

L. Jarass | G. M. Obermair

# Welchen **Netzbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012  
280 S., 21 €  
ISBN 978-3-86991-641-5

# Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende .....	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots .....	42
Teil II : Grundlagen des Netzbaus .....	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen .....	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung .....	117
Teil III : Optimierung des Netzbaus .....	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben .....	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

## **Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende**

Die zukünftige Stromversorgung bestimmt den erforderlichen Netzbau.

Zuerst werden die derzeitige Struktur und die prognostizierte zukünftige Entwicklung der deutschen Stromversorgung erläutert. Zudem wird die nationale und internationale Energiepreisentwicklung skizziert (Kap. 1).

Anschließend wird die räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots an erneuerbaren Energieträgern dargestellt unter besonderer Berücksichtigung der jeweiligen Auswirkungen auf den erforderlichen Netzbau (Kap. 2).

# 1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung

## 1.1 Umbau des Stromversorgungssystems für die Energiewende erforderlich

### 1.1.1 Die zukünftige Stromversorgung bestimmt den erforderlichen Netzbau

„Vor dem Netzausbau steht eine Vorstellung über die zukünftige Energieversorgung. ... Wir können doch das Pferd nicht von hinten aufzäumen. Erst müssen wir wissen, welche Kraftwerksstrukturen wir planen. Wo stehen Gas-, wo Kohlekraftwerke, welche erneuerbaren Energien bekommen wir dazu? Wird das mehr Onshore- oder Offshore-Wind oder Biomasse? Danach können wir sagen, welche Netzkapazitäten wir brauchen“, so der SPD-Bundesvorsitzende Gabriel zu Recht am 19. Mai 2011 in einem Handelsblatt-Interview [Gabriel 2011a]. Insofern ist die seit August 2011 gesetzlich vorgeschriebene gemeinsame Erarbeitung eines Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber zu begrüßen [§ 12a EnWG]. Die Bundesnetzagentur hat Ende 2011 nach einem ausführlichen Konsultationsverfahren den vorgelegten Szenariorahmen genehmigt [Bundesnetzagentur 2011e].

#### (1) Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien

Energiepolitischer Hintergrund ist die Umstellung der Energieversorgung, insbesondere der Stromversorgung, auf erneuerbare Energien:

- Das Leitszenario der Bundesregierung aus 2009 hatte das Ziel, bis 2020 rund 35% Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erreichen [BMU Leitszenario 2009, S. 89, Tab. 4], rund doppelt so viel wie Ende 2010 (vgl. die spätere Tab. 1.3).
- Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien verfolgt in seiner aktuellen Fassung „das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.“ [§ 1 Abs. 2 EEG].
- Im August 2010 avisierte die deutsche Bundesregierung im ‚Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien‘ bereits knapp 40% erneuerbare Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 [Bundesregierung 2010]. Der Nationale Aktionsplan erfüllt zentrale Berichtspflicht gemäß EU-Richtlinie für erneuerbare Energien [EU Richtlinie 2009a].
- Ende 2010 wurden die Laufzeiten der sieben ältesten Kernkraftwerke (gebaut bis 1980) um 8 Jahre verlängert, die der jüngeren zehn Kernkraftwerke um 14 Jahre:

*„Kernenergie als Brückentechnologie so lange nutzen, bis sie durch erneuerbare Energien verlässlich ersetzt werden kann.“* [Laufzeitverlängerung 2010].

- Ende Januar 2011 veröffentlichte dahingegen der Sachverständigenrat für Umweltfragen – noch vor dem GAU in Fukushima – die Studie *„Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“*, die in der Öffentlichkeit mit Erstaunen zur Kenntnis genommen wurde: Stromerzeugung bis 2020 zur Hälfte mit erneuerbaren Energien, bis 2030 zu zwei Drittel und bis 2050 zu 100% [SRU 2011, Abb. 4.21/22; vgl. auch FVEE 2010].

## **(2) Rascher Ausstieg aus der Kernenergie, beschlossen nach dem GAU in Fukushima**

Der GAU im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Mitte März 2011 erzeugte massiven politischen Zugzwang in Richtung Umstieg auf erneuerbare Energien.

Am 11. März 2011 begann die Katastrophe im Kernkraftwerk Fukushima 1, ausgelöst durch ein Erdbeben und einen folgenden Tsunami, gegen den das ohnehin überalterte und staatlicherseits wenig kontrollierte Kraftwerk unzureichend geschützt war. Obwohl die 100-Jahres-Statistik eine Flut der dann eingetretenen Höhe denkbar erscheinen ließ, waren die im Falle einer Schnellabschaltung unentbehrlichen Notkühlaggregate außerhalb des Reaktorgebäudes hinter einer zu niedrigen Mauer aufgestellt und wurden sofort unbrauchbar. In den folgenden Tagen wurde deutlich, dass mehrere Reaktoren in einen unkontrollierbaren Zustand geraten waren und hochradioaktiver 'fall out' anfang, die Umgebung für Zehntausende auf sehr lange Zeit unbewohnbar zu machen.

Schon am 14. März 2011 gab die Bundesregierung bekannt, dass im Rahmen eines Moratoriums die sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke sofort für 3 Monate außer Betrieb gesetzt werden ('Moratorium'). Wenig später revidierte die Bundesregierung die erst Monate zuvor gegen eine breite Mehrheitsmeinung in der Bevölkerung beschlossene Laufzeitverlängerung; nun ist beschlossen, dass Ende 2022 das letzte Kernkraftwerk endgültig vom Netz genommen wird (vgl. die spätere Tab. 7.3).

Damit muss der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, weiter forciert werden: Innerhalb von 6 Wochen wurde aus der Utopie des Sachverständigenrats für Umweltfragen eine allgemein anerkannte Notwendigkeit. So wird neben drastischen Verbesserungen der Energieeffizienz v.a. eine rasche und weitgehende Substitution fossiler durch erneuerbare Energien als realistischer Weg beschriften:

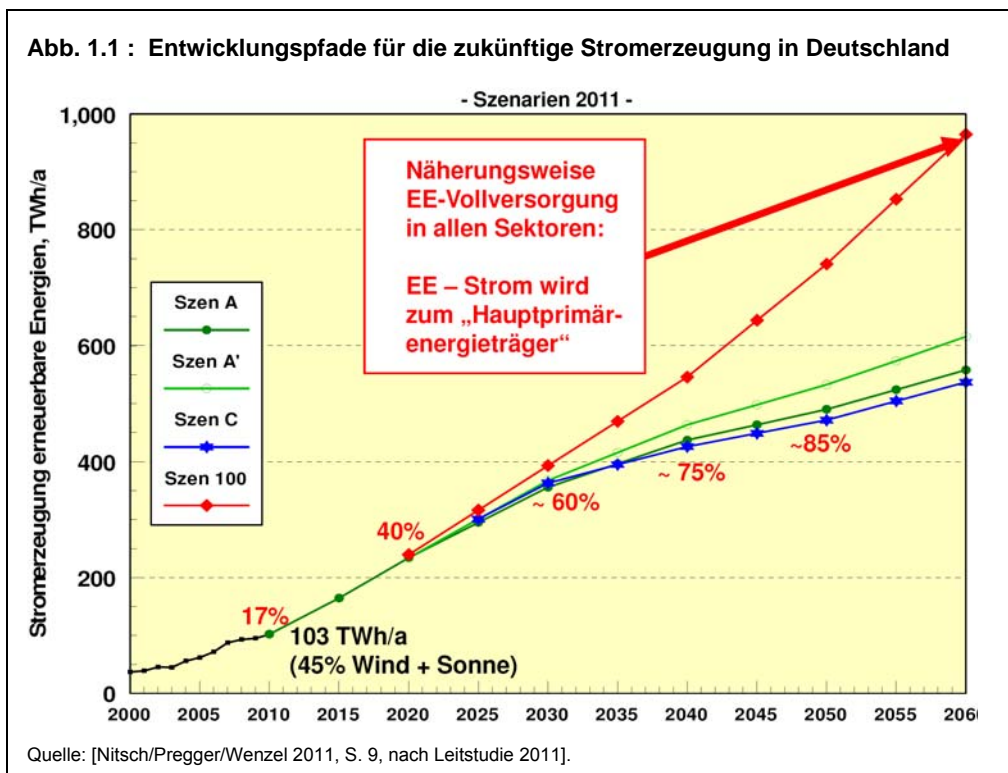
Die im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 genannten **Ausbauziele** im Stromsektor wurden Mitte 2011 im EEG verankert [EEG 2011a; § 1 Abs. 2 EEG]. Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung **mindestens 35%** im Jahr **2020** betragen, 50% bis 2030, 65% bis 2040 und 80% bis 2050.

