Studienvergleich:
Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland

Die Auslastung von Kraftwerken im Zuge der Energiewende

Der vorliegende Studienvergleich beschäftigt sich mit den mittleren Volllaststunden verschiedener Kraftwerkstypen, die in wissenschaftlichen Studien zugrundegelegt werden bzw. Ergebnis von Szenariosimulationen sind. Die Auslastung bzw. das Erzeugungsprofil von Kraftwerken sind inzwischen Untersuchungsgegenstand vieler energiewirtschaftlicher Studien, da sie die Stromgestehungskosten, das Zusammenspiel der Kraftwerke im Versorgungssystem und den Bedarf an Übertragungskapazitäten beeinflussen.

Jeder Kraftwerksbetrieb ist mit Fixkosten verbunden, zum Beispiel für Investition, Wartung, Personal. Aus dem Grund fallen die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde Strom umso geringer aus, je höher die Zahl der erzielten Volllaststunden ist. Auch wenn die konkrete Auslastung je nach Standort, Netzkapazitäten und variabler Kosten für jedes einzelne Kraftwerk anders ausfällt, ist es für die weitere Entwicklung des Strommarkts und seiner Rahmenbedingungen interessant zu wissen, wohin der Trend geht, also die durchschnittliche Auslastung der in Deutschland installierten Kapazitäten.

Die Bedeutung des Themas zeigt sich an der derzeit intensiv geführten Debatte um die Einführung von Kapazitätsmechanismen im Strommarkt, durch die Kraftwerke auch jenseits des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes Zahlungen für die Bereitstellung von Erzeugungsleistung erhalten würden. Hintergrund ist vor allem die Sorge, dass mangels wirtschaftlicher Attraktivität künftig nicht mehr ausreichend konventionelle Kraftwerkskapazitäten zur Ergänzung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien bereitgehalten werden könnten. Insbesondere Neuinvestitionen erscheinen derzeit angesichts der niedrigen Großhandelsstrompreise in Verbindung mit einer sinkenden Auslastung unattraktiv. Jedoch ist auch die Wirtschaftlichkeit einzelner Bestandskraftwerke gefährdet, wenn es weniger Stromverkäufe bei gleichzeitig niedrigeren Erlösen gibt.

Relevant ist die Auslastung der Kraftwerke auch für den zukünftigen Netzausbau. Denn der Kraftwerksbetrieb beeinflusst die notwendigen Übertragungskapazitäten und damit auch den Netzausbaubedarf. Die benötigte Übertragungsleistung fällt besonders dann hoch aus, wenn konventionelle Kraftwerke trotz hohen Wind- und Solarstromaufkommens weiter produzieren statt die Erzeugung herunterzufahren. Hohe Volllaststunden sind hierfür ein Indikator.

Um die Einordnung der in den folgenden Grafiken dargestellten Werte zu erleichtern, sind auch die Werte für die durchschnittliche Auslastung der Erzeugungskapazitäten vergangener Jahre aufgeführt, soweit sie sich aus den Energiedaten des Bundeswirtschaftsministeriums bzw. der AGEE-Stat des Bundesumweltministeriums berechnen lassen.

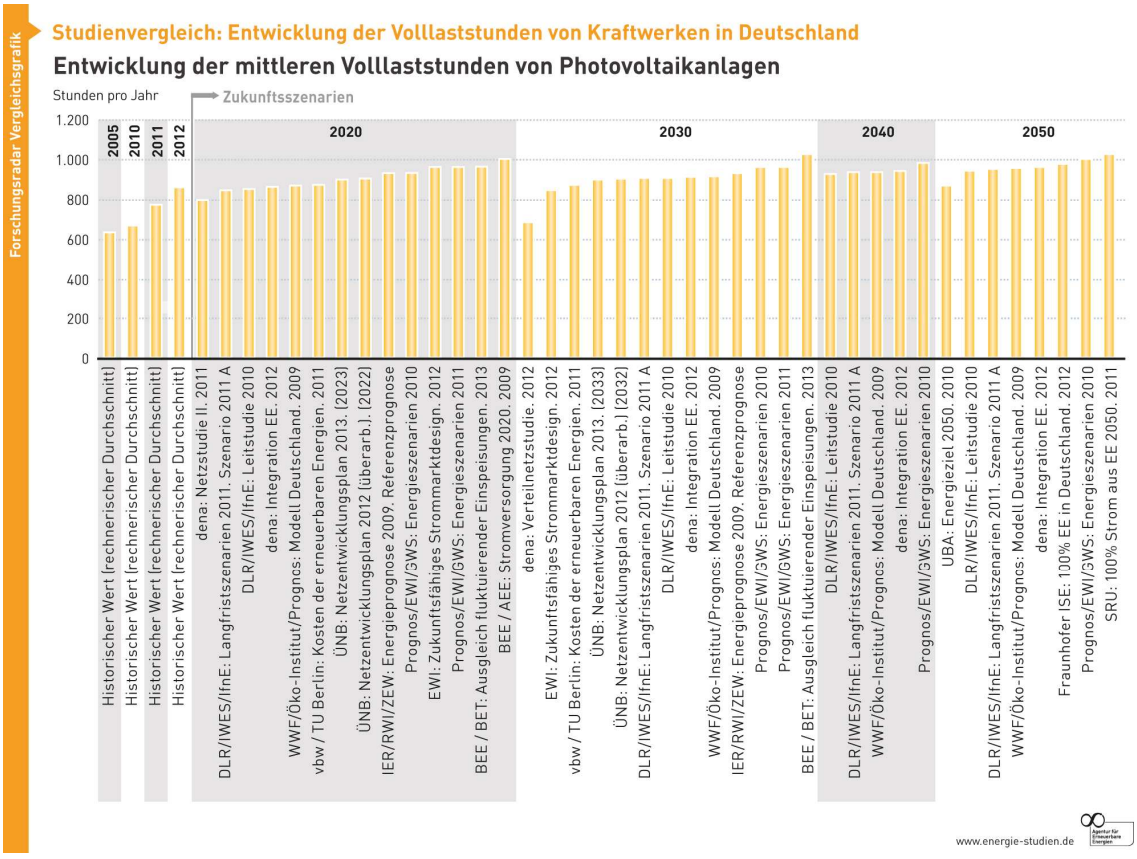
Ergebnisse des Studienvergleichs

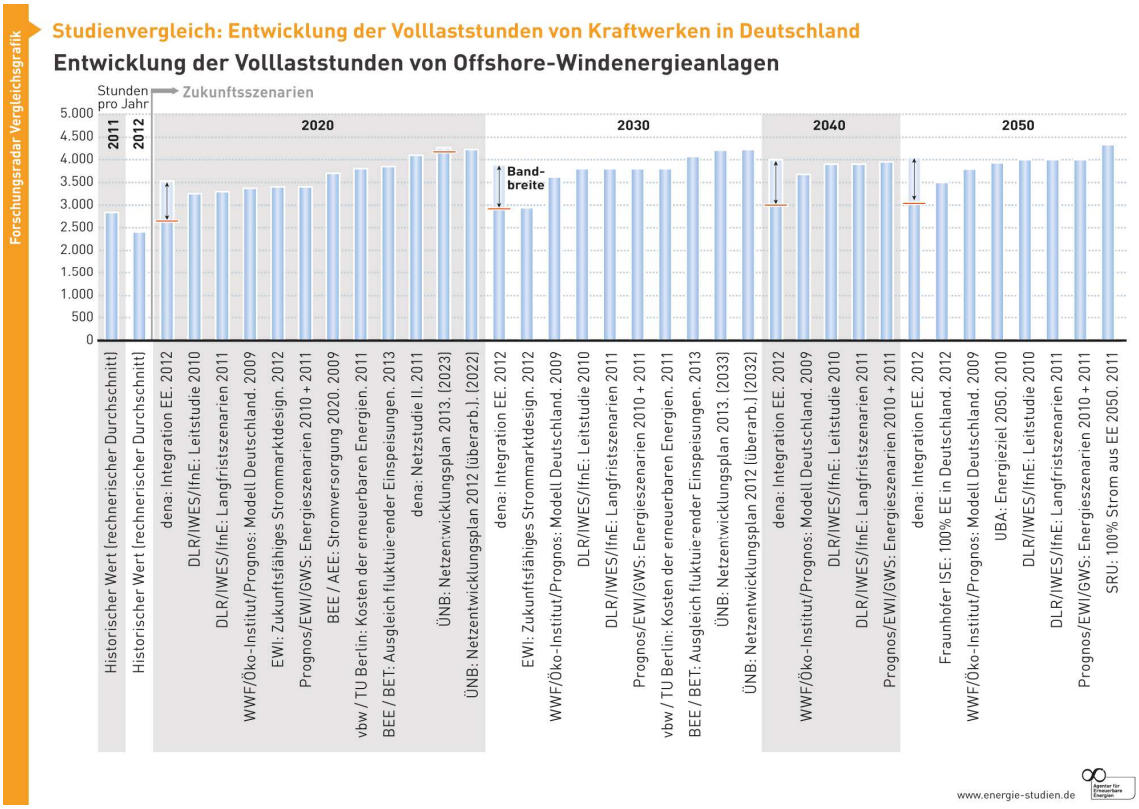
Grafisch dargestellt sind Annahmen und Prognosen für die durchschnittlichen Volllaststunden folgender Stromerzeugungsanlagen:

