

Kurzstudie



Kraftwerksbau als Chance für die Bau- und Baustoffwirtschaft

für den
Bundesverband Baustoffe – Steine und Erden e. V.
Kochstraße 6 - 7
10969 Berlin

und den
Hauptverband der Deutschen Bauindustrie e. V.
Kurfürstenstraße 129
10785 Berlin

Ansprechpartner im IW Köln:
Dr. Hubertus Bardt
Forschungsstelle Umwelt- und Energieökonomik
Wissenschaftsbereich Wirtschaftspolitik und Sozialpolitik

Köln, 10. September 2010

1 Fragestellung

In der deutschen Energiewirtschaft besteht erheblicher Investitionsbedarf. Dies betrifft nicht nur den Ausbau der Netze, sondern vor allem auch die Energieerzeugung. Hier gibt es einen zunehmenden Ersatzbedarf an Kraftwerkskapazitäten. Zahlreiche bestehende fossile Kraftwerke – Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke – nähern sich in den nächsten Jahren und Jahrzehnten einer Altersgrenze, an der sie durch moderne Kraftwerke ersetzt werden sollten. Hierfür sprechen technische, wirtschaftliche und ökologische Gründe.

Darüber hinaus steht der Energiemix in Deutschland vor einem Umbruch. Über die weitere Nutzung bestehender Kernkraftwerke ist noch nicht entschieden. Die gegenwärtige Gesetzeslage sieht eine durchschnittliche Laufzeit von 32 Jahren und eine schrittweise Außerbetriebnahme über die nächsten Jahre vor. Diskutiert wird eine Verlängerung auf 40 bis 60 Jahre, was einen Weiterbetrieb über die nächsten Jahrzehnte ermöglichen könnte. Parallel dazu wird der Ausbau erneuerbarer Energien weiter vorangetrieben.

Aus dem Zusammenspiel von rückläufiger Nutzung der Kernenergie, zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energien und alternden Beständen fossiler Kraftwerke ergibt sich ein wachsender Bedarf an fossilen Kraftwerksbauten. Hierin können Marktpotenziale für die Bau- und Baustoffindustrie liegen. Diese gilt es abzuschätzen.

2 Kraftwerksbestand

Entscheidend für die Bewertung des Kraftwerkbestandes ist nicht die absolute installierte Leistung, sondern die daraus abgeleitete gesicherte Leistung. Durch schwankende Einsatzmöglichkeiten und andere Ausfälle kann nur ein Teil der installierten Leistung auch jederzeit abgerufen werden. Nur durch eine insgesamt ausreichende gesicherte Leistung kann damit zu jedem Zeitpunkt eine störungsfreie Stromversorgung gewährleistet sein, ohne zu unterstellen, dass mögliche Differenzen zu genau der Zeit in deutlich größerem Umfang durch Stromimporte aus Nachbarländern gedeckt werden können.

Tabelle 1

Typische Nutzungsdauer von Kraftwerken

Kraftwerkstechnologie	Typische Nutzungsdauer
GuD-Kraftwerke	40 Jahre
Gasbefeuerte Dampfkraftwerke	40 Jahre
Steinkohlekraftwerke	45 Jahre
Braunkohlekraftwerke	45 Jahre
Ölkraftwerke	40 Jahre
Gasturbinen	50 Jahre

Quelle: dena, 2010, 9

Die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Diese resultieren unter anderem aus technologischen und preislichen Entwicklungen, politischen und rechtlichen Vorgaben sowie der Akzeptanz technologischer Lösungen wie dem Bau von Kraftwerken oder Leitungen. Sicher ist hingegen die derzeitige Struktur der Energieerzeugung. Mit der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamts (UBA, 2009) liegen Informationen über die bestehenden fossilen, nuklearen und wasserbetriebenen Kraftwerke ab einer installierten Leistung von 100 Megawatt (MW) vor. Die entsprechende Außerbetriebnahme wird durch kraftwerksspezifische typische Nutzungsdauern (Tabelle 1) kalkuliert, wobei für modernisierte Kraftwerke eine pauschale

Verlängerung der Nutzungszeit um zehn Jahre angenommen wird. Auch wird der typische Anteil der gesicherten Leistung (Tabelle 2) genutzt werden, um eine so genannte Sterbelinie zu berechnen. Diese gibt an, wie groß die gesicherte installierte Leistung eines der heute bestehenden Kraftwerke zu jedem Zeitpunkt sein wird. Durch Anpassungen insbesondere der Nutzungsdauer von den angesetzten typischen Werten kann es jedoch zu Abweichungen kommen. Die entsprechenden Daten wurden der dena-Kraftwerksstudie (dena, 2010) entnommen und um zusätzlich recherchierte Einzelinformationen zu bestimmten Kraftwerken ergänzt. Die entsprechenden Werte zu Kernkraftwerken entstammen der Studie von Matthes (2006), ergänzt um aktuelle Verschiebungen. Für die bestehenden Wasserkraftwerke wird eine dauerhafte Nutzung angenommen.

Tabelle 2
Typischer Anteil der gesicherten Leistung von Kraftwerken
 in Prozent

Kraftwerkstechnologie	Typischer Anteil der gesicherten Leistung
Steinkohlekraftwerke	86
Braunkohlekraftwerke	92
Kernkraftwerke	93
Kombi-Anlagen (Gas, Öl)	86
Gasturbinen	42
GuD-Kraftwerke	90
Laufwasserkraftwerke	40
Biomasse	88
Windenergie	5-10
Photovoltaik	1
Geothermie	90
Pumpspeicher	90
Große KWK	86
Kleine und mittlere KWK	86
Mini und Micro KWK	78

Für Windenergie wird im Folgenden der höhere Wert von 10 Prozent verwendet.
 Quellen: dena, 2010, 22-24; TU München

Aus den vorliegenden Daten über den Kraftwerkspark, den Regelungen zur Laufzeitbegrenzung von Kernkraftwerken und den Annahmen zu Nutzungsdauern und Anteilen der gesicherten Leistung lassen sich verschiedene Sterbelinien berechnen, die angeben, wie viel gesicherte Leistung die heute bestehenden Kraftwerke bis 2020 bereitstellen können.

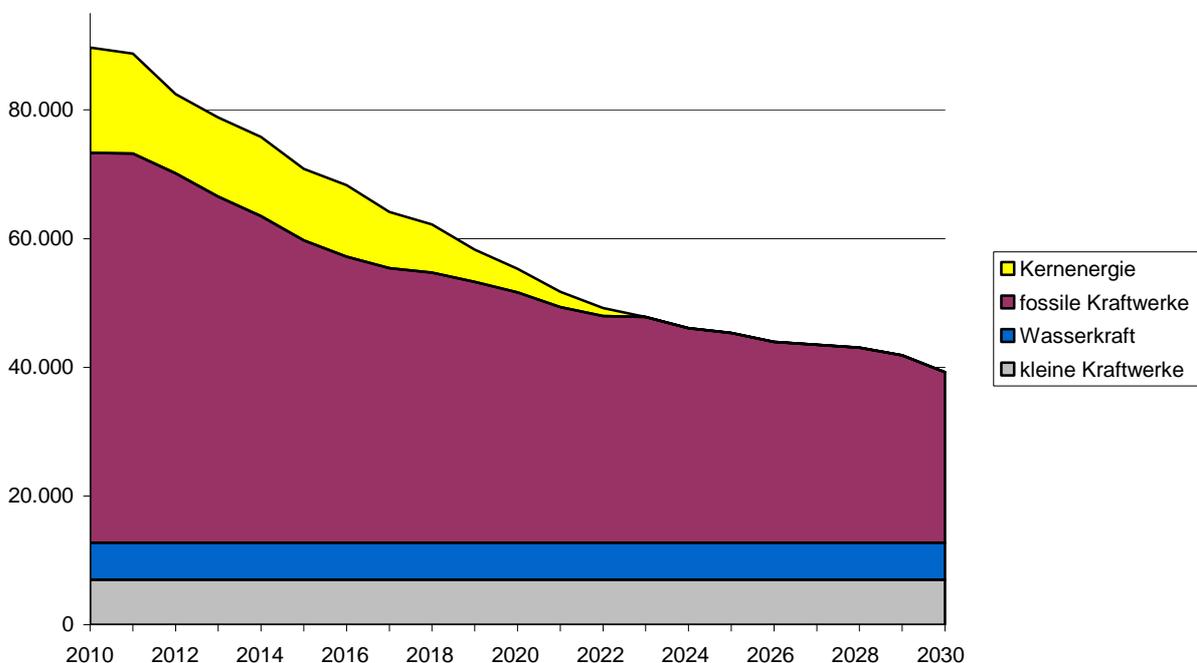
Die drei Sterbelinien (Abbildungen 1 bis 3) unterscheiden sich durch die unterschiedlichen Szenarien zur Laufzeit von Kernkraftwerken. Abbildung 1 basiert auf dem Atomausstieg nach der Gesetzeslage von 2002. Abbildung 2 geht von einer pauschalen Verlängerung der Laufzeiten der heute noch betriebenen Kernkraftwerke um acht Jahre aus. In Abbildung 3 wird eine Laufzeitverlängerung um 28 Jahre unterstellt.