Die Förderung erneuerbarer Energien wurde schon seit 1990 von den verschiedenen Bundesregierungen stetig ausgebaut; das Ziel wurde 2004 im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ [§ 1 Abs. 1 EEG 2004] festgeschrieben:

- nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes,
- Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung durch Einbeziehung ihrer langfristiger externer Effekte,
- Schutz von Natur und Umwelt,
- Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen,
- Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten,
- Schonung fossiler Energieressourcen,
- Förderung der Weiterentwicklung von Techniken zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien [Leitstudie 2011, S. 241].

### 1.1.2 Entwicklungspfade für die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland

Abb. 1.1 zeigt verschiedene Entwicklungspfade für die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland.



Durch die Mitte März 2011 rückgängig gemachte Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wurde ein wichtiges Signal für einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien gegeben.

Die Bedeutung fossiler Energien wird bei einer sehr weitgehenden Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE) stark zurückgehen. *„Im 21. Jahrhundert steht die überwiegend auf fossilen Ressourcen basierte Energieversorgung vor zwei zentralen Herausforderungen: einerseits ist sie die Hauptursache für den anthropogenen Klimawandel und andererseits werden die Ressourcen auf absehbare Zeit knapp. Aus diesen Gründen ist die Energieversorgung im Zuge der ‚Dekarbonisierung‘ mittel- und langfristig wieder auf erneuerbare Energien zurückzuführen, wie dies schon vor Beginn der Industrialisierung der Fall war. Erneuerbare Energien werden dann abermals zur zentralen Primärenergiequelle.“*

*Sehr große Mengen an erneuerbaren Energien, wie sie für die weitgehende oder vollständige Versorgung von Volkswirtschaften mit diesen Energiequellen erforderlich sind, werden aber fast vollständig als Strom bereitgestellt werden. Das liegt zum einen an der überragenden Bedeutung der Strahlungsenergie und der Windenergie als größter bzw. zweitgrößter erneuerbarer Energiequelle, zum andern daran, dass die direkte thermische Nutzung von erneuerbaren Energien (Kollektoren, Erdwärme) auf Niedertemperaturwärme beschränkt ist und strukturell relativ großen Restriktionen (Wärmenetze) ausgesetzt ist. Der Nutzung von Biomasse, als universell einsetzbarer chemischer Energieträger, sind dagegen potenziell enge Grenzen gesetzt.“* [Leitstudie 2010, S. 72 ff.].

Durch eine weitgehende Versorgung mit erneuerbaren Energien wird Zug um Zug eine durchgreifende Änderung des gesamten Kraftwerkssystems notwendig. Es ändert sich dadurch sowohl der typische zeitliche Verlauf des Energieangebots durch schwer vorhersehbare kurzfristige, aber vor allem Tage und Wochen andauernde Schwankungen und Aussetzer des Angebots, als auch die regionale Verteilung mit einer Betonung der küstennahen Einspeisung:

- Die Investitionen in erneuerbare Energien stiegen in Deutschland von knapp 5 Mrd. €<sub>2009</sub> pro Jahr in 2000 (in Preisen von 2009) auf über 27 Mrd. €<sub>2009</sub> pro Jahr in 2010, ursprünglich wesentlich getragen durch den massiven Ausbau der Windenergie [Leitstudie 2011, Abb. 7.1, S. 208]. Aber bereits 2005 verursachte die Photovoltaik die Hälfte der gesamten Investitionen, und 2010 waren es schon fast drei Viertel. Ab 2012 bis 2030 wird mit konstant rund 17 Mrd. €<sub>2009</sub> pro Jahr Investitionsvolumen gerechnet, mit einem starken Rückgang des Anteils der Photovoltaik-Investitionen auf weniger als ein Fünftel.
- In konventionelle Kraftwerke (inkl. Pumpspeicher) werden bis 2015 rund 4 Mrd. €<sub>2009</sub> pro Jahr investiert, bis 2020 dann nur noch rund 2 Mrd. €<sub>2009</sub> pro Jahr.
- Bis 2030 werden in erneuerbare Energien zur Stromerzeugung insgesamt rund 240 Mrd. € investiert, in konventionelle Kraftwerke rund 40 Mrd. €<sub>2009</sub> [Leitstudie 2011, S. 210].

Die dadurch vermiedenen Importausgaben für fossile Energieträger werden pro Jahr in 2020 mindestens 17 Mrd. €<sub>2009</sub> betragen, in 2030 bereits mindestens 30 Mrd. €<sub>2009</sub>, in 2050 mindestens 54 Mrd. €<sub>2009</sub> bis 73 Mrd. €<sub>2009</sub> [Leitstudie 2011, S. 243].

Früher musste das Stromnetz wegen der laufend steigenden Stromnachfrage kontinuierlich ausgebaut werden. Stromnachfrage und damit auch Stromerzeugung werden aber in den nächsten Jahrzehnten kaum wachsen, sondern u.a. wegen höherer Strompreise und verbesserter Anwendungseffizienz eher etwas abnehmen (vgl. die spätere Tab. 1.3). Aus der Entwicklung der Stromnachfrage resultiert also keine Notwendigkeit für einen Netzbau.

Ein Netzbau ist jetzt erforderlich wegen der Ablösung von Kernenergie und Kohle durch erneuerbare Energien ('Energiewende'), wodurch sich ganz neue Anforderungen v.a. an das Hoch- und Höchstspannungsnetz ergeben: Insbesondere Windenergie macht sowohl hinsichtlich der Regionen hoher Einspeisung wie auch hinsichtlich der zeitlichen Struktur des Angebots (vgl. das spätere Kap. 2.1.2) eine veränderte Netzstruktur erforderlich, die eine Übertragung hoher Leistungen aus den windbegünstigten Regionen zu den Verbrauchszentren und die Einbindung der erforderlichen Regel- und Reserveenergie ermöglicht.

## 1.2 Installierte Leistung und Stromerzeugung

Die 'installierte Leistung' gibt die Summe der Nennleistungen aller Kraftwerke an, die im gegebenen Jahr betriebsfähig und mit dem Übertragungsnetz verbunden sind.

Die 'Stromerzeugung' hingegen bezeichnet die Menge der von den Kraftwerken erzeugten Energie ('Brutto-Stromerzeugung'), die nach Abzug des Kraftwerkseigenverbrauchs ins Netz eingespeist und von Industrie, Haushalten und Verkehr 'verbraucht' wird ('Netto-Stromerzeugung').

### 1.2.1 Installierte Leistung in 2010 und Prognosen für 2020 bis 2050

Tab. 1.1 zeigt die in Deutschland installierte Leistung (brutto) von erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken für 2010 und Prognosen für 2020 bis 2050.

Die gesamte installierte Leistung soll um die Hälfte erhöht werden, obwohl die maximale Last v.a. durch Strukturänderungen auf der Verbraucherseite um fast ein Drittel von 83 GW in 2010 auf nur noch 59 GW in 2050 sinken soll (vgl. die spätere Tab. 3.1, Z. 3). Die installierte Kraftwerksleistung von fossil befeuerten Kraftwerken soll von 81 GW um über die Hälfte auf 38 GW verringert und die Kernkraftwerke ab 2023 ganz stillgelegt werden, die installierte Kraftwerksleistung von erneuerbaren Energien hingegen soll bis 2050 von 55 GW auf 179 GW erhöht und damit mehr als verdreifacht werden.



Weder Windenergie noch Photovoltaik können aber in nennenswertem Umfang gesicherte Leistung zur Verfügung stellen. Deshalb müssen insbesondere für deutschlandweite Windflauten Ausgleichsmaßnahmen vorgesehen werden, insbesondere müssen gut regelbare Biomasse-, Gas- und Speicherkraftwerke vorgehalten werden (vgl. die spätere Tab 3.2).

