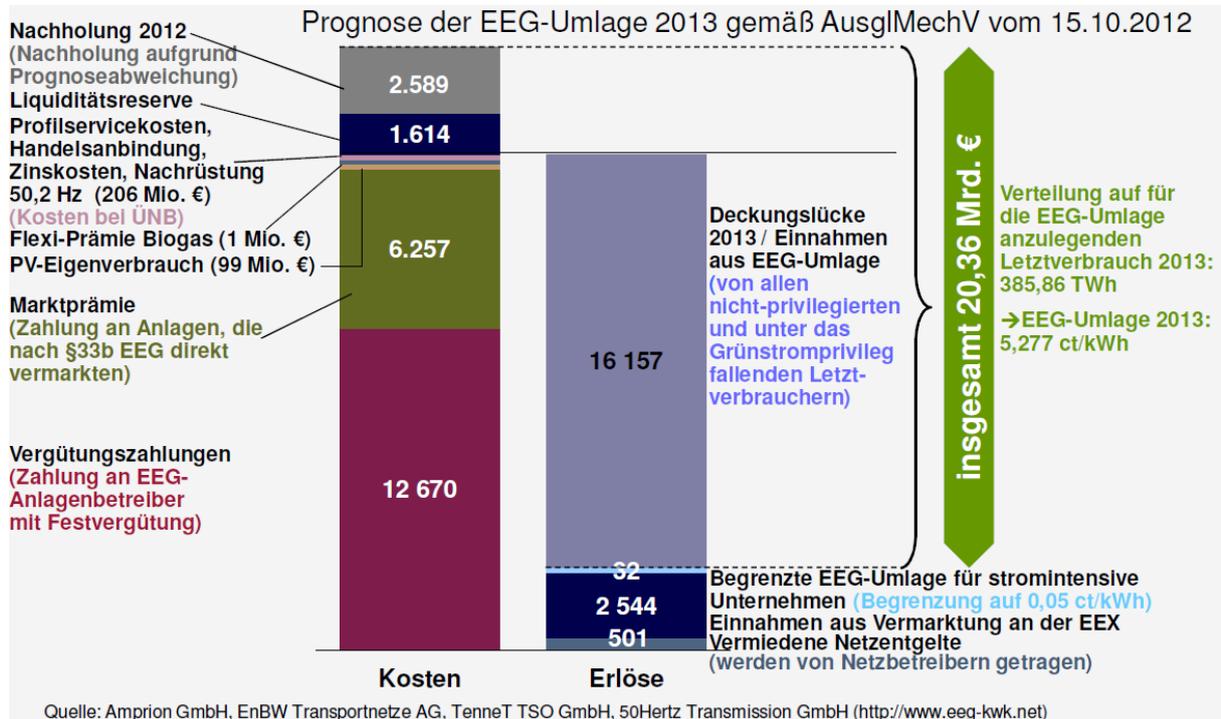


Abbildung 12: Berechnungsgrundlage für die EEG-Umlage 2013 [BDEW4]

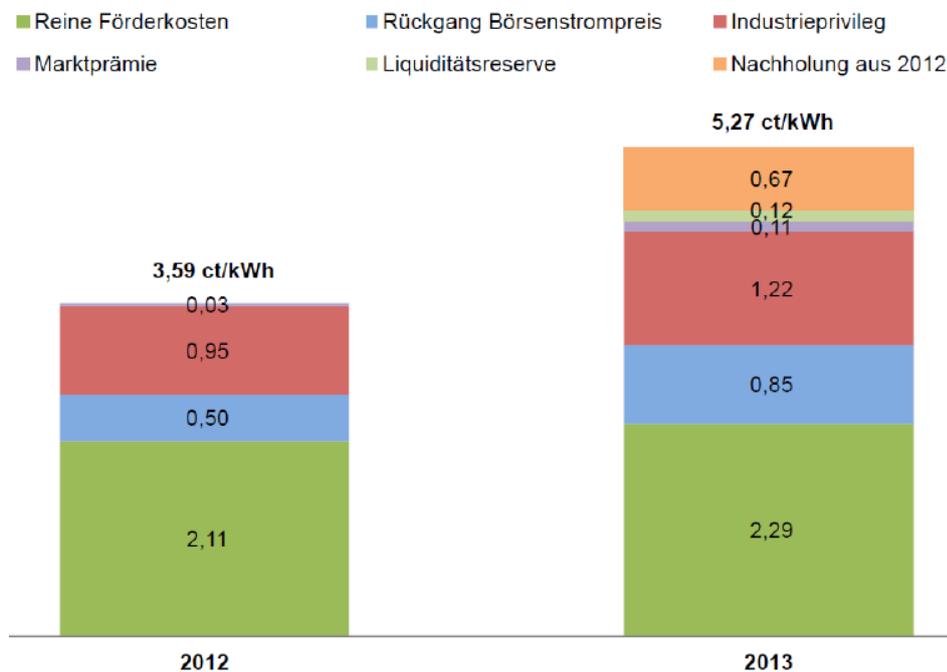


Abbildung 13: Struktur der EEG-Umlage 2012 und 2013 [BEE]

Der prognostizierte Anteil der EEG-Umlage ohne Fremdkosten, der auf PV-Stromerzeugung entfällt, beläuft sich im Jahr **2013** mit **1,38 ct/kWh** auf rund **60%**

(Abbildung 14). Da die PV im selben Jahr voraussichtlich nur ca. **26%** des gesamten EEG-Stroms beitragen wird [ÜNB], 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 PV-Anlagen wird heute schon deutlich geringer vergütet als Windstrom aus neuen Offshore-Anlagen (Anfangsvergütung inkl. Boni).

■ Wasser ■ Gase ■ Biomasse ■ Geothermie ■ Wind onshore ■ Wind offshore ■ Solar

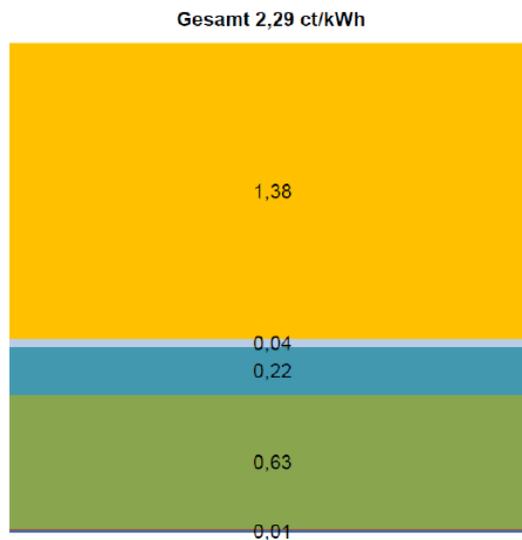


Abbildung 14: EEG-Umlage 2013 ohne Fremdkosten [BEE]

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

1. steigende privilegierte Strommengen
 Im Jahr 2012 entfielen 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. sinkender Stromverbrauch
 Stromsparmaßnahmen senken die verbleibenden Strommengen im Netz und erhöhen damit die Umlage pro kWh
3. steigende Produktion von Strom aus EE, soweit kein Eigenverbrauch
 Der an sich erwünschte Ausbau der EE-Stromerzeugung erhöht zumindest kurzfristig die Umlage, sowohl direkt, weil mehr Einspeisevergütung ausgezahlt wird, als auch indirekt über den Preisverfall von Emissionszertifikaten, der zu einem billigeren Stromangebot fossiler Kraftwerke führt.

4. 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.

5. die Management-Prämie als Teil der Marktprämie

Das aktuelle Marktprämien-Modell verursacht Mehrkosten in dreistelliger Millionenhöhe.

3.5 Wird PV-Strom subventioniert?

Nein, die fossil-nukleare Stromerzeugung wird subventioniert.

Die Stützung der PV-Stromerzeugung erfolgt nicht aus öffentlichen Mitteln. Zwar werden in verkürzten Darstellungen 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 den Differenzkosten, also der Differenz zwischen Kosten (d.h. Vergütung) und Nutzen (d.h. geschätzter erzielbarer Preis).

Auf der Kostenseite beträgt die kumulierte Einspeisevergütung für PV-Strom bis einschließlich **2012 ca. 30 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 15 dargestellten Differenzkosten stellen verschiedene Strompreispfade dar. Längerfristig schrumpfen die Differenzkosten gegen 0 und werden danach negativ. Damit sichert uns der EE-Ausbau 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.

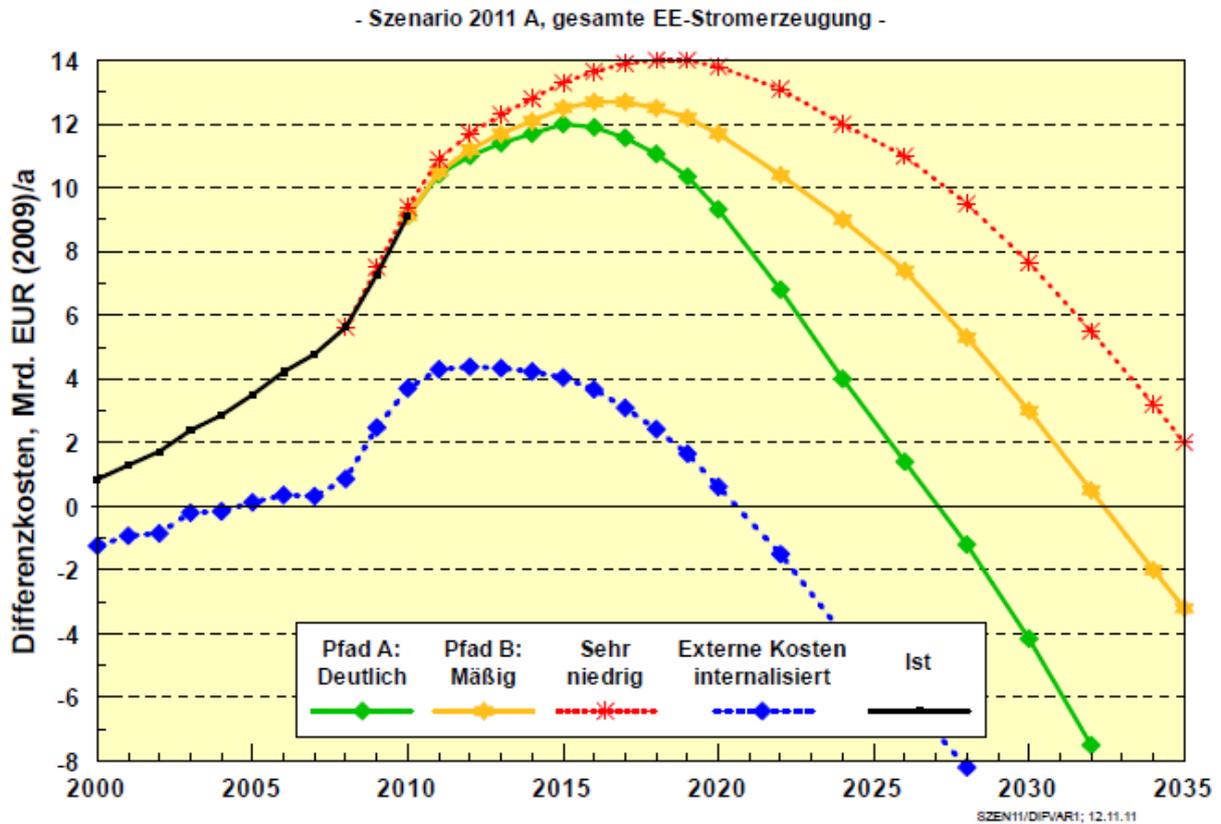


Abbildung 15: Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen Strompreisen [IFNE]; auf die PV entfielen im Jahr 2011 ca. 6 Mrd. Euro, also mehr als die Hälfte der gesamten Differenzkosten

2011	<i>vorläufige Angaben</i>			
Wirkungskategorien	Analysebereiche	Strom in Mrd. €	Wärme in Mrd. €	Gesamt EE in Mrd. €
System-analytische Wirkungen	Direkte Differenzkosten	9,3	1,4	10,6
	Regel/ Ausgleichsenergiekosten	0,16		0,2
	Netzausbaukosten	0,13		0,1
	Transaktionskosten*	0,03		0,03
	Gesamte Differenzkosten	9,6	1,4	10,9
	Vermiedene Umweltschäden	8,0	2,1	10,1
Verteilungseffekte	EEG-Differenzk., einzelwirt. Mehrkosten	13,5	1,2	14,7
	<i>annuisierte Förderung MAP-Anlagen</i>	-	0,2	
	Besondere Ausgleichsregelung	2,2		2,2
	Merit-Order-Effekt*	2,8		2,8
	Öffentliche Fördermittel			0,6
	Marktförderung			0,3
	FuE-Förderung			0,3
	Besteuerung von EE-Strom**	1,6		1,6
Makro-ökonomische Effekte	Verringerte Importe***	2,9	3,4	6,02
	Investitionen (<i>in Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen</i>)	20,0	2,9	22,9
	Umsätze (<i>Hersteller von Anlagen und Komponenten</i>)			24,9
	Bruttobeschäftigung (in Personen)			381.600
weitere, nicht quantifizierte Effekte	Versorgungssicherheit, technologische Entwicklung, Risiko eines nuklearen Unfalls, Spill-over von FuE, Vorbildcharakter Politik und Gesellschaft			n.a.
* Schätzungen aus Vorjahr: 2010; ** Mittelwert; *** Summe Wärme und Strom unter Berücksichtigung gestiegener biogener Brennstoffimporte				
alle Angaben in jeweiligen Preisen, außer Umweltschäden (Preisbasis 2010)				

Abbildung 16: Gesamtheitliche Kosten-/Nutzenbewertung der Stromerzeugung aus EE [ISI]

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. Eine Studie im Auftrag des BMU bewertet die die Kosten und Nutzen der Stromerzeugung aus EE umfassend [ISI]. Auf der Kostenseite stehen die EEG-Differenzkosten, d.h. die Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das EEG. Weiterhin fallen Aus-

gleich- und Regelkosten für die Verstetigung des Stroms aus fluktuierenden EE-Quellen durch komplementäre Stromquellen an.

Was sind die Kosten einer unterlassenen Energiewende? Ohne diese Zahl zu kennen, fällt es schwer, die Kosten der Wende einzuordnen. 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. Eine Studie der Versicherungsforen Leipzig beziffert die Deckungssumme für das Risiko „Super-GAU“ 6 Billionen Euro, welche abhängig von der Aufbauperiode dieser Deckungssumme die Kilowattstunde in einer Spanne von rund 0,14 Euro bis 67,30 Euro verteuern würde [VFL]. In Folge versichert im Wesentlichen der Steuerzahler die Atomindustrie, zwangsweise, denn die Deutschen sind seit vielen Jahren mehrheitlich gegen die Kernenergie. Damit kann hier von einer Subvention gesprochen werden, deren Zukunftslast nicht abzusehen ist.

Fossile Stromgewinnung wird entgegen früherer Planung derzeit kaum durch Kosten für CO₂-Zertifikate belastet, bei Zertifikatspreisen unter 10 Euro/t CO₂. Verglichen mit geschätzten, realistischen Preisen von 70 €/t [DLR] ergibt sich rechnerisch eine Subvention von über 20 Mrd. Euro pro Jahr für fossile Kraftwerke. 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.

Die Preisgestaltung liegt aber in der Hand der großen Stromproduzenten, der EVUs und der Politik. Die Politik legt die Berechnungsgrundlage und den Verteiler für die EEG-Umlage, Steuern und Abgaben fest, mit zurzeit nachteiligen Effekten für Privathaushalte. Die EVUs legen schließlich den Strompreis für Haushalte fest.

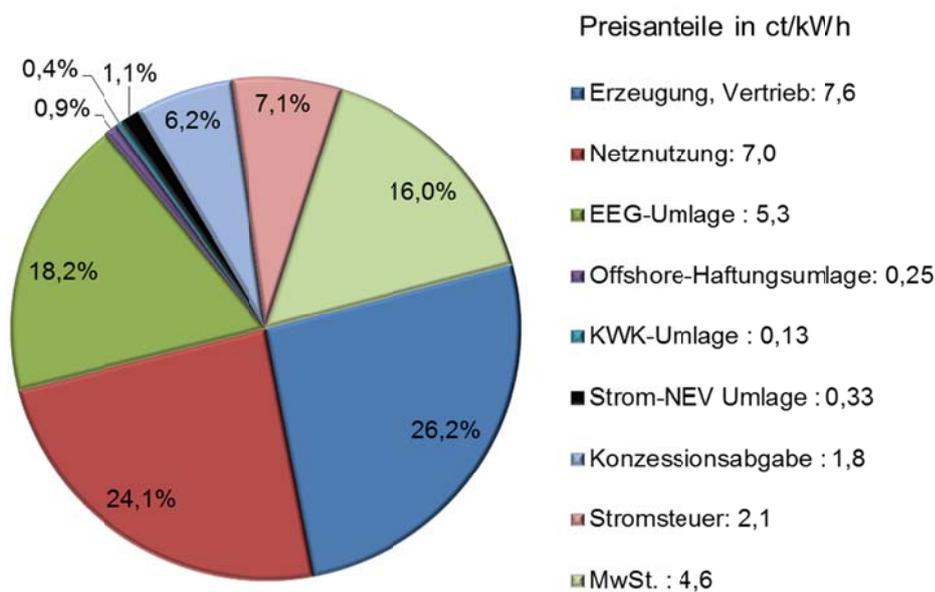


Abbildung 17: Beispielhafte Zusammensetzung eines Haushaltsstrompreises von 29 ct/kWh im Jahr 2013 (KWK: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege)

Ein Musterhaushalt mit drei Personen und einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden hat 2012 ca. **25,7 ct/kWh** bezahlt [BDEW2]. Im Jahr 2013 steigt dieser Strompreis nach aktuellen Prognosen auf ca. **28-29 ct/kWh**, Abbildung 17 zeigt eine beispielhafte Preisstruktur.