In allen drei Szenarien wird von einer kontinuierlichen Aufrechterhaltung der gesicherten Leistung aus Wasserkraft von fast 5.800 MW ausgegangen. Zudem wird eine gesicherte Leistung aus Kleinkraftwerken von pauschal 7.000 MW angenommen. Diese ergeben sich aus Differenzen zwischen Statistiken des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zu Stromerzeugungskapazitäten und der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamts, die Kraftwerke mit einer installierten Leistung von mindestens 100 MW enthält. Von diesen 7.000 MW entfallen rund 4.000 MW auf Ölkraftwerke, die jedoch im Wesentlichen als reine Backup-

Kapazitäten vorgehalten werden. In Kleinkraftwerken liegt in gewissem Umfang ein zusätzliches Potenzial in Form von kleinen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die hier jedoch nicht weiter berücksichtigt werden.

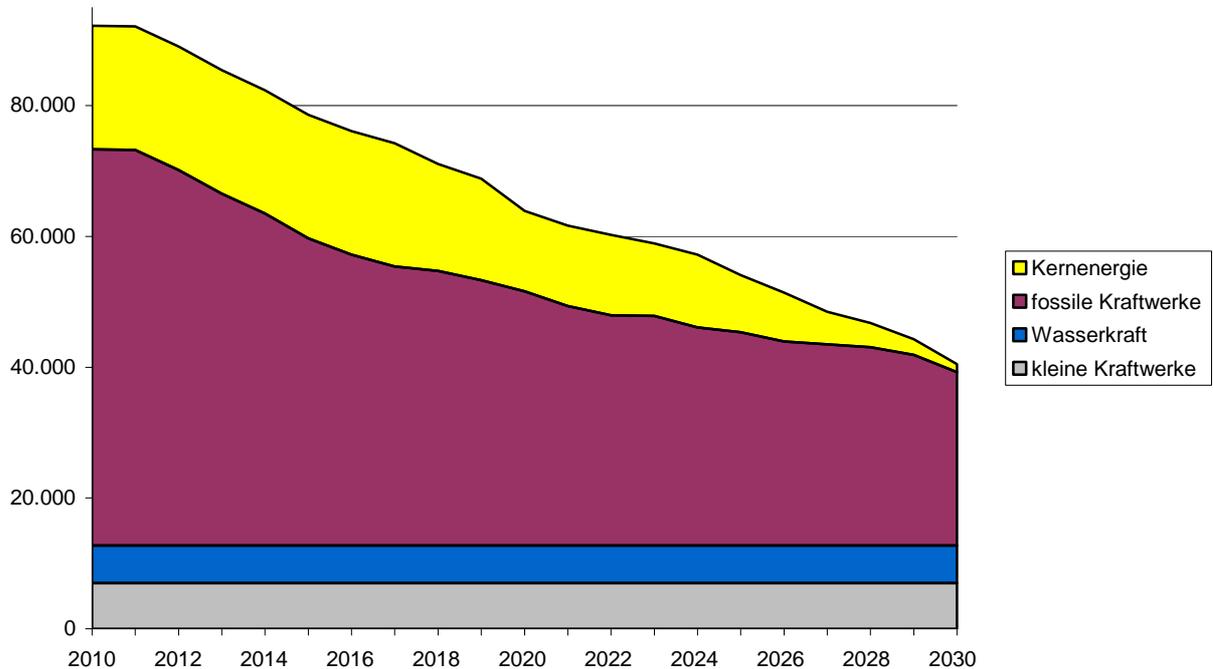
Zwischen 2010 und 2030 wird sich der Beitrag der größeren bestehenden fossilen Kraftwerke deutlich verringern. Während er am aktuellen Rand noch bei gut 60.500 MW liegt, wird er sich bis 2030 auf gut 26.500 MW mehr als halbieren. Der größte Teil des Rückgangs erfolgt in der ersten Dekade. Bis 2020 wird sich die gesicherte Leistung um gut 21.500 MW verringern, bis 2030 sind es dann weitere fast 12.500 MW. Betrachtet man fossile Kraftwerke inklusive Kleinkraftwerke und Wasserkraft gemeinsam, kommt es zwischen 2010 und 2020 zu einem Rückgang um 30 Prozent, zwischen 2020 und 2030 um weitere 24 Prozent, so dass insgesamt 46 Prozent der gesicherten Leistung dieser drei Elemente wegfallen.

Abbildung 1
Gesicherte Leistung heute bestehender Kraftwerke bei Beibehaltung des Atomausstiegs
 2010 bis 2030, in MW



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Abbildung 2
Gesicherte Leistung heute bestehender Kraftwerke bei Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken um 8 Jahre
 2010 bis 2030, in MW



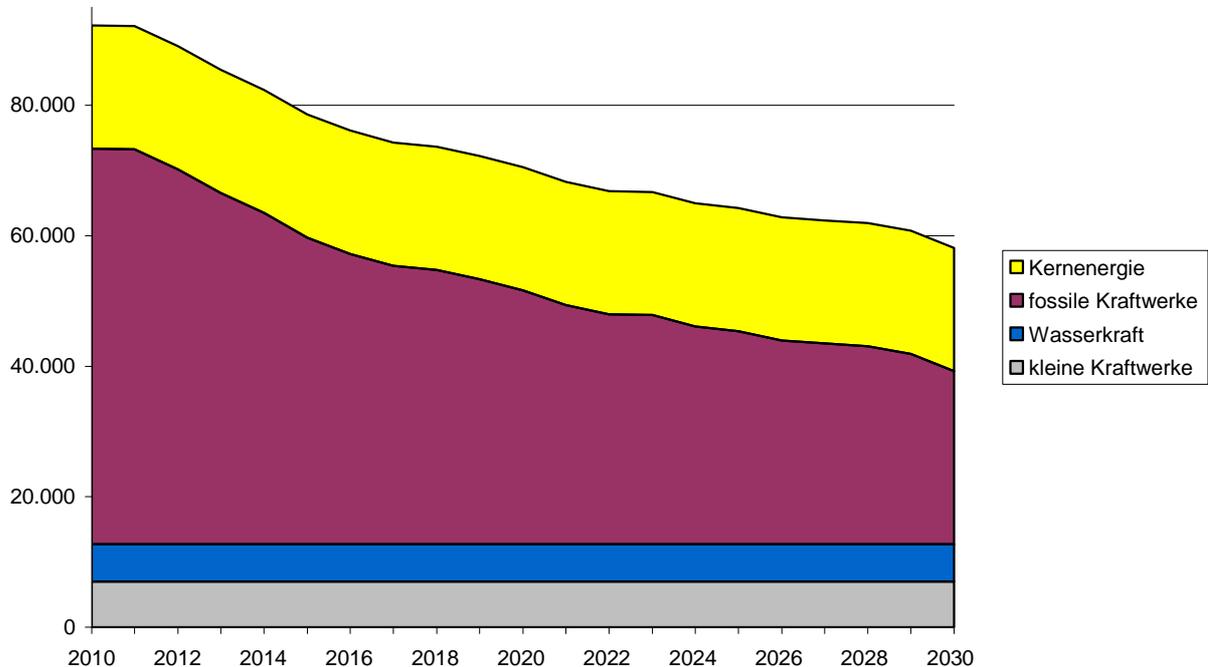
Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Bezieht man die Kernenergie mit in die Überlegungen ein, verschärft sich das Bild weiter. Hier wird die gesicherte Leistung von heute über 16.000 MW im Laufe der Zeit auf Null zurückgehen. Strittig ist jedoch der Zeitraum dieser Entwicklung. Im Szenario „Atomausstieg“ wird 2022 das letzte Jahr sein, in dem ganzjährig auf Kernenergie gesetzt werden kann. Im Szenario „Laufzeitverlängerung 8 Jahre“ wird dies im Jahr 2030 sein, also genau am Ende des betrachteten Zeitraums. Bis 2017 wird die gesicherte Leistung bei fast 19.000 MW liegen, da hier auch die Abschaltungen des Jahres 2010 noch nicht berücksichtigt werden müssen. Beim Szenario „Laufzeitverlängerung 28 Jahre“ verschiebt sich das Ende der Kernenergienutzung bis ins Jahr 2050 und geht damit über unseren Betrachtungszeitraum hinaus. Im gesamten Zeitraum kann daher mit einer gesicherten Leistung von fast 19.000 MW kalkuliert werden.