**Tab. 1.1 : Installierte Leistung, Deutschland 2010-2050**

Installierte Leistung [GW]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Erneuerbare Energien	55	117	148	166	179
(1a) Anteil	35%	59%	71%	77%	82%
(2) Kohle/Gas/Öl	81	71	60	49	38
(2a) Anteil	51%	36%	29%	23%	18%
(3) Kernenergie	21	9	0	0	0
(3a) Anteil	14%	4%	0%	0%	0%
<b>(4) Insgesamt</b>	<b>158</b>	<b>197</b>	<b>208</b>	<b>215</b>	<b>217</b>
(4a) Anteil	100%	100%	100%	100%	100%
(5) zzgl. Pumpspeicher	7	8	9	9	9
(5a) Anteil	4%	4%	4%	4%	4%

Quelle: [Leitstudie 2011, Tab. 4-4 und 4-5]; installierte Leistung brutto.

Bis etwa 2000 bestand in Deutschland eine Dominanz von Großkraftwerken auf Kohle- und Uranbasis. Diese Grundlastkraftwerke machten zwei Drittel der installierten Leistung aus und lieferten mehr als vier Fünftel der elektrischen Energie. Die von der Bundesregierung vorgegebenen, größtenteils gesetzlich festgeschriebenen Ziele des Klimaschutzes und einer verringerten Abhängigkeit von fossilen und nuklearen Brennstoffen sehen schon für die nächsten 20 Jahre schrittweise einen drastischen Wandel vor.

Bis 2023 soll das letzte deutsche Kernkraftwerk abgeschaltet sein, Erzeuger erneuerbarer Energien sollen schon 2020 fast 60% der installierten Generatorleistung ausmachen (vgl. Tab. 1.1, Z. 1a), in 2050 über 80%.

Tab. 1.2 zeigt die in Deutschland installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger 2010 und Prognosen bis 2050:

- Die Windenergie wird onshore von 27 GW in 2010 kontinuierlich bis 2050 fast verdoppelt auf 51 GW. Für die Nutzung der Windenergie an Land wird in den Tabellen und Abbildungen zugrunde liegenden Leitstudie 2011 sowohl von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen als insbesondere auch von einem nennenswerten Beitrag durch den Ersatz von bestehenden Windenergieanlagen durch Anlagen mit höheren Türmen und insbesondere größeren Rotorflächen ('Repowering') und damit wesentlich höheren installierten Leistungen im Bereich von 3 MW bis 6 MW je Anlage ausgegangen.

- Der Einstieg in die Offshore-Nutzung hat sich gegenüber früheren Annahmen um mehrere Jahre verzögert. Erst 2020 sollen 10 GW installiert sein, 2050 dann 32 GW.
- Die Photovoltaik wird seit 2010 rasch ausgebaut von 17 GW in 2010 auf 54 GW in 2020 und wird damit in 2020 fast die Hälfte der installierten Leistung der erneuerbaren Energien stellen (Tab. 1.2, Z. 3a). Dieser Ausbau könnte trotz der drastischen Absenkung der Einspeisevergütung in 2012 und 2013 durchaus realistisch sein, da die Anlagenkosten drastisch von etwa 5.000 € pro kW<sub>peak</sub> auf deutlich unter 2.000 € pro kW<sub>peak</sub> gesunken sind [Photovoltaik 2012] und mit einem weiteren Absinken gerechnet wird.

**Tab. 1.2 : Installierte Leistung der erneuerbaren Energieträger, Deutschland 2010-2050**

Installierte Leistung [GW]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Windenergie onshore	27	39	44	48	51
(1a) Anteil	49%	33%	30%	29%	28%
(2) Windenergie offshore	0	10	24	30	32
(2a) Anteil	0%	9%	16%	18%	18%
(3) Photovoltaik	17	54	61	63	67
(3a) Anteil	31%	46%	41%	38%	38%
(4) Wasserkraft	4	5	5	5	5
(4a) Anteil	8%	4%	3%	3%	3%
(5) Biomasse	6	9	10	10	10
(5a) Anteil	11%	8%	7%	6%	6%
(6) Erdwärme	0	0	1	2	3
(6a) Anteil	0%	0%	1%	1%	2%
(7) EE-Import	0	0	4	8	10
(7a) Anteil	0%	0%	2%	5%	6%
<b>(8) Insgesamt</b>	<b>55</b>	<b>117</b>	<b>148</b>	<b>166</b>	<b>179</b>
(8a) Anteil	100%	100%	100%	100%	100%

Quelle: [Leitstudie 2011, Tab. 4-4 und 4-5].

Wegen des stark steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind und Photovoltaik) an der Stromversorgung entsteht ein massiv erhöhter Regelbedarf. Bei den spätestens ab 2040 geplanten sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien stellen die fossil befeuerten Kraftwerke überwiegend die zu einer sicheren Stromversorgung erforderliche Ausgleichs- und Reserveleistung zur Verfügung.

### 1.2.2 Stromerzeugung in 2010 und Prognosen für 2020 bis 2050

Tab. 1.3 zeigt die Stromerzeugung (brutto) in 2010 sowie die gemäß der Leitstudie der Bundesregierung erwartete Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050.

Der Anteil der erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf über 40% steigen, fossile Brennstoffe stellen dann immer noch fast 50% des Stroms bereit. Die eigentliche strukturelle Umstellung der Stromversorgung, die den Anteil aus thermischen Kraftwerken auf den für Regelungs- und Ausgleichszwecke unabdingbar erforderlichen Anteil reduziert, benötigt danach aber weitere 20 bis 30 Jahre [Leitstudie 2010, S. 5].

Im Jahr 2050 beträgt in diesem Szenario der Beitrag der fossilen Kraftwerke, überwiegend mit Kraft-Wärme-Kopplung, nur noch 14%, die erneuerbaren Energien dominieren dann gemäß dieser Prognose die Stromversorgung mit 86% Anteil an der Bruttostromerzeugung.

**Tab. 1.3 : Stromerzeugung, Deutschland 2010-2050**

Stromerzeugung [TWh]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Erneuerbare Energien	103	234	351	434	489
(1a) Anteil	17%	42%	64%	77%	86%
(2) Kohle/Gas/Öl	378	262	197	128	78
(2a) Anteil	61%	47%	36%	23%	14%
(3) Kernenergie	141	67	0	0	0
(3a) Anteil	23%	12%	0%	0%	0%
<b>(4) Insgesamt</b>	<b>622</b>	<b>563</b>	<b>548</b>	<b>562</b>	<b>567</b>
(4a) Anteil	100%	100%	100%	100%	100%

Quelle: [Leitstudie 2011, Tab.4-3 und 4-5]. Werte brutto, also inkl. des Eigenverbrauchs der Kraftwerke. EE-Stromerzeugung ohne Stromerzeugung aus EE-Wasserstoff.

Tab. 1.4 zeigt eine disaggregierte Projektion der Entwicklung der Stromerzeugung (brutto) aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland bis zum Jahr 2050.

Während Photovoltaik in 2020 fast die Hälfte der insgesamt installierten Leistung der erneuerbaren Energien stellt (vgl. die frühere Tab. 1.2, Z. 3a), liefert sie allerdings in 2020 mit 45 TWh nur knapp ein Fünftel der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. die Tab. 1.4, Z. 3a), deutlich weniger als Windenergie mit 115 TWh, sogar etwas weniger als Biomasse mit 50 TWh. Dies rührt her von der relativ geringen Zahl der Jahrestunden, in denen in Deutschland die Sonne üblicherweise genutzt werden kann (vgl. die spätere Tab. 1.6, Z. 3). Die Photovoltaik hat deshalb sehr niedrige Volllaststunden von nur gut 800 Stunden pro Jahr (vgl. die spätere Tab. 1.6, Z. 3), sehr viel weniger als die gut 2.000 Stunden pro Jahr bei Windenergie onshore und rund 3.300 h/a bei Windenergie offshore (vgl. die spätere Tab. 1.6).