4.1 Preiseinfluss der großen Stromproduzenten

Trotz Zwangsabschaltung von Kernkraftwerken und sinkenden Preisen an der Strombörse konnten große Kraftwerksbetreiber auch im Jahr 2012 ansehnliche Gewinne verzeichnen. Allein das Betriebsergebnis von RWE in Höhe von 6,4 Mrd. entspricht ca. 50% der gesamten, in 2013 an die Anlagenbetreiber voraussichtlich zu zahlenden Vergütung für Strom aus EE (12,6 Mrd.). Trotzdem hat RWE angekündigt, die Investitionen in EE

von 1 Mrd. auf 0,5 Mrd. jährlich herunterzufahren. Diese Gewinne treiben also den Strompreis, ohne den Umbau unseres Energiesystems substantiell zu unterstützen.

4.2 Preiseinfluss der EVUs

Energieversorgungsunternehmen (EVUs) begründeten Strompreiserhöhungen für Haushalte gerne mit der Erhöhung der EEG-Umlage (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Abschlagszahlung lt. vorläufiger Festlegung, vgl. Kapitel 20.1). Der Brutto-Strompreis für Privathaushalte ist in den Jahren **2000 bis 2013** um ca. **14 ct/kWh** angestiegen, die EEG-Umlage aber nur um **5,3 ct/kWh** netto (Abbildung 19), d.h. **6,3 ct/kWh** brutto. 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 preissenkenden PV-Stromeinspeisung.

Bei der aktuell installierten PV-Leistung in Deutschland (über **30 GW**) deckt der Solarstrom an sonnigen Tagen im Frühjahr und Sommer bereits einen großen Teil der Tagesspitzenlast (vgl. Abbildung 42). 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. Viele EVUs geben preissenkende Effekte der PV-Einspeisung bisher nicht an ihre Endkunden weiter.

4.3 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. Im Jahr 2013 wird geschätzt über die Hälfte der von der Industrie verbrauchten Strommenge weitgehend von der Umlage befreit (Abbildung 18), die Befreiung summiert sich auf 6,7 Mrd. Euro. Dies erhöht die Belastung für andere Stromkunden, insbesondere für Privathaushalte, auf die knapp 30% des gesamten Stromverbrauchs entfällt.

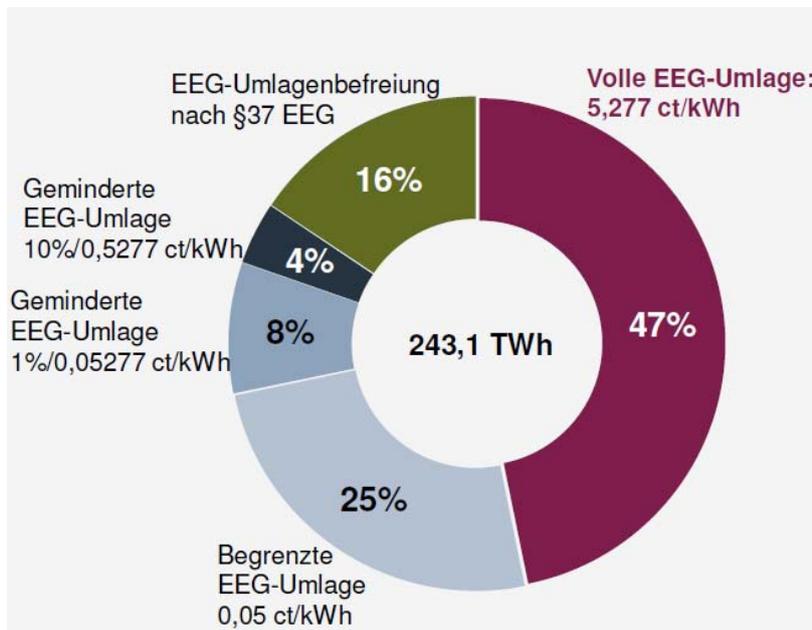


Abbildung 18: EEG-Umlage nach Strommengen (nur Industrie, [BDEW4])

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 19). 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 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 stromintensive Industrie profitiert von der Energiewende, ohne sich nennenswert an ihren Kosten zu beteiligen.

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, zu Gunsten der Großverbraucher, aber erhöht paradoxerweise die EEG-Umlage, zu Lasten der Haushalte.

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. Bspw. wird der Preis für CO₂-Emissionsrechte von derzeit unter 10 €/t politisch so niedrig gehalten, dass er praktisch keine Auswirkung auf die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke hat. Eine Studie aus dem Jahr 2006 empfiehlt als „besten Schätzwert“ Schadenskosten von 70 €/t [DLR].

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 (vgl. Abschnitt 20.9, [DLR], [FÖS]) verschleiern und in die Zukunft abschieben.

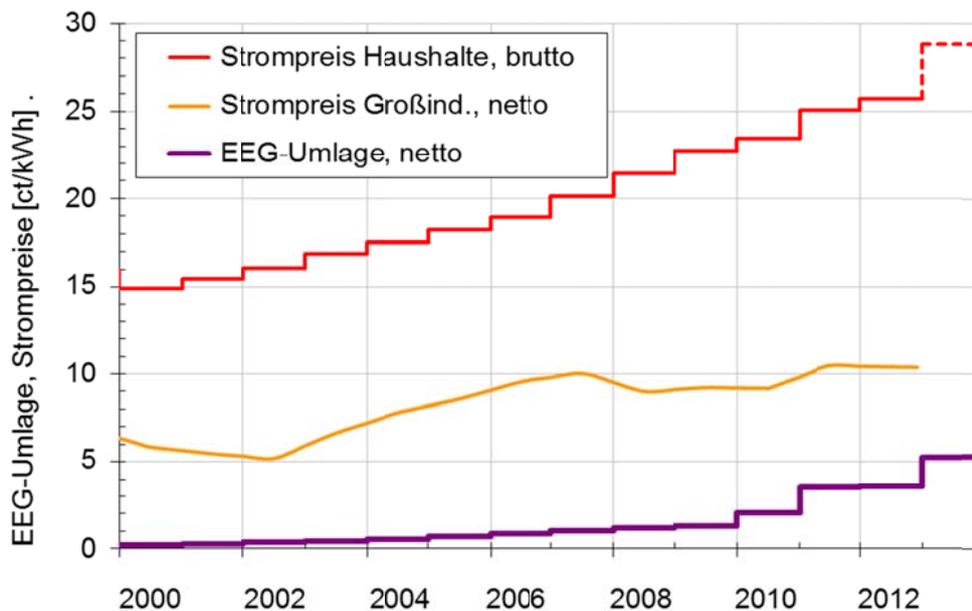


Abbildung 19: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi] und Entwicklung der EEG-Umlage; die Brutto-Strompreise der Haushalte bestehen heute zur Hälfte aus Steuern und Abgaben

Die Stromsteuer schließlich (Abbildung 17) wurde 1999 eingeführt, um laut Gesetzesbegründung Energie durch höhere Besteuerung zu verteuern, die Einnahmen fließen überwiegend in die Rentenkasse. Jetzt fordern viele Politiker, den Ausbau der Erneuerbaren zu bremsen, um den Anstieg der Strompreise für Haushalte zu stoppen.

4.4 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer?

Nein.

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

Anlagen der Leistungsklasse unter 10 kWp, die häufig von Hauseigentümern erworben werden, machen in der Summe weniger als 15% der gesamten installierten Leistung aus (Abbildung 25). Sehr große Anlagen in der Leistungsklasse oberhalb 500 kWp kommen hingegen auf ca. 30%. Größere Anlagen werden häufig über Bürgerbeteiligungen oder Fonds finanziert, an denen sich natürlich auch Mieter beteiligen können.

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

Nein, der gewachsene Exportüberschuss kommt v.a. aus neuen Kohlekraftwerken. Nach flüchtigen Hinsehen wird häufig der Ausbau der EE als Verursacher der gestiegenen Stromexporte zitiert, bspw. rund 16 Mrd. kWh allein im ersten Quartal 2013. Wird tatsächlich PV-Strom mit durchschnittlich 32 ct/kWh vergütet und dann für 5-8 ct/kWh verkauft? Das ist nicht der Fall. Die PV-Stromproduktion liegt immer deutlich unterhalb der Residuallast. Wenn tagsüber Strom exportiert wird, liegt es daran, dass die Kohlekraftwerke sich aufgrund ihrer Trägheit nicht drosseln lassen (Braunkohle) oder dass es einfach lukrativ ist, diesen Strom in Deutschland zu produzieren und ins Ausland zu verkaufen (Steinkohle). Gaskraftwerke werden dadurch auch im Ausland unrentabel. Auch die Statistik spricht eine klare Sprache: im Vergleich zum 1. Quartal 2012 sind die Stromexporte im 1. Quartal 2013 um ca. 7 Mrd. kWh angestiegen, während die Stromproduktion aus EE (Abbildung 20) witterungsbedingt sogar um 2 Mrd. kWh gefallen ist [ISE4].

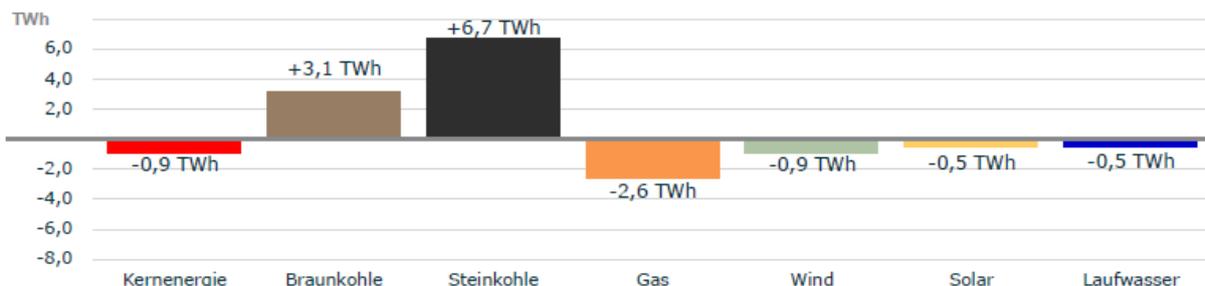


Abbildung 20: Veränderung der Stromerzeugung im ersten Quartal 2013 gegen 2012, die zusätzliche Produktion durch Braun- und Steinkohle wurde fast vollständig exportiert [ISE4]

6. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?

Ja.

Beim aktuellen Stand der Anlagenpreise und der Einspeisevergütung sind gute Renditen für die Solarstromproduktion 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 spezifischen Ertrag (Abschnitt 20.4) um, weil bspw. in Gegenden mit geringerer Einstrahlung

ein erhöhtes Windaufkommen für eine geringere Betriebstemperatur der Module sorgen kann oder wegen Unterschieden in der Schneeeauflage.

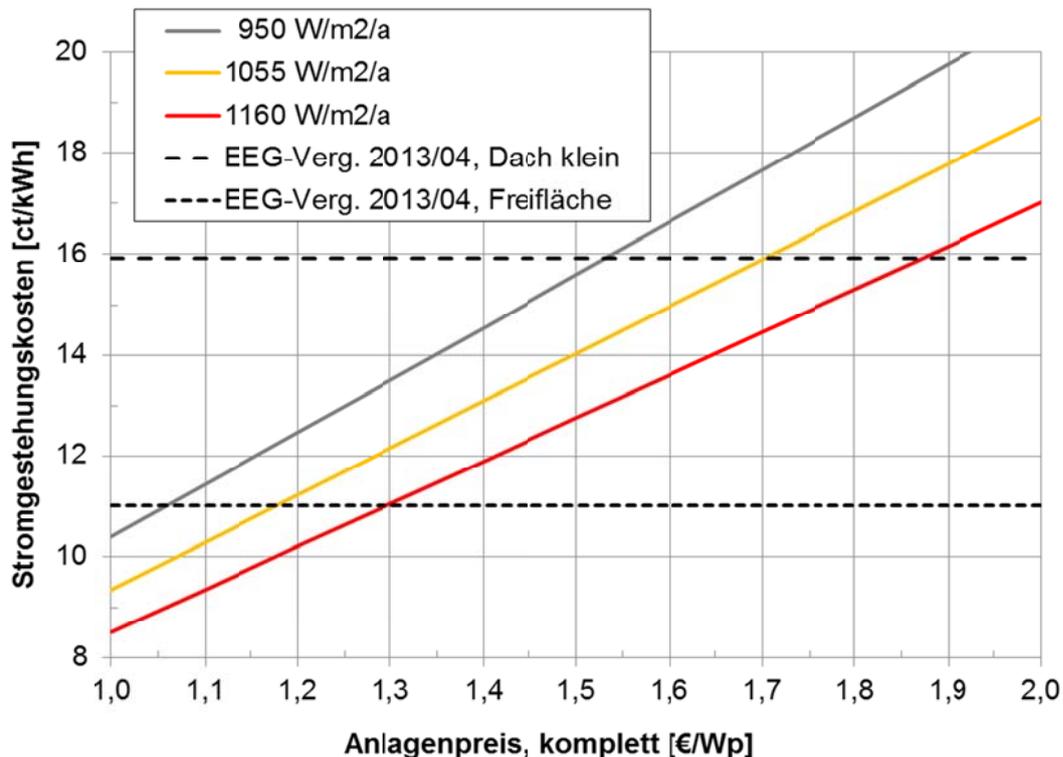


Abbildung 21: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen

Zur groben Abschätzung der abgezinsten (diskontierten), nicht-inflationsbereinigten Stromgestehungskosten (Abbildung 21) wurden folgende Annahmen getroffen:

- optimale Ausrichtung der Fläche (ca. Süd 30°)
- Performance Ratio (Abschnitt 20.6) 85%
- jährliche Anlagendegradation bezüglich Ertrag 0,5%
- Nutzungsdauer 20 Jahre
- lfd. jährliche Kosten 1% (des Anlagenpreises)
- Inflationsrate 2%
- nominaler kalkulatorischer Zinssatz 5%

Die Jahressumme der mittleren, global-horizontalen Einstrahlung liegt in Deutschland bei 1055 kWh/m²/a [DWD].

Die Abschätzung der Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode. Dabei werden die laufenden Ausgaben und die LCOE über den angegebenen Zinssatz auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst (diskontiert). Die laufenden Ausgaben bspw. für Versicherung und Wartung werden inflationsbereinigt. Die Angabe der LCOE erfolgt nicht inflationsbereinigt, um den Vergleich mit der nominal konstanten, aber real sinkenden Einspeisevergütung zu erleichtern.

Solange der Strom durch die Einspeisevergütung oder durch Eigenverbrauch einen Wert erzielt, der über den Stromgestehungskosten liegt, kann bspw. bei 100%-igem Eigenkapitaleinsatz eine mittlere Rendite erwirtschaftet werden, die mindestens dem kalkulatorischen Zinssatz entspricht.

Die Verwertung des Stroms ab dem 21. Betriebsjahr ist heute nicht kalkulierbar. Voraussichtlich werden viele Anlagen noch erhebliche Strommengen bei geringen laufenden Kosten produzieren, aber für die Kalkulation spielt die zukünftige Eigenverbrauchsfähigkeit ebenso wie die zukünftige Preis- bzw. Vergütungsgestaltung der EVUs eine Rolle. Die Rendite einer PV-Anlage ist auch während der EEG-Vergütungsdauer nicht risikofrei. Weder Herstellergarantien noch Anlagen-Versicherungen senken das Investorenrisiko auf Null.

7. Erzeugt PV-Installation nur Arbeitsplätze in Asien?

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

Die PV-Branche beschäftigte im Jahr 2012 ca. **88.000** Menschen in Deutschland [BMU5] und erreichte eine Exportquote von ca. **60%** [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 2012 mit einem Produktionsvolumen um 2 GW Netto-Importeur (Photon 2013-01). In anderen PV-Bereichen ist Deutschland klarer Netto-Exporteur, zum Teil als internationaler Marktführer (z.B. Wechselrichter mit ca. 12 GW, Produktionsanlagen). Im Jahr 2012 sind in Deutschland viele Arbeitsplätze durch Firmenschließungen und Insolvenzen verloren gegangen, betroffen ist neben den Zell- und Modulproduzenten auch der Maschinenbau. Die Hoffnung, dass die Kombination aus EEG, Investitionsbeihilfen in den neuen Bundesländern und Forschungsförderung ausreichen, um Deutschland als einen weltweit führenden Produktionsstandort für PV-Zellen und Module zu etablieren, schien sich noch im Jahr 2007 zu erfüllen, als eine deutsche Firma die internationale Rangliste anführte. Seither verlieren die deutschen Hersteller dramatisch an Marktanteilen, als Folge der entschiedenen Industriepolitik im asiatischen Raum und der dort generierten massiven Investitionen.

Trotzdem bleibt ein großer Teil der mit einem PV-Kraftwerk verbundenen Wertschöpfung im Land. Wenn man annimmt, dass ca. 80% der hier installierten PV-Module aus

Asien kommen, 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 haben sie wenig Interesse an PV-Stromproduktion gezeigt.

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 22) hielten zusammen gerade einmal 0,2%. Woher kommt diese Abneigung?

Wenn PV-Kraftwerke Strom liefern, liefern sie tagsüber, zu Zeiten höchster Nachfrage (Abbildung 42). Teure Spitzenlast-Kraftwerke werden seltener und in geringerem Umfang benötigt. Das senkt den Strompreis an der Börse, der sich nach den Börsenregeln auf alle momentan produzierenden Kraftwerke überträgt (Kapitel 3.3). Früher konnten die vier großen Kraftwerksbetreiber billigen Grundlaststrom zur Mittagszeit deshalb 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. Während große Kraftwerksbetreiber bisher wenig Interesse an PV-Installationen gezeigt haben, passen große Windprojekte, vor allem im Offshore-Bereich, viel besser in ihr Geschäftsmodell.