Abbildung 3

Gesicherte Leistung heute bestehender Kraftwerke bei Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken um 28 Jahre

2010 bis 2030, in MW



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Kumuliert folgen aus den Entwicklungen der fossilen Kraftwerke und der Kernkraftwerke unter Beibehaltung der Wasserkraft folgende Entwicklungen der gesicherten Leistung des heute bestehenden Kraftwerkspark:

- Szenario „Atomausstieg“**
 Die Beibehaltung des bestehenden Atomausstiegs wird den schnellsten Rückgang der gesicherten Leistung mit sich bringen. Diese sinkt von 2010 bis 2020 um 38 Prozent oder 34.500 MW und bis 2030 um weitere 29 Prozent oder 16.000 MW. Insgesamt sinkt die gesicherte Leistung zwischen 2010 und 2030 von 89.500 MW um 56 Prozent oder 50.500 MW auf 39.000 MW.
- Szenario „Laufzeitverlängerung 8 Jahre“**
 Bei der Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken um pauschal acht Jahre wird der Abbau der gesicherten Leistung entsprechend verschoben. Sie sinkt in den ersten zehn Jahren nur um 31 Prozent oder 28.500 MW, also rund 6.000 MW weniger als beim unveränderten Atomausstieg. In den zweiten zehn Jahren nimmt sie entsprechend schneller ab, genau um weitere 37 Prozent oder 23.500 MW. Insgesamt sinkt die gesicherte Leistung zwischen 2010 und 2030 damit von 92.000 MW um 56 Prozent oder 51.500 MW auf 40.500 MW.
- Szenario „Laufzeitverlängerung 28 Jahre“**
 Eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken um 28 Jahre würde den Rückgang der gesicherten Leistung deutlich reduzieren. Sie nimmt im ersten Jahrzehnt nur um 24 Prozent oder 21.500 MW ab, rund 13.000 MW weniger als beim unveränderten Atomausstieg. Im zweiten Jahrzehnt sinkt sie lediglich um weitere 18

Prozent oder 12.500 MW. Insgesamt reduziert sich die gesicherte Leistung zwischen 2010 und 2030 damit von 92.000 MW um 37 Prozent oder 34.000 MW auf 58.000 MW.

3 Notwendige gesicherte Leistung

Um die zukünftigen Entwicklungen abschätzen zu können, müssen für weitere relevante Faktoren Annahmen getroffen oder Szenarien verwendet werden. Dies betrifft insbesondere zwei Entwicklungen. Zum einen muss der Beitrag der erneuerbaren Energien abgeschätzt werden, die in den nächsten beiden Jahrzehnten eine wichtiger werdende Rolle in der deutschen Stromversorgung spielen werden. Zum anderen muss die kumulierte gesicherte Leistung der verschiedenen Stromerzeugungsarten der erwarteten Jahreshöchstlast gegenübergestellt werden, die gedeckt werden muss. Daher sind mit der Entwicklung der Stromnachfrage weitere Annahmen zu treffen beziehungsweise Szenarien zu definieren.

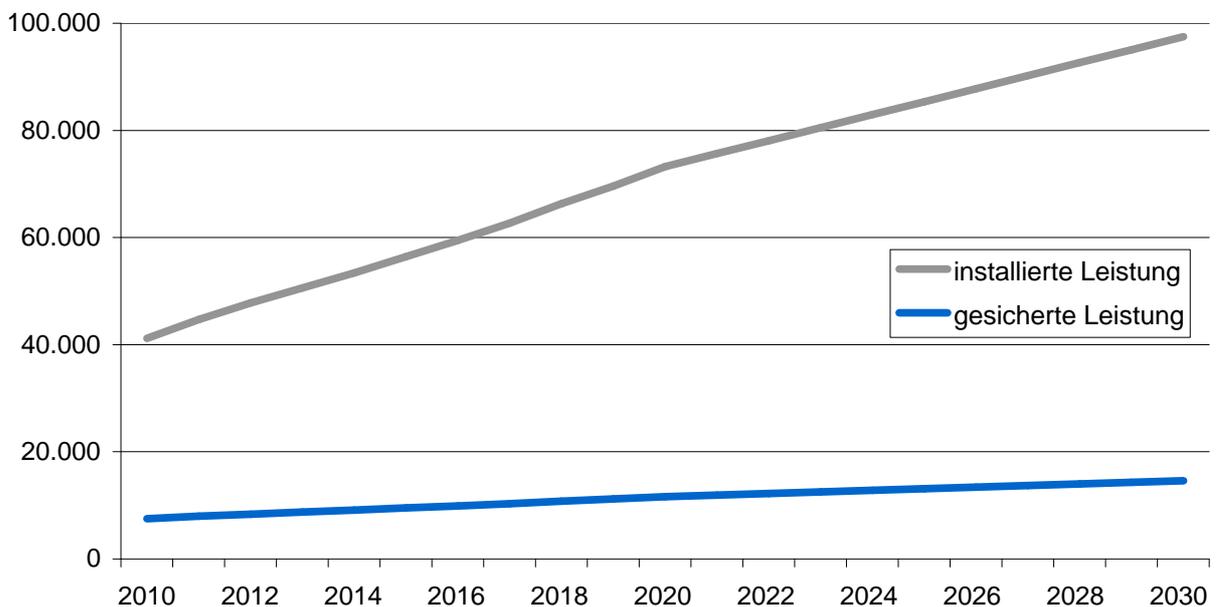
Zur weiteren Analyse werden Szenarien hinsichtlich des zukünftigen Stromverbrauchs und der Entwicklung erneuerbarer Energien definiert. Aus diesen ergibt sich in Verbindung mit den unterschiedlichen Laufzeiten der Kernkraftwerke ein Korridor möglicher zukünftiger Entwicklungen.

Abbildung 4

Installierte Leistung und gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien

Entsprechend dem Leitszenario 2009 des BMU

Wind, Photovoltaik, Biomasse, Erdwärme, 2010 bis 2030, in MW



Quellen: BMU, 2009; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Bei den Entwicklungsszenarien der erneuerbaren Energien wird auf das Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums zurückgegriffen (BMU, 2009). Dieses geht von einem Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf fast 50 Prozent (49,4 Prozent) bis 2050 aus. Der Strombedarf würde demnach 2050 zu 84 Prozent aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Bis 2030 wird der Anteil am Primärenergieverbrauch auf 28,8 Prozent geschätzt, am Stromverbrauch auf 58,7 Prozent. Bis 2020 soll dem Leitszenario 2009 entsprechend der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 35,2 Prozent wachsen.

Damit befindet sich das Szenario eher im oberen Bereich der Vorausschauen. Wenn man es hingegen als Obergrenze betrachtet, definiert sich daraus der höchstmögliche Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten installierten Leistung der Stromerzeugung. Der daraus abgeleitete Zubaubedarf ist daher dann als Untergrenze zu verstehen. Dementsprechend wird auch der Beitrag der Windenergie zur gesicherten Leistung mit einem Wert von 10 Prozent der installierten Leistung am oberen Ende angesetzt.

Die installierte Leistung von Strom aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und Erdwärme wird sich dem Szenario entsprechend sehr positiv entwickeln. Von 41.000 MW im Jahr 2010 wird ein kontinuierlicher Anstieg auf 73.500 MW im Jahr 2020 und 79.500 MW im Jahr 2030 erwartet. Dies entspricht einer Verdoppelung der installierten Leistung in zwei Jahrzehnten. Die Schwerpunkte liegen dabei bei der Windenergie, die von 27.000 MW über 42.000 MW auf 60.000 MW ansteigt, sowie bei der Photovoltaik mit einem Anstieg von 9.000 MW über 23.000 MW auf 28.500 MW.

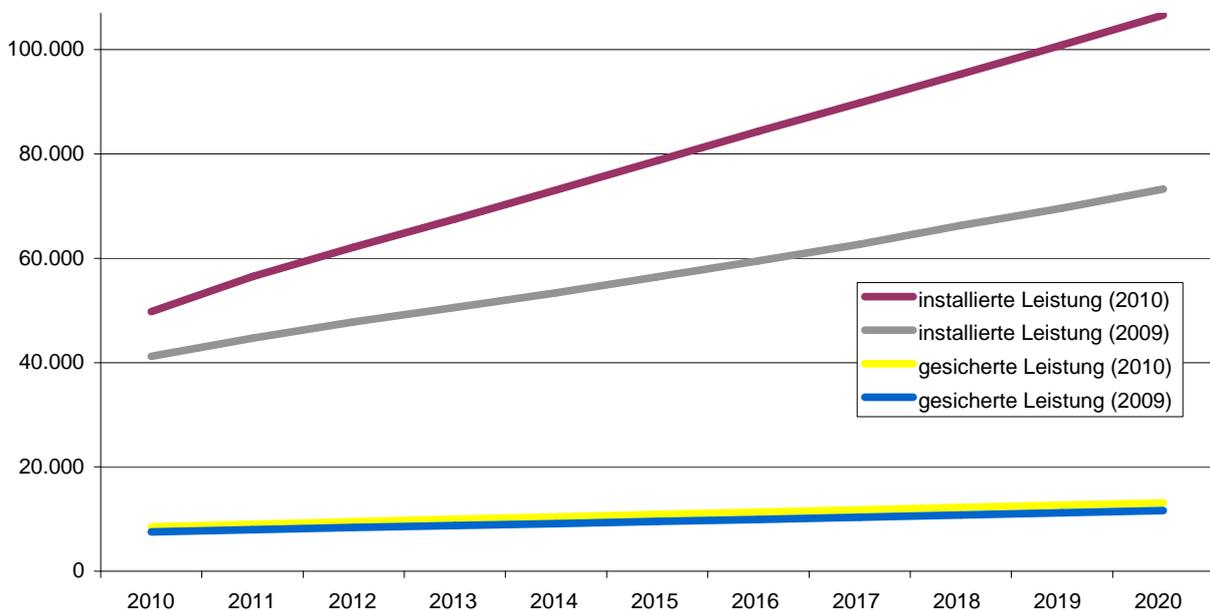
Deutlich langsamer entwickelt sich – trotz des angenommenen hohen Beitrags der Windenergie – die gesicherte Leistung. Ein wesentlicher Grund liegt in dem hohen Anteil der Photovoltaik, der nur mit 1 Prozent der installierten Leistung als gesichert gewertet wird. Damit steigt die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien (ohne Wasser) von 7.500 MW auf 11.500 MW in 2020 und 14.500 MW in 2030 (Abbildung 4).