- Photovoltaik
- Windenergie (On- und Offshore)
- Biomasse
- Wasserkraft
- Kernenergie
- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas (Gas- und Dampfkraftwerk, Gasturbine).

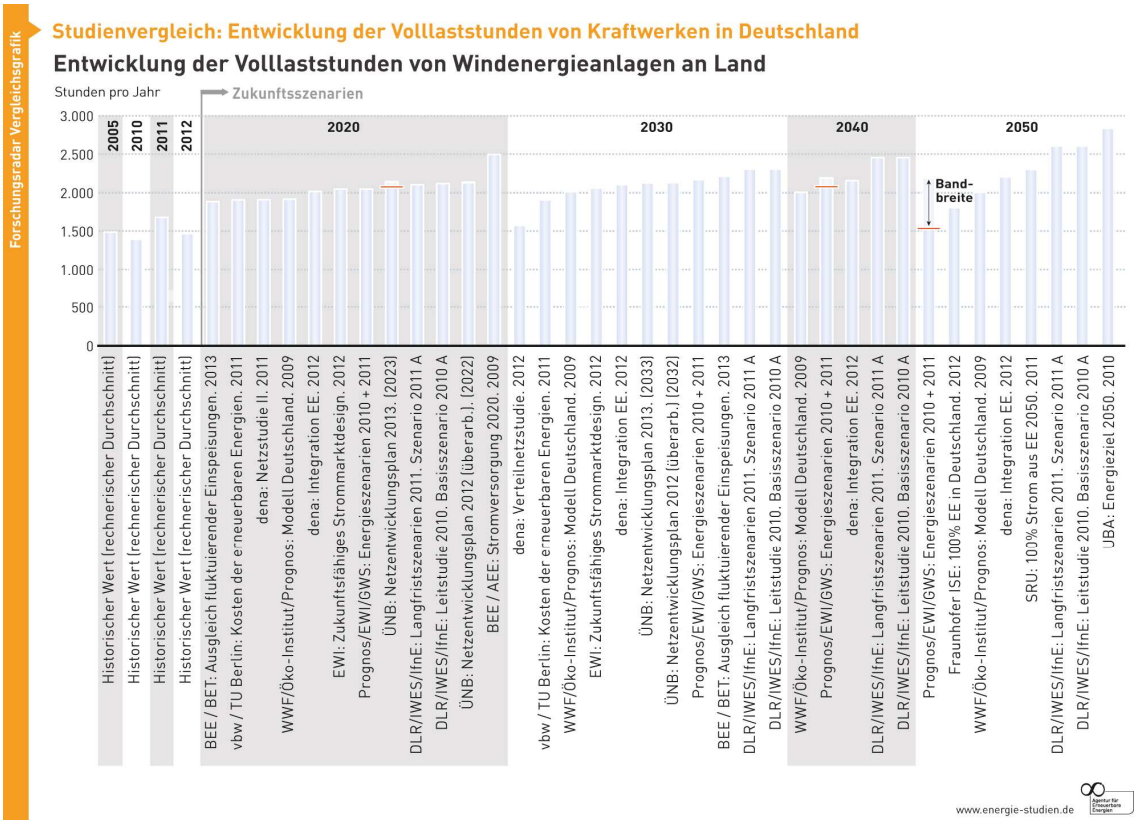
Nicht berücksichtigt sind wegen der bisher minimalen installierten Leistung und der mit hohen Unsicherheiten verbundenen weiteren Entwicklung Geothermie-Kraftwerke.

Hinsichtlich der zukünftig zu erwartenden Auslastung von Kraftwerken sind enorme Unterschiede zwischen den untersuchten Studien festzustellen. Relativ klar scheint der Trend bei der **Photovoltaik** und der **Windenergie**: Hier gehen fast alle Studien davon aus, dass die Volllaststunden mit der Zeit steigen. Die steigenden Volllaststunden sind eine Folge davon, dass der unterjährige Zubau im Verhältnis zur insgesamt installierten Leistung mit den Jahren geringer wird und somit ein immer größerer Teil der Anlagen das ganze Betrachtungsjahr über läuft. Einen weiteren Beitrag leisten Effizienzsteigerungen.