EU-Kommissar Günther Oettinger meint dazu in einem Interview der FAZ (2.4.2013): „Wir müssen den ausufernden Zubau von Photovoltaikanlagen in Deutschland begrenzen. Überhaupt brauchen wir eine Geschwindigkeitsbegrenzung für den Ausbau erneuerbarer Energien, bis wir ausreichende Speicherkapazitäten und Energienetze haben, die den Strom intelligent verteilen können. (...) Tatsächlich aber ist es langfristig viel sinnvoller, Windparks auf hoher See zu bauen, schon weil es dort viel mehr Windstunden im Jahr gibt. Die brauchen eine Anschubfinanzierung, die das EEG garantieren kann, weil die Einspeisevergütungen für jede Energiequelle gezielt festgelegt wird - nicht aber Quotenmodelle.“

In jüngster Zeit gab es seitens der Großen 4 differenziertere Signale, bspw. die Ankündigungen seitens RWE, verstärkt in PV-Anlagen zu investieren, oder seitens EnBW, die erneuerbare Stromproduktion auszubauen.

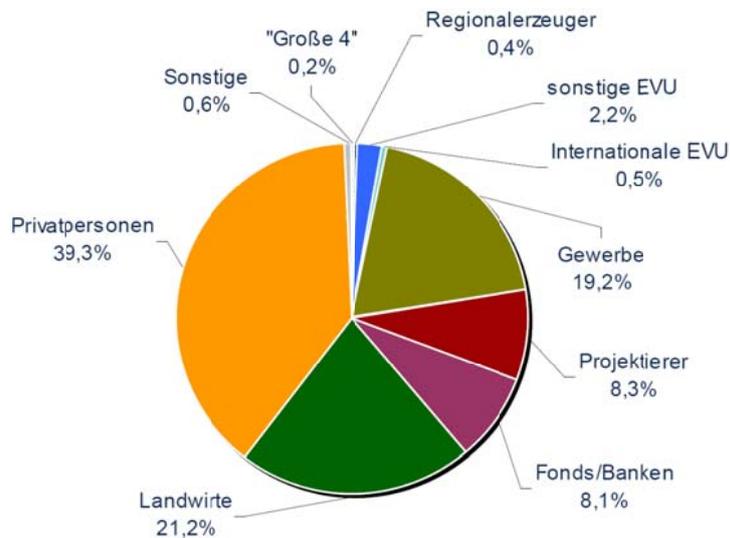


Abbildung 22: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen [trend:research]

9. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?

Ein Blick in die historischen Zahlen (Abbildung 23) zeigt, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz nur langsam in den Fokus der Energieforschung rücken. Nachfolgende Abbildung 24 zeigt die vom BMU bewilligten Fördermittel für die PV-Forschung.

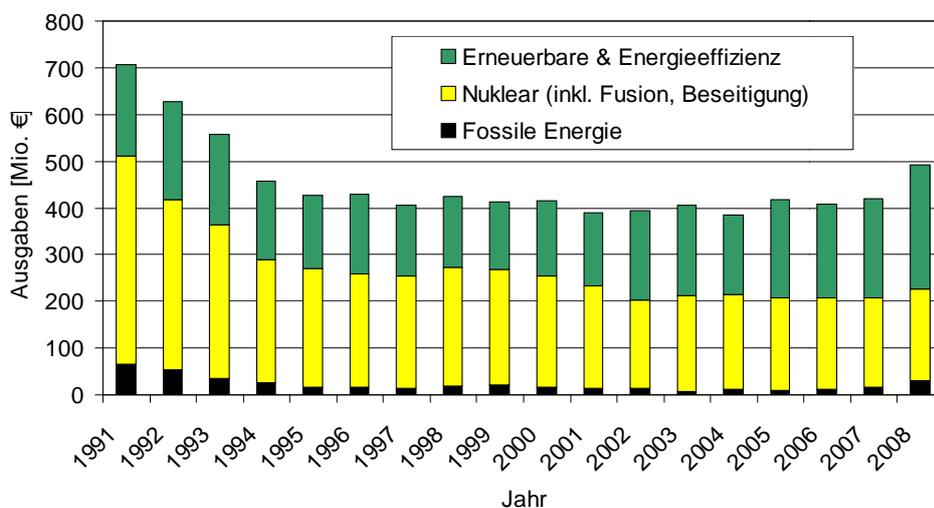


Abbildung 23: Ausgaben des Bundes für Energieforschung [BMWi]

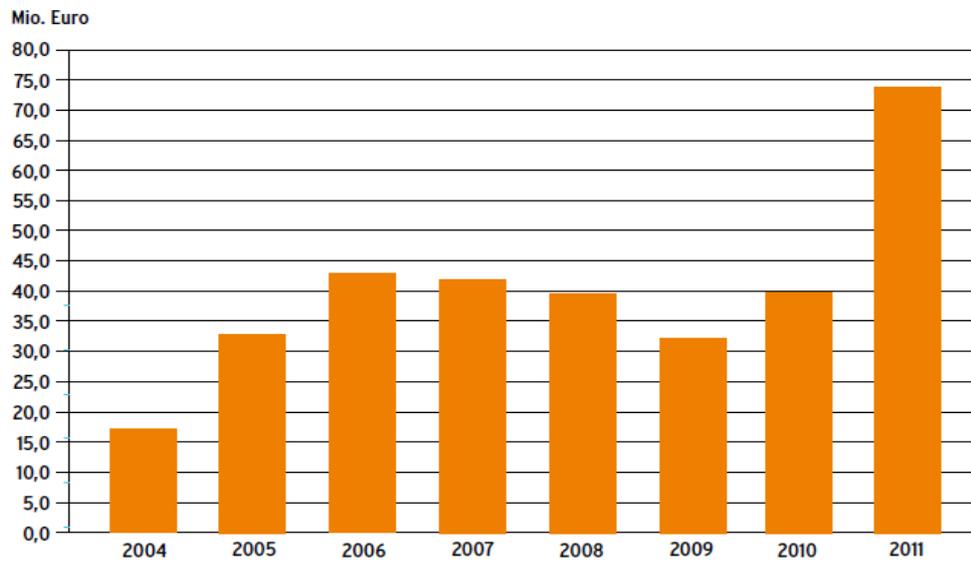


Abbildung 24: Neubewilligungsvolumen für PV-Forschungsförderung, im Jahr 2011 inkl. Mittel für Förderprogramm „Innovationsallianz“ [BMU3]

10. Überlastet PV-Strom die Netze?

Im Allgemeinen nicht, wenn es Probleme gibt, dann sind diese punktueller Natur.

10.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist

Über 98 Prozent der mehr als eine Million Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen (Abbildung 25) 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 die Netzabschnitte verringert den Ausbaubedarf.

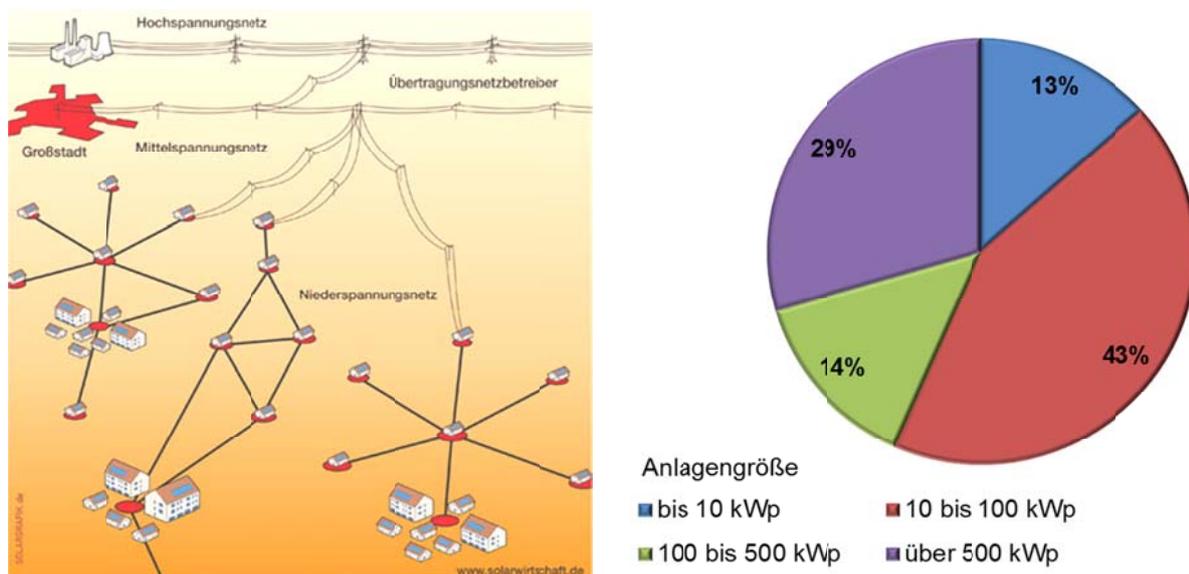


Abbildung 25: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße, Stand Ende 2012 (Daten: PSE AG/Fraunhofer ISE)

10.2 Solarstrom-Produktion ist planbar

Die Erzeugung von Solarstrom ist heute dank verlässlicher nationaler Wettervoraussagen sehr gut planbar (Abbildung 26). Aufgrund der dezentralen Erzeugung können Änderungen in der Bewölkung nicht zu gravierenden Schwankungen der deutschlandweiten PV-Stromproduktion führen.

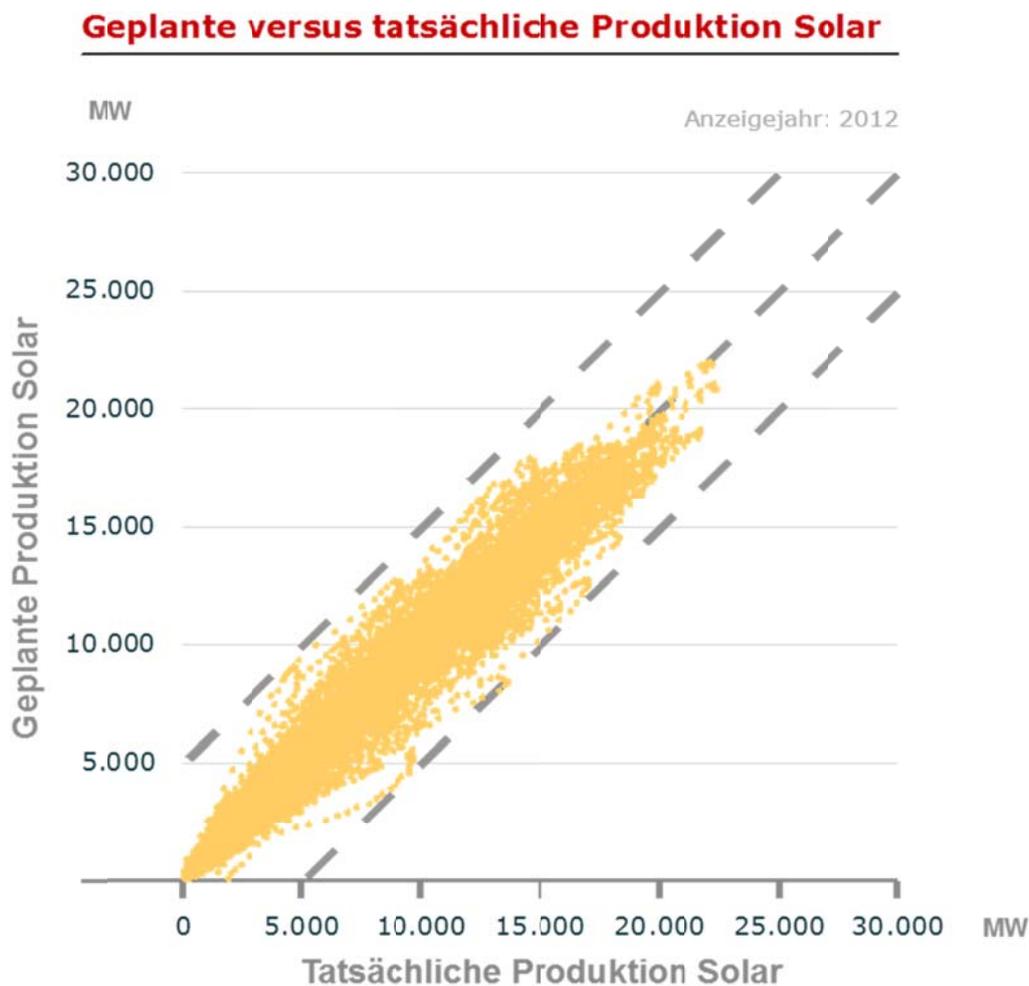


Abbildung 26: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2012 [ISE4]

10.3 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung

Aufgrund von technisch bedingten Verlusten (Performance Ratio $PR \leq 90\%$, vgl. Kapitel 20.6) und uneinheitlicher Wetterlage ist deutschlandweit nur an sehr wenigen Tagen im Jahr eine reale Stromgeneration oberhalb 70% der installierten Nennleistung (vgl. Kap. 2) 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 10.5.

10.4 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich

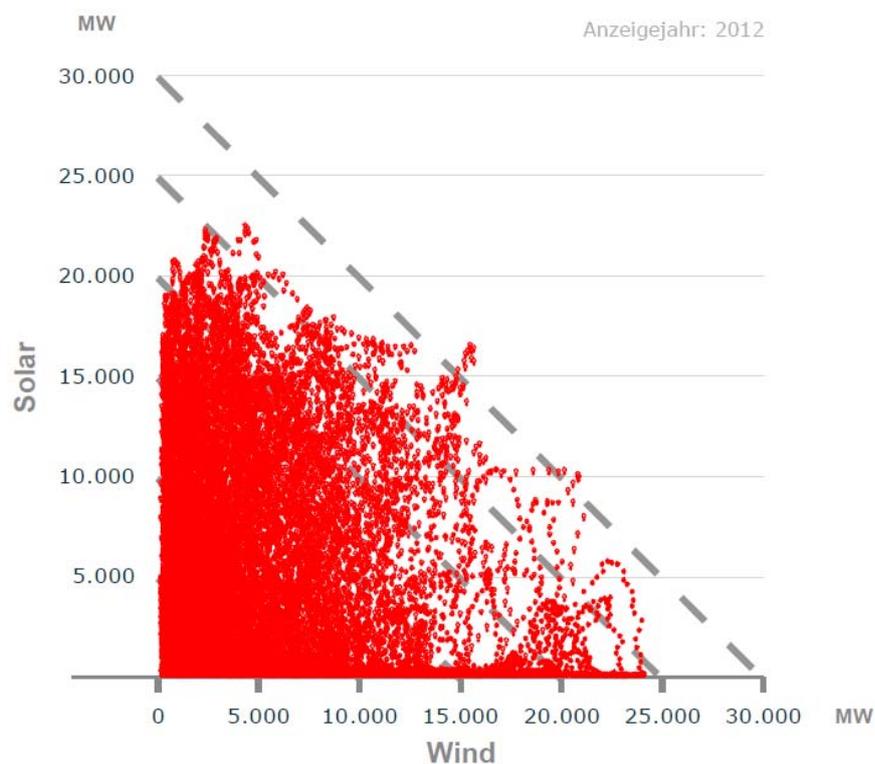


Abbildung 27: Mittlere Stundenleistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2012 [ISE4]

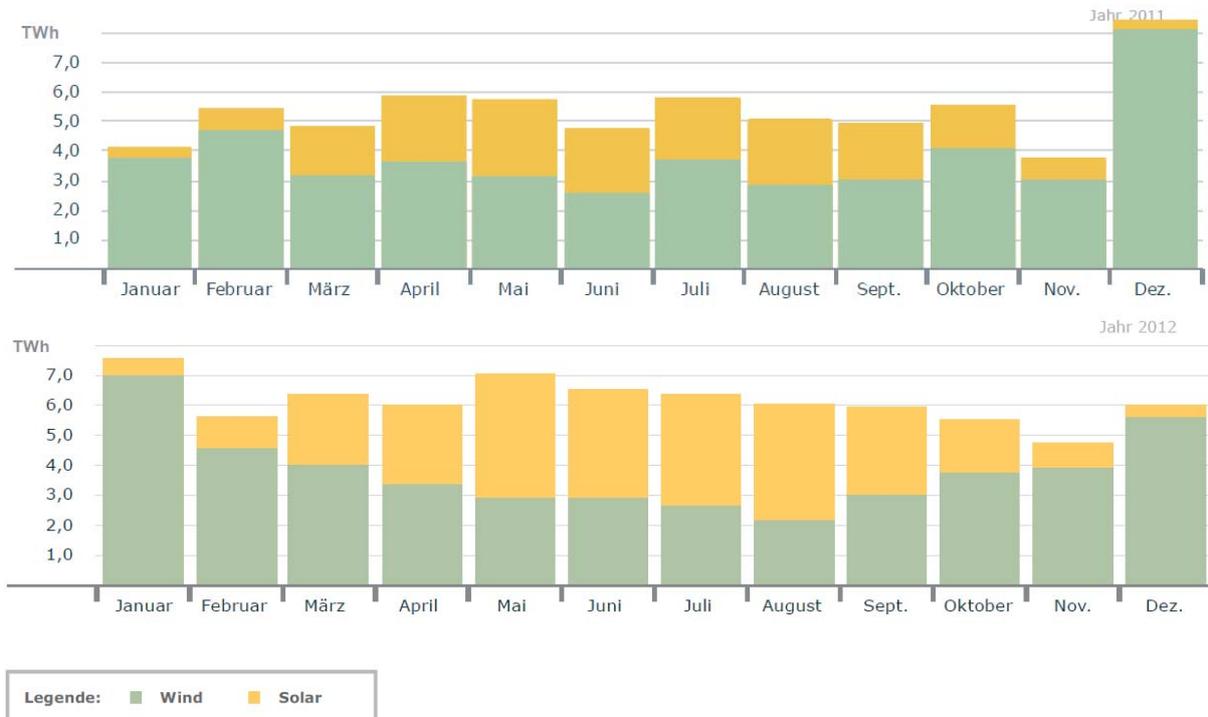


Abbildung 28: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2011-2012 [ISE4]

Klimabedingt korrelieren in Deutschland hohe Sonneneinstrahlung und hohe Windstärken negativ. Bei einer installierten Leistung in der Größenordnung von 30 GW PV und ca. 30 GW Wind im Jahr 2012 gelangten bis zum 30.9. in der Summe nur selten mehr als 30 GW in das Stromnetz (Abbildung 27). Eine entsprechende Abregelung führt demnach nicht zu nennenswerten Verlusten. Ein ausgewogener Mix von Stromerzeugungskapazitäten aus Sonne- und Wind ist dem einseitigen Ausbau, wie ihn ein kompetitives Fördermodell (bspw. das Quotenmodell) hervorbringen würde, deutlich überlegen.