Abbildung 5

Installierte Leistung und gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien nach unterschiedlichen Prognosen

Entsprechend dem Leitszenario 2009 des BMU und dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesregierung (2010)

Wind, Photovoltaik, Biomasse, Erdwärme, 2010 bis 2020, in MW

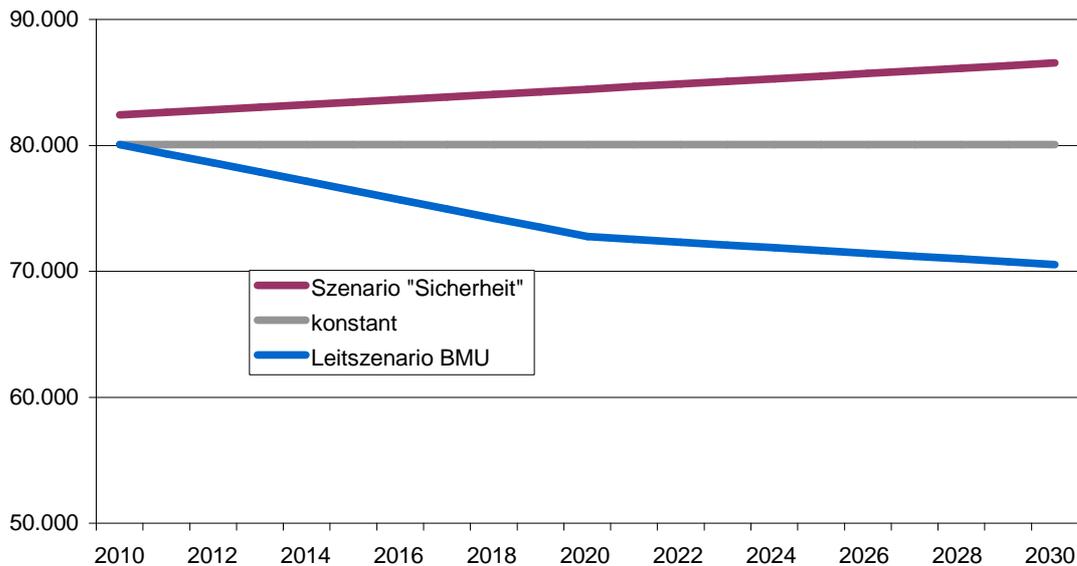


Quellen: BMU, 2009; Bundesregierung, 2010; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Neuere Szenarien der Bundesregierung gehen für die Zeit bis 2020 von einem schnelleren Anwachsen der installierten Leistung der erneuerbaren Energien aus. Aufgrund des geringen Anteils der gesicherten Leistung insbesondere bei der Photovoltaik, die den prognostizierten

Zubau dominiert, wird sich die gesamte gesicherte Leistung nur unwesentlich verändern (Abbildung 5). Auf die hier errechneten Ausbaubedarfe hat dies keinen Einfluss, weshalb im Weiteren mit den Annahmen der längerfristigen Szenarien des Umweltministeriums gerechnet wird. Die Energieszenarien für die Bundesregierung gehen von einer ähnlichen Größenordnung aus (Prognos, EWI, GWS, 2010).

Abbildung 6
Notwendige gesicherte Leistung
 entsprechend verschiedenen Szenarien 2010 bis 2030, in MW



Quellen: BMU, 2009; Bundesnetzagentur, 2009; Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Die weitere relevante Größe, die zur Abschätzung des Zubaubedarfs an Kraftwerken notwendig ist, ist die in Zukunft notwendige gesicherte Leistung. Diese hängt zum einen von der Entwicklung der Stromnachfrage ab, zum anderen aber auch von der als notwendig erachteten Sicherungsmarge, mit der die Bereitstellung der höchsten Last im Jahr durch gesicherte Leistung gedeckt werden soll.

Für die weiteren Berechnungen wird die Jahreshöchstlast der Jahre 2005 bis 2008 als zu sicherndes Maximum angenommen. Diese lag bei 78.500 MW und wurde am 3. Dezember 2007 um 18 Uhr abgerufen (Bundesnetzagentur, 2009, 131). Zudem wird eine minimale Sicherheitsmarge von 2 Prozent angenommen und die gegenwärtig notwendige gesicherte Leistung mit 80.000 MW veranschlagt.

Zur Eruiierung des Zubaubedarfs werden verschiedene Szenarien der Stromnachfrage verwendet. Zum einen wird eine Absenkung des Strombedarfs entsprechend dem Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums unterstellt. Dieses nimmt einen Rückgang um 9,1 Prozent bis 2020 und um insgesamt 11,9 Prozent bis 2030 an. Die zu sichernde Leistung geht demnach entsprechend von 80.000 MW über 73.000 MW auf 70.500 MW zurück. Als mittleres Szenario wird ein konstanter Strombedarf unterstellt. Hier liegt die zu sichernde Leistung über den Zeitraum konstant bei 80.000 MW (Abbildung 6).

Das Vorgehen zur Berechnung dieser Szenarien führt dazu, dass die zu sichernde Leistung und damit auch der notwendige Zubaubedarf eher unter- als überschätzt werden und somit als

Untergrenze anzusehen sind. Hierfür ist eine Reihe von impliziten Annahmen verantwortlich:

- Die Sicherheitsmarge über der tatsächlichen Höchstlast wird mit 2 Prozent niedrig angesetzt.
- Die Entwicklung der erneuerbaren Energien wird in dem Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums tendenziell optimistisch eingeschätzt.
- Der Anteil der gesicherten Leistung der Windenergie wird gemessen an der installierten Leistung mit 10 Prozent hoch angesetzt.
- Der Strombedarf wird als stabil oder sinkend angenommen, ein Anstieg des Stromverbrauchs im Zuge einer stärkeren Umstellung auf klimafreundliche Technologien ist aber ebenfalls denkbar.
- Alle bestehenden Kraftwerke werden entsprechend ihrer Laufzeit für die zukünftigen Szenarien verplant. Dies gilt unabhängig von weiteren energiewirtschaftlichen oder umweltbezogenen Überlegungen.

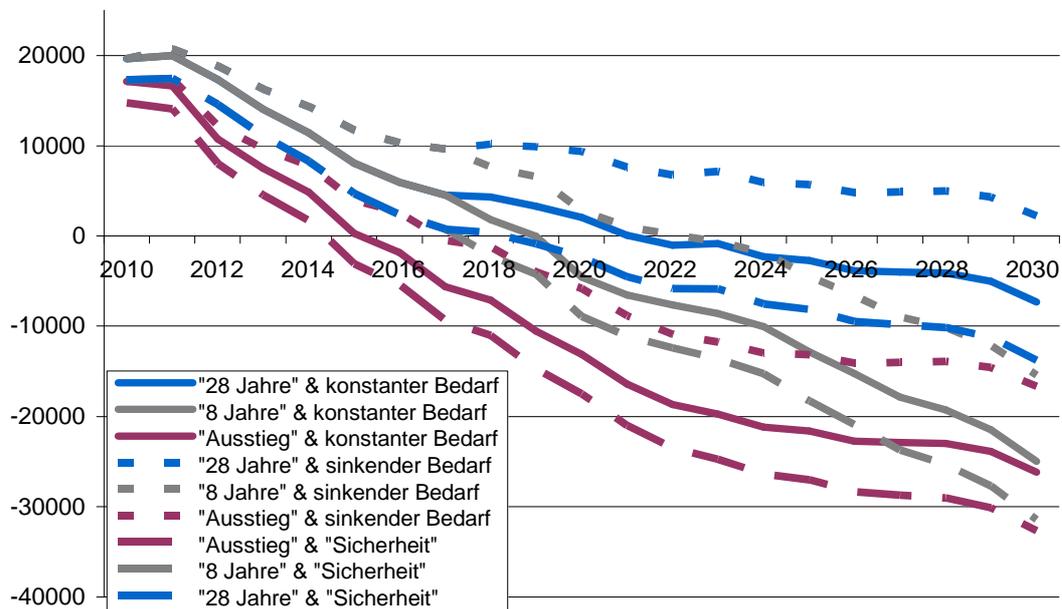
Eine Lockerung dieser vorsichtigen Annahmen hätte einen höheren Zubaubedarf zur Folge. Fordert man beispielsweise eine Sicherheitsmarge von 5 Prozent, verringert den Anteil der gesicherten Leistung der Windenergie auf 5 Prozent und geht von einer kontinuierlichen Steigerung des Stromverbrauchs um 5 Prozent bis 2030 aus, so ergibt sich eine benötigte gesicherte Leistung von 82.500 MW heute, 84.500 in 2020 und 86.500 in 2030. Dieses wird als Alternativszenario „Sicherheit“ gerechnet, das auch einen Anstieg des Stromverbrauchs mit einschließt.