Es stellt sich daher die Frage, ob der geplante massive Ausbau der Photovoltaik wirklich zielführend ist und nicht besser die Mittel für die Mindesteinspeisepreise gemäß EEG anderweitig verwendet werden sollten, z.B. für Anreizprogramme zur Effizienzverbesserung beim Stromverbrauch oder der Raumheizung. Die Bundesregierung hat die Einspeisevergütungen für Photovoltaikanlagen zum 01. April 2012 massiv gekürzt, um Überinvestitionen zu vermeiden [EEG].

**Tab. 1.4 : Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Deutschland 2010-2050**

Stromerzeugung [TWh]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Windenergie onshore	38	82	101	118	132
(1a) Anteil	36%	35%	29%	27%	27%
(2) Windenergie offshore	0	33	89	115	128
(2a) Anteil	0%	14%	25%	27%	26%
(3) Photovoltaik	12	45	55	59	64
(3a) Anteil	11%	19%	16%	14%	13%
(4) Wasserkraft	21	22	23	24	25
(4a) Anteil	20%	9%	7%	6%	5%
(5) Biomasse	33	50	57	59	59
(5a) Anteil	32%	21%	16%	14%	12%
(6) Erdwärme	0	2	7	13	19
(6a) Anteil	0%	1%	2%	3%	4%
(7) EE-Import	0	1	19	46	62
(7a) Anteil	0%	0%	5%	11%	13%
<b>(8) Insgesamt</b>	<b>103</b>	<b>234</b>	<b>351</b>	<b>434</b>	<b>489</b>
(8a) Anteil	100%	100%	100%	100%	100%

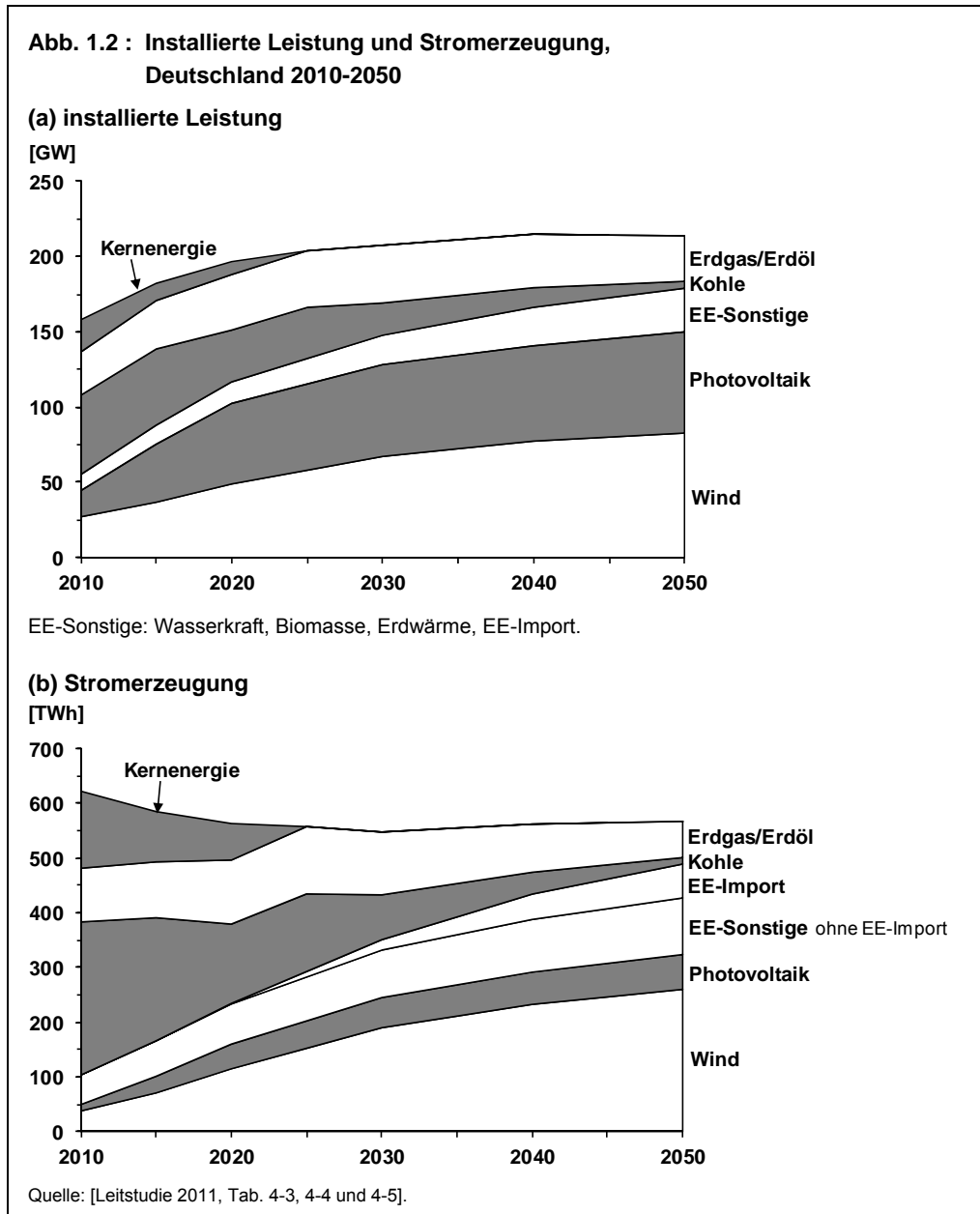
Quelle: [Leitstudie 2011, Tab.4-3 und 4-5]. EE-Stromerzeugung ohne Stromerzeugung aus EE-Wasserstoff.

Der Offshore-Anteil der Windenergie mit deutlich geringeren zeitlichen Schwankungen im Bereich von Stunden und Tagen und – wegen der sehr hohen Durchschnittswindgeschwindigkeiten über dem offenen Meer – hohen 3.300 Benutzungsstunden und mehr (vgl. die spätere Tab. 1.6) soll deutlich ansteigen.

Aus Gründen der Kostenoptimierung, aber auch um mit erneuerbaren Energieträgern Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen zu können, soll von den für 2050 prognostizierten insgesamt rund 500 TWh elektrische Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern rund ein Sechstel aus gut regelbaren Energiequellen wie Wasserkraft und Biomasse stammen sowie ein weiteres Sechstel aus bedingt regelbaren Kraftwerken wie Erdwärme und solarthermischen Kraftwerken, teilweise als Stromimport (Tab. 1.4, Z. 4 bis 7).

Abb. 1.2a stellt die schon in den Tab. 1.1 und 1.2 dargestellte Entwicklung der installierten Leistungen der einzelnen Energieträger grafisch dar:

- Windenergie und v.a. Photovoltaik und EE-Sonstige steigen bis 2050 massiv an, während Kohlekraftwerke überwiegend stillgelegt werden.
- Erdgaskraftwerke (immer stärker mit EE-Gas) werden geringfügig zur Sicherstellung der Stromversorgung ausgebaut.



Ein ähnliches Bild zeigt sich bei Abb. 1.2b, die die schon in den Tab. 1.3 und 1.4 dargestellte Entwicklung der Stromzeugung grafisch veranschaulicht. Allerdings trägt die Photovoltaik trotz stark wachsender installierter Leistung nur relativ wenig zur Stromversorgung bei, da die Anlagen bestenfalls über die Mittagszeit voll produzieren (vgl. die spätere Abb. 2.8).

### 1.2.3 Volllaststunden der Kraftwerke in 2010 und Prognosen für 2020 bis 2050

Will man über diesen optischen Eindruck hinaus eine griffige Zahl für den Energieertrag pro installierte Leistung haben, so kann man die Zahl der Volllaststunden pro Jahr berechnen, gegeben durch die rechnerische Größe Stromproduktion (kWh) dividiert durch installierte Leistung (kW). Die tatsächliche Zahl der Stunden, während derer die jeweiligen Kraftwerke elektrische Energie liefern ('Betriebsstunden'), ist, von Kernkraftwerken abgesehen, deutlich größer als die Volllaststundenzahl, da ja außer den Grundlastkraftwerken die Anlagen häufig nur mit Teillast betrieben werden.