10.5 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 Nieder-

spannungsnetz 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 überwiegend dezentrale und verbrauchsnahe PV-Einspeisung in die Verteilnetze reduziert 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 gesamte Strombedarf im Band von 40-80 GW auch bei weiterem Ausbau der PV in den nächsten Jahren jederzeit über dem PV-Stromangebot liegen wird. Allerdings nehmen die Konflikte mit den trägen Kraftwerkstypen (vor allem Kernkraft und Braunkohle) zu, die sich kaum abregeln lassen.

Während Hitzeperioden war es in der Vergangenheit gelegentlich notwendig, die Leistung fossil-nuklearer Kraftwerke zu drosseln, um eine Überhitzung der als Kühlreservoir genutzten Flüsse zu vermeiden. Die in Deutschland installierte Photovoltaik hat dieses Problem beseitigt und kann solche Situationen auch in Nachbarländern wie Frankreich entspannen.

11. 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 [EPIA]. 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.

12. Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion?

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.

Unter dem Stichwort „Agro-PV“ gibt verschiedene Ansätze, die landwirtschaftliche und photovoltaische Nutzung von Flächen zu kombinieren [Beck]. Eine Reihe von Nutzpflanzen zeigen keine Ertragseinbußen unter reduzierter Einstrahlung, andere profitieren sogar.

13. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient?

Der nominelle Wirkungsgrad (s. Kapitel 20.2) 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, in sonigen Gegenden über 1000 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. Abbil-

Abbildung 29 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 können rein elektrisch mit einer Akkuladung ca. 20-50 km zurücklegen. Reine Elektrofahrzeuge bieten Reichweiten bis ca. 200 km (bspw. 175 Normreichweite km für den Nissan Leaf mit 24 kWh Speicherkapazität).

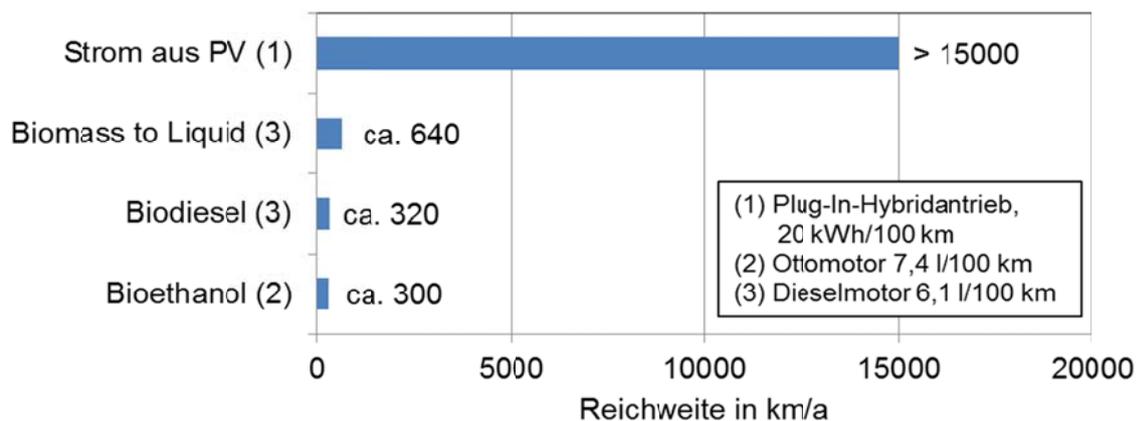


Abbildung 29: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m² Energiepflanzenanbau (2,3) und von 40 m² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m² ebener Grundfläche, Quellen: Bruno Burger, Fraunhofer ISE (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2),(3)

In Südspanien oder Nordafrika lassen sich spezifische Erträge bis 1600 kWh/kWp erzielen, allerdings erzeugen lange Leitungswege nach Deutschland erhebliche Energieverluste und Kostenaufschläge. Abhängig von der Spannungsebene liegen die Leitungsverluste zwischen 0,5 - 5% pro 100 km. Über Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) lassen sich die Transportverluste auf knapp 0,3% pro 100 km reduzieren, dazu kommen Konverterverluste. Eine 5000 km lange HGÜ-Leitung würde somit ca. 14% reine Leitungsverluste aufweisen.

13.1 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. Üblich sind Leistungsgarantien der Hersteller von 20-25 Jahren, vereinzelt auch bis 30 Jahre.

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.

13.2 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.

13.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?

Ja. Die Kennzahl „Volllaststunden“ wird als Quotient aus der im Lauf eines Jahres tatsächlich erzeugten Energie und der Nennleistung des Kraftwerks (siehe Kapitel 20.3) ermittelt. Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Anlagen nur etwas weniger als die Hälfte der insgesamt 8760 Jahresstunden, und dann auch meistens in Teillast. Die Studie „Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken“ [R2B] geht in ihrem Trendszenario für die Jahre 2013-2017 im Mittel von ca. 970 Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene PV-Anlagen in Deutschland aus. Die komplette Übersicht der Prognosen zu EE zeigt Abbildung 30.

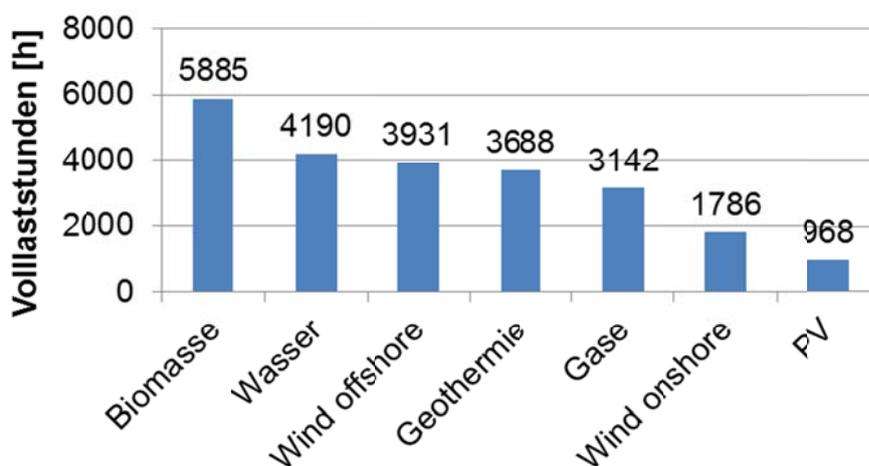
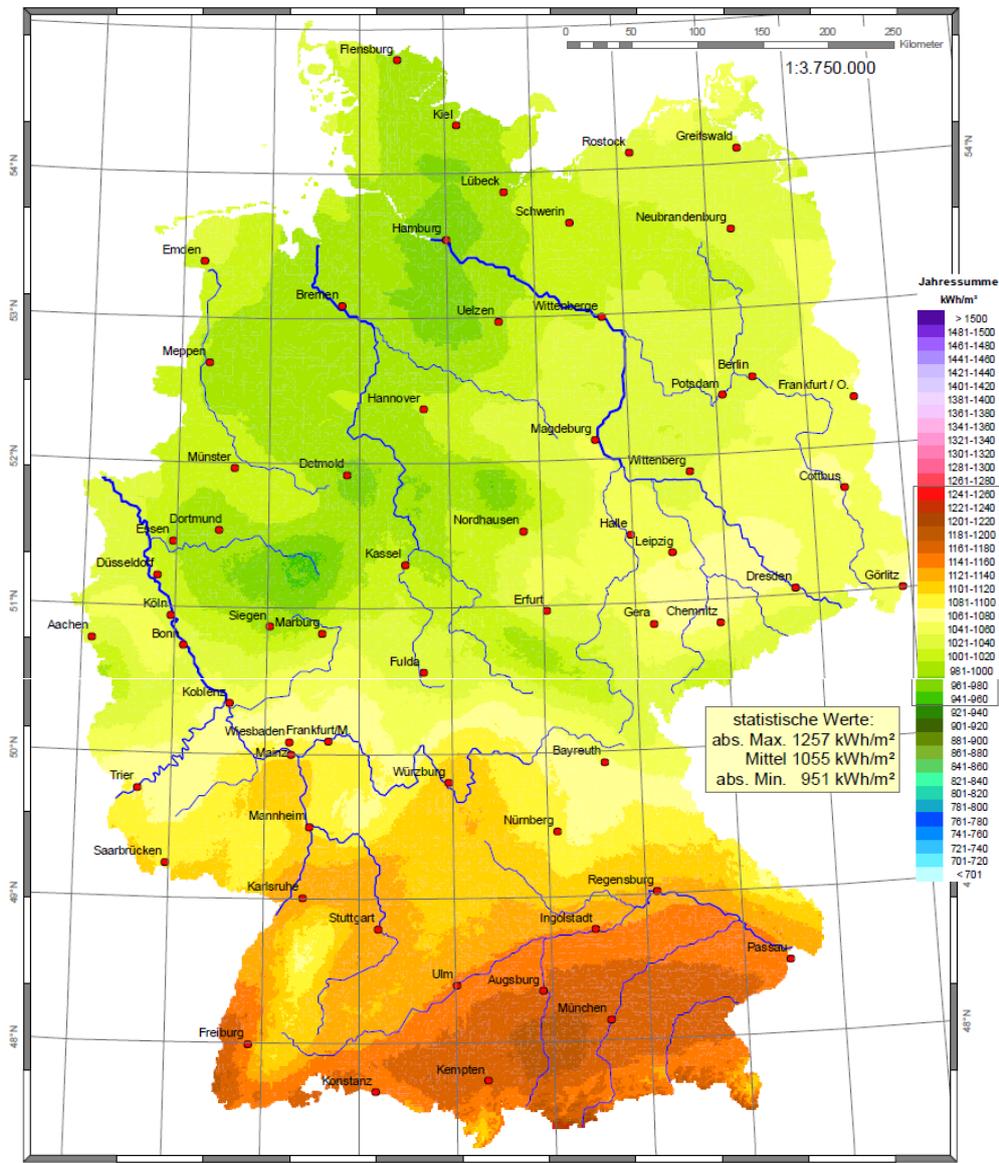


Abbildung 30: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte die Jahre für 2012 bis 2016, Daten aus [R2B]

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 31 zeigt die landesweite Verteilung. PV-Module werden zur Ertragsmaximierung 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 20.6) 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. Nachführung erhöht die Volllaststundenzahl von PV-Modulen deutlich (Abschnitt 16.3.1).

Bei Windkraftwerken steigt die Anzahl der Volllaststunden mit der Nabenhöhe. Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig (1 Jahr = 8760 h) mit ihrer Nennleistung produzieren. Tatsächlich erreichten lt. [BDEW1] bspw. Braunkohlekraftwerke 6640 und Steinkohle-KW 3550 Volllaststunden 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



Abbildung 31: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD]

14. Liefert PV relevante Beiträge zur CO₂-Vermeidung?

Ja.

Wegen der geringen Wirkungsgrade bei der Stromgewinnung aus Kohle spart jede kWh PV-Strom ca. 2,3 kWh an Primärenergie, für Windstrom sind es ca. 2,6 kWh (Abbildung 32). Die kumulierte Einsparung an Primärenergie bis Ende 2011 durch PV liegt bei über 100 TWh Primärenergie, bei 50 TWh Solarstromproduktion. Weil Strom aus Erdgas teurer ist als Kohlestrom, ist der Anteil des Erdgasstroms zugunsten des Kohlestroms mit dem Ausbau der EE in jüngster Zeit gesunken.

Strom	kWh _{prim} /kWh _{el}
Braunkohle	2,68
Steinkohle	2,64
Erdgas	2,04
Mineralöl	2,48
Wasserkraft	0,01
Windenergie	0,04
Photovoltaik	0,31
Feste Biomasse (HKW)	0,06
Flüssige Biomasse (BHKW)	0,26
Biogas (BHKW)	0,37
Klär-/Deponiegas (BHKW)	0,00
Biogener Anteil des Abfalls	0,03
Geothermie	0,47

Abbildung 32: Primärenergieaufwand zur Stromerzeugung für verschiedene Energieträger [EEBW]

Für PV-Strom beträgt der Vermeidungsfaktor 700 g CO₂-Äq./kWh [BMU1]. Der Vermeidungsfaktor ist der Quotient aus vermiedenen Emissionen und der Strombereitstellung. Er beinhaltet neben Treibhausgasen auch andere Luftschadstoffe. Im Jahr 2012 wurden somit durch die Nutzung von **28 TWh** PV-Strom **19,7 Mio. t** CO₂-Äquivalente an Treibhausgasen vermieden. Ein Steinkohle-Kraftwerk emittiert ca. 949 g CO₂/kWh elektrisch, ein Braunkohle-Kraftwerk ca. 1153 g/kWh elektrisch.

Die deutsche Energiepolitik hat zudem eine hohe internationale Relevanz. Zwar entfielen im Jahr 2008 nur ca. 3% des weltweiten Stromverbrauchs auf Deutschland, 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 zahlreichen Ländern als Vorlage für ähnliche Regelungen. Auch die Abkehr der Deutschen von der Atomenergie hat international aufhorchen lassen.

Die höchste Durchschlagskraft bezüglich CO₂-Vermeidung erzielt das EEG jedoch über eine „Nebenwirkung“: durch Schaffung des international größten und sichersten Absatzmarktes für PV über mehrere Jahre hat es die globale Skalierung, Technologieent-

wicklung und Preissenkung wesentlich beschleunigt. Im Jahr 2013 wird die weltweite PV-Installation den deutschen Markt um ca. Faktor 6 übersteigen, mit wachsender Tendenz. PV senkt weltweit den Verbrauch fossiler Rohstoffe für die Stromerzeugung. Das deutsche EEG hat damit PV-Strom für viele Menschen in Entwicklungsländern schneller erschwinglich gemacht. Aus dieser Perspektive ist das EEG nebenbei „das vermutlich erfolgreichste Entwicklungshilfeprogramm aller Zeiten in diesem Bereich“ (Bodo Hombach im Handelsblatt 11.1.2013), das auch in den Entwicklungsländern erhebliche Mengen an CO₂ einspart.

15. Ersetzen PV-Anlagen fossil-nukleare Kraftwerke?

Nein, zumindest nicht in den nächsten Jahren.

Solange keine nennenswerten Strom-zu-Strom Speicherkapazitäten im Netz zugänglich sind, reduzieren PV- und Windstrom zwar den Verbrauch an fossilen Brennstoffen, die Energieimporte und den CO₂-Ausstoß, sie ersetzen aber keine fossil-nuklearen Leistungskapazitäten. Die Nagelprobe sind windstille, trübe Wintertage, wenn der Stromverbrauch Maximalwerte erreicht, ohne dass Sonne- oder Windstrom bereitstehen. Auf der anderen Seite kollidieren PV- und Windstrom zunehmend mit trägen konventionellen Kraftwerken (Kernkraft, Braunkohle). Diese – fast ausschließlich grundlastfähigen - Kraftwerke müssen deshalb möglichst schnell durch flexible Kraftwerke ersetzt werden, bevorzugt in stromgeführter KWK-Technologie mit thermischem Speicher (Abschnitt 16.3.2).

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

Ja, in dem Maße, wie wir unser Energiesystem und die energiewirtschaftlichen Strukturen an die neuen Anforderungen anpassen. Eine erste, kurze Zusammenfassung nennt die notwendigen Schritte aus heutiger Sicht, zugehörige Erläuterungen folgen in den weiteren Abschnitten dieses Kapitels:

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

1. die installierte PV-Leistung wird auf mind. 52 GW ausgebaut, verbrauchsnahe, zur Verstärkung der Produktion auch in Ost/West-Ausrichtung oder mit Nachführung, mit netzstützenden Wechselrichterfunktionen, für eine Produktion von ca. 50 TWh/a Solarstrom im Jahr 2020 bei Spitzenleistungen bis 36 GW.
2. die Energieeffizienz von Stromverbrauchern in Haushalten und in der Industrie wird gesteigert, mit besonderem Fokus auf den nächtlichen Verbrauch
3. Teile des Stromverbrauchs werden durch Nachfragesteuerung (Steuersignale von lokalen PV-Anlagen oder aus dem Netz, Tarifgestaltung) an die Verfügbarkeit von PV-Strom (und Windstrom) angepasst; in der Kälteversorgung werden Speicher ausgebaut
4. Kraftwerke mit speicherbaren erneuerbaren Energieträgern (Laufwasser, Biomasse) werden für den komplementären Betrieb optimiert (Rückhaltebecken, Speicher); die verfügbare Pumpspeicherleistung und -kapazität werden gemäß aktueller Planung um 30-40% ausgebaut
5. multifunktionale Kraftwerke zur flexiblen Stromproduktion werden errichtet, mit KWK und substantiellem Wärmespeicher, der auch elektrisch über Wärmepumpe und Heizstab geladen werden kann; die Skala der Kraftwerke reicht vom Großkraftwerk zur Fernwärmeversorgung bis hinunter zum Mikro-BHKW im Einfamilienhaus.
6. PV-Anlagen werden mit netzdienlichen Batteriespeichern versehen
7. vorhandene Steinkohlekraftwerke werden nach Möglichkeit für flexiblen Komplementärbetrieb optimiert, Kern- und Braunkohlekraftwerke zunehmend stillgelegt
8. die Stromnetzverbindungen zu unseren Nachbarländern werden verstärkt

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

Zeithorizont bis 2040-2050: Schwerpunkt „**Speicherung**“

1. die installierte PV-Leistung wird schrittweise auf ca. 200 GW ausgebaut, für eine Solarstrom-Produktion von ca. 190 TWh/a
2. die Wärmeversorgung wird vollständig auf EE umgestellt, der bauliche Wärmeschutz optimiert
3. der Verkehr wird vollständig auf Strom/EE-Gas aus erneuerbaren Quellen umgestellt
4. die Wandlung und Speicherung von EE (insbesondere Strom-zu-Strom) über EE-Gas und Batterien wird massiv ausgebaut
5. der Verbrauch an fossilen Brennstoffen wird vollständig eingestellt