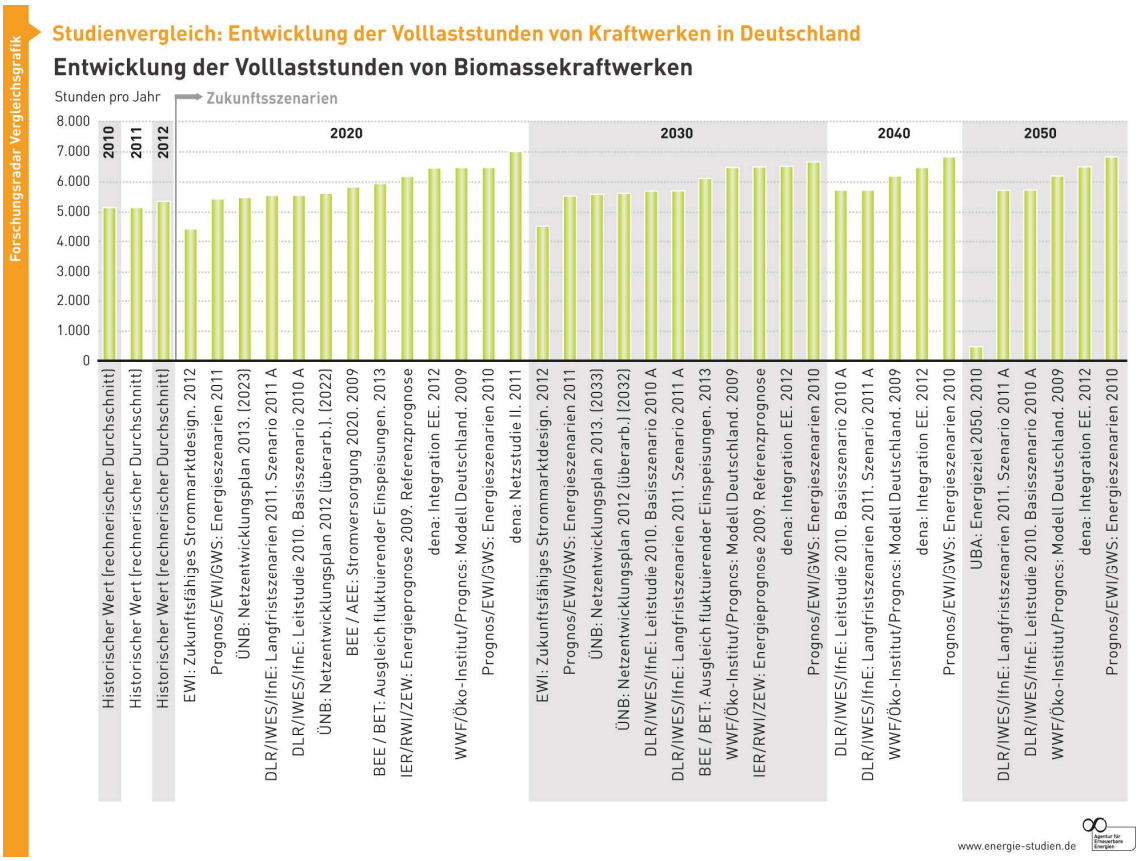




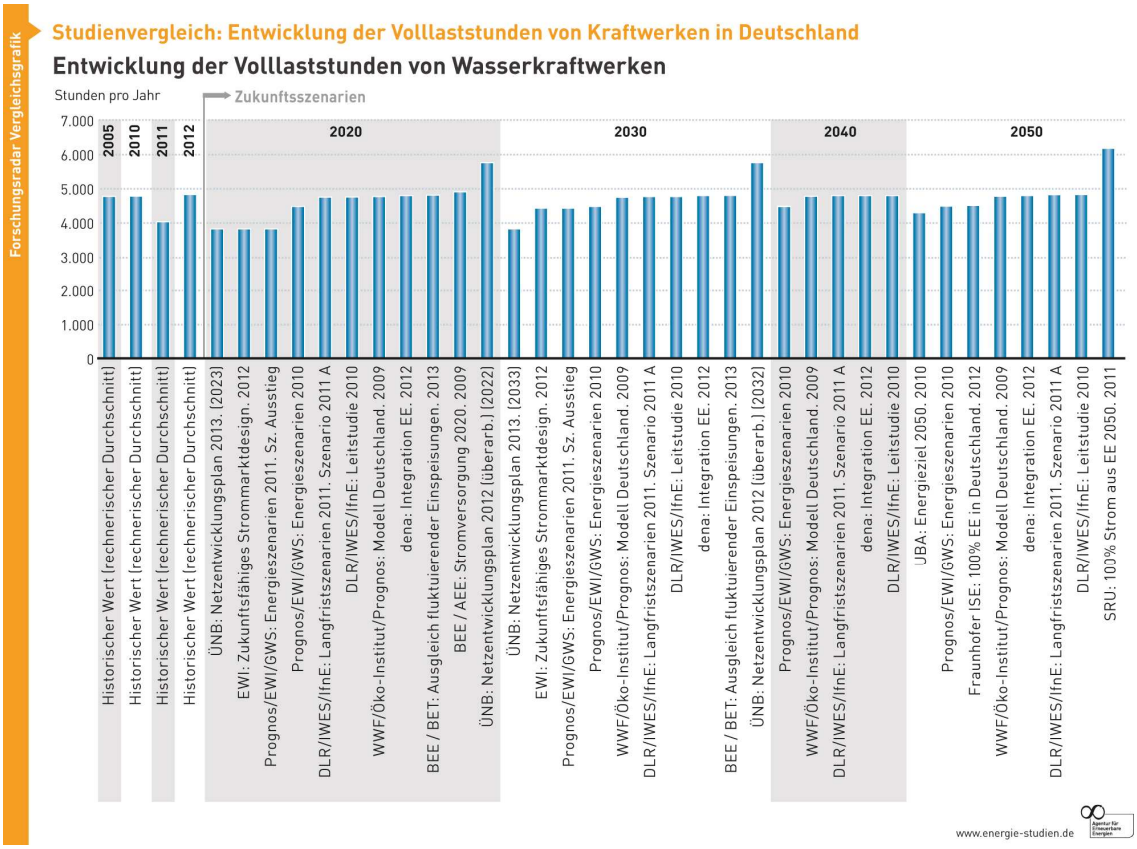
Dennoch zeigen sich erhebliche Bandbreiten zwischen den verschiedenen Studien und Szenarien, die Unsicherheiten offenbaren: Für die Offshore-Windenergie liegen die prognostizierten Werte zwischen etwa 3.000 und 4.300 Volllaststunden im Jahr, bei der Windenergie an Land zwischen etwa 1.600 und maximal 2.800 und bei der Photovoltaik zwischen etwa 700 und über 1.000 Volllaststunden pro Jahr.



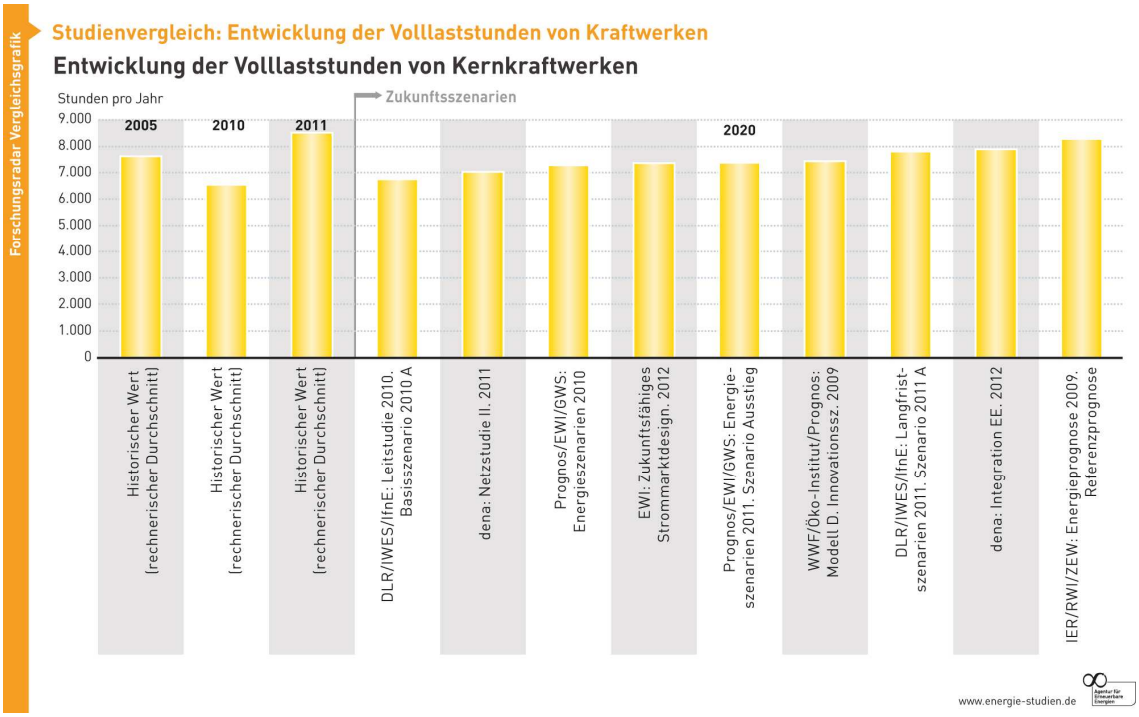
Die meisten Studien gehen davon aus, dass die durchschnittliche Auslastung von **Biomassekraftwerken** gegenüber dem aktuellen Wert (rund 5.300 Volllaststunden im Jahr 2012) ansteigen wird, die höchsten Erwartungen belaufen sich auf über 6.000 Volllaststunden. Eine Ausnahme bildet die Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen" des Umweltbundesamts. Sehr restriktive Annahmen zum ökologisch verträglich nutzbaren Biomassepotenzial führen hier zu der Vorgabe, nur Biogas aus Abfallbiomasse in Spitzenlastkraftwerken (Gasturbinen) einzusetzen. Strom aus Biogas würde im UBA-Szenario ausschließlich der Versorgungssicherheit dienen, wenn alle anderen Erneuerbaren Energien und Lastmanagement nicht ausreichen, so dass sich eine extrem geringe Volllaststundenzahl von nur rund 500 im Jahr 2050 ergäbe.



Bei der **Wasserkraft** sehen die meisten untersuchten Studien eine gleich bleibende Auslastung von etwa 4.800 Volllaststunden pro Jahr, es finden sich aber auch Werte von 3.800 bzw. 6.200 Volllaststunden. Dabei ist es für die Werte unerheblich, ob sich die Studien auf Laufwasserkraft, regenerative Wasserkraft oder Lauf- und Speicherwasserkraft beziehen. Nur die Studien, die Pumpspeicherkraftwerke mit einrechnen, sind hier wegen der mangelnden Vergleichbarkeit nicht aufgeführt. Auffallend ist die Abweichung zwischen den Volllaststunden im Netzentwicklungsplan 2012 und 2013. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber seien die niedrigeren Werte im NEP 2013 aufgrund neuer Daten der Verteilnetzbetreiber realistischer.