Tab. 1.5 zeigt die Volllaststundenzahl der Kraftwerke, unterschieden in erneuerbare Energien, fossile Energien (Kohle/Gas/Öl) und Kernenergie.

Kraftwerke auf der Basis von erneuerbaren Energien hatten in 2010 nur knapp 1.900 Volllaststunden, weniger als die Hälfte der fossilen Kraftwerke und weniger als ein Drittel der Kernkraftwerke. Längerfristig steigt dagegen die Zahl der Volllaststunden, und zwar wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windenergieanlagen und des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien mit jeweils hohen Benutzungsdauern. Im Jahr 2030 liegt sie bei rund 2.400 Stunden pro Jahr und soll im Jahr 2050 einen Wert von rund 2.700 Stunden pro Jahr erreichen. Darin zeigt sich eine gewisse Vergleichmäßigung des Stromangebots aus erneuerbaren Energien, welche die Integration in die Stromversorgung erleichtert [Leitstudie 2010, S. 7].

**Tab. 1.5 : Volllaststunden von erneuerbaren, fossilen und Kernkraftwerken, Deutschland 2010-2050**

Volllaststunden [h/a]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Erneuerbare Energien	1.871	2.007	2.374	2.610	2.733
(2) Kohle/Gas/Öl	4.644	3.675	3.294	2.634	2.047
(3) Kernenergie	6.589	7.791	-	-	-
<b>(4) Durchschnitt (gewichtet)</b>	<b>3.938</b>	<b>2.864</b>	<b>2.639</b>	<b>2.616</b>	<b>2.612</b>

Volllaststunden = Stromproduktion / installierte Leistung [Stunden pro Jahr := h/a].

Quellen: Tab. 1.1 und 1.4.

Die letzten Kernkraftwerke werden 2022 stillgelegt. Bei Fortbestand der vorrangigen Einspeisung von erneuerbarer Energie wird für Grundlastkraftwerke schon aus rein

technischen Gründen zukünftig kein Bedarf mehr sein [Hohmeyer 2008]. Bis 2050 wird die Benutzungsdauer der fossilen Kraftwerke kontinuierlich bis auf nur noch gut 2.000 Stunden pro Jahr sinken. Im Leitszenario des Entwurfs des Netzentwicklungsplans wird für Braunkohlekraftwerke in 2022 noch mit rund 8.000 Stunden Benutzungsdauer pro Jahr gerechnet, in 2032 aber nur noch mit rund 5.000 Stunden, für Steinkohlekraftwerke in 2022 noch mit rund 4.000 Stunden, hingegen in 2032 nur noch mit gut 1.000 Stunden [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 65, Abb. 29].

Im Neubaubereich sind nur noch Kraftwerke mit niedrigen Fixkosten wirtschaftlich betreibbar, bei den derzeitigen Kraftwerks- und Brennstoffkosten sind das gasbefeuerte Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) zum Mittellastausgleich und Gasturbinen und Speicher zum Spitzenlastausgleich.

Tab. 1.6 zeigt die Volllaststunden für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, wiederum gegeben durch Stromproduktion dividiert durch installierte Leistung.

Die Volllaststunden von Windenergie onshore steigen deutlich an, weil kleine, niedrige Anlagen ersetzt werden ('Repowering') durch große Anlagen mit sehr hohen Türmen (135 m) mit einem stärkeren und sehr viel regelmäßigeren Windenergieangebot. Inwieweit der prognostizierte starke Anstieg der Volllaststunden von Photovoltaik realisiert werden kann, wird sich zeigen. Hierfür wären z.B. überproportionale Zunahmen der Moduleffizienz im Teillastbereich erforderlich oder eine massive Zunahme von 'Solartracker'-Anlagen, die eine Nachführung der Anlagen an den momentanen Sonnenstand ermöglichen.

**Tab. 1.6 : Volllaststunden der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Deutschland 2010-2050**

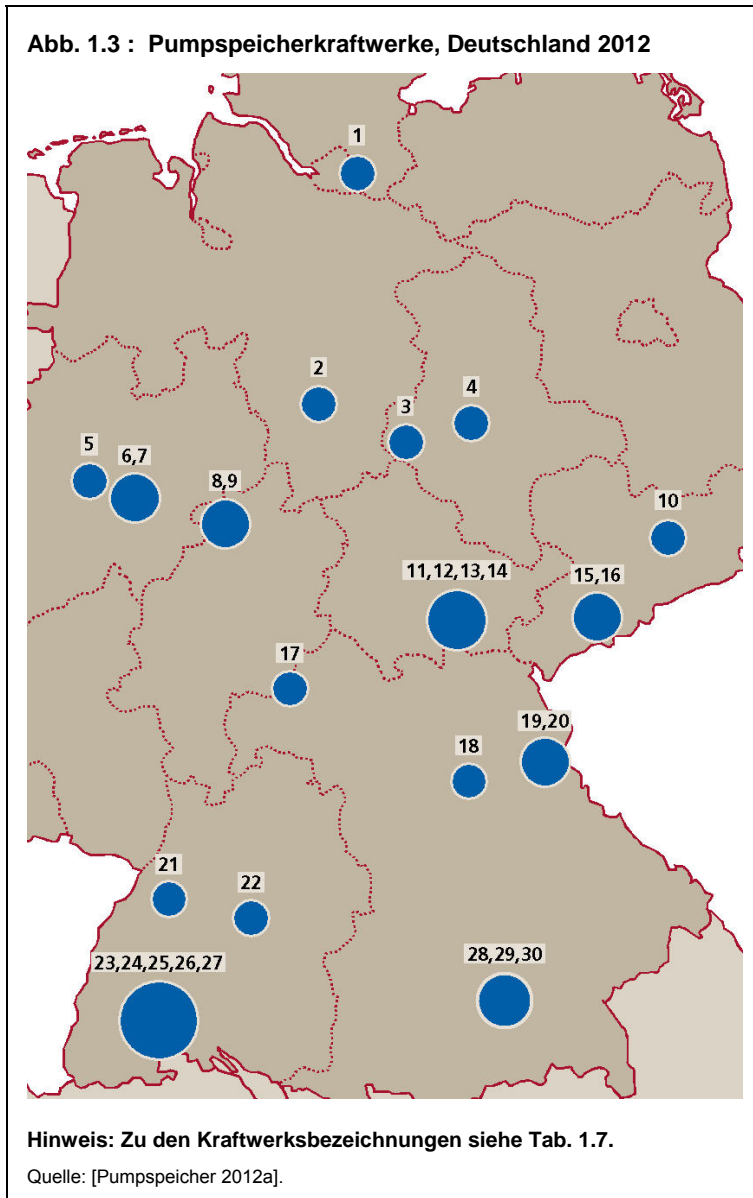
Volllaststunden [h/a]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Windenergie onshore	1.387	2.097	2.298	2.449	2.598
(2) Windenergie offshore	2.222	3.300	3.804	3.902	4.000
(3) Fotovoltaik	676	843	903	932	949
(4) Wasserkraft	4.682	4.723	4.756	4.794	4.808
(5) Biomasse	5.252	5.536	5.690	5.703	5.703
(6) Erdwärme	3.000	5.667	6.500	6.495	6.508
(7) EE-Stromimport	-	2.857	5.278	5.693	5.923
<b>(8) Durchschnitt (gewichtet)</b>	<b>1.871</b>	<b>2.007</b>	<b>2.374</b>	<b>2.610</b>	<b>2.733</b>

Benutzungsdauer = Stromproduktion / installierte Leistung [Stunden pro Jahr := h/a].

Quellen: Tab. 1.2 und 1.5.

### 1.2.4 Pumpspeicherkraftwerke

Die folgende Abb. 1.3 gibt einen Überblick über die in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerke.



Tab. 1.7 gibt genauere Angaben zu den in Deutschland in 2012 bestehenden Pumpspeicherkraftwerken:

- Insgesamt sind gut 6 GW Leistung installiert.



