

ATOMAUSSTIEG UND VERSORGUNGSSICHERHEIT

Autorin: Charlotte Loreck

Einleitung	1
Zusammensetzung des Kraftwerksparks	2
Stromproduktion und Stromverbrauch	4
Klimaschutzziele	10
CO ₂ -Emissionen	10
Vergleich mit dem Klimaschutzziel im bisherigen UBA-Szenario und mit dem Szenario „Koalitionsvertrag“ von EWI/Prognos	11
Fazit	13
Literatur	14
Anhang	15

Einleitung

Der Kraftwerkspark ist im Wandel: Einerseits steigt die Stromproduktion der erneuerbaren Energien, andererseits erreichen viele fossile Kraftwerke das Ende ihrer technischen Lebensdauer, und die Strommenge aus Atomkraftwerken ist gemäß der Vereinbarung der Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2000¹ begrenzt.

In dieser Kurzstudie untersuchen wir, unter welchen Bedingungen die Versorgungssicherheit auch mit abnehmendem Beitrag der Atomkraftwerke bis zum Jahr 2020 gewährleistet ist. Darüber hinaus stellen wir dar, wie gleichzeitig die Klimaschutzziele eingehalten werden können.

Zusammensetzung des Kraftwerksparks

Grundlage für die folgenden Berechnungen ist die UBA-Kraftwerksdatenbank. Diese gründet sich nicht auf einer gesetzlichen Meldepflicht, sondern beruht vor allem auf Literaturlauswertungen des UBA.

Für die Atomkraftwerke legen wir die Vereinbarung zwischen Bundesregierung und Energieversorgern zugrunde. Sie sieht vor, dass die Atomkraftwerke ab dem 01.01.2000 noch 2.623,3 Terawattstunden² Strom produzieren dürfen.³ In den Jahren 2000 bis einschließlich 2007 wurden insgesamt knapp 1.309 Terawattstunden Atomstrom bereitgestellt, so dass ab 2008 noch weitere 1.315 Terawattstunden erlaubt sind, die sich auf die einzelnen Atomkraftwerke verteilen. Die folgende Tabelle zeigt das hier angenommene jeweilige Stilllegungsdatum der einzelnen, noch in Betrieb befindlichen Kraftwerke.⁴

¹ Vgl. Bundesregierung 2000

² Eine Terawattstunde (TWh) entspricht einer Milliarde Kilowattstunden (kWh).

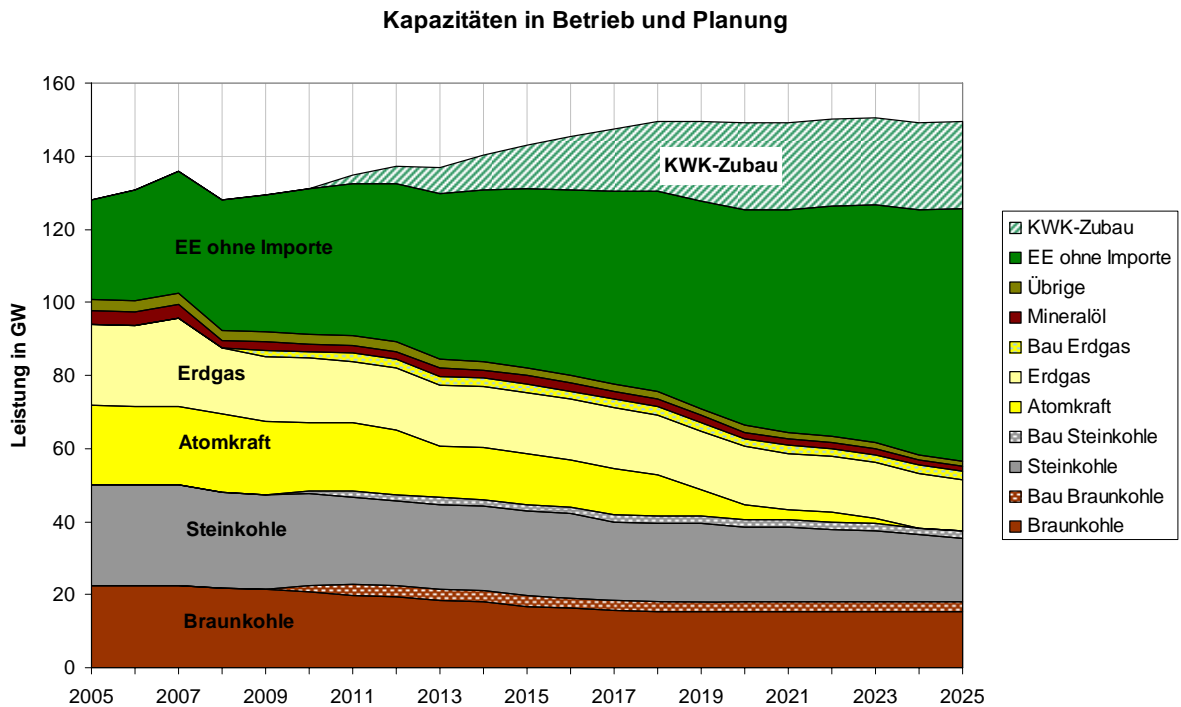
³ Zum Vergleich: seit Betriebsbeginn bis zum 31.12.1999 produzierten die westdeutschen Atomkraftwerke 2.670,3 TWh.