4 Zubaubedarf

Aus den aufgeführten Entwicklungen ergeben sich unterschiedliche Verläufe der benötigten gesicherten Leistung und der vorhandenen gesicherten Leistung. Die Differenz beider Größen (Abbildung 7) entspricht im positiven Bereich einer über die genannten 2 Prozent hinausgehenden Sicherheitsmarge, im Szenario „Sicherheit“ einer 5-Prozent-Marge. Der negative Bereich zeigt hingegen den notwendigen Zubaubedarf. Dabei ist festzuhalten, dass dieser in den genannten Jahren am Netz sein muss – Planung, Genehmigung und Bau müssen bis dahin abgeschlossen sein.

Auffällig ist eine hohe Diskrepanz der Szenarien. Bei einem sinkenden Elektrizitätsbedarf und einer Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken wird es im Zeitraum bis 2030 gar keinen Zubaubedarf geben. Sowohl die Entwicklung der Stromnachfrage als auch die der Laufzeitverlängerung haben erheblichen Einfluss, wobei eine Verlängerung der Laufzeit um acht Jahre sich im Jahr 2030 kaum noch auswirken wird – hier werden die Kernkraftwerke auch bei einer solchen recht kurzen Verlängerung weitgehend vom Netz genommen sein.

Abbildung 7
Differenz zwischen vorhandener und benötigter gesicherter Leistung
 verschiedene Szenarien, 2010 bis 2030, gesicherte Leistung in MW



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Die verschiedenen Szenarien ergeben einen Zubaubedarf mit einer Inbetriebnahme der Kraftwerke beginnend im Zeitraum zwischen 2015 und 2023. Besonders hoch ist dieser bei einer unveränderten Fortführung des Atomausstiegs. Hier wird es einen Zubaubedarf bei konstanter Stromnachfrage ab dem Jahr 2016 geben, im Szenario „Sicherheit“ ab 2015. 2020 wird dieser bereits bei 13.000 MW beziehungsweise 17.500 MW gesicherter Leistung liegen, 2030 werden es 26.000 MW beziehungsweise 32.500 MW sein. Eine sinkende Stromnachfrage würde diesen auf 6.000 beziehungsweise 16.500 MW reduzieren. Umgekehrt kann eine Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken um 28 Jahre selbst bei konstanter Stromnachfrage den Zubaubedarf auf die Zeit ab 2022 verschieben und auf 7.500 MW zusätzlicher gesicherter Leistung im Jahr 2030 begrenzen (Tabelle 3).

Tabelle 3
Bedarf an weiterer gesicherter Leistung
 verschiedene Szenarien, gesicherte Leistung in MW

		2020	2030	Zubaubedarf ab
Szenario „Sicherheit“	"Ausstieg"	17.523	32.677	2015
	"8 Jahre"	8.932	31.441	2018
	"28 Jahre"	2.352	13.795	2019
konstanter Bedarf	"Ausstieg"	13.132	26.200	2016
	"8 Jahre"	4.542	24.964	2019
	"28 Jahre"	-	7.319	2022
sinkender Bedarf	"Ausstieg"	5.818	16.665	2017
	"8 Jahre"	-	15.429	2023
	"28 Jahre"	-	-	-

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Die gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke (ohne Kernenergie und Wasser) speist sich derzeit aus drei Quellen: Braunkohle steuert 31,2 Prozent bei, Steinkohle 37,1 Prozent und Erdgas 31,5 Prozent. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass der beschriebene

Zubaubedarf von Kraftwerken dieser drei Primärenergieträger gedeckt wird. Dabei werden die verschiedenen Technologien (inklusive Kraft-Wärme-Kopplung) mit unter diese drei Gruppen subsumiert. Ferner wird davon ausgegangen, dass sich die Relationen zueinander nicht wesentlich verändern. Unterstellt wird lediglich eine etwas ansteigende Bedeutung des Primärenergieträgers Erdgas, insbesondere zu Lasten der Steinkohle. Damit wird ein Verhältnis von jeweils 30 Prozent für Steinkohle und Braunkohle und 40 Prozent für Erdgas unterstellt.

Tabelle 4

Zubaubedarf an Kraftwerken

Bei konstantem Strombedarf, zusätzlich benötigte installierte Leistung gegenüber heute in MW

		2020	2030
„Ausstieg“	Braunkohle	4.282	8.544
	Steinkohle	4.581	9.140
	Erdgas	5.837	11.645
„8 Jahre“	Braunkohle	1.481	8.141
	Steinkohle	1.584	8.709
	Erdgas	2.019	11.095
„28 Jahre“	Braunkohle	-	2.386
	Steinkohle	-	2.553
	Erdgas	-	3.253

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Für das mittlere Szenario einer konstanten Stromnachfrage bedeutet das unter Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie einen Neubaubedarf an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken von je 4.500 MW installierter Leistung, bis 2030 müssten es 8.500 beziehungsweise 9.000 MW sein. Für Erdgas müssten dies 6.000 MW bis 2020 und 11.500 MW bis 2030 sein. Bei einer Laufzeitverlängerung um acht Jahre würde der Zubaubedarf an Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken bis 2030 bei 1.500 MW, 1.600 MW beziehungsweise 2.000 MW liegen. Bis 2030 würde dieser Bedarf auf 8.000 MW, 8.500 MW und 11.000 MW ansteigen. Bei einer Laufzeitverlängerung um 28 Jahre wäre bis 2020 kein Neubaubedarf vorhanden, bis 2030 müssten Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.500 MW und Erdgaskraftwerke mit einer Kapazität von 3.500 MW gebaut werden (Tabelle 4). Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die verschiedenen Kraftwerkstypen gegeneinander ausgetauscht werden können, solange die entsprechende gesicherte Leistung bereitgestellt wird. Insofern ist die Zuordnung nicht zwingend, sondern wäre Ergebnis politischer Rahmensetzungen. Das gilt auch für den Zubau von Kraftwerken der Kraft-Wärme-Kopplung, die einen Teil der Kapazitäten stellen können. Der verstärkte Einsatz dezentraler kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung kann zwar zu einer Reduktion des Bedarfs an Kraftwerken führen, eine Ausgestaltung größerer Kraftwerke als KWK-Anlagen hätte jedoch auf den gesamten Zubaubedarf keinen Einfluss.

Tabelle 5

In Bau befindliche Kraftwerke

Kohle- und Gaskraftwerke ab 100 MW, installierte Leistung in MW

	installierte Leistung
Braunkohle	2.840
Steinkohle	8.331
Gas	1.817

Quelle: bdew, 2010

Ein Vergleich der Mindestanforderungen und der derzeitigen Projekte zum Bau oder zur Erweiterung von Kohle- und Gaskraftwerken zur Stromerzeugung zeigt, dass der anstehende Zubaubedarf nur teilweise durch gegenwärtige Bauvorhaben gedeckt werden kann. So sollen

bis zum Jahr 2013 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt 13.000 MW ans Netz gehen, die derzeit im Bau befindlich sind. Der Schwerpunkt liegt hier mit 8.500 MW bei der Steinkohle. Braunkohle kommt auf 3.000 MW, Gaskraftwerke auf 2.000 MW (Tabelle 5). Die gesicherte Leistung dieser Kraftwerke beläuft sich auf 11.500 MW. Damit lässt sich der minimale Zubaubedarf bis 2020 decken, sofern entweder ein Rückgang der Stromnachfrage entsprechend dem BMU-Leitszenario eintritt oder eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken bei leichtem Nachfragerückgang erfolgt. Für den Zeitraum bis 2030 reichen diese derzeitigen Bauvorhaben jedoch nur dann aus, wenn eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 28 Jahre vorgenommen wird und der Strombedarf um weniger als 5 Prozent ansteigt.

Über die gegenwärtigen Bauvorhaben hinaus sind weitere Kohle- und Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von mindestens 100 MW im Umfang von 14.500 MW in Planung und sollen bis 2017 realisiert sein. Hieraus resultiert eine gesicherte Leistung von 13.000 MW. Mit diesen Kraftwerken könnte der minimale Zubaubedarf bis 2020 gedeckt werden. Bis 2030 würde es jedoch weiterhin zu Lücken kommen, selbst wenn sich all diese Planungen tatsächlich realisieren ließen.