Die jährliche Auslastung von **Kernkraftwerken** wird sich den untersuchten Studien zufolge im Jahr 2020 zwischen etwa 6.800 und 8.300 Volllaststunden bewegen, die meisten Angaben liegen bei etwa 7.300. Bei der bisherigen Entwicklung macht sich die Stilllegung mehrerer Anlagen im März 2011 bemerkbar. Während die mittlere Auslastung in den Jahren zuvor gesunken ist, ist sie 2011 gestiegen. Der hohe Wert für 2011 resultiert aus dem statistischen Effekt, dass sich die Erzeugung des gesamten Jahres rechnerisch auf die geringere installierte Leistung am Jahresende verteilt. Möglicherweise konnte zudem eine geringere Zahl verbleibender Kraftwerke besser ausgelastet werden.

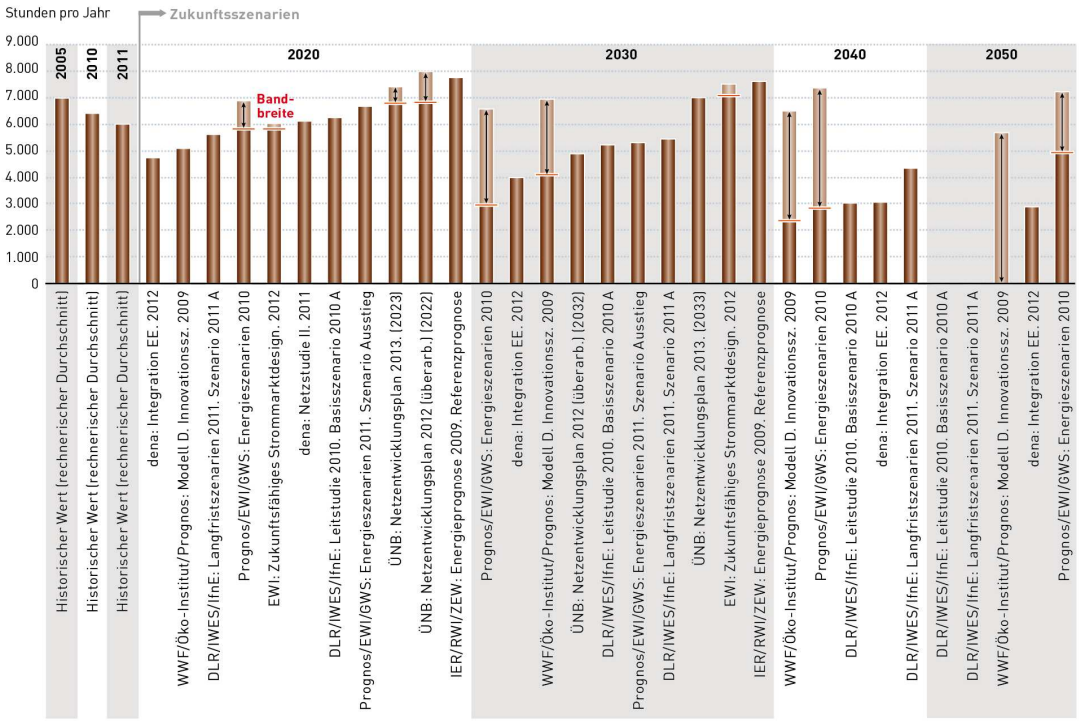


Sehr groß sind die Bandbreiten der in den untersuchten Studien gefundenen Werte zu den Volllaststunden **fossiler Kraftwerke**. Hier gibt es offenbar erhebliche Unsicherheiten aufgrund gegenläufiger Entwicklungen. Einerseits steigen die Volllaststunden der fossilen Kraftwerke tendenziell durch den Ausstieg aus der Kernenergie. Diesen Effekt zeigen zum Beispiel die Energieszenarien 2011 von Prognos/EWI/GWS, denen zufolge die Volllaststunden aller fossilen Kraftwerke im Ausstiegsszenario höher ausfallen würden als bei AKW-Laufzeitverlängerung. Andererseits verdrängt der Ausbau der Erneuerbaren Energien andere Optionen der Stromerzeugung. Hier zeigen die Studien allerdings sehr unterschiedliche Einschätzungen, welche Erzeugungsoptionen in welchem Ausmaß verdrängt werden bzw. inwieweit eine Zunahme des Stromexports den Verdrängungseffekt kompensiert.

Forschungsradar Vergleichsgrafik

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland

Entwicklung der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken



Bei **Braun- und Steinkohle** erweisen sich die Klimaschutzvorgaben bzw. die Höhe der CO_2-Preise als entscheidende Einflussfaktoren. Die Stromerzeugung aus Kohle muss drastisch zurückgehen, wenn ehrgeizige Klimaschutzziele erreicht werden sollen.

Sehr hohe Volllaststunden für **Braunkohlekraftwerke** von jährlich 7.000 und mehr werden daher langfristig nur in Szenarien erreicht, die schwache Klimaschutzvorgaben bzw. geringe CO_2-Preise annehmen (z.B. Referenzszenarien von Prognos/EWI/GWS 2010, IER/RWI/ZEW 2009), oder die mit der Etablierung der Technologie zur CO_2-Abscheidung und –Speicherung (CCS) rechnen (z.B. Innovationsszenario mit CCS von WWF/Öko-Institut/Prognos 2009). In Klimaschutzszenarien ohne Einsatz der CCS-Technik (z.B. DLR/IWES/IfnE 2010 und 2011, Innovationsszenario ohne CCS von WWF/Öko-Institut/Prognos 2009) sinkt die Zahl der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken hingegen bis 2050 auf null.

Auch die in den untersuchten Langfristszenarien angetroffenen Jahreswerte für die Volllaststunden von **Steinkohlekraftwerken** liegen in der enormen Bandbreite zwischen null und rund 6.500 im Jahr 2050 und hängen stark von den Klimaschutzvorgaben ab.

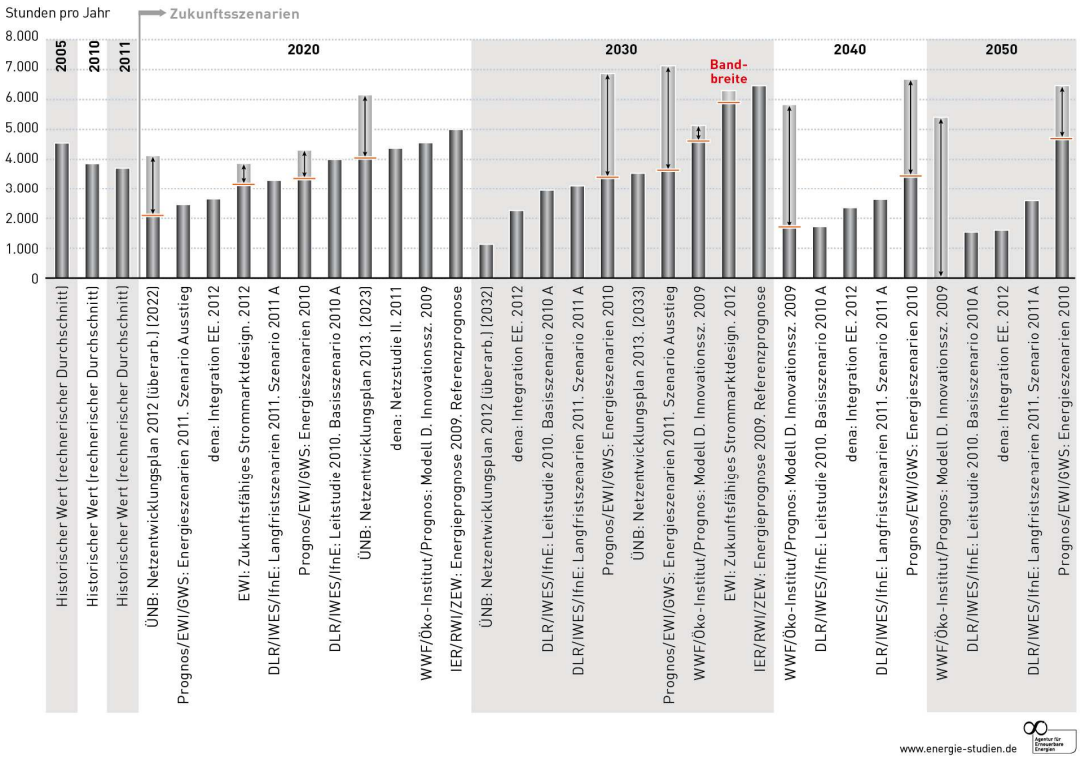
Interessant ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 bei einer in etwa gleich hohen installierten Leistung wie 2010 bzw. 2011 von sehr hohen Volllaststunden der **Braunkohlekraftwerke** im Jahr 2022 bzw. 2023 ausgehen. Die marktgetriebene Szenariomodellierung geht davon aus, dass Braunkohlekraftwerke mit ihren geringen Stromgestehungskosten auch bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien weiter produzieren, da sie in der Merit Order der konventionellen Kraftwerke ganz vorne stehen. Beim gegenwärtigen Marktdesign werde der Strom gegebenenfalls ins Ausland verkauft und ersetze dort teurere Erzeugungsoptionen (z.B. Gaskraftwerke). Im NEP 2013 fallen die Volllaststunden auch im Jahr 2033 sehr hoch aus, wesentlich höher als im NEP 2012. Hintergrund ist eine etwas geringere installierte Leistung, vor allem aber eine Zunahme des Stromexports entsprechend der marktgetriebenen Szenariomodellierung.