⁴ Die Jahreszahlen für das Betriebsende hängen vom Erreichen der jeweils erlaubten Reststrommenge ab. Durch vorübergehende Abschaltungen oder Übertragung von Strommengen können sich diese Daten verschieben. So sollte Biblis A bereits 2007 stillgelegt werden, hat aber durch eine Betriebspause im Jahr 2007 noch eine erlaubte Reststrommenge und ist seit Anfang 2008 wieder am Netz. Für die Rechnungen hier ist jedoch entscheidend, dass die gesamte zukünftige Atomstrommenge ab 2008 auf 1.315 TWh begrenzt ist.

Atomkraftwerk**Betriebsende**

Biblis A	2008
Brunsbüttel	2009
Neckarwestheim 1	2009
Isar 1	2011
Biblis B	2012
Philippsburg 1	2012
Unterweser	2012
Grafenrheinfeld	2015
Krümmel	2017
Grohnde	2018
Gundremmingen B	2018
Philippsburg 2	2018
Brokdorf	2019
Isar 2	2019
Gundremmingen C	2020
Neckarwestheim 2	2022
Emsland	2023

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten mit verschiedenen Brennstoffen bis zum Jahr 2025. Aus der UBA-Kraftwerksdatenbank ergibt sich der Altersaufbau des Kraftwerksparks. Wir nehmen eine Lebensdauer von 40 Jahren für Braun- und Steinkohlekraftwerke und 30 Jahren für Erdgaskraftwerke an. Die Kraftwerksdatenbank verzeichnet auch einige kleinere Blockheizkraftwerke auf Erdgasbasis, deren Lebensdauer mit 25 Jahren angesetzt ist. Für Kraftwerke mit den Brennstoffen Mineralöl sowie Gichtgas, Grubengas, Hüttengas, Raffineriegas und Butan veranschlagen wir ebenfalls 25 Jahre, und für Kapazitäten auf Basis von Abfall und Ersatzbrennstoff (EBS) 20 Jahre.



Die Annahme der Lebensdauern birgt Unsicherheiten bei Prognosen über die Entwicklung des Kraftwerksparks. Während frühere Studien des UBA von einer Lebensdauer über 35 Jahre für Kohlekraftwerke ausgehen⁵, nimmt das Öko-Institut sogar 50 Jahre an.⁶ Wegen Alterung und Abschaltung der fossilen Kraftwerke und der Atomkraftwerke ergibt sich aus der Kraftwerksdatenbank und den beschriebenen Annahmen für die konventionellen Kraftwerke folgende Entwicklung: Von den etwa 100 Gigawatt, die heute am Netz sind, werden 2020 voraussichtlich noch 59 Gigawatt in Betrieb sein. Dazu kommen sieben Gigawatt konventionelle Kraftwerkskapazitäten, die heute bereits im Bau sind⁷, so dass es 2020 insgesamt 66 Gigawatt konventionelle Kraftwerkskapazitäten gibt. Davon stellen die Atomkraftwerke Gundremmingen C, Neckarwestheim 2 und Emsland zusammen 4.144 Megawatt.