- Die installierte Leistung je Kraftwerk beträgt zwischen rund 0,1 GW bis etwa 1 GW.
- Die durchschnittliche maximale Betriebsdauer beträgt allerdings nur rund 6 Stunden, dann ist das Oberbecken leer.
- Die Fallhöhe beträgt zwischen 50 m und über 600 m, typischerweise zwischen 200 m und 300 m.
- Alle Kraftwerke sind vor 30 Jahren und mehr gebaut worden, mit Ausnahme des größten Kraftwerks Goldisthal in Südthüringen, dessen Planungen aber auch bis in die 1980er Jahre zurückreichen.

Tab. 1.7 : Pumpspeicherkraftwerke, Deutschland 2012

Nr. in Abb. 1.3	Inbetriebnahme	Betreiber	Fallhöhe [m]	Turbine [GW]	Speichergröße [GWh]	Betriebsdauer [h]	
1	Geesthacht	1958	Vattenfall	83	0,12	0,60	5,0
2	Erzhausen	1964	E.on	293	0,22	0,94	4,3
3	Wendefurth	1967	Vattenfall	126	0,08	0,52	6,5
5	Koepchenwerk	1930	RWE	165	0,15	0,59	3,9
7	Rönkhausen	1969	Mark-E	266	0,14	0,69	4,9
8	Waldeck I	1931	E.on	296	0,14	0,48	3,4
9	Waldeck II	1974	E.on	329	0,44	3,43	7,8
10	Niederwartha	1930	Vattenfall	143	0,12	0,59	4,9
11	Goldisthal	2003	Vattenfall	302	1,06	8,48	8,0
12	Hohenwarte I	1959	Vattenfall	57	0,06	0,80	12,7
13	Hohenwarte II	1966	Vattenfall	304	0,32	2,09	6,5
14	Bleiloch	1926	Vattenfall	50	0,08	0,75	9,4
16	Markersbach	1979	Vattenfall	288	1,05	4,02	3,8
17	Langenprozelten	1976	Dt. Bahn	310	0,16	0,59	3,7
18	Happurg	1958	E.on	212	0,16	0,90	5,6
19	Pfreimd-Tanzmühle	1951	GDF Suez	122	0,04	0,40	2,9
20	Pfreimd-Reisach	1951	GDF Suez	188	0,11		
21	Forbach SBW	1926	EnBW	368	0,05	0,20	4,3
22	Glems	1964	EnBW	292	0,09	0,56	6,2
23	Hornbergstufe/Wehr	1975	RWE/EnBW	626	0,91	6,07	6,7
24	Säckingen	1967	RWE/EnBW	413	0,36	2,06	5,7
25	Häusern	1931	RWE/EnBW	205	0,10	0,46	4,6
26	Witznau	1943	RWE/EnBW	250	0,22	0,63	2,8
27	Waldshut	1951	RWE/EnBW	160	0,15	0,40	2,7
28	Leitzachwerk 1	1929	SW München	128	0,05	0,55	11,2
29	Leitzachwerk 2	1960	SW München	127	0,04	0,55	12,5
30	Deggendorf	1919	Kraftw. Rusel	220	0,001	?	?
<b>Summe</b>				<b>6,4</b>	<b>37,4</b>	<b>5,8</b>	

Quellen: [Stromversorgung 2009, S. 25; Pumpspeicher 2012; Pumpspeicher 2012a],  
zzgl. Pumpspeicherkraftwerke < 12 MW mit insgesamt weniger als 0,1 GW.

Hinzu kommen mindestens rund 3,3 GW im Ausland, die für das deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2020 eingesetzt werden können (vgl. die spätere Tab. 1.8, Z. 1.2).

Die Gesamtleistung der Pumpspeicherkraftwerke, deren Einsatz entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Übertragungsnetzes erfolgt, ist allerdings deutlich größer und wird bis 2020 deutlich wachsen [Stromversorgung 2009, S. 27/28; Leitstudie 2011, S. 199f.]:

- Die deutschen Stromversorger besitzen Eigentums- und langfristige Strombezugsrechte an ausländischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken von insgesamt rund 3,3 GW, deren Einsatz entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Übertragungsnetzes erfolgt [Stromversorgung 2009, S. 27/28].
- In Deutschland ist mit einer Fertigstellung des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Atdorf/Schwarzwald der Schluchseewerke AG zu rechnen, Leistung 1,4 GW und Speichergröße 13 GWh.
- Zudem wird bis 2020 ein Teil der weiteren Planungen von insgesamt knapp 3 GW, vielleicht 2 GW, realisiert sein (vgl. das spätere Kap. 7.3.1(1)), ggf. auch durch Verstärkung bestehender Pumpspeicherkraftwerke?
- Zudem werden in den Alpenländern zusätzliche Speicherkapazitäten errichtet, von denen rund 0,7 GW überwiegend entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Übertragungsnetzes eingesetzt werden [Stromversorgung 2009, S. 27/28].

Tab. 1.8 zeigt unter Berücksichtigung dieser Kapazitäten die Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die für das deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2020 eingesetzt werden können. Insgesamt stehen dann knapp 14 GW Speicherleistung (vor allem Tagesspeicher, aber auch einige Jahresspeicher) zur Verfügung, die im Regelfall mindestens 6 Stunden geliefert werden kann, bis die Speicher leer sind.

**Tab. 1.8 : Pumpspeicherkraftwerke, einsetzbar für das deutsche Übertragungsnetz, 2012 und 2020**

	<b>Bestand 2012 [GW]</b>	<b>Zubau 2012-2020 [GW]</b>	<b>Bestand 2020 [GW]</b>
(1) Inland Pumpspeicherkraftwerke zzgl. PSW Atdorf/Südschwarzwald	6,4	2,0 1,4	8,4 1,4
(2) Ausland Speicherkraftwerke	3,3	0,7	4,0
(3) <b>Summe</b>	<b>9,7</b>	<b>4,1</b>	<b>13,8</b>

Quellen: [Stromversorgung 2009, S. 25]; eigene Schätzungen (vgl. Erläuterungen oberhalb von Tab. 1.8).

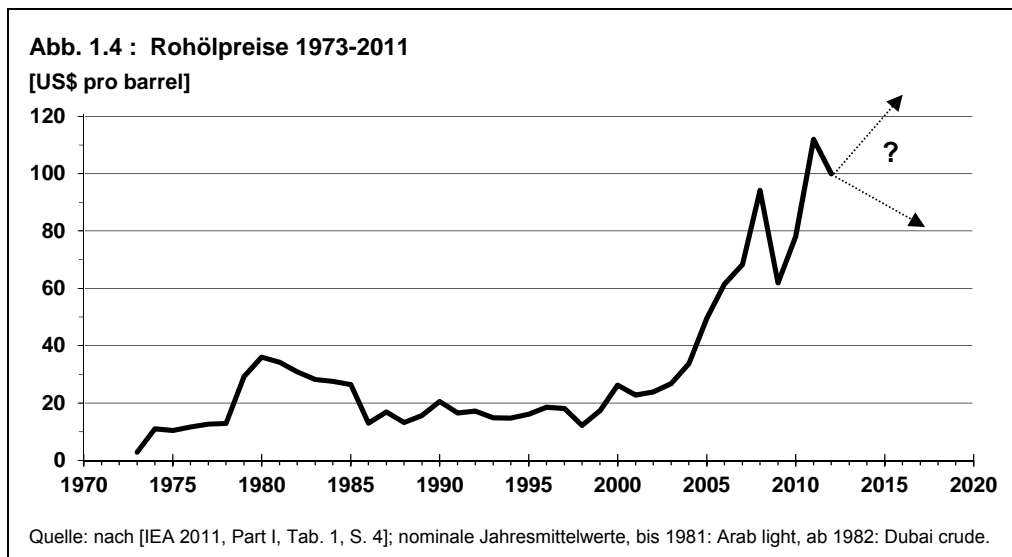
### 1.3 Energiepreisentwicklung

Zum Problem des Preisanstiegs von fossilen Energien, insbesondere von Erdöl und Erdgas, zunächst ein Blick auf die Entwicklung der letzten Jahrzehnte: In den ersten 30 Jahren nach dem zweiten Weltkrieg konnte durch den extrem niedrigen Ölpreis und die Erschließung neuer Ölfelder weltweit der trügerische Eindruck einer unbeschränkten Energiefülle entstehen. Damit wurde eine Entwicklung in Gang gesetzt,

deren Folgen noch lange weiterwirken. Sowohl die Konsumgewohnheiten und Konsumerwartungen wie die entsprechenden technischen Standards in Architektur und Bautechnik, in Verkehrswesen und Städtebau, in der Technik im weitesten Sinne von Heizsystemen über Automobile bis zur Beleuchtung sind bis heute stark von dieser Periode der sorglosen Energieverschwendung geprägt. Der Energieaufwand für Raumheizung, der heute in Deutschland knapp ein Drittel des Endenergieverbrauchs ausmacht, könnte mehr als halbiert werden, wenn Millionen von Wohnungen und Zehntausende von öffentlichen Gebäuden, v.a. aus den 1950er und 1960er Jahren, energietechnisch auf den neuesten Stand gebracht würden.