5 Bau- und Baustoffindustrie

Der Bau von neuen fossilen Kraftwerken zur Stromerzeugung ist mit einem erheblichen Investitionsaufwand verbunden. Baustoffe, Bauleistungen, Kraftwerkstechnik, Planungsleistungen und vieles mehr führen zu einem Investitionsbedarf von bis zu über 1.100 Euro je Kilowattstunde installierte Leistung. Die Höhe der Investitionen ist dabei sehr vom konkreten Kraftwerksprojekt abhängig. Dies gilt sowohl für die eingesetzte Technologie – Kohlekraftwerke sind beispielsweise im Bau teurer als Gaskraftwerke – als auch für die spezifischen Merkmale des jeweiligen Bauprojekts.

Unterstellt man pauschal für ein Kohlekraftwerk Kosten in Höhe von 1.500 Euro und für ein Gaskraftwerk von 700 Euro je Kilowattstunde installierter Leistung, so beziffert sich der Investitionsbedarf für fossile Kraftwerke im Szenario der Beibehaltung des Atomausstiegs bis 2020 auf 17,4 Milliarden Euro, bis 2030 sogar auf 34,7 Milliarden Euro. Eine Verlängerung der Laufzeiten um acht Jahre reduziert diesen minimalen Investitionsbedarf auf 6,0 beziehungsweise 33,0 Milliarden Euro. Eine Verlängerung um 28 Jahre würde die minimalen Investitionen bis 2030 auf 9,7 Milliarden Euro reduzieren. Dabei sind die Kraftwerke jedoch eingeschlossen, die heute bereits im Bau sind.

Bei einem erhöhten Mindestbedarf an Kraftwerkskapazitäten entsprechend dem Szenario „Sicherheit“ (vor allem mit höherem Sicherheitsabstand, höherem Strombedarf und verringerter gesicherter Leistung aus Windenergie) erhöht sich das Investitionsvolumen auf bis zu 23,2 Milliarden Euro bis 2020 beziehungsweise 43,2 Milliarden Euro bis 2030. Der Ausbau erneuerbarer Energien, die Schaffung und Verstärkung der Infrastruktur (insbesondere der Stromnetze) sowie der Bau industrieller Kraftwerke zur Wärmeerzeugung bringen einen weiteren Investitionsbedarf in die Energieerzeugung mit sich, der hier aber nicht weiter berücksichtigt wird.

Der größte Teil der Kraftwerksinvestitionen wird für technische Einrichtungen aufgewendet (Tabelle 6). Apparatechnik, Maschinen- und Verfahrenstechnik, Elektrotechnik und Leittechnik benötigen typischerweise rund drei Viertel der Investitionssummen. Für Baumaterialien und Bauleistungen müssen überschlägig 10 bis 20 Prozent der Investitionssumme angesetzt werden. Daraus ergibt sich ein maximales Potenzial für die Bau- und Baustoffindustrie in Höhe

von gut 4,6 beziehungsweise 8,6 Milliarden Euro. Dies stellt aber die Obergrenze der Szenarien bei einem besonders hohen Anteil des Baus an den Kraftwerkskosten dar.

Tabelle 6

Kostenverteilung von Kraftwerksinvestitionen
für je ein beispielhaftes Steinkohle- und Erdgaskraftwerk

	Steinkohle	Erdgas
Apparatetechnik (Dampferzeuger, Rauchgasreinigung, Rohrleitung)	45,0 %	32,5 %
Maschinen- und mech./chem. Verfahrenstechnik (Turbinen, Pumpen, Ver- und Entsorgung, Wasseraufbereitung)	20,0 %	32,5 %
Elektrotechnik	10,0 %	7,5 %
Leittechnik	2,5 %	2,5 %
Bautechnik	10,0 %	12,5 %
Gesamtplanung	2,5 %	2,5 %
Konstruktion und Errichtung	5,0 %	5,0 %
Unvorhergesehenes	5,0 %	5,0 %

Quelle: RWE

Für den Bereich des Baus sind auf der einen Seite Baustoffe wie Zement und der damit hergestellte Beton, auf der anderen Seite Bauleistungen relevant. Bei den jeweils benötigten Quantitäten gibt es jedoch erhebliche Unterschiede von Kraftwerk zu Kraftwerk. So wird beispielsweise aufgrund unterschiedlicher Bodenverhältnisse in unterschiedlichem Maße Beton für die Fundamente der Kraftwerke benötigt. Auch Konstruktionsmerkmale führen zu abweichendem Betonbedarf: Wird ein Kühlturm benötigt, steigt der Bedarf deutlich an. Um die wirksame Nachfrage abschätzen zu können, muss mit groben Durchschnittswerten gearbeitet werden, die auf Expertenbefragungen basieren. Dabei wird von folgenden Annahmen ausgegangen: Pro Kilowattstunde installierter Leistung wird Beton im Wert von 20 Euro für ein Kohlekraftwerk benötigt, für ein Gaskraftwerk sind dies 10 Euro. Sonstige Baustoffe werden im Umfang von 10 Euro je Kilowatt installierter Leistung bei Kohlekraftwerken angenommen, bei Gaskraftwerken von 5 Euro. Weitere Bauleistungen inklusive der Wärmeisolierungen werden in Höhe von 150 Euro je Kilowatt bei Kohlekraftwerken und von 70 Euro je Kilowatt bei Gaskraftwerken kalkuliert. Dabei wird der spezifische Bedarf an Bauleistung vor allem aufgrund schwieriger Abgrenzungen im Bereich des Stahlbaus, der zumeist von Anlagenlieferanten mit angeboten wird, eher unterschätzt.

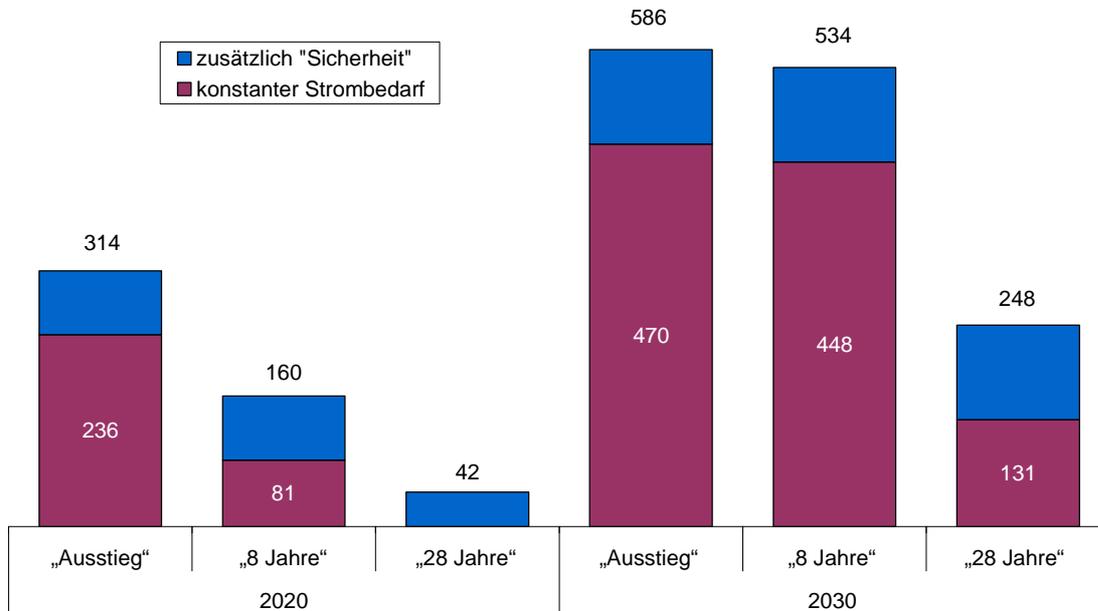
Folgt man den oben skizzierten Szenarien des Kraftwerksbedarfs und den Annahmen über die Verteilung der Kraftwerke ergibt sich für die Beton- und Zementlieferanten inklusive Nebendienstleistungen ein Auftragsvolumen von bis zu 470 Millionen Euro bis zum Jahr 2030 – 586 Millionen im Szenario „Sicherheit“ (Abbildung 8). Weitere 235 Millionen Euro beziehungsweise 293 Millionen Euro ergeben sich für weitere Baustoffe (Abbildung 9), so dass sich die Gesamtsumme auf bis zu 705 beziehungsweise 876 Millionen Euro belaufen kann. Dieser Wert ergibt sich bei einer Fortführung des Atomausstiegs nach heutiger Rechtslage und einer vollständigen Umsetzung des minimalen Investitionsbedarfs. Eine Verringerung des Anteils an Gaskraftwerken würde das Auftragsvolumen aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Mengen noch weiter erhöhen. Die Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken um acht Jahre hätte für Kraftwerke, die bis 2030 ans Netz gehen sollen, nur eine geringe Verminderung des Betonbedarfs zur Folge. Es findet jedoch eine zeitliche Verschiebung statt. Eine Laufzeitverlängerung um 28 Jahre würde den Betonbedarf über den ganzen Zeitraum bis 2030 auf 131 beziehungsweise 248 Millionen Euro senken, den Bedarf für weitere Baustoffe auf 66 beziehungsweise 124 Millionen Euro. Generell gilt, dass sich der Bedarf an Beton zeitlich früher einstellen wird als der jeweilige Kraftwerksbedarf. Allein für den

Bau eines Kohlekraftwerks müssen etwa vier Jahre eingeplant werden, wobei Zement und Beton in der ersten Hälfte der Bauphase benötigt werden.