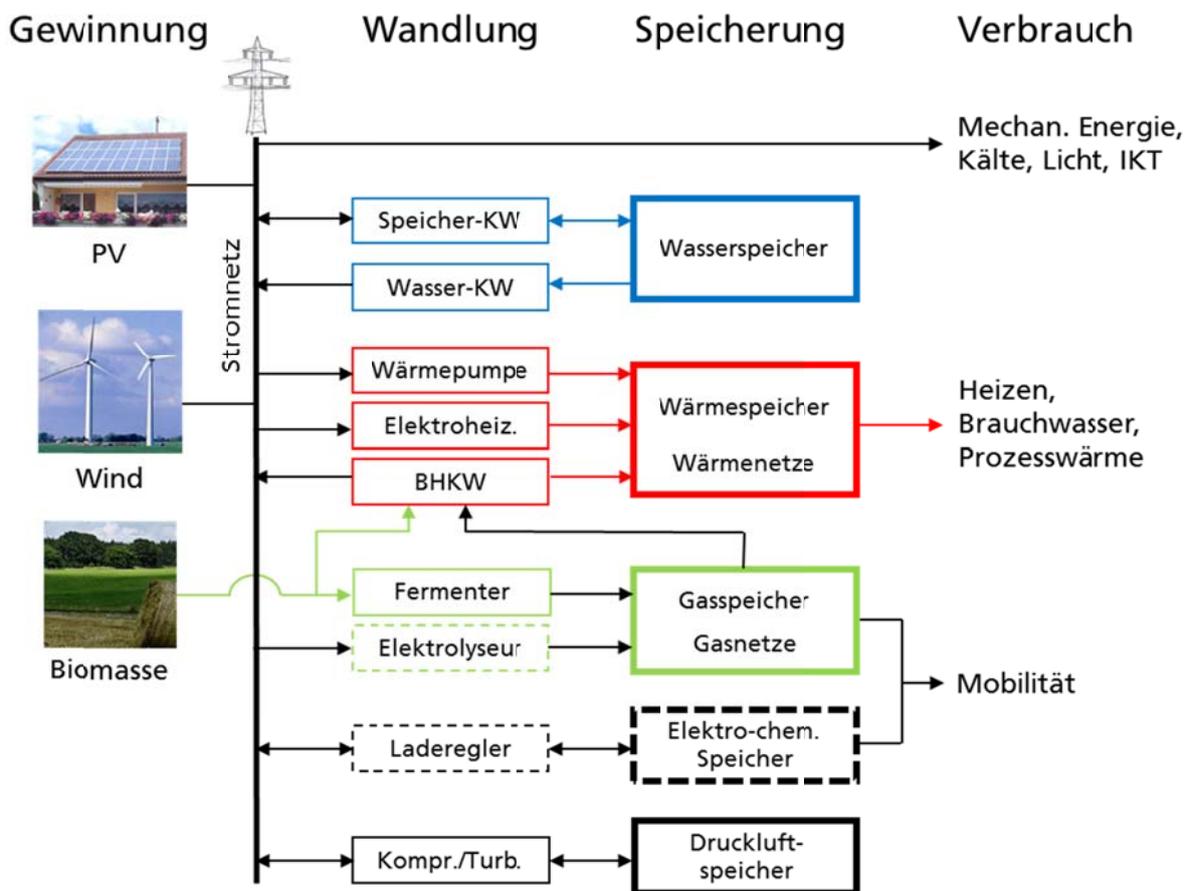


Abbildung 33: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Kategorien Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Verbrauch; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik; gestrichelte Kästen: zur Zeit noch sehr geringe Leistungen/Kapazitäten verfügbar

Aus heutiger Sicht ist ein Energiesystem auf Basis von 100% EE technisch und wirtschaftlich darstellbar. Abbildung 33 zeigt die wichtigsten, mit dem Stromnetz verbundenen Elemente von der Gewinnung bis zum Verbrauch. Der Stromverbrauch für mechanische Energie und für Kälteerzeugung orientiert sich teilweise am momentanen Stromangebot, um den Speicherbedarf zu reduzieren.

16.1 Energieszenarien

Energieszenarien sind weder Fakten noch Prognosen. Einige Szenarien werden hier herangezogen, um einen Kontext für die Beurteilung von technisch-wirtschaftlichen 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 34). Bei angenommenen 950 Volllaststunden werden im Jahr 2020 damit 50 TWh Solarstrom produziert.

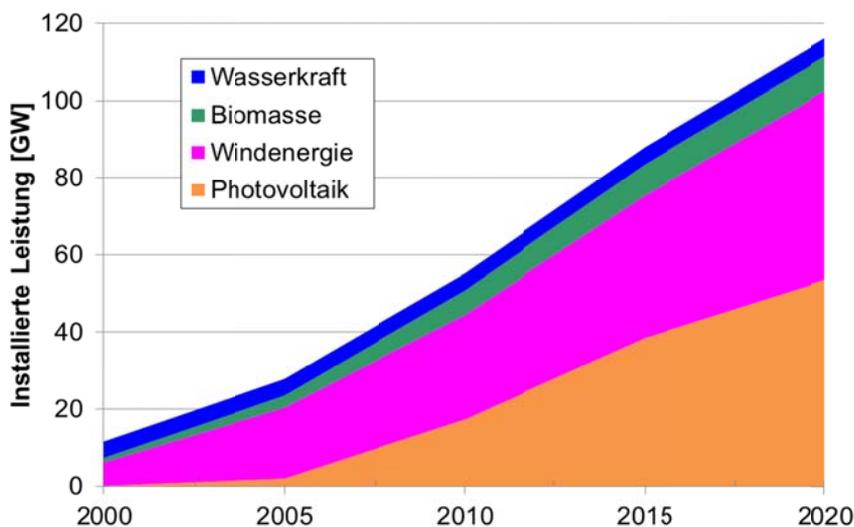


Abbildung 34: Szenario „2011 A“ für den Ausbau von EE-Stromleistung, Daten aus [IFNE]

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 35 skizziert ein Wandlungs- und Speicherkonzept unter Berücksichtigung des Strom- und Wärmesektors.

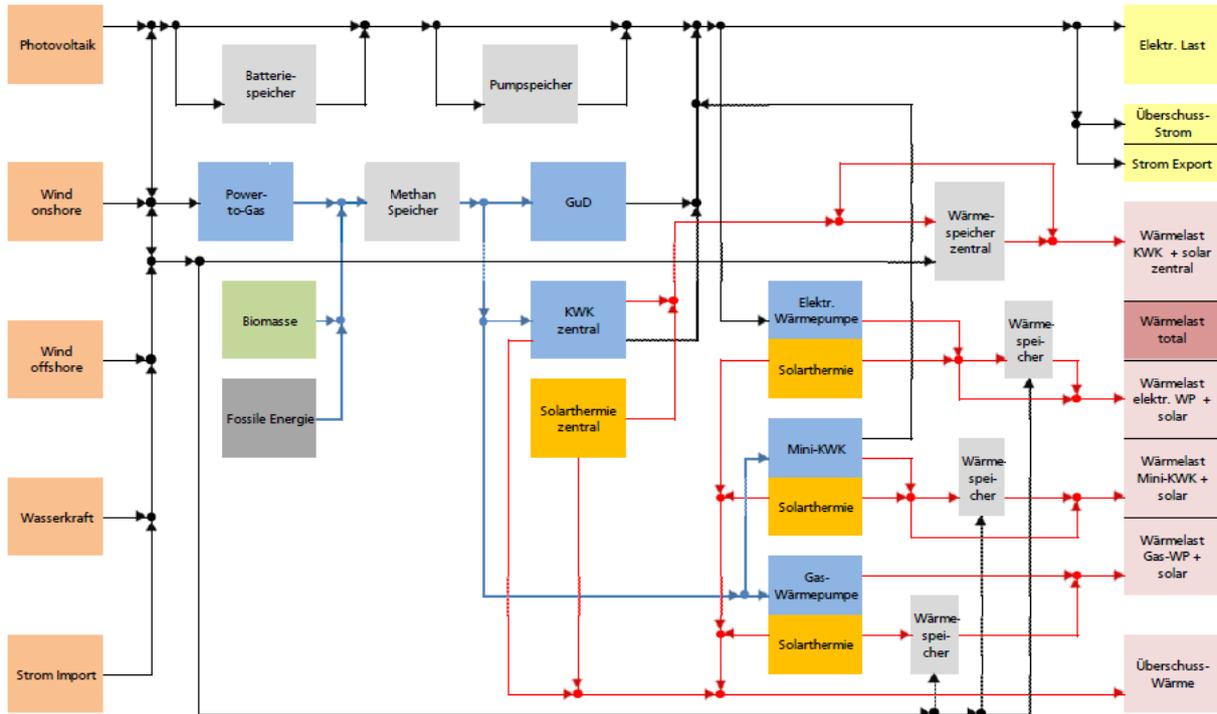
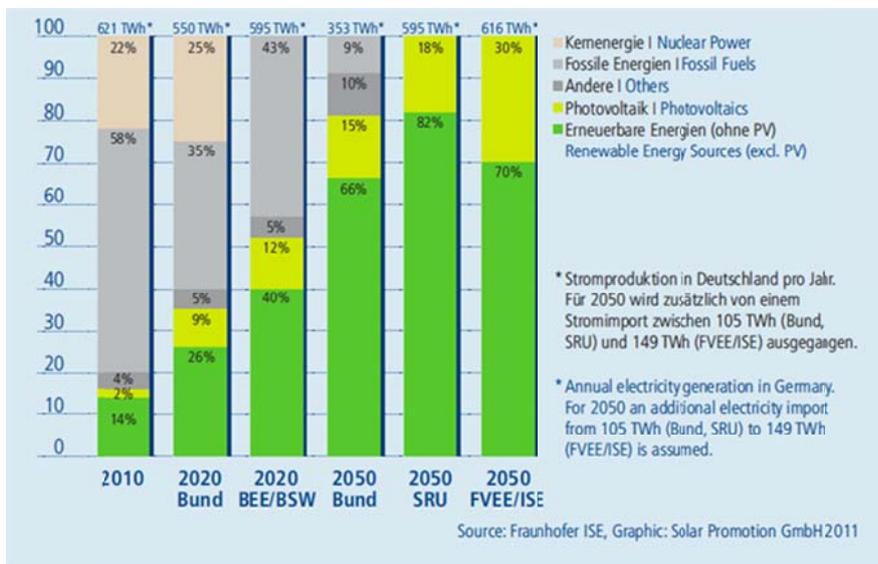


Abbildung 35: Szenario eines deutschen Energiesystems, schematische Darstellung der Systemzusammensetzung. [ISE5]



Quellen | Sources:
 2020 Bund, 2050 Bund: Szenario IIA mit 52 GW PV | energy scenario IA 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 36: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3]

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 36 zeigt aus die-

ser Studie mehrere Szenarien für die Stromversorgung in den Jahren 2020 und 2050 im Vergleich.

Eine Studie der Zeitschrift Photon sieht das wirtschaftliche Optimum für den Erzeugungsmix um 170 GW installierter Photovoltaikleistung [PHOTON], in einem Ausbauszenario von 100% Stromproduktion aus Wind und Sonne bis 2030.

Forscher des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE haben in einer Simulation auf Basis von Stundenzeitreihen ein denkbares deutsches Energiesystem untersucht. Es basiert gänzlich auf erneuerbaren Energien und schließt den Wärmesektor mit seinem Potential an Speicherung und energetischer Gebäudesanierung ein. In einem wirtschaftlich optimierten Erzeugungsmix trägt die PV mit einer installierten Leistung von 200 GW bei [ISE5].

Ein Seitenblick auf globale Energieszenarien: Die Studie „New Lens Scenarios“ [Shell] von Royal Dutch Shell geht in ihrem dynamischen Szenario „Oceans“ von einer weltweit installierten Leistung von 500 GW noch vor dem Jahr 2020 aus und sieht die PV bis zum Jahr 2060 zur wichtigsten Primärenergiequelle heranwachsen (Abbildung 37).

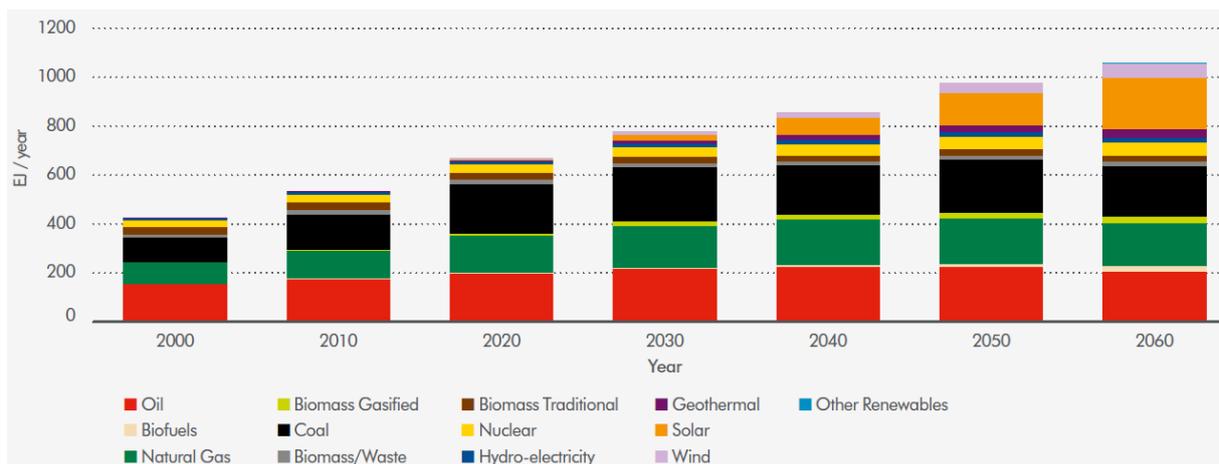


Abbildung 37: Primärenergieverbrauch nach Quellen [Shell]

16.2 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 38 zeigt, 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 39 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 33% [EEBW] fossil befeuerte Kraftwerke, meistens mit Kohle betrieben, um 40%. Mit Mineralölprodukten werden schlecht gedämmte Gebäude beheizt oder ineffiziente Fahrzeugantriebe befeuert.

Die meiste Endenergie (36%) dient der Gewinnung mechanischer Energie („Kraft“) für den Verkehr und in stationären Motoren (Abbildung 40). Beim Straßenverkehr kommt es durch Verbrennungsmotoren zu erheblichen Wandlungsverluste.

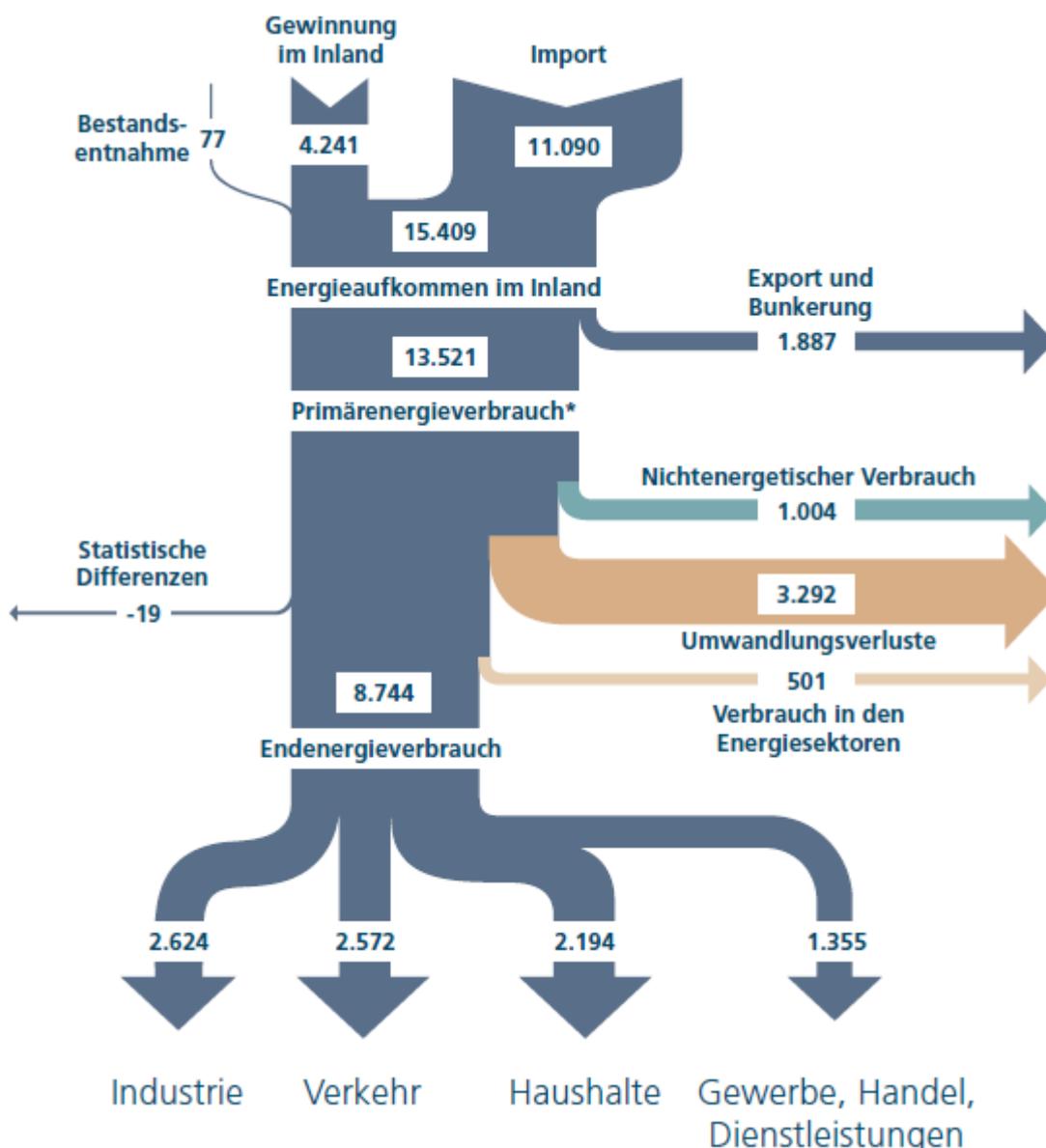


Abbildung 38: Energieflussbild 2011 für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB2]

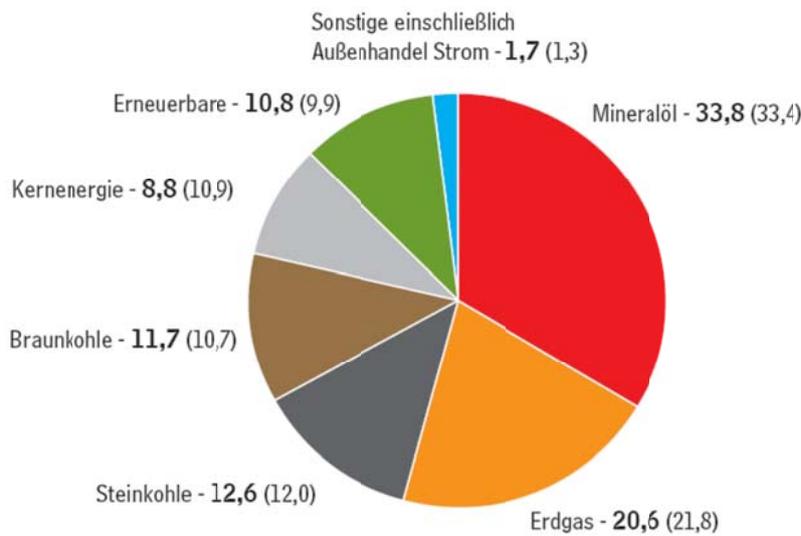


Abbildung 39: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2011 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), gesamt 13.411 PJ oder 457,6 Mio. t SKE [AGEB3]

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.