Dennoch zeigen die Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzentwicklungspläne einen Zusammenhang der Volllaststunden von Kohlekraftwerken mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Vor allem bei den **Steinkohlekraftwerken** ist die Zahl der Volllaststunden im Szenario C (stärkerer Ausbau der Erneuerbaren Energien) geringer als in den Szenarien A und B. Auffällig ist der Unterschied zwischen dem Netzentwicklungsplan 2012 und dem Entwurf für 2013. Während ersterer im Szenario B von knapp 4.000 Volllaststunden im Jahr 2022 ausgeht, werden es laut NEP-Entwurf 2013 im Jahr 2023 rund 5.800 Volllaststunden sein. Das wäre deutlich mehr als in den vergangenen Jahren: Die bisherige Entwicklung zeigt einen Rückgang von über 4.500 Volllaststunden im Jahr 2005 auf rund 3.700 im Jahr 2011. Sehr niedrig ist das Ergebnis zu den jährlichen Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken mit rund 1.200 für das Jahr 2032 im NEP 2012. Im NEP 2013 liegen die Werte hingegen etwa dreimal so hoch. Begründet wird dies insbesondere mit den geringeren Volllaststunden von Wasserkraftwerken und höherem Stromexport.

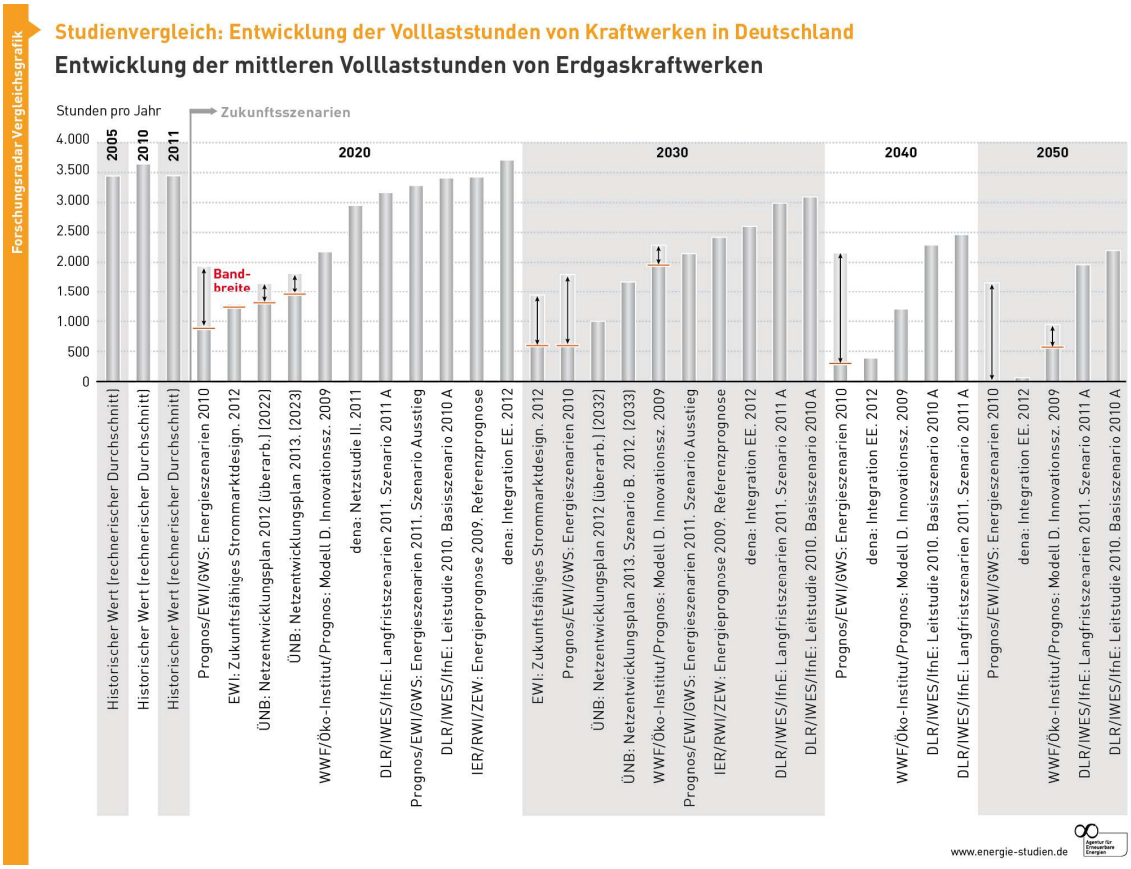
Forschungsradar-Vergleichsgrafik

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland

Entwicklung der mittleren Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken



Für **Erdgaskraftwerke** geben die verschiedenen Studien und Szenarien Volllaststunden von null bis etwa 2.200 im Jahr 2050 an. Klar erkennbar ist in allen Veröffentlichungen ein Rückgang der Auslastung zwischen 2020 und 2050. In etwa der Hälfte der betrachteten Szenarien sinken die Volllaststunden bereits bis 2020 deutlich gegenüber der Entwicklung von 2005 bis 2011 (im Mittel rund 3.500 Volllaststunden pro Jahr).



Methodische Hinweise

Die durchschnittlichen Volllaststunden für die vergangenen Jahre wurden berechnet auf Grundlage der Tabelle „Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch“ des BMWi (Stand: 13.12.12) bzw. der „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ des BMU (Stand: 28.2.13). Sie ergeben sich aus dem Verhältnis der in dem jeweiligen Jahr erzeugten Strommenge zu der am Jahresende installierten Leistung. Auf die gleiche Weise wurden die Volllaststunden berechnet, wenn sie in den untersuchten Studien nicht direkt angegeben waren.

Die in den betrachteten Studien aufgeführten Werte für die zukünftige Entwicklung sind nur bedingt vergleichbar, denn die Arbeiten unterscheiden sich in den Zielsetzungen, der Methodik, dem zeitlichen Betrachtungshorizont und den getroffenen Annahmen. Wesentliche Unterschiede bestehen zum Beispiel im Hinblick auf:

- die installierte Leistung der jeweiligen Kraftwerkstypen,
- die Annahmen zur Höhe des künftigen Stromverbrauchs,
- die Vorgaben zu den zulässigen Kohlendioxidemissionen, bzw. die Annahmen zur Entwicklung von CO_2-Zertifikatspreisen,
- die Vorgaben zum Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch.

Erläuterungen zu den untersuchten Studien

Die dargestellten Werte zur Entwicklung der mittleren Volllaststunden konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke stammen aus folgenden Studien:

- **Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) / Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Januar 2009.**

  Hierbei handelt es sich um eine Prognose der Erneuerbare-Energien-Branchenverbände, wie sich die installierte Leistung und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unter der Annahme günstiger Rahmenbedingungen bis 2020 entwickeln werde und welche Beiträge die Erneuerbaren Energien damit zur Stromversorgung und zum Klimaschutz leisten könnten. Hinsichtlich der Volllaststunden rechnet die Studie bis 2020 mit einem deutlichen Anstieg bei Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft sowie einem leichten Rückgang bei der Bioenergie, da sie bedarfsorientierter eingesetzt werde als bisher. Für die Auslastung der konventionellen Kraftwerke erwarten die Autoren einen deutlichen Rückgang.