⁵ Vgl. UBA 2007

⁶ Vgl. Öko-Institut et al. 2007

⁷ Vgl. Anhang

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien legen wir das BMU-Leitszenario zugrunde.⁸ Im Jahr 2020 ist demnach eine installierte Leistung von 58,9 Gigawatt aus erneuerbaren Quellen vorgesehen, wovon Windkraftanlagen (onshore und offshore) mit gut 37 Gigawatt den größten Anteil stellen. Hier ist auch ein stärkerer Ausbau denkbar.⁹

Um das Ziel der Bundesregierung zu erreichen, im Jahr 2020 den Anteil des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf 25 Prozent der Stromerzeugung zu steigern, ist ein Zubau von KWK-Anlagen erforderlich. Unter der Annahme, dass KWK-Kapazitäten zugebaut werden müssen, die im Jahr 2020 etwa 60 Terawattstunden Strom bereitstellen können, und einer angenommenen Volllaststundenzahl für KWK-Anlagen von jährlich 2.500 Stunden¹⁰, ergibt sich eine Leistung von 24 Gigawatt¹¹ aus neuen KWK-Anlagen.

Versorgungssicherheit bedeutet, dass nicht nur jährlich mindestens soviel Strom produziert wie verbraucht wird, sondern auch, dass zeitgleich zum Verbrauch genug Strom zur Verfügung steht. Die Jahreshöchstlast, also der Nachfrage-Peak eines Jahres, ist ein Maß dafür, wieviel Kraftwerkskapazität gleichzeitig zur Verfügung stehen muss, um diesen Peak zu decken. Im Jahr 2006 betrug die Jahreshöchstlast 77,8 Gigawatt. Zu diesem Zeitpunkt standen 86,2 Gigawatt so genannte gesicherte Leistung¹² zur Verfügung¹³, um die Nachfrage zu decken.

Mit einem hohen Anteil fluktuierend einspeisender Anlagen werden in Zukunft technische Konzepte zur Speicherung von Strom und zum Lastmanagement, mit dem sich die Nachfrage beeinflussen lässt, eine größere Rolle spielen, es würde jedoch den Rahmen dieser Studie sprengen, hier detaillierte quantitative Aussagen zu machen. Qualitativ ist festzustellen, dass selbst ohne die fluktuierend einspeisenden Photovoltaik- und Windkraftanlagen, im Jahr 2020 laut Leitszenario gut 10 Gigawatt aus Laufwasser, Biomasse und Geothermie zur Verfügung stehen, dazu kommt eine vermutlich noch steigende Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken (2005: 4,7 Gigawatt) und (siehe oben) mehr als 60 Gigawatt konventionelle Kraftwerksleistung. Dem stehen eine voraussichtlich gesunkene Jahreshöchstlast gegenüber und eine auch aus Windkraftanlagen ständig bereitstehende Mindestkapazität, die mit steigendem Offshore-Anteil wächst.

⁸ Vgl. Nitsch 2007

⁹ Vgl. Eurosolar 2004, dort ist für das Jahr 2020 ein Szenario mit installierten Leistungen von 48,6 GW Wind, 30 GW Photovoltaik, 30 GW Biomasse und 16 GW Geothermie beschrieben.

¹⁰ Vgl. AGFW 2008, dort: durchschnittliche Ausnutzungsdauer bezogen auf die Wärmeengpassleistung 2006: 2.193 Stunden/Jahr

¹¹ Bei höherer durchschnittlicher Volllaststundenzahl würde sich eine geringere Leistung ergeben, entscheidend ist die hier getroffene Annahme für die Strommenge: 60TWh im Jahr 2020 aus neuen KWK-Anlagen.

¹² Von der installierten Leistung werden Kapazitäten im Probetrieb oder in Kaltreserve abgezogen, die Differenz ergibt die einsetzbare Leistung. Davon stehen wiederum einige Kapazitäten wegen Ausfall, Revision oder Kurzzeitreserve nicht zur Verfügung, übrig bleibt die gesicherte Leistung.

¹³ Vgl. VDN 2007

Stromproduktion und Stromverbrauch

Für die Frage, ob eine „Stromlücke“ entsteht, ist entscheidend, wie viel Strom überhaupt benötigt wird. Das Effizienzziel der Bundesregierung im Stromsektor sieht eine Senkung des Stromverbrauchs bis 2020 um elf Prozent gegenüber dem Jahr 2005 vor. Im Jahr 2005 lag die Bruttostromerzeugung in Deutschland¹⁴ bei 620,6 Terawattstunden. Davon wurden im Saldo 8,5 Terawattstunden exportiert. Vergleicht man diese Daten mit den Zahlen der AG Erneuerbare Energien Statistik¹⁵, lassen sich außerdem noch 5,2 Terawattstunden Pumpspeicherstrom¹⁶ abziehen, so dass sich für 2005 ein Bruttostromverbrauch von 606,9 Terawattstunden ergibt. Dieser umfasst den Eigenverbrauch der Kraftwerke, die Pumpstromverluste sowie die Leitungsverluste und den Stromverbrauch der Endverbraucher. Eine Senkung dieser Größe um elf Prozent bedeutet also im Jahr 2020 einen Bruttostromverbrauch von 540,2 Terawattstunden. Diese Strommenge muss, wenn die Import-Export-Bilanz ausgeglichen sein soll, im Jahr 2020 in Deutschland produziert werden.¹⁷