Abbildung 8

Zusatzaufträge für Beton (inkl. Zement) durch Investitionen in fossile Kraftwerke

verschiedene Szenarien, Auftragsvolumen in Millionen Euro zu heutigen Preisen bis 2020/2030

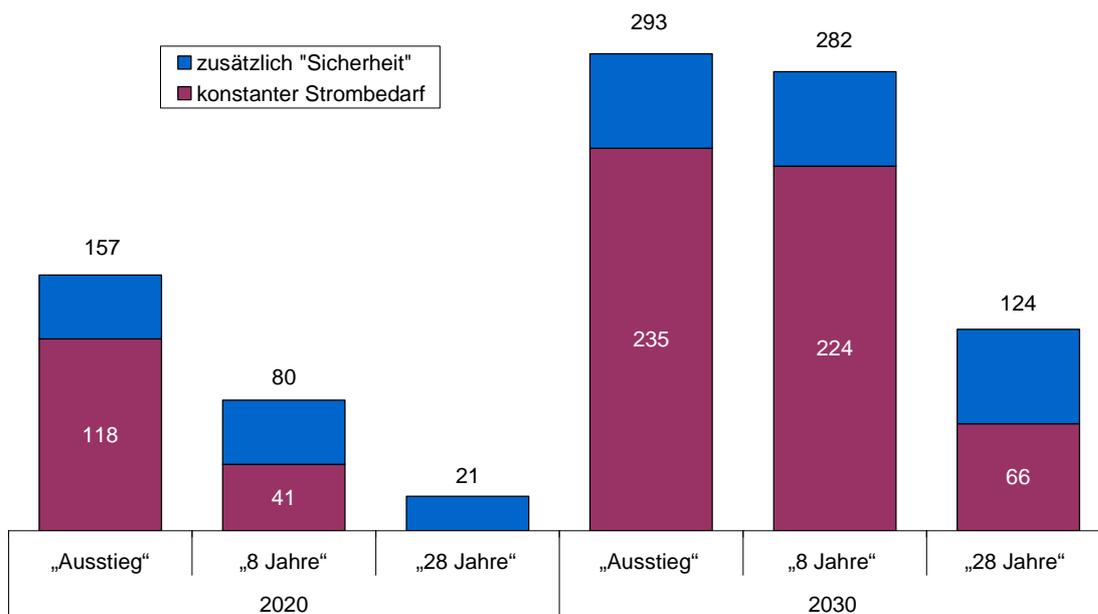


Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Abbildung 9

Zusatzaufträge für sonstige Baustoffe durch Investitionen in fossile Kraftwerke

verschiedene Szenarien, Auftragsvolumen in Millionen Euro zu heutigen Preisen bis 2020/2030



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

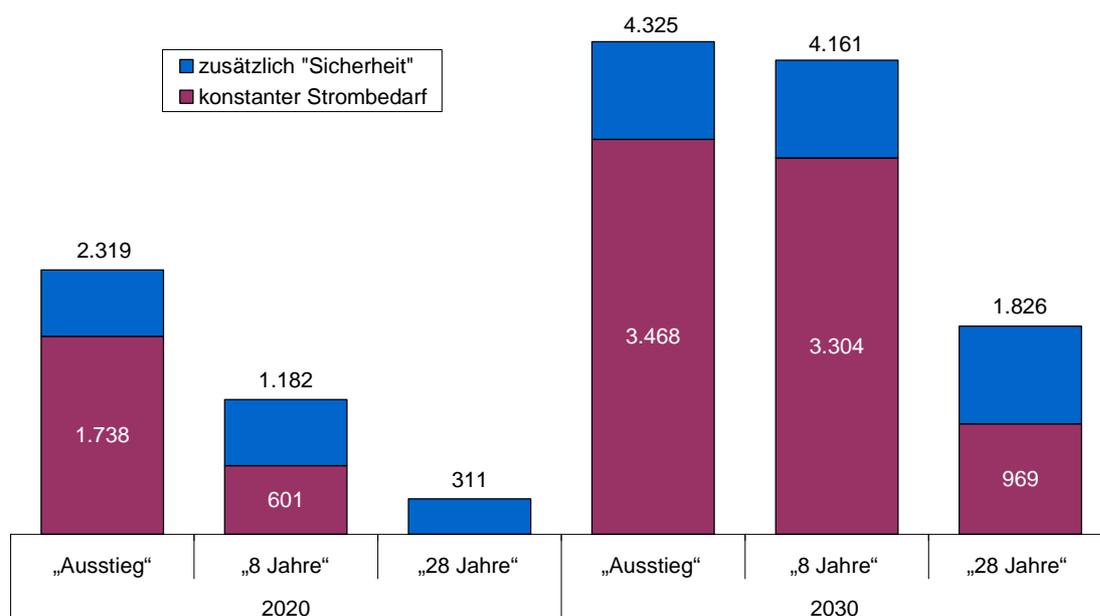
Größere Auftragsvolumina werden für die Erbringung von Bauleistungen entstehen. Beim Bau der notwendigen Kraftwerke (inklusive der bereits im Bau befindlichen Anlagen) werden Bauleistungen in Höhe von bis zu 1,7 Milliarden Euro bis 2020 und bis zu 3,5 Milliarden Euro bis zum Jahr 2030 benötigt (Abbildung 10), wenn die Stromnachfrage konstant bleibt. Im Szenario „Sicherheit“ steigt die Summe auf 2,3 Milliarden beziehungsweise 4,3 Milliarden Euro. Die Strukturveränderungen durch die Laufzeit der Kernkraftwerke sind analog zu den genannten Baustoffen. Unter Berücksichtigung weiterer über den Rohbau hinausgehender Bereiche wie dem Stahlbau, der aufgrund der üblichen Auftragsvergaben der Lieferung von Anlagen zugerechnet wird, lägen die Werte nennenswert höher.

Mit eingerechnet sind jedoch Bauleistungen für Isolierungen, die etwa 2 bis 4 Prozent der Investitionssummen ausmachen. Angenommen wird für Braunkohlekraftwerke ein Auftragsvolumen von 32,5 Euro je Kilowatt installierter Leistung, für Steinkohlekraftwerke 30 Euro und für Gaskraftwerke 17,5 Euro. Daraus ergeben sich potenzielle Auftragsvolumina von bis zu 380 Millionen beziehungsweise 505 Millionen Euro bis 2020 und 755 Millionen beziehungsweise 940 Millionen Euro bis 2030.

Abbildung 10

Zusatzaufträge für Bauleistungen durch Investitionen in fossile Kraftwerke

verschiedene Szenarien, Auftragsvolumen in Millionen Euro zu heutigen Preisen bis 2020/2030



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

6 Ergebnisse

Die Analyse des bestehenden Kraftwerksparks und der zukünftigen Kapazitätsentwicklungen der erneuerbaren Energien zeigt einen deutlichen Bedarf an fossilen Kraftwerken für die nächsten beiden Jahrzehnte.

Die verschiedenen Szenarien ergeben einen Zubaubedarf beginnend in den Jahren ab 2015. Besonders hoch ist dieser bei einer unveränderten Fortführung des Atomausstiegs. Hier wird es einen Zubaubedarf in einem mittleren Szenario mit konstanter Stromnachfrage ab dem Jahr

2016 geben. 2020 wird dieser bereits bei 13.000 MW gesicherter Leistung liegen, 2030 werden es 26.000 MW sein. Eine Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken um 28 Jahre kann bei konstanter Stromnachfrage den Zubaubedarf auf die Zeit ab 2022 verschieben und auf 7.500 MW gesicherter Leistung im Jahr 2030 begrenzen.