- **Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) / Enercon / LichtBlick / BET Aachen: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. März 2013**

  Im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) analysiert das BET Aachen die Möglichkeiten zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Grundlage für die Ermittlung des Ausgleichsbedarfs ist das aktuelle BEE-Ausbauszenario für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030. Am auffälligsten hinsichtlich der seitens des BEE erwarteten Volllaststunden für die Erneuerbaren Energien sind die Werte für die Photovoltaik, die im Studienvergleich mit über 1.000 im Jahr 2030 am höchsten ausfallen. Bei der Windenergie an Land hat der BEE hingegen für das Jahr 2020 die geringsten Erwartungen hinsichtlich der Volllaststunden. Hier fällt insbesondere der Unterschied zur Branchenprognose aus dem Jahr 2009 auf.

- **Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Netzstudie II. November 2010.**

  Das Erkenntnisinteresse der dena-Netzstudie II liegt in der Ermittlung des Ausbaubedarfs im Bereich der Höchstspannungsnetze, der im Wesentlichen durch die Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie entsteht. Die in der Studie getroffenen Annahmen zum Ausbau der installierten Leistung der verschiedenen Kraftwerke, deren geographische Verteilung und Einspeiseprofile sind die Basis für den identifizierten Bedarf an zusätzlicher Übertragungsleistung.

  Die dena beschäftigt sich in der Studie sehr detailliert mit der Entwicklung der Windenergietechnik und entsprechend mit den bis zum Jahr 2020 zu erwartenden Volllaststunden für Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen. Die Volllaststundenzahlen für die übrigen Stromerzeugungsoptionen sind berechnet auf Grundlage der Angaben zur erzeugten Strommenge und der installierten Leistung.

- **Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Dezember 2012**

  Die dena-Verteilnetzstudie untersucht den Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf im Bereich der Stromverteilnetze in Deutschland, der sich durch die Energiewende bzw. die zunehmende dezentrale und erneuerbare Stromerzeugung ergibt. Der Untersuchung liegen zwei Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030 zugrunde, das Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2012 (NEP 2012) sowie ein „Bundesländerszenario", das sich am Szenario C des NEP 2012 orientiert. Die Autoren legen ihren Untersuchungen die Annahme zugrunde, dass Photovoltaikanlagen 683 und Windenergieanlagen 1.567 Volllaststunden im Jahr erreichen. Im Vergleich zu den meisten anderen untersuchten Studien ist das sehr wenig. Es ist auch wesentlich weniger als in der dena-Netzstudie II angenommen, die sich mit dem Ausbaubedarf auf der Übertragungsnetzebene beschäftigt hat. Angaben zu den Volllaststunden der anderen Erzeugungsoptionen finden sich in der Studie nicht.

- **Deutsche Energie-Agentur (dena): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. August 2012**

  Die dena modelliert hier im Auftrag der RWE AG die Entwicklung des Kraftwerksparks bzw. der Stromversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050. Zielgröße ist „die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten" bei einem vorgegebenen Ausbaupfad für die Erneuerbaren Energien. Zu den weiteren Modellvorgaben gehört, dass alle aktuell im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke bis 2050 aus Gründen der technischen Lebensdauer und der Wirtschaftlichkeit sukzessive vom Netz gehen und durch erneuerbare und neue konventionelle Kapazitäten ersetzt würden. Die Möglichkeit für Retrofit-Maßnahmen wird dabei nicht betrachtet. Unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten, der Brennstoffpreise, der Preise für CO_2-Zertifikate etc. kommt die dena zu dem Ergebnis, dass aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten vor allem Gaskraftwerke zugebaut, daneben aber auch Braun- und Steinkohlekraftwerke benötigt würden, um die Kosten der Stromversorgung zu minimieren.

  Die Studie beschäftigt sich detailliert mit den Einsatzzyklen und damit auch den Vollbenutzungsstunden der konventionellen Kraftwerke. Dabei kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass die Zahl der Volllaststunden nach 2020 stark zurückgehen werde. Benötigt würden sie der Studie zufolge trotzdem auch langfristig für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und zur Bereitstellung von Reserveleistung. Allerdings sei ein wirtschaftlicher Betrieb bei der unterstellten Auslastung nicht möglich. Den Berechnungen zufolge verdreifachten sich die Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung wegen der geringen Auslastung zwischen 2020 und 2050 von 5,3 Cent pro Kilowattstunde (Ct/kWh) auf 16,8 Ct/kWh. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, seien daher Anreize zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in konventionelle Kraftwerke erforderlich.

- **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) / Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Dezember 2010 (Basisszenario 2010 A).**

  Die Leitstudie 2010 soll aufzeigen, wie die klimapolitischen Ziele einer Treibhausgasminderung von 80 Prozent bis 2050 erreicht werden können. Auf der Basis von Potenzialabschätzungen und Technik- und Kostenanalysen entwickelt die Studie verschiedene Szenarien zum möglichen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland in Wechselwirkung mit den übrigen Teilen der Energieversorgung. Die Analyse der Wirkungen deutlich wachsender Anteile Erneuerbarer Energien auf die Struktur der zukünftigen Stromversorgung dient dazu, einen Übergang zu einer „100%-Versorgung" mit Erneuerbaren Energien zu charakterisieren.

  Die Grafiken stellen die Volllaststunden des Basisszenarios 2010 A dar, die sich rechnerisch aus den Angaben zur Bruttostromerzeugung und installierten Leistung ergeben. Diese Zahlen weichen teilweise ab von den in den Technikdatenblättern für die Berechnung der Stromgestehungskosten zugrundegelegten Werten für die Auslastung der einzelnen Kraftwerke. Zum Beispiel ergibt die Szenariosimulation für Steinkohlekraftwerke eine stark sinkende Auslastung von etwa 4.000 h im Jahr 2020 auf 1.600 h im Jahr 2050, die Abschätzung der Stromgestehungskosten in den Technikdatenblättern basiert hingegen durchweg auf 5.000 h/a. Hier werden lediglich die Sensitivitäten hinsichtlich der Entwicklung der Brennstoff- und CO_2-Preise dargestellt.

- **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) / Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. März 2012.**

  Die Fortschreibung der Szenarien aus dem Jahr 2010 unterscheidet sich hinsichtlich der Volllaststunden kaum von der Vorgängerstudie. Nur die angenommene Auslastung der Steinkohlekraftwerke fällt in der kurzfristigen Perspektive (2020) etwas geringer und in der längerfristigen Perspektive (2040/2050) etwas höher aus.

- **Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. März 2012**

  Das EWI beschäftigt sich in dieser Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums mit einer möglichen Umgestaltung des Strommarkts, um zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausreichend Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke zu setzen. In den Simulationen des EWI ergibt die Vorgabe der kostenminimalen Deckung der Jahreshöchstlast mit nationalen Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2030 einen Zubau von 6,7 Gigawatt (GW) Braunkohlekraftwerken mit CCS-Ausrüstung sowie 44,5 GW Gaskraftwerken, davon 39 GW Gasturbinen.

  Laut der Szenariosimulationen wäre die Auslastung von Kernkraftwerken, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken hoch. Dies liege vor allem an den geringen Stromgestehungskosten und der damit verbundenen Position in der Merit Order. Zudem geht das EWI davon aus, dass nach 2020 erhebliche Kapazitäten an Steinkohlekraftwerken vom Netz gingen, wodurch die verbliebenen Steinkohle- und auch Braunkohlekraftwerke stärker ausgelastet würden.

  Im Gegensatz dazu wiesen die Gasturbinen als Grenzkraftwerke extrem geringe Volllaststunden auf, so dass sie sich am Markt nicht refinanzierten. Sie hätten lediglich eine Back-up-Funktion, um die Stromnachfrage jederzeit, auch bei Spitzenlast und mangelnder Einspeisung Erneuerbarer Energien durch nationale Erzeugungskapazitäten abzudecken. Aber auch Gas –und Dampfkraftwerke könnten ihre Investitionen unter den zugrundegelegten Annahmen nicht zurückverdienen.