Wenn die Senkung um elf Prozent beim Stromverbrauch der Endkunden erreicht wird, ist sogar eine geringere Stromproduktion ausreichend, denn mit weniger Großkraftwerken im zukünftigen Kraftwerkspark sinkt der Eigenverbrauch der Kraftwerke¹⁸ und mit zunehmender Dezentralisierung der Stromproduktion sind geringere Leitungsverluste zu erwarten. Diese Effekte betrachten wir hier jedoch nicht quantitativ.

Im ersten Abschnitt stellten wir den Kraftwerkspark im Jahr 2020 für bestimmte Annahmen der technischen Lebensdauern verschiedener Kraftwerkstypen dar. Für die Stromproduktion aus diesem Kraftwerkspark ist die Dauer entscheidend, hier ausgedrückt in der Volllaststundenzahl, mit der Kraftwerke verschiedenen Typs eingesetzt werden.

Für den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke ist in hohem Maße die Einsatzreihenfolge (merit order) ausschlaggebend, in der die anbietenden Kraftwerke an der Strombörse EEX in Leipzig nach ihrem Gebot eingereicht werden. In diese Angebote, in der Regel die Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks, gehen vor allem die Brennstoffkosten und mit dem Emissionshandel auch die Kosten für CO₂-Zertifikate ein. Die Nachfrage wird aus dem Angebot an erneuerbarem Strom und dem Stromangebot konventioneller Kraftwerke entsprechend der merit order gedeckt.¹⁹

Hier geben wir vereinfachend Volllaststunden für Kraftwerke mit verschiedenen Brennstoffen vor. Daraus ergibt sich bei gegebener Leistung die Strommenge, die diese Kraftwerke liefern und damit unter den unten aufgeführten Annahmen auch die CO₂-Menge, die diese Kraftwerke emittieren. Mit

¹⁴ Vgl. AG Energiebilanzen 2008

¹⁵ BMU 2007

¹⁶ Der Pumpspeicherstrom wird hier abgezogen, da er bereits in anderen Anlagen produziert wurde und hier der Verbrauch betrachtet wird. Für die Netzstabilität ist natürlich relevant, ob zum Ausgleich von fluktuierend einspeisenden Anlagen genug gesicherte Leistung, zum Beispiel aus Pumpwasserkraftwerken, zur Verfügung steht.

¹⁷ Das Szenario „Koalitionsvertrag“ in der Studie EWI/Prognos 2007 sieht eine Bruttostromerzeugung von 542,1 TWh inkl. 6,2 TWh Pumpspeicherstrom vor.

¹⁸ In allen Szenarien der Studie EWI/Prognos 2007 sinkt der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 39 TWh im Jahr 2005 auf etwa 32 TWh im Jahr 2020.

¹⁹ Für eine detailliertere Beschreibung siehe zum Beispiel Öko-Institut et al. 2007.

den hier dargestellten Zahlen wird bis zum Jahr 2020 sowohl ausreichend Strom produziert als auch eine Senkung der CO₂-Emissionen auf unter 225 Millionen Tonnen im Jahr 2020 erreicht. Braunkohlekraftwerke waren 2007 mit circa 6.900 Volllaststunden im Einsatz, Steinkohlekraftwerke mit circa 5.300 Stunden und Erdgasanlagen mit gut 3.000 Stunden.²⁰

Das Jahr 2007 stellt eine Besonderheit dar, da die Menge an Atomstrom wegen des Stillstands mehrerer Anlagen um 27 Terawattstunden niedriger lag als im Jahr 2006. Dennoch blieb der Exportsaldo gleich hoch wie im Vorjahr (etwa 18 Terawattstunden). Zusätzlich zu einem gestiegenen Anteil an erneuerbaren Energien stellten die Braunkohlekraftwerke fünf Terawattstunden mehr Strom als 2006 zur Verfügung, die Steinkohlekraftwerke zusätzliche sieben Terawattstunden, obwohl laut Kraftwerksdatenbank zwischen 2006 und 2007 keine neuen Kohlekapazitäten dazugekommen sind. Die höhere Kohlestromproduktion liegt an einer höheren durchschnittlichen Volllaststundenzahl im Jahr 2007 - verglichen mit den Vorjahren.