Die Siedlungsstruktur, die sich – ganz von der selbstverständlichen Benutzung des Privatautos durch einen Großteil der Bevölkerung geprägt – fast überall in Westeuropa und erst recht in den USA entwickelt hat, ist hingegen kaum umkehrbar. Die energetischen Folgen können auch durch Angebotsverdichtungen im Bereich des Öffentlichen Nahverkehrs nur langsam gemildert werden. Insoweit kommt alternativen Antriebssystemen für Kraftwagen, die den CO<sub>2</sub>-Ausstoß erheblich verringern, eine große Bedeutung zu.

Abb. 1.4 zeigt die Entwicklung des Rohölpreises seit 1973:



- von knapp 3 US\$ in 1973 **Vervierfachung** auf rund 12 US\$ in 1974 (1. Ölpreiskrise);
- von 13 US\$ in 1978 weitere fast **Verdreifachung** auf 36 US\$ in 1980 (2. Ölpreiskrise);
- bis 1985 Absinken auf 26 US\$, in 1986 schlagartige **Halbierung** auf nur noch 13 US\$, dem Wert von 1978, der auch wieder 1998 erreicht wurde;
- Verdoppelung bis 2000 auf wieder 26 US\$, aber immer noch deutlich weniger als 1980;

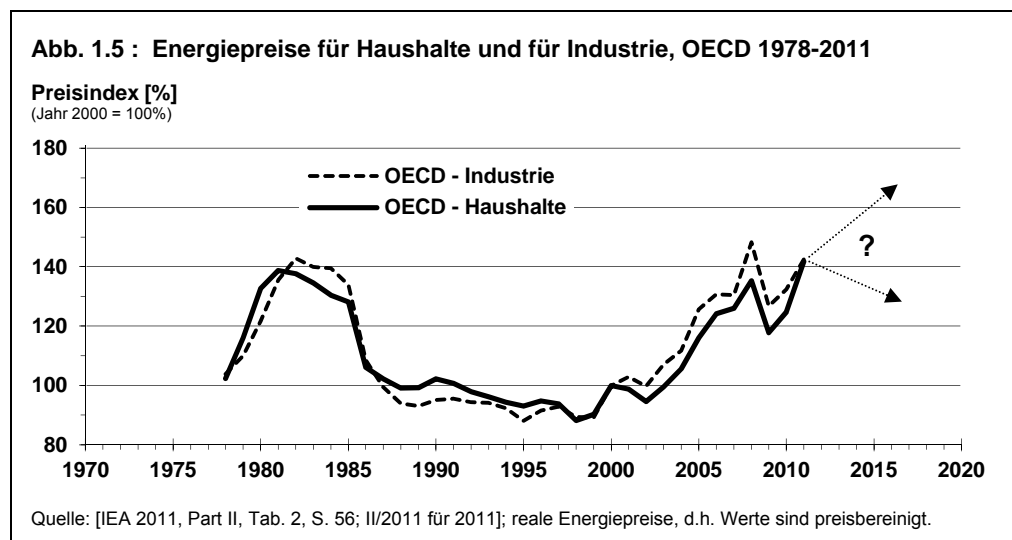
- nochmalige Verdoppelung bis 2005 auf rund 50 US\$;
- nochmalige Verdoppelung bis 2008 auf rund 95 US\$;
- nach einem deutlichen Rückgang in 2009 erneuter Anstieg auf rund 100 US\$ bis 2012.

Die weitere Entwicklung des Rohölpreises ist unklar. Sollten die weltweiten Ölschiefer-Lagerstätten trotz der resultierenden massiven Umweltbelastungen ausgebeutet werden, so wäre zumindest für einige Zeit mit einem Preisrückgang zu rechnen.

### 1.3.1 Energiepreise in der OECD 1978-2011

Die nationalen Energiepreise sind nicht nur von den internationalen Rohölpreisen in US\$ abhängig, sondern auch von den Wechselkursänderungen der nationalen Währungen zum US\$, von der nationalen Steuerpolitik, von der nationalen Inflation, also der durchschnittlichen Preissteigerung für alle Güter und Dienstleistungen etc.. Für das Verbraucherverhalten relevant sind diese nationalen Energiepreise für die Endverbraucher unter Berücksichtigung der jeweiligen nationalen Inflation. Ein gutes Maß hierfür ist der inflationsbereinigte Preisindex für Energie. Er wird jeweils berechnet mit den nationalen Preisen und Inflationsraten und gewichtet mit den nationalen Verbrauchsmengen.

Abb. 1.5 zeigt die Energiepreisentwicklung in der OECD, unterschieden in Haushalte und Industrie. Die insgesamt 34 OECD-Mitgliedstaaten umfassen neben den EU-Mitgliedstaaten insbesondere USA, Kanada, Mexiko sowie Japan, Korea, Neuseeland und Australien.

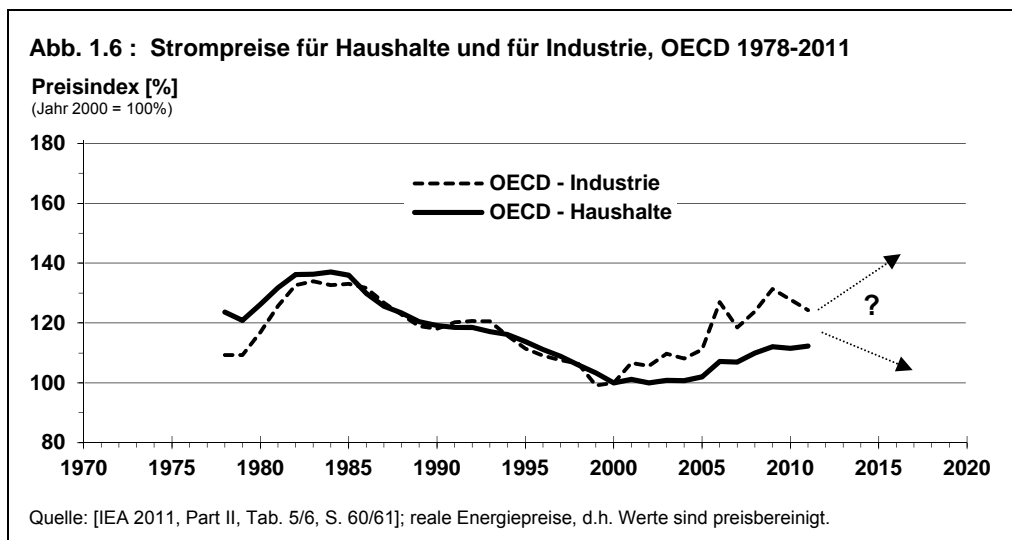


Wird der reale, also preisbereinigte Energiepreisindex für das Jahr 2000 auf 100% angesetzt, so ergibt sich folgendes Bild für den über alle OECD-Länder und Energieträger gewichtet gemittelten Energiepreisindex für Haushalte:

- Er stieg von gut 100% in 1978 auf rund 140% in 1981,
- fiel dann bis 1987 auf rund 100%, dem Ausgangsniveau in 1978,
- sank dann bis 1998 nochmals auf rund 90%.
- Seit 1998 kam es zu drastischen Rohenergiepreiserhöhungen, zuerst bei Rohöl (vgl. die frühere Abb. 1.4), in der Folge auch bei Erdgas und Kohle, so dass der preisbereinigte Energiepreisindex Anfang 2008 und dann wieder in 2011 das Höchstniveau von 1981, nämlich rund 140% erreicht hat.