  Die Auswirkungen unterschiedlicher Stromnachfrage (Szenarien A, B, C) auf die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke wären den Berechnungen zufolge gering, was die geringe Bandbreite in den Grafiken zeigt. Eine Ausnahme sind die Gaskraftwerke, die bei höherer Stromnachfrage öfter zum Zuge kämen. Bei den Erneuerbaren Energien geht die Studie in allen Szenarien von einheitlichen Volllaststunden aus. Auffällig sind die im Vergleich zu den anderen untersuchten Studien deutlich geringeren Werte für Offshore-Wind und Biomasse. Auch bei der Photovoltaik und der Wasserkraft fallen die Volllaststunden im Studienvergleich eher niedrig aus.

- **Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE): 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. November 2012**

  Die Studie beschäftigt sich mit der Frage, ob Erneuerbare Energien zur Mitte des Jahrhunderts den Strom- und Wärmebedarf Deutschlands allein decken könnten, welche Techniken dabei zum Einsatz kommen könnten und wie viel ein solches Energiesystem kosten würde. Mit Hilfe von Modellrechnungen beleuchten die Autoren verschiedene Varianten einer vollständigen Versorgung mit Strom und Wärme aus ausschließlich inländischen Erneuerbaren Energien-Anlagen. Die Annahmen zu den Volllaststunden der verschiedenen Stromerzeugungstechniken sind Grundlage für die Berechnung der Stromgestehungskosten und für die Szenariomodellierung.

- **Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart (IER) / Rheinisch-westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) / Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): Energiemärkte 2030. Energieprognose 2009. März 2010.**

  Die Energieprognose 2009 schätzt die Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energie in Deutschland bis zum Jahr 2030. Sie zeigt eine wahrscheinliche Entwicklung unter bestimmten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen und Annahmen hinsichtlich der Entwicklung unsicherer Einflussfaktoren wie des Ölpreises. Dabei arbeitet die Studie mit verschiedenen Szenariovarianten, die sich durch die Restlaufzeiten für Atomkraftwerke, Klimaschutzvorgaben oder die Höhe des Ölpreises unterscheiden. Die Grafik beschränkt sich auf die Werte des Referenzszenarios (Ra) als laut Studie wahrscheinlichste Entwicklung. Die Varianten mit Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke sind aus heutiger Sicht irrelevant und die Werte bei den Erneuerbaren Energien unterscheiden sich entsprechend der Annahmen der Studie zwischen den Szenarien nur geringfügig.

  Auffällig im Hinblick auf die Volllaststunden sind die hohen Werte bei Braun- und Steinkohle- sowie Kernkraftwerken. Die Energieprognose 2009 weist hier im Vergleich zu allen anderen untersuchten Studien jeweils die höchsten Auslastungen auf.

- **Prognos / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. August 2010.**

  Die Szenarienanalyse bis zum Jahr 2050 diente als Basis für das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010. Ziel der Studie war die Identifikation energiepolitischer Handlungsmöglichkeiten, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dementsprechend bilden Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgasemissionen (40% bis 2020 und 85% bis 2050) und zum Anteil der Erneuerbaren Energien die Eckpunkte für die Zielszenarien (I-IV A+B). Dabei gehen die verschiedenen Zielszenarien von unterschiedlichen Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke (4, 12, 20 oder 28 Jahre in den Szenarien I-IV) und unterschiedlichen Nachrüstkosten für Kernkraftwerke aus.

  Hinsichtlich der Erneuerbaren Energien fällt auf, dass die Energieszenarien 2010 auf lange Sicht (2040/2050) in mehreren Szenariovarianten von sehr geringen Volllaststunden bei der Windenergie an Land ausgehen (1.400 bis 1.600). Dabei ist die installierte Onshore-Windenergieleistung überall gleich (36,4 GW im Jahr 2050). Hintergrund ist die Annahme einer „effizienten Integration der Erneuerbaren Energien ins europäische Stromsystem mit Abschaltung von onshore Windkraftanlagen in Deutschland". Bei allen anderen Erneuerbaren Energien gibt es keine oder nur minimale Unterschiede bei den Volllaststunden zwischen den verschiedenen Szenarien. Besonders hoch im Vergleich zu anderen Studien fallen die Volllaststunden bei der Bioenergie aus (rund 6.800). Diese Kraftwerke würden demnach auch langfristig im Grundlastbetrieb gefahren.

  Bei den Erdgaskraftwerken fällt auf, dass die in den Zielszenarien vorhandenen Kapazitäten von 12 bis 24 GW im Jahr 2050 null Volllaststunden aufweisen würden. Nur im Referenzszenario wären rund 42 GW Erdgasleistung mit knapp 1.700 Volllaststunden ausgelastet. Bezüglich der Kohlekraftwerke geht die Studie davon aus, dass die CCS-Technik etabliert wird. In den Szenarien weisen Kohlekraftwerke mit CCS fast durchweg eine höhere Zahl an Volllaststunden auf (mehr als 6.000) als solche ohne CCS-Technik. Die höchsten Volllaststunden und die höchste Erzeugung aus Kohlekraftwerken werden im Referenzszenario erreicht, in welchem die Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und der CO_2-Preis am geringsten sind.

- **Prognos/EWI/GWS: Energieszenarien 2011. Juli 2011.**

  Anlässlich des Beschlusses der Bundesregierung, bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen, hat die Studie anhand zweier Szenarien („Laufzeitverlängerung" und „Ausstieg") untersucht, welche energiewirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Veränderungen sich bei diesem Ausstiegsdatum gegenüber den Energieszenarien 2010 (Szenario II B) ergeben können. Zwischen den beiden Szenarien gibt es keine Unterschiede bei den Volllaststunden Erneuerbarer Energien. Im Vergleich zu den Zielszenarien der Studie von 2010 fallen allerdings die Volllaststunden der Windenergie an Land mit knapp 2.200 höher aus. Die angenommene installierte Onshore-Windleistung ist demgegenüber etwas geringer (35,8 GW). Die Volllaststunden der Biomasseanlagen liegen in den Jahren 2025 und 2030 mit rund 5.500 wesentlich niedriger als in den Schätzungen der Studie von 2010.

  Die Volllaststunden bzw. die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken fallen im Ausstiegsszenario deutlich höher aus als im Szenario Laufzeitverlängerung.

- **Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Januar 2011.**

  Das Sondergutachten des SRU untersucht die Möglichkeiten einer Umstellung des Stromversorgungssystems in Deutschland auf 100 % Erneuerbare Energien bis 2050. Es analysiert den Transformationsbedarf unter technischen, ökonomischen, rechtlichen und politischen Aspekten und formuliert Handlungsempfehlungen für das Erreichen dieses Ziels. Insgesamt erarbeitet der SRU acht Szenarien einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050, die sich vor allem durch die Höhe des Stromverbrauchs, den Anteil von Stromimporten und das Verhältnis der verschiedenen Erneuerbaren Energien untereinander unterscheiden. Untersucht werden zwei unterschiedliche Stromnachfrageszenarien (500 bzw. 700 TWh/a im Jahr 2050), eine vollständige Selbstversorgung Deutschlands (Szenarien 1.a und 1.b), die Einbeziehung des Stromaustauschs mit Dänemark und Norwegen (2.1.a, 2.1.b, 2.2.a, 2.2.b) bzw. Nordafrika (3.a+3.b).

  Die installierten Leistungen der verschiedenen Erneuerbaren Energien unterscheiden sich in den Szenarien erheblich. Eine Ausnahme bildet die Offshore-Windenergie, bei der das angenommene Potenzial in Deutschland in allen Szenarien voll ausgeschöpft wird mit einer Leistung von rund 73 Gigawatt und 317 Terawattstunden Jahresstromproduktion. Damit verbunden ist der im Vergleich zu

den anderen untersuchten Studien höchste Wert für die jährlichen Volllaststunden bei der Offshore-Windenergie von etwa 4.300 im Jahr 2050.

Die Zahl der Volllaststunden für die einzelnen Erzeugungssparten ist in allen Szenarien identisch angesetzt, sofern die jeweilige Option überhaupt in Deutschland zum Einsatz kommt. Das ist bei der Photovoltaik und der Geothermie nicht in allen Szenarien der Fall. Bei der Wasserkraft fällt die im Vergleich zu anderen Studien hohe Volllaststundenzahl von fast 6.200 im Jahr auf (Laufwasserkraft).