Für 2008 und 2009 schreiben wir in unserer Rechnung für Kohlekraftwerke die Volllaststunden des Jahres 2007 fort, für Gaskraftwerke setzen wir für diese Jahre der Wert aus dem Jahr 2005 (knapp 3.200 Stunden) ein. Ab 2010 geben wir für Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2020 sinkende Volllaststunden vor, für Erdgaskraftwerke steigen die Volllaststunden.²¹ Werden die Kraftwerke auf diese Weise betrieben, lassen sich Versorgungssicherheit einerseits und Klimaschutz andererseits miteinander vereinbaren. Bis zum Jahr 2020 ergeben sich in unserem Szenario die folgenden Volllaststunden für verschiedene Kraftwerkstypen.

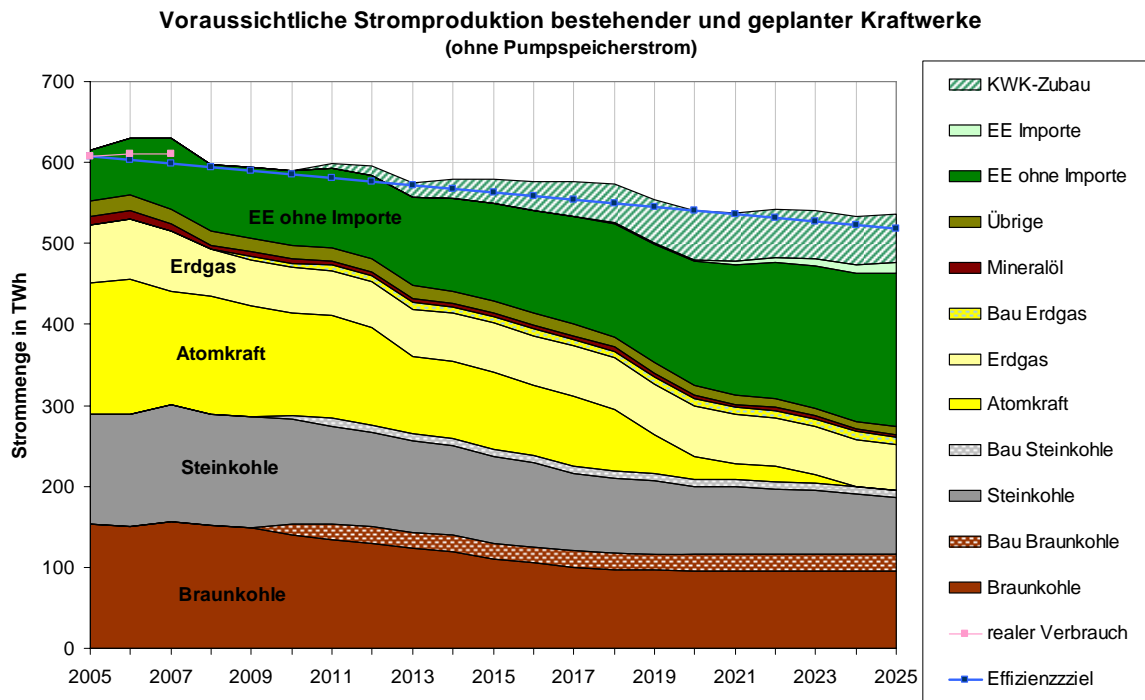
²⁰ Berechnung aus Bruttostrommenge der AG Energiebilanzen für 2007 und Bruttoleistung der 2007 laut UBA-Kraftwerksdatenbank in Betrieb befindlichen Kraftwerke.

²¹ Hier setzen wir die Leistung der Kraftwerke als gegeben voraus und bestimmen ihre Strommenge nur über die Volllaststunden. Statt die vorhandenen Gaskraftwerke mit steigender Stundenzahl zu betreiben, könnte dieselbe Strommenge aus Gaskraftwerken auch bei gleichbleibender Volllaststundenzahl durch den Bau von zusätzlichen Gaskraftwerkskapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Volllaststunden

Brennstoff	2005	2007	2010	2015	2020
Braunkohle	6.839	6.923	6.800	6.550	6.300
Steinkohle	4.874	5.296	5.200	4.650	4.100
Erdgas	3.189	3.046	3.200	3.590	3.980
Mineralöl	3.106	2.142	2.200	2.200	2.200
Übrige	6.204	6.109	6.500	6.500	6.500
Atomkraft	7.472	6.548	6.793	6.793	6.793
neue Braunkohle			6.923	6.900	6.900
neue Steinkohle			5.100	4.850	4.600
neue Erdgas			3.200	3.590	3.980
neue KWK (Erdgas)			2.500	2.500	2.500

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Stromproduktion (ohne Pumpspeicherstrom) unter den beschriebenen Annahmen.