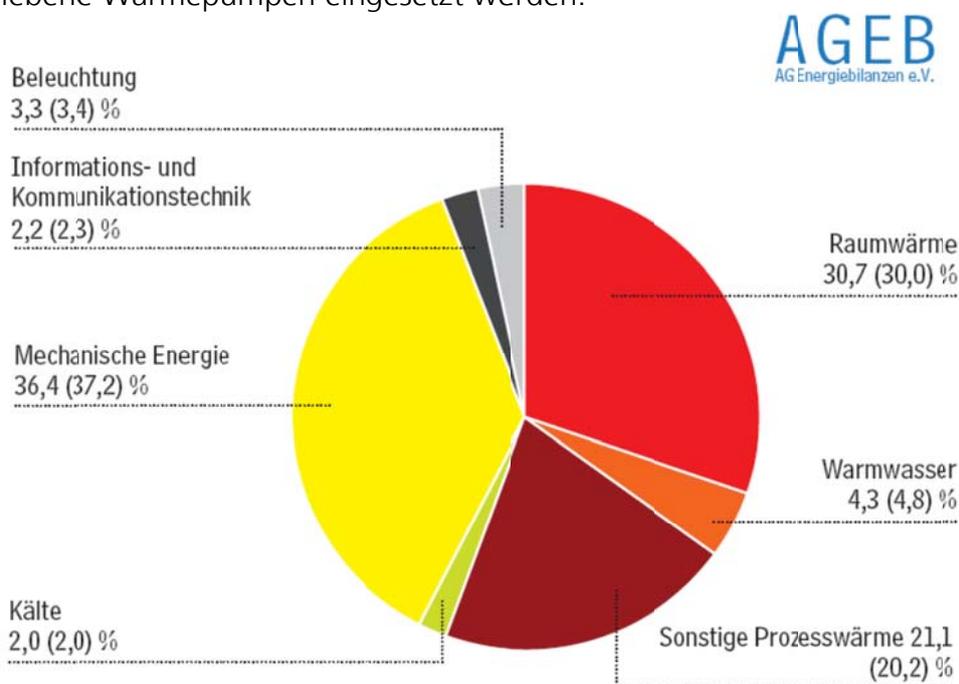


Abbildung 40: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieart für Deutschland im Jahr 2010, in Klammern stehen die Vorjahreszahlen [AGEB4]

Abbildung 41 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 41 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.

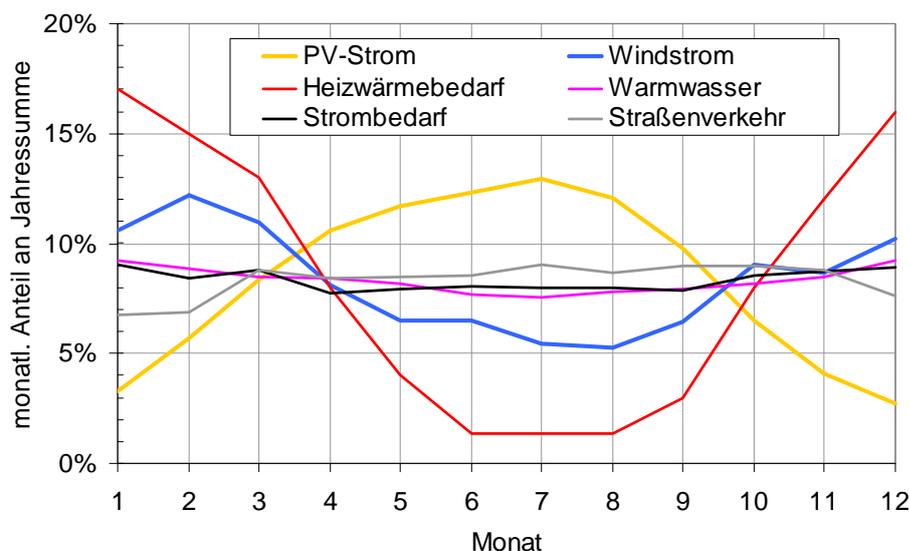
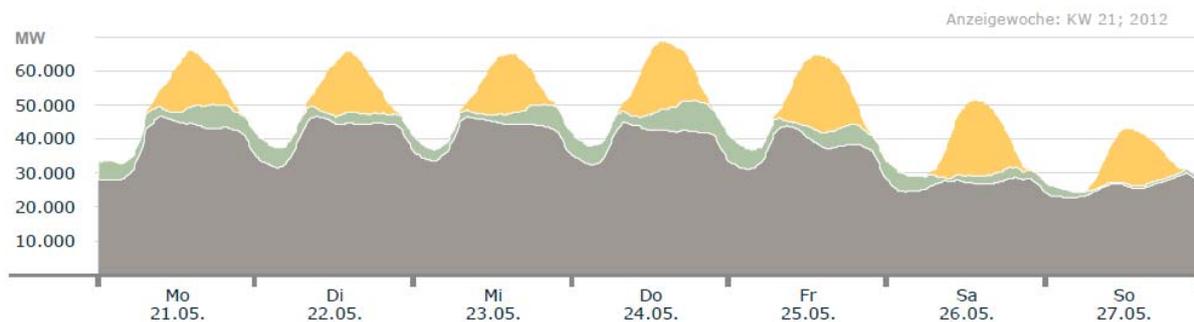


Abbildung 41: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100%) für Sonnenstrom, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI], des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des 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 20.7. Die Grundlast ist der Lastanteil um 30-40 GW, der sich über 24 h kaum ändert. Die Mittellast schwankt langsam und überwiegend periodisch, die Spitzenlast umfasst den schnell veränderlichen Lastanteil oberhalb der Grund- und Mittellast.

PV-Strom deckt an sonnigen Tagen heute schon zu einem großen 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. 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 42: 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 gleichzeitig 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 43) 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 44 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 Sonntagmittag bspw. etwa 10 GW an Pumpspeicher in Pumpbetrieb gehen. Die residuale Mittellast (vgl. Kapitel 20.7) setzt erst am Nachmittag ein, die Spitzenlast am Abend. Mit zunehmendem Ausbau der EE wird die residuale Grundlast als Sockel verschwinden.

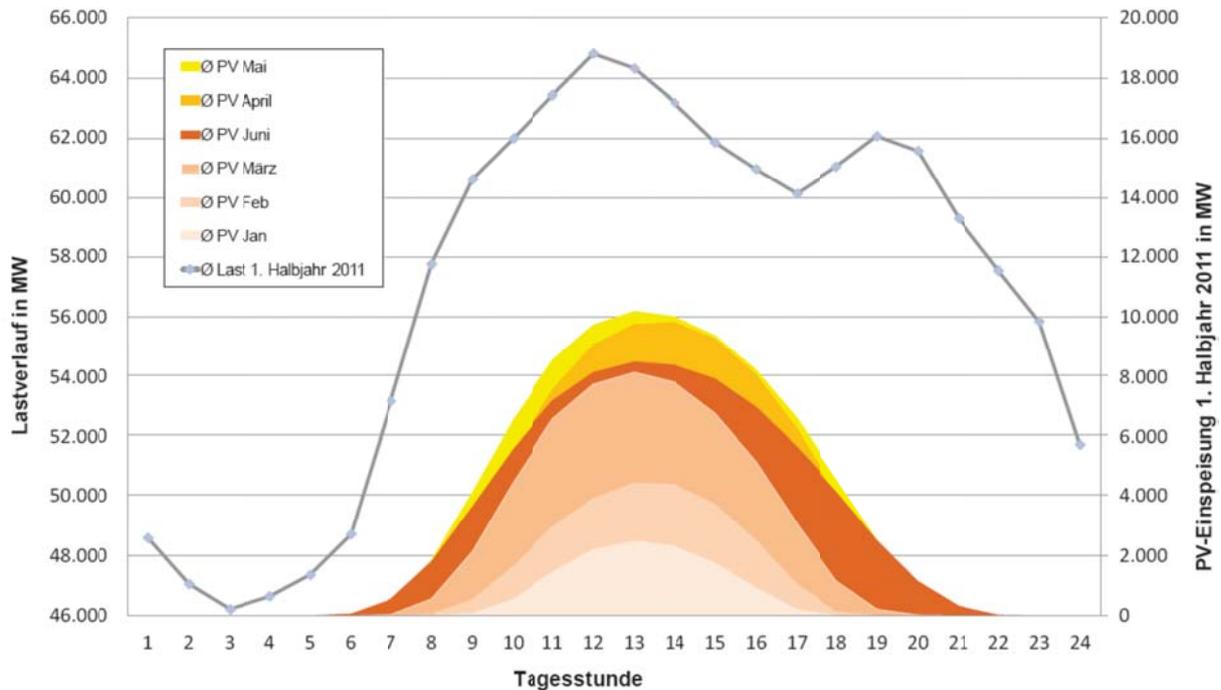


Abbildung 43: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeisepprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES]

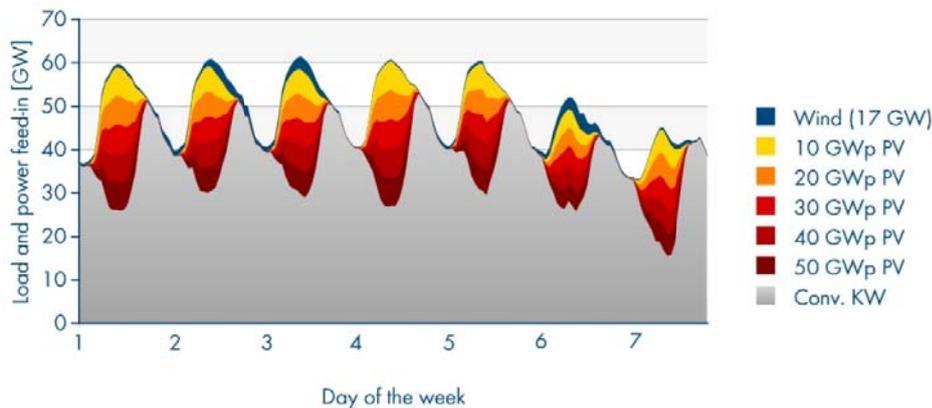


Abbildung 44: Stromlast der Woche mit dem höchsten PV-Stromertrag aus dem Jahr 2005, berechnete PV-Stromeinspeisung für Ausbauszenarien bis 50 GW [SMA]

16.3 Ausgleichsmaßnahmen

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

16.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung

Wie kann das PV-Stromangebot im Netz verstetigt werden? Zu den einfachsten Maßnahmen zählt die verstärkte Installation von PV-Modulen mit Ost/West-Ausrichtung, sei es auf Dächern oder auf Freiflächen. Zwar sinkt der Jahresertrag pro Modulfläche, verglichen mit der Südausrichtung, aber die Tagesspitze der deutschlandweiten PV-Einspeisung lässt sich damit verbreitern und die komplementären Kraftwerke müssen bspw. erst am späteren Nachmittag einsetzen (vgl. Abbildung 44). Noch effektiver sind in dieser Hinsicht 1- oder 2-achsig nachgeführte Anlagen, die nicht nur die Stromproduktion über den Tageslauf verstetigen, sondern auch den Jahresertrag um ca. 15-30% anheben.

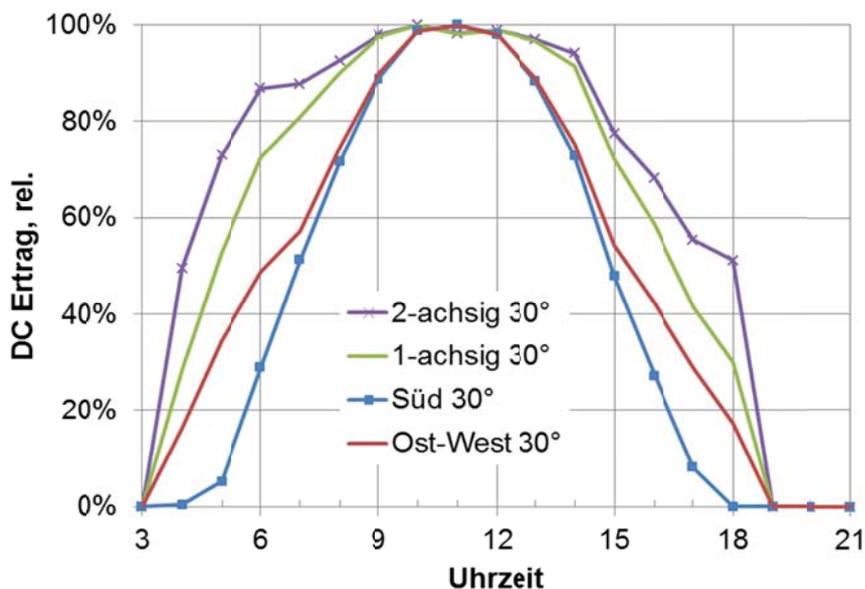


Abbildung 45: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVSol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg

Die etwas höheren Stromgestehungskosten bei den genannten alternativen Montagevarianten können sich im Kontext eines erhöhten Eigenverbrauchs und der damit verbundenen Einsparungen beim Strombezug gerade für gewerbliche Kunden schon heute amortisieren.

16.3.2 Komplementärbetrieb regelbarer Kraftwerke

Es ist technisch möglich, viele fossile Kraftwerke so zu betreiben, auszulegen oder nachzurüsten, dass sie neben Grundlast auch Mittellast bedienen können, vgl. Abbildung 46. Der Teillastbetrieb an sich und die ggf. erforderliche Nachrüstung erhöhen die Produktionskosten für Strom. Speziell Gaskraftwerke eignen sich sehr gut für fluktuierende Last. Weil aber der PV-Strom die mittäglichen Preisspitzen an der Strombörse bereits spürbar reduziert, sind Gaskraftwerke zurzeit keine lohnende Investition.

Kernkraftwerke und alte Braunkohle-Kraftwerke haben die größten Schwierigkeiten im flexiblen Betrieb, der Ausbau der EE macht sie zu Auslaufmodellen. Je früher sie flexiblen Kraftwerken Platz machen – die dann auch eine höhere Auslastung erreichen – umso schneller gelingt der Umstieg auf PV- und Windstrom.



Abbildung 46: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]

Die vorhandenen Wasserkraftwerke (zu Pumpspeicher s. Abschnitt 16.3.8) können Regelbeiträge im Komplementärbetrieb leisten, sie müssen dabei den Belangen der Schifffahrt und des Umweltschutzes Rechnung tragen. Ihr Beitrag von ca. 4,5 GW Nennleistung und ca. 20 GWh Erzeugung im Jahr 2011 [BMW] ist nur wenig ausbaufähig.

	AT	CH	DE	NO	SE
Kapazität von Wasserkraftwerken [MW]	12.919	13.728	9.790	31.004	16.735
- Speicherwasserkraftwerke	3.744	8.078	335	23.405	10.802
- Pumpspeicherkraftwerke	3.781	1.839	6.521	1.344	108
- Laufwasserkraftwerke	5.395	3.810	2.934	6.255	5.825

Abbildung 47: Gesamtleistung von Wasserkraftwerken in ausgesuchten Ländern, Stand 2010 [Prognos]; die Zuordnung der Kapazitäten zu den einzelnen Kraftwerkstypen unterscheidet sich je nach Datenquelle.

Norwegen verfügt über ca. 30 GW an Wasserkraftwerken [Prognos] mit weiterem Ausbaupotential. Bis zum Jahr 2018 wird ein Unterseekabel von 600 km Länge mit einer Übertragungsleistung von 1,4 GW verlegt, das eine direkte Verbindung zum deutschen Stromnetz herstellt. Die Schweiz und Österreich verfügen über ca. 12 bzw. 9 GW Wasserkraftwerken.

Biomasse-Kraftwerke (5,3 GW Nennleistung, 32 GWh Erzeugung, [BMWi]) bieten ebenfalls Potential für den Komplementärbetrieb, wenn die Betreiber Speicher vorsehen.

BHKWs von der Miniaturausführung für das Einfamilienhaus (Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung) bis hin zu Großanlagen für Fernwärmenetze eignen sich hervorragend für den komplementären Betrieb mit PV, wenn die Führung dieser BHKWs neben dem Wärmebedarf auch den Strombedarf berücksichtigt. In Deutschland waren 2010 ca. 20 GW an elektrischer KWK-Leistung am Netz [Gores]. Selbst Mikro-BHKWs können elektrische Wirkungsgrade bis 25% und Gesamtwirkungsgrade bis 90% erreichen [LICHTBLICK]. Sie nutzen Verbrennungs- oder Stirlingmotoren zur Erzeugung mechanischer Leistung.