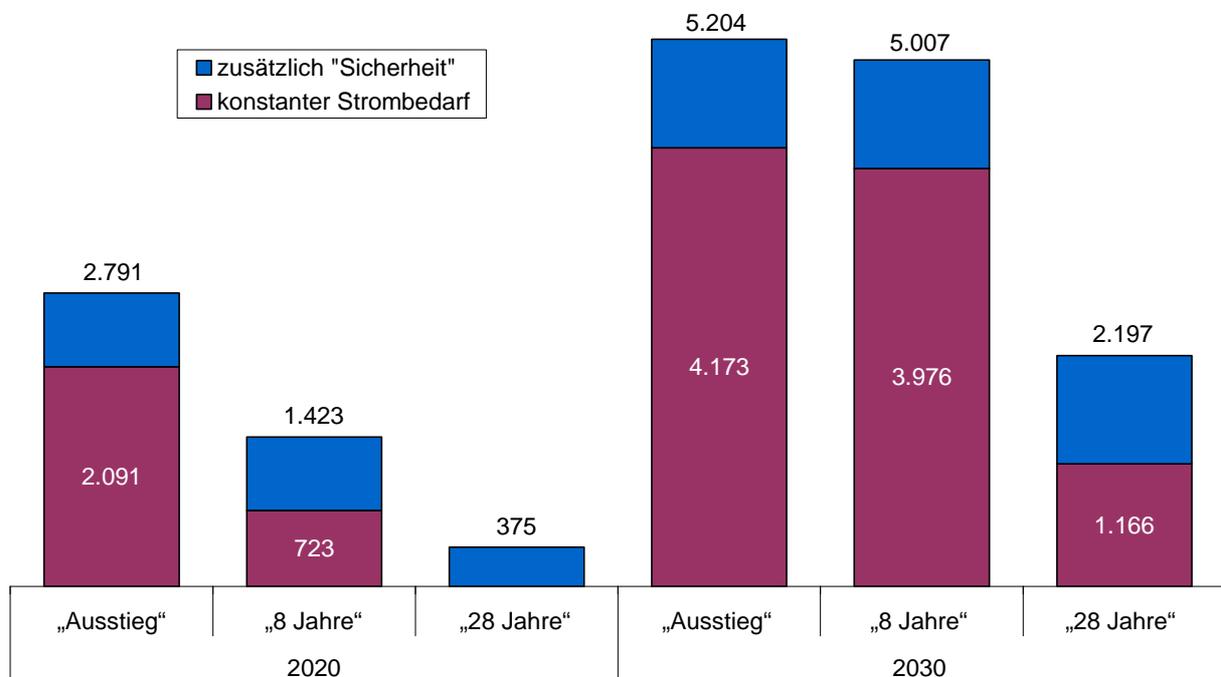
Dabei müssen die entsprechenden Kraftwerke in den genannten Jahren am Netz sein – Planung, Genehmigung und Bau müssen bis dahin abgeschlossen sein. Die gegenwärtigen Bauvorhaben können den Zubaubedarf bis 2020 nur teilweise decken. So sollen bis zum Jahr 2013 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt 13.000 MW ans Netz gehen, die derzeit im Bau befindlich sind. Die gesicherte Leistung dieser Kraftwerke beläuft sich auf 11.500 MW. Damit lässt sich der minimale Zubaubedarf bis 2020 nur dann decken, sofern entweder ein Rückgang der Stromnachfrage eintritt oder eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken bei leichtem Nachfragerückgang erfolgt.

Auch der Ausbau erneuerbarer Energien wird die gesicherte installierte Leistung nicht in ausreichendem Maße decken können. Dies gilt insbesondere auch für die Photovoltaik, die derzeit in großem Umfang ausgebaut wird. Eine Alternative zum Bau moderner fossiler Kraftwerke läge in der Verlängerung der Laufzeit bestehender Kraftwerke. Dies können entweder Kernkraftwerke oder bestehende fossile Kraftwerke sein. Die Weiterführung alter fossiler Kraftwerke wäre aber sowohl ökonomisch als auch unter Klimaschutzgesichtspunkten nachteilig.

Abbildung 11

Zusatzaufträge für die Bau- und Baustoffwirtschaft durch Investitionen in fossile Kraftwerke

verschiedene Szenarien, Auftragsvolumen in Millionen Euro zu heutigen Preisen bis 2020/2030



Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Aus dem errechneten minimalen Ausbaubedarf ergibt sich ein beim Bau von aus heutiger Sicht durchschnittlichen typischen Kraftwerken bei konstantem Strombedarf ein Investitionsvolumen

von bis zu 34,7 Milliarden Euro bis 2030 (in heutigen Preisen), bei einer höheren Sicherheitsmarge, einer geringeren gesicherten Leistung der Windenergie und einem steigenden Strombedarf sind es bis zu 43,2 Milliarden Euro. Hiervon können die Bau- und Baustoffwirtschaft profitieren. Insgesamt können die betrachteten Branchen der Bau- und Baustoffindustrie mit Aufträgen in Höhe von bis zu 5,2 Milliarden Euro rechnen, bis zu 2,8 Milliarden Euro davon bis 2020 (Abbildung 11), wobei der Stahlbau aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten nicht umfassend berücksichtigt ist. In den genannten Summen enthalten sind jedoch die Kraftwerke, die bereits im Bau sind. Ein Teil der Bauleistungen ist bereits erbracht, ein Teil der Baustoffe bereits verarbeitet worden. Dieser Anteil kann bis zu 2 Milliarden Euro betragen. Umgekehrt sind aber für die Jahre nach 2030 benötigte Kraftwerke nicht berücksichtigt, die schon Ende der zwanziger Jahre zu weiteren Aufträgen führen können. Dieser Bedarf hängt jedoch wesentlich von den längerfristigen Einsatzmöglichkeiten fossiler Kraftwerke ab.

Tabelle 7

Investitionsbedarf für fossile Kraftwerke
bis 2030, verschiedene Szenarien

		gesicherte Leistung in MW	Investitionsvolumen in Mrd. Euro	Baувolumen in Mrd. Euro	Zubaubedarf ab
„Sicherheit“	Ausstieg	32.700	43,2	5,2	2015
	8 Jahre	31.400	41,6	5,0	2018
	15 Jahre	21.600	28,5	3,4	2018
	28 Jahre	13.800	18,3	2,2	2019
konstanter Strombedarf	Ausstieg	26.200	34,7	4,2	2016
	8 Jahre	25.000	33,0	4,0	2019
	15 Jahre	15.100	20,0	2,4	2021
	28 Jahre	7.300	9,7	1,2	2022
sinkender Strombedarf	Ausstieg	16.700	22,1	2,7	2017
	8 Jahre	15.400	20,4	2,5	2023
	15 Jahre	5.600	7,3	0,9	2027
	28 Jahre	-	-	-	-

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Tabelle 7 fasst die Ergebnisse der Szenariorechnungen überblicksartig zusammen. Durch die Auswahl des Szenarios mit der größten Eintrittswahrscheinlichkeit können die zu erwartenden Investitionsbedarfe ermittelt werden. Das zusätzlich abgebildete Szenario einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken nähert sich den aktuellen Vorhaben der Bundesregierung an (BMU/BMWi, 2010). Geht man von einer Laufzeitverlängerung um 15 Jahre (was einer geringeren Laufzeitverlängerung mit fixierter Reststrommenge entsprechen kann, wird mit einem Investitionsvolumen von bis zu 25,5 Milliarden Euro zu rechnen sein, wovon auf die Bau- und Baustoffindustrie in der hier verwendeten Abgrenzung ein Anteil von bis zu 3,4 Milliarden Euro entfällt.

Aus Klimaschutzgesichtspunkten wäre eine Beschleunigung der Kraftwerkserneuerung hilfreich, da so Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden und niedrigeren Investitionen in den Markt kommen würden. Ein solches Programm würde den Baubedarf in nennenswertem Umfang steigern. Aber auch eine Modernisierung von bestehenden Kraftwerken würde sich positiv auf die Bau- und Baustoffwirtschaft auswirken, vermutlich aber in sehr viel geringerem Umfang als ein entsprechender Neubau. Dennoch ist auch hierin ein gewisses Potenzial zu sehen. Dieses wird sich insbesondere dann realisieren lassen, wenn die Investitionen für neue Kraftwerke nicht getätigt werden und die Lebenszyklen bestehender Altkraftwerke verlängert werden müssten. Auch die Verlängerung von Laufzeiten von Kernkraftwerken wird für laufende

Modernisierungsanforderungen und entsprechende Investitionen sorgen und damit Aufträge für die Bau- und Baustoffwirtschaft mit sich bringen.

Aus den dargelegten Ergebnissen lässt sich für die Bau- und Baustoffindustrie ableiten, dass sich auch bei einem Ausstieg aus der Kernenergie nach den geltenden gesetzlichen Vorgaben die Baunachfrage für die Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks nur bedingt erhöht. Dem stehen Kostenrisiken auf der Produktionsseite gegenüber. So wäre ein Ausstieg aus der Kernenergie mit einem zusätzlichen Bedarf der Stromwirtschaft an Kohlendioxid-Zertifikaten verbunden, deren Kosten die industriellen Verbraucher belasten würden.

Welches der Szenarien tatsächlich realisiert wird, hängt im Wesentlichen von der Entscheidung über die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ab. Hier ist eine zügige und dauerhaft verlässliche Entscheidung des Gesetzgebers erforderlich.

Literatur

bdew – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2010, Strom- und Gasverbrauch in Deutschland gestiegen, Berlin

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009, Berlin

BMU / BMWi – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010, Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung – Entwurf für ein Energiekonzept, Berlin

Bundesnetzagentur, 2009, Monitoringbericht 2009, Bonn

Bundesregierung, 2010, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Berlin

dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010, Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) – Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Berlin

Matthes, Felix Chr., 2006, Mythos Atomkraft – Über die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken, herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin

Prognos, EWI, GWS, 2010, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel/Köln/Osnabrück

UBA – Umweltbundesamt, 2009, Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ – Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt, Stand: 10.07.2009, Dessau