Für die erneuerbaren Energien legen wir die Zahlen aus dem BMU Leitszenario zugrunde. Danach stammen im Jahr 154,2 Terawattstunden Strom aus inländischen Anlagen der erneuerbaren Energie, 1,8 Terawattstunden sind im Leitszenario im Jahr 2020 erneuerbarer Importstrom. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, den das Leitszenario skizziert, erscheint realistisch. Im Jahr 2007 lieferten erneuerbare Energien bereits 14 Prozent des Stromverbrauchs²² und erreichten damit bereits die Strommenge, die das Leitszenario erst für das Jahr 2009 vorsieht. Dementsprechend ist auch ein noch schnellerer Ausbau denkbar, dies wird unter anderem von der Entwicklung der Offshore-Windkraftanlagen abhängen. Windkraftanlagen onshore und offshore liefern im Leitszenario im Jahr 2020 zusammen 81 Terawattstunden Strom.

Ebenso wichtig wie der Ausbau der erneuerbaren Energien, ist der notwendige Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In unserem Szenario nehmen wir an, dass ab 2011 bis zum Jahr 2020 KWK-Anlagen auf Erdgasbasis zugebaut werden, die 2020 eine Strommenge von 60 Terawattstunden bereitstellen. Zusammen mit Strom aus bereits existierenden KWK-Anlagen lässt sich damit das Ziel der Bundesregierung erreichen, den KWK-Anteil am Stromverbrauch des Jahres 2020 auf 25 Prozent zu steigern. Ob dieses Ziel erreicht wird, ist jedoch bisher noch nicht absehbar. Dies ist weniger ein Problem für die Versorgungssicherheit, denn anstelle des hier geplanten Stroms aus KWK-Anlagen, könnten die Kohlekraftwerke mit höheren Volllaststunden laufen und diese Strommenge liefern. Das würde aber zu höheren CO₂-Emissionen führen: Verglichen mit dem hier dargestellten Szenario würden dann circa 45 Millionen Tonnen CO₂ mehr emittiert. Um die Klimaschutzziele

²² Vgl. BMU 2008

le zu erreichen, ist deshalb ein Ausbau von erdgasbasierten KWK-Anlagen nach dem 25-prozentigen Ziel der Bundesregierung notwendig.

Unter den dargestellten Annahmen deckt die Stromproduktion auch mit deutlich abnehmendem Beitrag der Atomkraftwerke bis zum Jahr 2020 in jedem Jahr den Bedarf. Der hier zugrunde gelegte Bedarf folgt dem Effizienzziel der Bundesregierung und sinkt jährlich um etwa 4,5 Terawattstunden, bis er im Jahr 2020 den Wert von 540 Terawattstunden erreicht, was einer Senkung des Bruttostromverbrauchs um elf Prozent gegenüber 2005 entspricht. Je nachdem, wie viel Strom in welchem Jahr real im Inland verbraucht werden wird, wie viel Strom noch aus einzelnen Atomkraftwerk stammt und abhängig davon, wie schnell der KWK-Zubau stattfindet, sind bis 2020 sogar weiterhin Stromexporte in der Größenordnung bis zu 20 Terawattstunden denkbar.

Klimaschutzziele

CO₂-Emissionen

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen sind folgende Annahmen zu treffen: Während für neue Kraftwerke die Wirkungsgrade und damit die spezifischen CO₂-Emissionen relativ sicher angegeben werden können, besteht der existierende Kraftwerkspark aus Anlagen verschiedener Generationen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden. Die durchschnittlichen spezifischen Emissionen für das Jahr 2005 berechnen wir aus den Zahlen für die Emissionen²³ und den Zahlen für die Bruttostromproduktion²⁴ des Jahres 2005. Ältere Kraftwerke haben in der Regel höhere spezifische CO₂-Emissionen als jüngere Kraftwerke, die denselben Brennstoff einsetzen. Da jedoch nach und nach die jeweils ältesten und ineffizienten Kraftwerke außer Betrieb gehen, steigen die Brennstoffausnutzungsgrade²⁵, und die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen sinken.