Entscheidend für die Möglichkeiten der „Stromführung“ von BHKW sind großzügig dimensionierte thermische Speicher, die derzeit noch häufig fehlen. Zusätzlich lassen sich solche Speicher zu Zeiten hohen Stromaufkommens aus EE prinzipiell über elektrische Wärmepumpen laden, bei seltenen Stromspitzen auch über weniger effiziente Heizstäbe. Schließlich ist es technisch möglich, gasbetriebene BHKWs mit Gas aus EE zu betreiben. Damit fällt Speicher-BHKWs eine Schlüsselrolle bei der Umstellung unseres Energiesystems auf EE zu.

16.3.3 Steigerung der Energieeffizienz

Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in Haushalten und in der Industrie gehören zu den kostengünstigsten Möglichkeiten, die Residuallast zu senken. Die Stiftung Warentest hat bspw. ermittelt, dass ein komplett mit Altgeräten ausgestatteter Haushalt doppelt so viel Strom verbraucht wie einer, der nur auf Spargeräte setzt [TEST]. Besonders effektiv sind Maßnahmen, die den nächtlichen Stromverbrauch senken, wenn Solarstrom nur über vergleichsweise aufwändige und verlustbehaftete Speicherung verfügbar gemacht werden kann.

16.3.4 Anpassung von Verbrauchsprofilen und Steigerung des Eigenverbrauchs

Der private Stromverbrauch lässt sich durch sensibilisierte Nutzer, den Einsatz von Zeitschaltern, durch angebotsorientierte Steuersignale aus der Leitung für geeignete Haushaltsgeräte und durch Kühlgeräte mit erhöhter thermischer Masse so verschieben, dass er besser mit der Verfügbarkeit von Sonnenstrom (bei Netzsteuerung auch Windstrom) korreliert. Ein Teil der „weißen Ware“ (Abbildung 48) muss dazu mit der PV-Anlage auf dem Dach, mit dem Daten- oder Stromnetz kommunizieren können. Bei selbst produziertem PV-Strom kann diese Anpassung den Eigenverbrauch erheblich steigern.

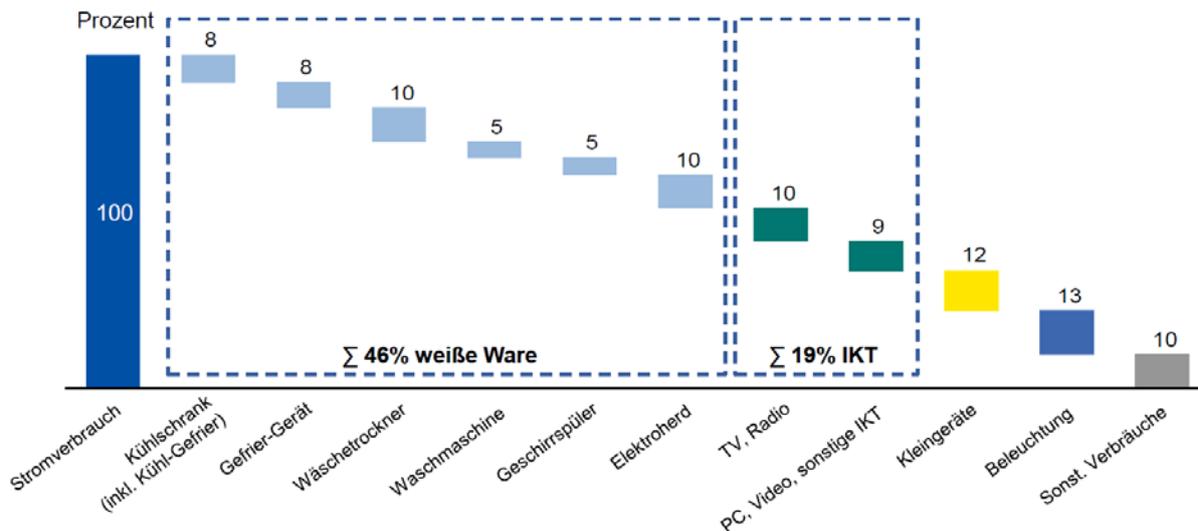


Abbildung 48: Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ohne Warmwasseraufbereitung, aus [RWE]

Viele gewerbliche Nutzer können an Werktagen einen erheblichen Eigenverbrauchsanteil realisieren, der sich mit nachgeführten PV-Modulen noch steigern lässt.

Unabhängig davon, ob Solarstrom auf dem eigenen Dach entsteht, würde ein „Solarstromtarif“ um die Tagesmitte Verbraucher sensibilisieren, Stromverbrauch in die Tagesmitte zu verschieben. In Folge würden Gerätehersteller reagieren und entsprechende Programmoptionen für Waschmaschine, Wäschetrockner und Wärmepumpe bereitstellen.

Auch in der stromintensiven Industrie gibt es Potentiale zur Anpassung von Verbrauchsprofilen. Sie werden allerdings erst aktiviert, wenn der Tagesstrom regelmäßig billiger ist als der Nachtstrom, wenn also die installierte PV-Leistung weiter zunimmt. Gleiches gilt bspw. für Kühllhäuser oder Klimaanlage, die bereits eine gewisse Speicherkapazität aus thermischer Masse im System haben und für die ein Ausbau des Speichers vergleichsweise günstig erfolgen kann.

Eigenverbrauch ist sinnvoll, weil er das Stromnetz bezüglich Transport- und ggf. Ausgleichsbedarf entlastet. Da der selbstproduzierte PV-Strom für private und viele gewerbliche Verbraucher mittlerweile deutlich weniger kostet als der Netzstrom, ist ein Anreiz zur Anpassung des Verbrauchsprofils gegeben.

16.3.5 Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten

Witterungsbedingt zeigt sich in Deutschland eine negative Korrelation zwischen stündlichen bis hin zu monatlichen Erzeugungsmengen von PV- und Landwindstrom (Abbildung 27, Abbildung 28). Auf Stundenbasis überschreitet die Summe der tatsächlichen Stromproduktion aus PV und Landwind nur sehr selten 50% der summierten Nennleistungen. Auf Monatsbasis verläuft die Summe der Stromproduktion aus PV und Landwind gleichmäßiger als die Produktion der beiden Sparten für sich allein.

Wenn es weiterhin gelingt, die installierten Leistungen für PV und Landwind in einer ähnlichen Größenordnung zu halten, reduziert diese Kombination den Speicherbedarf.

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

16.3.7 Umstellung speicherfähiger Verbraucher auf elektrischen Betrieb

Durch Umstellung von Antriebssystemen lassen sich wichtige Verbrauchssegmente elektrisch versorgen. Sind diese Verbraucher speicherfähig, eignen sie sich für eine angebotsorientierte Aufnahme von Strom aus PV und Wind. Sie ermöglichen die Nutzung von temporären Erzeugungsspitzen, die über dem aktuellen Strombedarf liegen. Damit können PV-Anlagen und Windrädern weiter ausgebaut und die Deckungsrate im Stromverbrauch erhöht werden.

Raumheizung und Brauchwassererwärmung werden häufig über die Verbrennung fossiler Ressourcen gewährleistet, es können aber auch Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Effizienz einer Wärmepumpe (Strom zu Wärme) wird als Jahresarbeitszahl (JAZ) angegeben und liegt um 300%. Einmal in Wärme umgewandelt, lässt sich die vormals elektrische Energie effizient und preiswert speichern.

Bei volatilen Energiequellen ohne nennenswerte Grenzkosten wie Wind und Sonne ist es nicht wirtschaftlich, das gesamte Energiesystem auf 100% Nutzung bei höchster Effizienz auszulegen. Gelegentliche, extreme Erzeugungsspitzen müssen deshalb mit einfachen Mitteln zu beherrschen sein, etwa durch (ineffiziente) direkte Wandlung in Wärme oder in letzter Instanz durch Abschalten der Erzeugungsanlagen. Diese Kappung reduziert die jährliche Stromproduktion um wenige Prozent.

Der motorisierte Verkehr verbrennt fossile Treibstoffe mit einem äußerst geringen Wirkungsgrad, hier können Elektromotoren mit Systemen zur Bremsenergieerückgewinnung, die Effizienz erheblich steigern. Mehrere Fahrzeughersteller haben Serienfahrzeuge mit Elektro-Hybridantrieb im Angebot. Solche Fahrzeuge können tagsüber v.a. im Frühjahr und Sommer Solarstrom tanken und im rein elektrischen Betrieb Reichweiten zwischen 10-50 km realisieren. Die Energiewende beginnt im Individualverkehr allerdings auf 2 Rädern: weit mehr als 1 Mio. verkauften E-Fahrräder in Deutschland stehen lediglich ca. 50000 Hybrid-KFZ und wenige Tausend reine Elektro-KFZ gegenüber.

16.3.8 Energiespeicherung

Mit kleinen, stationären Akkus im Haus lässt sich der Eigenverbrauch von PV-Strom in die Abendstunden ausdehnen und damit massiv erhöhen (Abbildung 49).

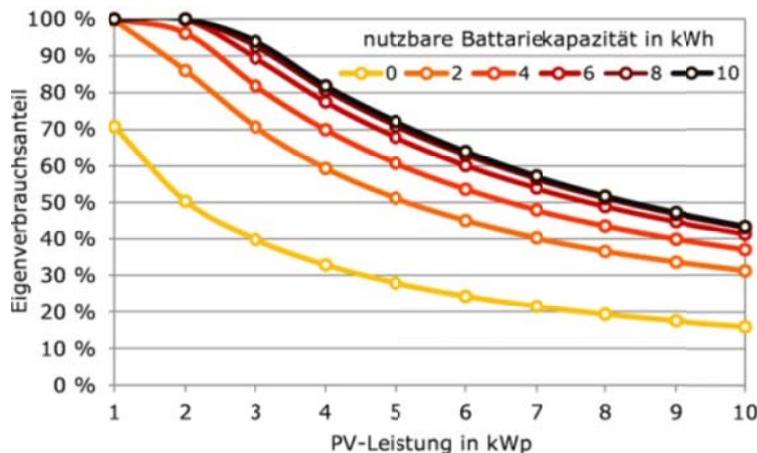


Abbildung 49: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4.700 kWh. [Quasch]

Eine Studie des Fraunhofer ISE hat zudem gezeigt, dass bei netzdienlicher Systemführung eine Netzentlastung durch Reduktion der Einspeisespitze und des Abendbezugs möglich ist (Abbildung 50). Speicher ermöglichen dann eine erhöhten PV-Zubau: „Lastflussrechnungen haben gezeigt, dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert. Hieraus ergibt sich, dass 66% mehr Photovoltaik-Batterieanlagen installiert werden könnten, sofern bei diesen ebenfalls ein netzdienliches Einspeisemanagement stattfindet.“ [ISE7]

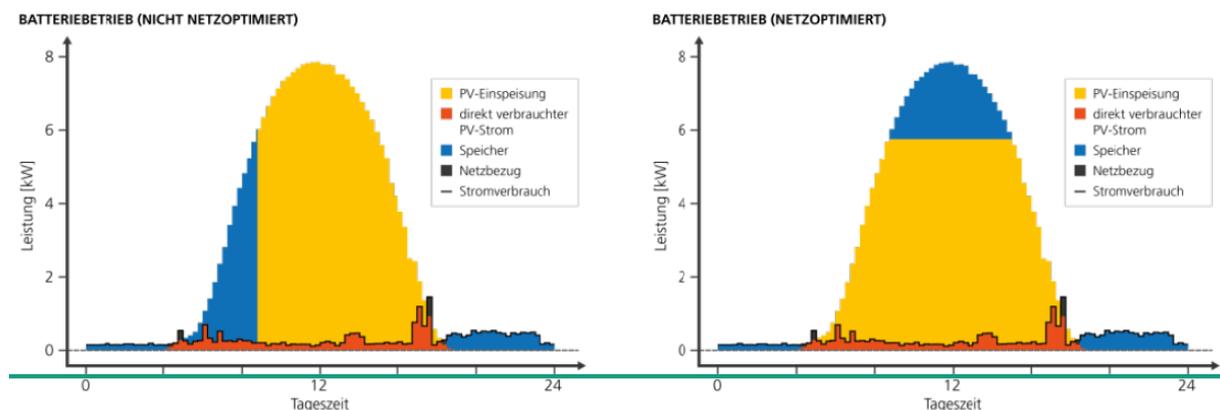


Abbildung 50: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]

Die Wärmepumpe mit Wärmespeicher wurde bereits erwähnt. Je nach Dimensionierung des Wärmespeichers kann eigener PV-Strom damit einen bedeutenden Teil der Brauchwassererwärmung übernehmen, gleiches gilt für Windstrom und den Heizwärmebedarf.

Zentrale Speicher gibt es derzeit nur als Pumpspeicher. Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität im deutschen Stromnetz liegt bei knapp 38 GWh, die Nennleistung bei ca. 6,4 GW, der durchschnittliche Wirkungsgrad um 70%, ohne elektrische Zu- und Ableitungsverluste. Zum Größenvergleich: die genannte Speicherkapazität entspricht rechnerisch dem Ertrag von weniger als 2 Volllaststunden der deutschen PV-Kraftwerke. Wenn ein Teil der aktuell in Planung befindlichen Projekte realisiert werden, werden im Jahr 2019 ca. 10 GW Leistung zur Verfügung stehen.

Das deutsche Stromnetz ist aber Teil des europäischen Verbundnetzes. Die Schweiz verfügt über eine Wasserkraftleistung von ca. 2 GW, Österreich über ca. 4 GW und Frankreich über ca. 25 GW. „Mit Stand 27. Juni 2012 sind mit dem deutschen Stromnetz insgesamt 9.229 MW Pumpspeicherleistung (Netto-Nennleistung im Generatorenbetrieb) verbunden. Hiervon befinden sich 6.352 MW in Deutschland, 1 781 MW in Österreich und 1 096 MW in Luxemburg. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke beträgt derzeit 37 713 MWh.“ [Bundesreg]

Alle Nachbarländer betreiben in ihrem fossilen Kraftwerkspark auch regelbare Typen und haben eine hohe Stromnachfrage über die Kernzeit des Tages. Eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Stromtrassen ermöglicht über den europäischen Stromhandel einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der PV-Volatilität.

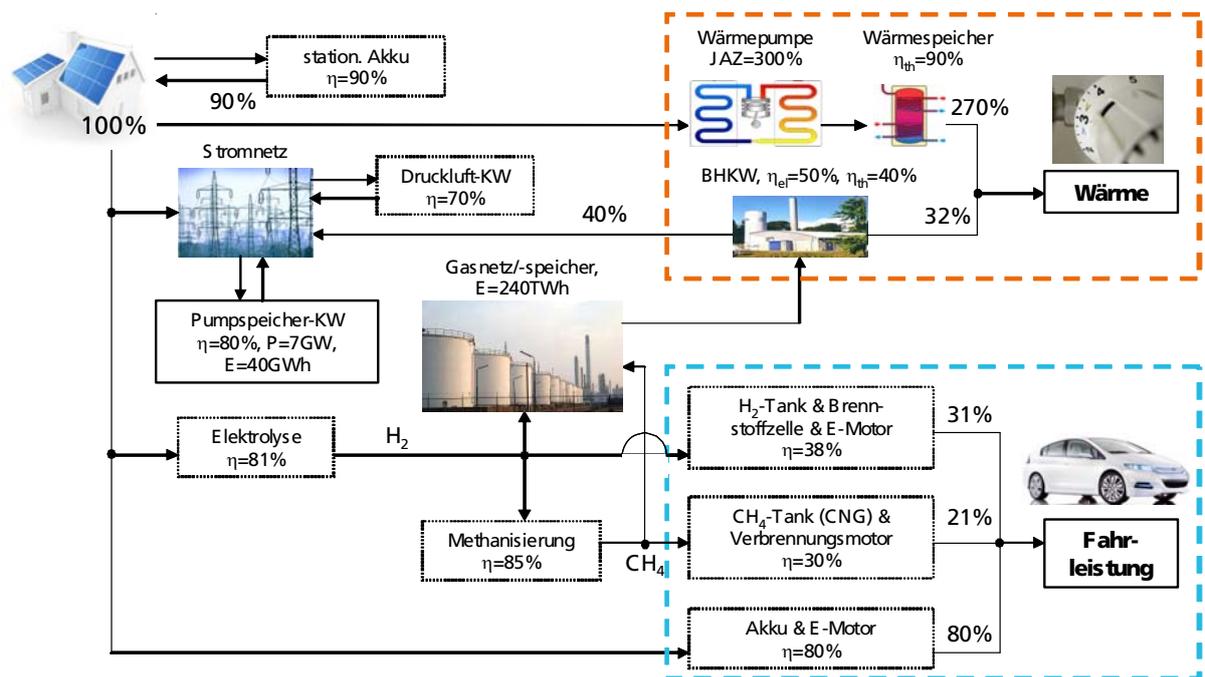


Abbildung 51: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden

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 Gas 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 EE-Gas eröffnet auch Potentiale, fossile Kraftstoffe im Verkehr zu ersetzen, wenn auch nur mit geringem Wirkungsgrad. Abbildung 51 zeigt eine Übersicht möglicher Pfade für die Wandlung und Speicherung von PV-Strom.

17. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

17.1 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.

17.2 Dünnschicht-Module

Dünnschichtmodule auf CdTe-Basis (ca. 8% Marktanteil 2010) enthalten Cadmium, es lässt sich bei dieser Technologie nicht substituieren. 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.

17.3 Rücknahme und Recycling

PV-Produzenten haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recyclingsystem in Betrieb genommen (PV Cycle), mit derzeit über 200 Mitgliedern. Die am 13. August 2012 in Kraft getretene Fassung der europäischen WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive) muss bis Anfang 2014 in allen EU-Staaten umgesetzt werden. Sie verpflichtet Produzenten, PV Module kostenlos zurückzunehmen und zu recyceln.

18. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?

18.1 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.

18.2 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.

19. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?

19.1 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 Wechselstrom-Installationen sogar stabilisieren. Der Strom kann nur durch eine Unterbrechung des Stromkreises oder der Bestrahlung aller Module gestoppt werden. Deswegen müssen PV-Anlagen mit besonderer Sorgfalt errichtet werden.

In einigen Fällen – bei über 1 Mio. PV-Anlagen in Deutschland - hat das Zusammentreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt. Ausgangspunkt der Brände waren meistens Fehler bei Verkabelung und Anschlüssen.

„Die Einhaltung der bestehenden Regeln durch qualifizierte Fachkräfte ist der beste Brandschutz. 0,006 Prozent der Photovoltaikanlagen verursachten bisher einen Brand mit größerem Schaden. In den letzten 20 Jahren gab es 350 Brände, an denen die Solaranlage beteiligt war, bei 120 war sie Auslöser des Brandes. In 75 Fällen war der Schaden größer, in 10 Fällen brannte das Gebäude ganz ab.

Die wichtigsten Besonderheiten von Photovoltaik-Anlagen: Sie arbeiten mit Gleichstrom und man kann sie nicht einfach abschalten, denn solange Licht auf die Module fällt,

produzieren sie Strom. Wenn sich zum Beispiel eine minderwertige oder schlecht installierte Steckverbindung löst, dann unterbricht das den Stromfluss nicht immer. Es kann ein Lichtbogen entstehen, der im schlimmsten Fall direkt brandauslösend sein kann. Entsprechend wird untersucht, wie man die Entstehung von Lichtbögen vermeiden kann. Zusätzlich wird an Detektoren gearbeitet, die frühzeitig Alarm geben, wenn auch nur ein kleiner Lichtbogen entsteht.

Photovoltaikanlagen stellen im Vergleich mit anderen technischen Anlagen kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar. Auch für die elektrische Sicherheit gibt es ausreichend vorhandene Regeln – wichtig ist, dass sie auch eingehalten werden. Brände entstanden oft dann, wenn unerfahrene Installationstrupps im Akkord Anlagen installieren. Werden die Solarstecker mit der Kombizange statt mit Spezialwerkzeug angebracht oder nicht kompatible Stecker verwendet, dann ist die Schwachstelle vorprogrammiert. Hier dürfen Anlagenbetreiber nicht an der falschen Stelle sparen.

Neben technischen Verbesserungen sind deshalb auch Vorschriften zur Kontrolle wichtig. So kann derzeit der Installateur einer Anlage sich selbst die ordnungsgemäße Ausführung bestätigen. Eine Empfehlung der Experten ist daher, die Abnahme durch einen unabhängigen Dritten vorzuschreiben. In der Diskussion ist auch, für private Photovoltaikanlagen eine wiederkehrende Sicherheitsprüfung vorzuschreiben, wie sie für gewerbliche Anlagen alle vier Jahre Pflicht ist.“ [ISE6]

19.2 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 Solarthermiekollektoren mit PV-Modulen verwechselt. Auf dem entsprechenden Haus war gar keine PV-Anlage installiert.

„Durch flächendeckende Schulungsmaßnahmen bei den Feuerwehren konnten anfängliche Unsicherheiten behoben werden. Wie bei jeder Elektroinstallation kann man je nach Strahlart auch bei Photovoltaikanlagen mit Wasser aus ein bis fünf Meter Abstand sicher löschen. Alle Behauptungen, die Feuerwehr habe ein brennendes Wohnhaus wegen der Photovoltaik nicht gelöscht, stellten sich bei bisherigen Recherchen als falsch heraus.“ [ISE6]

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

Ja.

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

19.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen?

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].

20. Anhang: Fachbegriffe

20.1 EEG-Umlage

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

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

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

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

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

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

Die Differenz zwischen Vergütung und dem jeweiligen Preis an der Strombörse entspricht der EEG-Förderung. Die Förderung wird auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt – die so genannte EEG-Umlage. Die Energieversorgungsunternehmen reichen die EEG-Umlage damit an die Stromverbraucher weiter. „Durch die Ausgleichsmechanis-

musverordnung (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.

20.2 Modulwirkungsgrad

Wenn nicht anders angegeben, bezeichnet der Modulwirkungsgrad einen Nennwirkungsgrad. Er wird unter genormten Bedingungen („STC“, standard test conditions) bestimmt als Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zur eingestrahlt Leistung auf die Modulgesamtfläche. Die Normbedingungen sehen insbesondere eine Modultemperatur von 25° C, senkrechte Einstrahlung mit 1000 W/m² und ein bestimmtes Einstrahlungsspektrum vor. Im realen Betrieb weichen die Bedingungen davon meistens deutlich ab, so dass der Wirkungsgrad variiert.

20.3 Nennleistung eines PV-Kraftwerks

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

20.4 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kWp] einer PV-Anlage bezeichnet das Verhältnis von Nutzerertrag (Wechselstromertrag) über einen bestimmten Zeitraum, häufig ein Jahr, und installierter (STC) Modulleistung. Der Nutzerertrag wird von realen Betriebsbedingungen beeinflusst, dazu zählen Modultemperatur, Bestrahlungsstärken, Lichteinfallswinkel, spektrale Abweichungen vom Normspektrum, Verschattung, Schneeauflage, Leitungsverluste, Wandlungsverluste im Wechselrichter und ggf. im Trafo, Betriebsausfälle.

Herstellangaben 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.

20.5 Systemwirkungsgrad

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

20.6 Performance Ratio

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

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

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

20.7 Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast

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

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

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

Die Mittellast beschreibt prognostizierbare, geschlossene Leistungsblöcke, die den größten Teil des zur Grundlast zusätzlichen Tagesbedarfs abdecken. Die Mittellast wird von sog. Mittellastkraftwerken wie 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]

20.8 Netto- und Bruttostromverbrauch

Der Nettostromverbrauch ist die vom Endverbraucher abgenommene elektrische Energie (Endenergie), 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 ver-

gleichen, 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. Der Brutto-Stromverbrauch wird berechnet als Summe der Brutto-Stromerzeugung und dem Saldo des Stromaustausches über die Landesgrenzen.

20.9 Externe Kosten [DLR]

„Externe Kosten in der engeren Definition der technologischen externen Effekte treten vor allem im Zusammenhang mit den durch wirtschaftliche Aktivitäten verursachten Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden als Folge von Schadstoff- und Lärmemissionen auf. Dazu gehören

- durch Luftverschmutzung bedingte Schädigungen an der Pflanzen- und Tierwelt, an Materialien und Gesundheitsschäden bei Menschen; dabei ist der größte Teil der luftverschmutzungsbedingten Schäden der Energieumwandlung und –nutzung (einschl. Verkehr) anzulasten.
- die sich abzeichnenden Klimaveränderungen und deren Folgewirkungen durch die zunehmende Anreicherung der Atmosphäre mit CO₂ und weiteren Treibhausgasen, die in Deutschland zu rund 85 % vom Energiebereich verursacht werden.
- Schäden durch Gewässerverschmutzung, Bodenbelastung, Abfall sowie Lärmbeeinträchtigung, die jedoch in dieser Untersuchung, die sich auf die im Zusammenhang mit der Energieumwandlung entstehenden klassischen Luftschadstoffe und Treibhausgasen konzentriert, nicht weiter betrachtet werden.“

21. Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW]

Vorsätze und Vorzeichen

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

Umrechnungen

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

Typische Eigenschaften von Kraftstoffen

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

Typische Eigenschaften von festen und gasförmigen Energieträgern

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

22. Anhang: Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk, Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme über Verbrennungsmotor oder Gasturbine
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
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
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, das Prinzip der simultanen Gewinnung von mechanischer Energie (schlussendlich als elektrische Energie) und nutzbare Wärme
PV	Photovoltaik
W _p	Watt „peak“, Nennleistung eines PV-Moduls oder eines Modulfeldes

23. Anhang: Quellen

AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1.-3. Quartal 2011, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., November 2011
AGEB2	Energieflussbild 2011 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand Oktober 2012
AGEB3	AG Energiebilanzen, Pressedienst 9/2011
AGEB4	AG Energiebilanzen, Pressedienst 1/2012
BDEW1	Durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke im Jahr 2007 in Stunden, Stand September 2010
BDEW2	BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012, Haushalte und Industrie
BDEW3	Erneuerbare Energien liefern mehr als ein Viertel des Stroms, Pressemitteilung BDEW, 26. Juli 2012
BDEW4	Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013); BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 31. Januar 2013
Beck	M. Beck, G. Bopp, A. Goetzberger, T. Obergfell, C. Reise, S. Schindele, Combining PV and Food Crops to Agrophotovoltaic – Optimization of Orientation and Harvest, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, 24-28 September 2012
BEE	BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013 - Bestandteile, Entwicklung und Höhe; Aktualisierte Fassung nach Veröffentlichung der ÜNB-Prognose vom 15.10.2012
BMU1	Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung,

	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2012
BMU2	Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb -heute und morgen, erster Bericht zur Bruttobeschäftigung, Forschungsvorhaben des BMU, 14. März 2012
BMU3	Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2011, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2012
BMU4	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Grafiken und Tabellen, Februar 2013
BMU5	Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 - eine erste Abschätzung, BMU, März 2013
BMWi	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Stand 2.11.2012
BNA	Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bundesnetzagentur, März 2012
BSW	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), September 2012
Bundestag	EEG-Umlage 2010, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
Bundesreg	Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/10018 –
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
DLR	Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2007
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
EEBW	Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, November 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

EPIA	EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet, 13.Mai 2011
FÖS	Externe Kosten der Atomenergie und Reformvorschläge zum Atomhaftungsrecht, Hintergrundpapier zur Dokumentation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., September 2012
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
Gores	Sabine Gores, Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Entwicklung im Zeitraum 2003-2010 und mögliche Ausbaupfade 2020/2030, KWK-Workshop, 16. November 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	Christoph Kost, Dr. Thomas Schlegl; Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme 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/ISE2_011_PV_Energy_World.pdf
ISE4	Bruno Burger, Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie, http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien , Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, aktualisiert April 2013
ISE5	Hans-Martin Henning, Andreas Palzer; 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, November 2012
ISE6	Photovoltaik-Brandschutz – Fakten statt Phantome, Presseinformation des Fraunhofer ISE, 7. Februar 2013; Näheres zum Brandschutz unter www.pvbrandsicherheit.de
ISE7	Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Januar 2013
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
ISI	Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor- schung mbH (GWS), Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Juni 2012
IWES	Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirt- schaft 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, Stellungnah- me des Wirtschaftsministeriums, Landtag von Baden-Württemberg, 14. Wahlperiode, Drucksache 14 / 6786, 29. 07. 2010
LAU- KAMP	H.Laukamp et al., Sind PV-Anlagen „brandgefährlich“? - Mythen und Fak- ten, 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2012
LFU	Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 11-2011
LICHT- BLICK	Analyse des Beitrags von Mini-BHKW zur Senkung von CO2-Emissionen und zum Ausgleich von Windenergie, Gutachten zum geplanten »Zuhau- seKraftwerk« im Auftrag der LichtBlick AG, LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2009
MWV	Homepage des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V., Stand 10.12.2011
Photon	„Herr Altmaier, so geht’s!“, Studie zur Vollversorgung mit Sonne und Wind bis 2030, Photon, Oktober 2012
Prognos	Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energie- wende, Studie der Prognos AG im Auftrag des Weltenergierats - Deutschland e.V., 9. Oktober 2012
Quasch	V. Quaschnig, Solare Unabhängigkeitserklärung, Photovoltaik, Oktober 2012
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
R2B	Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandwei- ten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, Studie der r2b energy consulting GmbH im Auftrag der Netzbetreiber, November 2012
Roon	S. von Roon, M. Huck, Merit Order des Kraftwerksparks, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Juni 2010
RWE	Die Energiewende, Daten und Fakten von RWE Deutschland, 6.10.2012
Shell	„New Lens Scenarios - A Shift in Perspective for a World in Transition“, Studie im Auftrag der Royal Dutch Shell, März 2013
SMA	Volker Wachtenfeld, Können große PV-Anlagen Versorgungsnetze stabili- sieren?, VDE, Kassel, März 2009

Solar-themen	Solarthemen Nr. 392, 31.1.2013
SRU	„100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar“, Stellungnahme Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Mai 2010 Nr. 15
TEST	„Immer sparsamer“, test 1/2012, Stiftung Warentest
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
ÜNB	Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV, Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, Stand 15. Oktober 2012
WEC	Energie für Deutschland 2011 - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, Weltenergieerat – 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
VFL	Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungsprämie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren, Studie der Versicherungsforen Leipzig im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 1. April 2011
VGB	Kraftwerke 2020+, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats der VGB PowerTech e.V., 2010

24. Anhang: Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Netto-Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten aus [BMWi], [BDEW3], [BDEW4], [BMU4].....	5
Abbildung 2: Anteil der EE am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Mindestziele der Bundesregierung [BDEW4].....	6
Abbildung 3: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kW _p , Daten aus [BSW].....	7
Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting, 2012 geschätzt). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.....	8
Abbildung 5: Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Anlageninbetriebnahme gemäß EEG, durchschnittliche Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand aus [VDN], [R2B], Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber und Strompreise [BMWi]; gestrichelte Linienabschnitte zeigen Schätzungen.....	9
Abbildung 6: Prognose zur Vergütungs- und Strompreisentwicklung, Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE, Stand 14.11.2012; Daten: BMU, EEG 2012 und BMWi Energiedaten	10
Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roos].....	11
Abbildung 8: Einfluss von EE auf die Preisbildung an der Strombörse [WEC]	12
Abbildung 9: Merit Order für das Jahr 2008 und EEX-Preise [Roos].....	13
Abbildung 10: Merit-Order der konventionellen Kraftwerke 2011 [IZES]; die Angaben zu Primärenergiepreisen beziehen sich auf Brennwerte, die Grenzkosten auf elektrische Energie	13
Abbildung 11: Entwicklung des Börsenwerts des Stroms und der Differenzkosten [BDEW4].....	14
Abbildung 12: Berechnungsgrundlage für die EEG-Umlage 2013 [BDEW4].....	15
Abbildung 13: Struktur der EEG-Umlage 2012 und 2013 [BEE].....	15
Abbildung 14: EEG-Umlage 2013 ohne Fremdkosten [BEE].....	16
Abbildung 15: Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen Strompreisen [IFNE]; auf die PV entfielen im Jahr 2011 ca. 6 Mrd. Euro, also mehr als die Hälfte der gesamten Differenzkosten	18
Abbildung 16: Gesamtheitliche Kosten-/Nutzenbewertung der Stromerzeugung aus EE [ISI].....	19
Abbildung 17: Beispielhafte Zusammensetzung eines Haushaltsstrompreises von 29 ct/kWh im Jahr 2013 (KWK: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege).....	21
Abbildung 18: EEG-Umlage nach Strommengen (nur Industrie, [BDEW4]).....	23
Abbildung 19: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi] und Entwicklung der EEG-Umlage; die Brutto-Strompreise der Haushalte bestehen heute zur Hälfte aus Steuern und Abgaben	24

Abbildung 20: Veränderung der Stromerzeugung im ersten Quartal 2013 gegen 2012, die zusätzliche Produktion durch Braun- und Steinkohle wurde fast vollständig exportiert [ISE4]	25
Abbildung 21: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen	26
Abbildung 22: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen [trend:research]	29
Abbildung 23: Ausgaben des Bundes für Energieforschung [BMWi].....	29
Abbildung 24: Neubewilligungsvolumen für PV-Forschungsförderung, im Jahr 2011 inkl. Mittel für Förderprogramm „Innovationsallianz“ [BMU3].....	30
Abbildung 25: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße, Stand Ende 2012 (Daten: PSE AG/Fraunhofer ISE)	31
Abbildung 26: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2012 [ISE4].....	32
Abbildung 27: Mittlere Stundenleistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2012 [ISE4]	33
Abbildung 28: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2011-2012 [ISE4]	34
Abbildung 29: 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).....	37
Abbildung 30: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte die Jahre für 2012 bis 2016, Daten aus [R2B].....	38
Abbildung 31: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD].....	40
Abbildung 32: Primärenergieaufwand zur Stromerzeugung für verschiedene Energieträger [EEBW].....	41
Abbildung 33: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Kategorien Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Verbrauch; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik; gestrichelte Kästen: zur Zeit noch sehr geringe Leistungen/Kapazitäten verfügbar	44
Abbildung 34: Szenario „2011 A“ für den Ausbau von EE-Stromleistung, Daten aus [IFNE].....	45
Abbildung 35: Szenario eines deutschen Energiesystems, schematische Darstellung der Systemzusammensetzung. [ISE5].....	46
Abbildung 36: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3].....	46
Abbildung 37: Primärenergieverbrauch nach Quellen [Shell]	47
Abbildung 38: Energieflussbild 2011 für Deutschland, Angaben in Petajoule [AGEB2].	48
Abbildung 39: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2011 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), gesamt 13.411 PJ oder 457,6 Mio. t SKE [AGEB3]..	49
Abbildung 40: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieart für Deutschland im Jahr 2010, in Klammern stehen die Vorjahreszahlen [AGEB4]	49

Abbildung 41: 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]	50
Abbildung 42: 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)	51
Abbildung 43: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeiseprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES].....	52
Abbildung 44: Stromlast der Woche mit dem höchsten PV-Stromertrag aus dem Jahr 2005, berechnete PV-Stromeinspeisung für Ausbauszenarien bis 50 GW [SMA].....	52
Abbildung 45: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVsol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg.....	53
Abbildung 46: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB].....	54
Abbildung 47: Gesamtleistung von Wasserkraftwerken in ausgesuchten Ländern, Stand 2010 [Prognos]; die Zuordnung der Kapazitäten zu den einzelnen Kraftwerkstypen unterscheidet sich je nach Datenquelle.....	54
Abbildung 48: Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ohne Warmwasseraufbereitung, aus [RWE].....	56
Abbildung 49: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des	58
Abbildung 50: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]	58
Abbildung 51: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden	59