Eine Ausnahme bei der Varianz der Volllaststunden zwischen den Szenarien bildet die Biomasse. Hier gibt es eine große Bandbreite, je nachdem, ob sie vorwiegend als Backup-Funktion für eine nationale Selbstversorgung gesehen wird oder eher in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung. Insgesamt unterscheidet die Studie bei der Bioenergie zwischen fester und gasförmiger Biomasse und Einsatz in KWK-Anlagen oder alleiniger Stromgewinnung. Wegen der mangelnden Vergleichbarkeit sind die Werte in der Forschungsradar-Grafik nicht aufgeführt.

- **Umweltbundesamt (UBA): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Juli 2010 (Szenario Regionenverbund).**

  Das Szenario Regionenverbund zeigt aus technischer Perspektive, dass der Strombedarf in Deutschland im Jahr 2050 vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, und zwar weitgehend aus heimischen Kapazitäten. Bei den Volllaststunden fällt der im Vergleich zu anderen Studien etwas niedrigere Wert für die Photovoltaik auf. Der Wert für das Jahr 2050 läge auf dem gleichen Niveau wie 2012. Das liege an der im Szenario vorgesehenen sehr hohen installierten Photovoltaik-Leistung, die auch viele mittel- und norddeutsche Standorte mit geringerer Sonneneinstrahlung sowie Fassadenflächen einschließe.

  Da das UBA das nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial sehr restriktiv ansetzt, würde die Stromerzeugung aus Bioenergie auf Biogas aus Abfallbiomasse beschränkt. Das Biogas käme ausschließlich in Spitzenlastkraftwerken (Gasturbinen) zum Einsatz, wo es durch Abdeckung der Residuallast die Versorgungssicherheit gewährleiste, wenn Sonne, Wind, Speicher und Lastmanagement nicht ausreichten. So kommen in diesem Szenario extrem geringe Volllaststunden zustande.

  Bei der Windenergie an Land geht das Umweltbundesamt davon aus, dass Anlagen mit einem hohen Verhältnis von Rotorfläche zu Generatorleistung errichtet würden, so dass auch schwacher Wind gut ausgenutzt werden könne. Daraus ergeben sich im Vergleich zu anderen Studien höhere Werte für die jährlichen Volllaststunden.

- **Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (VBW) / TU Berlin: Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien. September 2011**

  Die durch die TU Berlin im Auftrag der VBW erstellte Studie beschäftigt sich mit den Kosten der Energiewende durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, Ersatzkapazitäten und den Netzausbau. Die angenommenen Volllaststunden für Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind hier die Berechnungsgrundlage für die erzeugte Strommenge, aus denen die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gewährten Vergütungszahlungen berechnet werden.

- **WWF/ Prognos /Öko-Institut: Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050 – Vom Ziel her denken. Oktober 2009 (Innovationsszenario).**

  Die Studie untersucht, ob und unter welchen Bedingungen eine anspruchsvolle Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland technisch machbar und bezahlbar ist. Das in den vorliegenden Grafiken dargestellte „Innovationsszenario" ist ein Zielszenario, das auf eine Minderung der Treibhausgase (THG) um 95 Prozent bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 ausgerichtet ist. Das Szenario berücksichtigt daher unter anderem ein erhebliches Energieeinsparpotenzial durch Effizienzmaßnahmen. Dabei gehen die Autoren auch davon aus, dass der Verbrauchsrückgang mit einem entsprechenden Rückgang der Spitzenlast verbunden sei.

  Bei der Stromerzeugung wird jeweils eine Variante mit und ohne CO_2-Abscheidung und -speicherung (CCS) berechnet. Im Fall „ohne CCS" hätten die Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 einen Anteil von 84 % an der Deckung des Strombedarfs, in der Variante „mit CCS" von 66 %. Die Autoren gehen davon aus, dass die Verfügbarkeit der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien im Zeitverlauf steige. Sie rechnen in beiden Szenarien damit, dass diese Anlagen auf die gleichen Volllaststunden kämen. Insgesamt ginge die Auslastung des Kraftwerksparks jedoch zurück. Vor allem die Laufzeiten der Kohlekraftwerke würden durch die Erneuerbaren Energien gesenkt. Im Szenario „ohne CCS", das aus Gründen des Klimaschutzes einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie

von Speicher- und Gaskapazitäten vorsieht, schieden Kohlekraftwerke aus betriebswirtschaftlichen Gründen nach und nach aus. Ihre Volllaststunden lägen 2050 entsprechend bei null. Unter der Voraussetzung, dass die CCS-Technologie komme, würden hingegen deutlich mehr Kohlekraftwerkskapazitäten errichtet und auch wesentlich stärker ausgelastet. Entsprechend groß ist die Bandbreite der Volllaststunden 2040 und 2050.

- **50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO / TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. August 2012.**
- **50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO / TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2013. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. März 2013**

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gesetzlich dazu verpflichtet, seit 2012 jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP) vorzulegen. Dieser soll den Bedarf zum Aus- und Umbau der Stromübertragungsnetze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Zuge der Energiewende darstellen. Hintergrund sind die erheblichen Veränderungen im Stromversorgungssystem durch die sukzessive Umstellung auf Erneuerbare Energien, die auch die Anforderungen an die Stromnetze verändern. Der Netzentwicklungsplan ist nach Konsultation der Öffentlichkeit, Überarbeitung und Bestätigung durch die Bundesnetzagentur Grundlage für die gesetzliche Bundesbedarfsplanung und insofern von entscheidender Bedeutung für die weitere Entwicklung des Stromversorgungssystems.

Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung ist die Simulation von drei Szenarien mit einem Zeithorizont von zehn Jahren sowie eines Szenarios mit einem Ausblick auf die nächsten 20 Jahre. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Ermittlung des Stromübertragungsbedarfs in Deutschland. Er beinhaltet unter Berücksichtigung der energiepolitischen Rahmenbedingungen Annahmen zur voraussichtlichen Entwicklung der Erneuerbaren Energien, der konventionellen Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Last in Deutschland. Wesentliche Eingangsdaten sind auch die CO_2- und Brennstoffpreise. Die Szenariosimulationen erfolgen anhand eines marktgetriebenen Modells, das auf Basis des jetzigen Marktdesigns die jeweils kostengünstigste Möglichkeit ermittelt, den Strombedarf zu decken. Dabei werden auch europäische Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt. Die Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch spielen keine Rolle.

Szenario A legt den geringsten Ausbau der Erneuerbaren Energien zugrunde und den stärksten Ausbau der fossilen Kraftwerke. Szenario B wird von den Übertragungsnetzbetreibern als am wahrscheinlichsten und damit als das Leitszenario betrachtet. Es beinhaltet einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien als die Variante A und einen stärkeren Zubau an Gaskraftwerken. Dieses Szenario wird für die nächsten 20 Jahre fortgeschrieben. Szenario C berücksichtigt bei den Erneuerbaren Energien die Ziele der Bundesländer und damit den höchsten Ausbau.

Die Höhe der Volllaststunden wird in der Marktsimulation für die einzelnen Kraftwerke aus ihrer jeweiligen Position in der Merit Order berechnet. Bei den Ergebnissen des NEP-Entwurfs 2013 fallen im Vergleich zum NEP 2012 insbesondere auf:

- die wesentlich höhere Volllaststundenzahl für Braunkohlekraftwerke im 20-Jahres-Ausblick (rund 7.000 statt rund 5.000),
- deutlich höhere Volllaststunden für Steinkohlekraftwerke (rund 3.600 statt rund 1.200 im 20-Jahres-Ausblick) sowie
- der extreme Unterschied bei der Wasserkraft (rund 3.800 statt rund 5.800).

Hauptgrund für die deutlich höhere Auslastung der fossilen Kraftwerke im NEP 2013 ist der Studie zufolge ein höherer Stromexport (rund 86 TWh im Szenario B 2023 laut NEP-Entwurf 2013 gegenüber rund 51 TWh im Szenario B 2022 im NEP 2012). Ein weiterer Grund ist die Annahme einer geringeren Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken.

Weitere Informationen und Grafiken finden Sie im Forschungsradar Erneuerbare Energien: www.energie-studien.de.

Kontakt:
Agentur für Erneuerbare Energien
Claudia Kunz
Referentin für Energiewirtschaft / Projektleiterin
Tel: 030-200535-43
E-Mail: c.kunz@unendlich-viel-energie.de
www.unendlich-viel-energie.de