Insbesondere für Kohlekraftwerke nehmen wir hier deutliche Verbesserungen an: Für Braunkohlekraftwerke steigt der durchschnittliche Brennstoffausnutzungsgrad von 37 Prozent im Jahr 2005 auf 44 Prozent im Jahr 2020, für Steinkohlekraftwerke steigt er von 41 Prozent auf 47 Prozent. Der Brennstoffausnutzungsgrad der Erdgaskraftwerke steigt vor allem wegen des hier angenommenen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Erdgasbasis: von durchschnittlichen 55 Prozent im Jahr 2005 auf 68 Prozent im Jahr 2020.²⁶ Die folgende Grafik zeigt die zu erwartenden CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks.

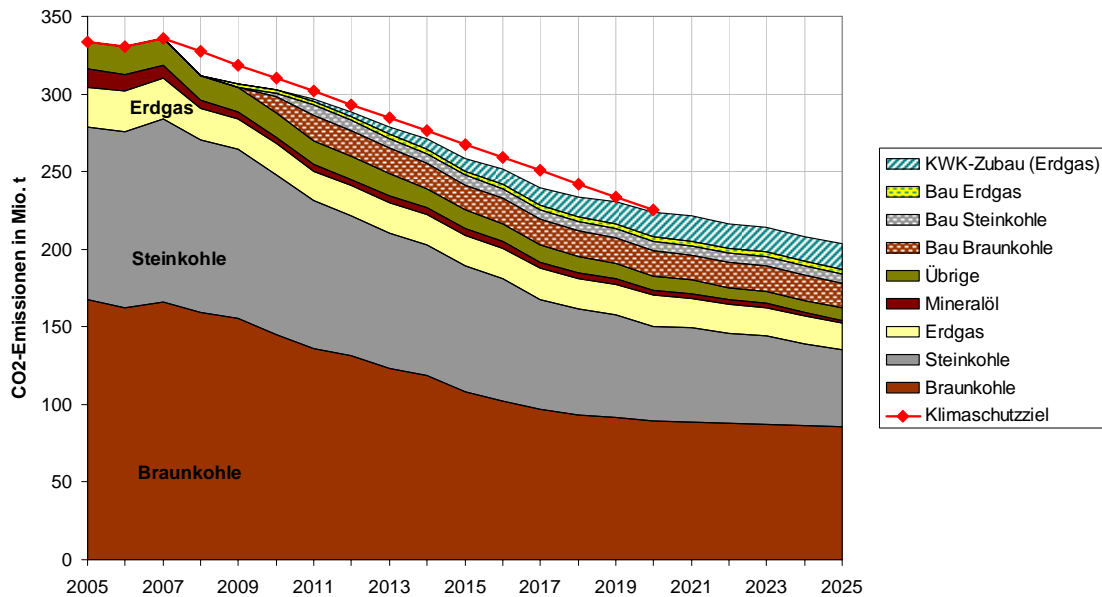
²³ UBA-Datenbank: Zentrales System Emissionen (ZSE), Stand 15.01.2008

²⁴ Vgl. AG Energiebilanzen 2008

²⁵ Der Brennstoffausnutzungsgrad gibt das Verhältnis der Zielenergien (Strom, Wärme, evtl. Kälte...) zum eingesetzten Energiegehalt des Brennstoffs an. Wird nur die Zielenergie Strom erzeugt, entspricht er dem Bruttowirkungsgrad.

²⁶ EWI/Prognos 2007 gehen von folgenden, niedrigeren Brennstoffausnutzungsgraden im Jahr 2020 aus: Braunkohle: 44 %, Steinkohle: 44,7 %, Erdgas: 60,3 %. Die sich daraus ergebenden höheren spezifischen Emissionen hätten in der Berechnung des von uns angenommenen Kraftwerksparks knapp 11 Mio. t CO₂ zusätzlich zur Folge.

Voraussichtliche CO₂-Emissionen bestehender und geplanter Kraftwerke



Vergleich mit dem Klimaschutzziel im bisherigen UBA-Szenario und mit dem Szenario „Koalitionsvertrag“ von EWI/Prognos

In dem hier dargestellten Szenario emittiert der Kraftwerkspark im Jahr 2020 etwa 224 Millionen Tonnen CO₂. Die Studie „40-prozentige Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990“²⁷ stellt eine mögliche Verteilung der Emissionsminderungen auf verschiedene Sektoren dar. Der Kraftwerkspark sollte in diesem Szenario im Jahr 2020 noch 210 Millionen Tonnen CO₂ emittieren. Die Differenz im Umfang von 14 Millionen Tonnen gegenüber der zitierten Studie ergibt sich aus Änderungen im realen Kraftwerkspark, die bisher nicht berücksichtigt waren.