Der gestrichelt gezeichnete Energiepreisindex für die Industrie hat sich etwas stärker verändert, weil die Industriepreise gegenüber den Haushaltspreisen einen relativ niedrigen festen Steueranteil haben und damit stärker von der allgemeinen Energiepreisentwicklung abhängig sind.

Abb. 1.6 zeigt die Strompreisentwicklung in der OECD, unterschieden in Haushalte und Industrie.



Wird der reale, also preisbereinigte Strompreis für das Jahr 2000 auf 100% angesetzt, so ergibt sich folgendes Bild für die über alle OECD-Länder und Energieträger gewichtet gemittelten Strompreise für Haushalte:

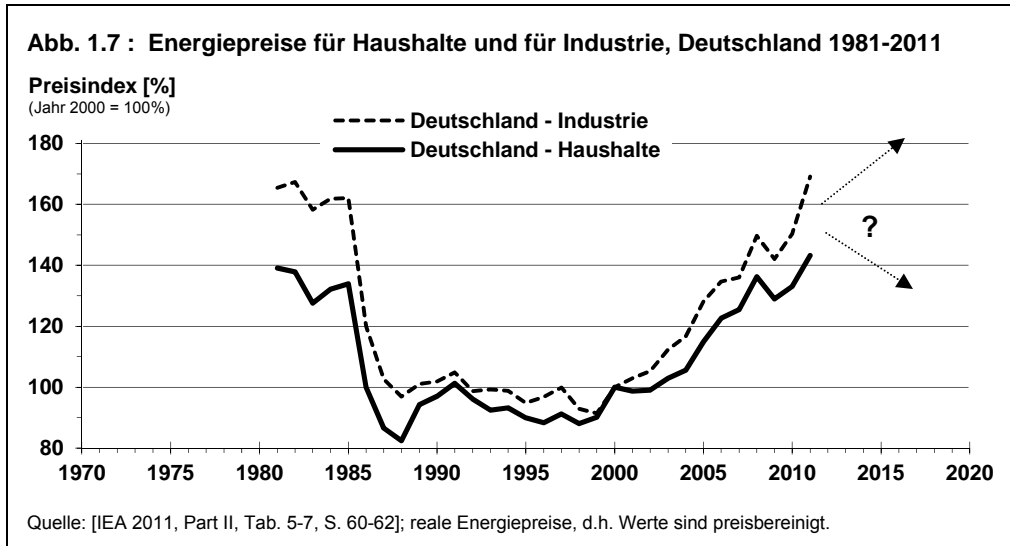
- Von 1978 bis etwa 1983 stieg der reale Strompreisindex von 120% auf rund 135%,
- sank dann bis 2000/2005 auf 100%, und
- stieg seit 2005 wieder auf 110% an.

Der gestrichelt gezeichnete Strompreisindex für die Industrie hat sich wiederum stärker verändert, weil die Industriepreise gegenüber den Haushaltspreisen einen relativ

niedrigen festen Steueranteil haben und damit stärker von der allgemeinen Energiepreisentwicklung abhängig sind.

### 1.3.2 Energiepreise in Deutschland 1981-2011

Abb. 1.7 zeigt die Energiepreisentwicklung in Deutschland, wiederum unterschieden in Haushalte und Industrie.



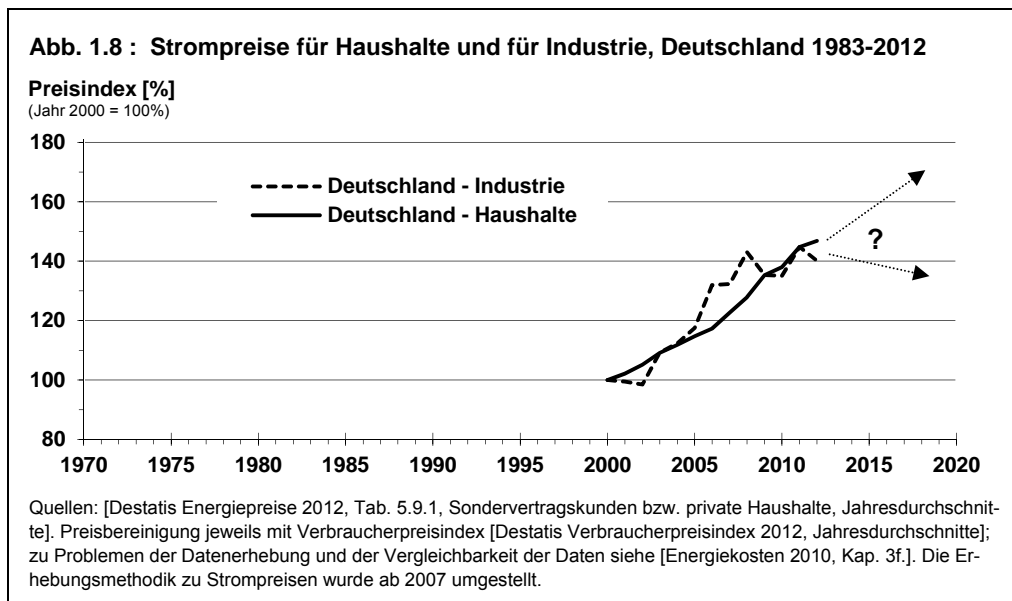
Wird der reale, also preisbereinigte Energiepreis für das Jahr 2000 wieder auf 100% angesetzt, so ergibt sich ein ähnliches Bild wie für den in Abb. 1.5 gezeigten OECD-Durchschnitt:

- Die Energiepreise sanken von 1981 (dem ersten für Deutschland verfügbaren Jahr) für Industrie wie auch für Haushalte bis 1985 geringfügig, dann aber schlagartig um ein gutes Drittel, und schwankten anschließend um ein konstantes Niveau.
- Seit 1998 sind die inflationsbereinigten Energiepreise deutlich angestiegen, sie haben aber erst in 2008 und dann wieder in 2011 das bisherige Höchsniveau aus 1981 erreicht.

Die gestrichelt gezeichneten Energiepreise für die Industrie in den Hochpreiszeiten sind etwas stärker gestiegen, weil sie gegenüber den Haushaltspreisen einen relativ niedrigen festen Steueranteil haben und damit stärker von der allgemeinen Rohenergiepreisentwicklung abhängig sind.

Abb. 1.8 zeigt die Strompreisentwicklung in Deutschland, wiederum unterschieden in Haushalte und Industrie für den Zeitraum ab 2000 (für frühere Zeiträume werden keine vergleichbaren Werte veröffentlicht):

- Es steht zu vermuten, dass sich die Strompreise bis 2000 ähnlich wie die Strompreise für alle OECD-Länder (vgl. die frühere Abb. 1.6) entwickelt haben, also von etwa 1983 bis 2000 deutlich gesunken sind.
- Die realen Strompreise stiegen für Haushalte wie auch für industrielle Sondervertragskunden von 2000 bis 2012 um über 40%.



Die Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien betragen wegen des großen Anteils älterer und sehr kostengünstiger Wasserkraftanlagen um 2000 nur rund 5 Cent<sub>2009</sub> pro kWh. Wegen des Neubaus teurerer EE-Neuanlagen, insbesondere der Photovoltaik, sind diese Stromerzeugungskosten deutlich gestiegen und lagen im Jahr 2012 (in Preisen von 2009) bei rund 13 Cent<sub>2009</sub> pro kWh [Leitstudie 2011, S. 213]. Zukünftig werden sie bei stark rückläufigem Neubau von Photovoltaikanlagen und Zubau von kostengünstigeren Onshore-Windkraftanlagen wieder etwas sinken.

Die Stromerzeugungskosten in neu gebauten konventionellen Kraftwerken werden 2020 bei rund 7 Cent<sub>2009</sub> pro kWh (in Preisen von 2009) liegen, in 2030 bei etwa 9 Cent<sub>2009</sub> pro kWh, etwas höher wie die mit rund 8 Cent<sub>2009</sub> pro kWh für 2030 prognostizierten Kosten in neu gebauten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen [Leitstudie 2011, S. 216].