So wurden in den Jahren 2006 und 2007 Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 4.750 Megawatt Bruttoleistung ertüchtigt²⁸, so dass sie im Jahr 2020 voraussichtlich noch in Betrieb sein werden. Zusammen mit den heute bereits im Bau befindlichen Braunkohlekraftwerken ergibt sich für das Jahr 2020 eine Bruttoleistung von 18 Gigawatt, die mit den oben dargestellten Volllaststunden im Jahr 2020 in diesem Szenario 116 Terawattstunden Braunkohlestrom produzieren. In dem zitierten 40-Prozent-Szenario²⁹ sind 100 Terawattstunden Braunkohlestrom für das Jahr 2020 vorgesehen, verbunden mit 92 Millionen Tonnen CO₂. In dem hier dargestellten Szenario verursacht der Braunkohlestrom 2020 Emissionen in Höhe von 106 Millionen Tonnen CO₂.

Auch Steinkohlekraftwerke mit einer Bruttoleistung von gut 4.000 Megawatt wurden in den Jahren 2005 bis 2007 ertüchtigt, und waren in dem bisherigen Szenario nicht berücksichtigt. Hinzu kommt, dass wir die Lebensdauer für Kohlekraftwerke hier mit 40 Jahren einschätzen (frühere Rechnung:

²⁷ Vgl. UBA 2007

²⁸ 2006: Ertüchtigung von sechs 500 MW-Blöcken in Jänschwalde; 2006/2007: Ertüchtigung von zwei 870 MW Blöcken in Weisweiler.

²⁹ Vgl. UBA 2007

35 Jahre), wodurch im Jahr 2020 zusätzliche 3.100 Megawatt auf Steinkohlebasis am Netz sein könnten.³⁰ In dem hier dargestellten Szenario ergeben sich so für das Jahr 2020 Steinkohlekraftwerkskapazitäten mit gut 22 Gigawatt Bruttoleistung, die unter den dargestellten Voraussetzungen 93 Terawattstunden Strom liefern. Das bisherige UBA-Szenario sieht 76 Terawattstunden Steinkohlestrom vor, der CO₂-Emissionen von 55 Millionen Tonnen verursacht hätte. Im hier beschriebenen Szenario emittieren die Steinkohlekraftwerke im Jahr 2020 67 Millionen Tonnen CO₂.

Die Strommenge aus erneuerbaren Energien setzen wir mit 156 Terawattstunden hier höher an als in dem bisherigen UBA-Szenario (dort: 140 Terawattstunden), und die im Jahr 2020 notwendige Stromproduktion liegt in dem hier dargestellten Szenario mit 540 Terawattstunden leicht unter der Stromproduktion in dem bisherigen Szenario (dort: 548 Terawattstunden).³¹

Sowohl in dem bisherigen 40-Prozent-Szenario des UBA als auch in dem Szenario „Koalitionsvertrag“ von EWI/Prognos steigt der Anteil des Erdgases an der Stromproduktion bis 2020. 2007 wurden 74,5 Terawattstunden Strom auf Erdgasbasis produziert.³² Auch das hier vorgestellte Szenario sieht, zusätzlich zu den im Jahr 2020 bestehenden Erdgaskraftwerken mit einer Bruttoleistung von 18 Gigawatt, neue KWK-Anlagen auf Erdgasbasis vor. Insgesamt beträgt der auf Erdgasbasis produzierte Strom im Jahr 2020 in unserem Szenario 132 Terawattstunden. Dies entspricht der Größenordnung für Strom auf Gasbasis, die auch EWI/Prognos im Szenario „Koalitionsvertrag“³³ für das Jahr 2020 berechnen: Dort sind es 124,6 Terawattstunden, die aus Gaskraftwerken mit einer Bruttoleistung von insgesamt 32,6 Gigawatt stammen. Dafür ist ein Zubau von 9,3 Gigawatt notwendig. Allerdings sind diese Kraftwerke nicht als KWK-Anlagen ausgewiesen. Die Volllaststundenzahl beträgt dort 3.817 Stunden pro Anlage im Jahr 2020 und liegt damit für Gaskraftwerke vergleichsweise hoch, ebenso wie die in unseren Rechnungen angenommenen Volllaststunden für Gaskraftwerke (im Jahr 2020: 3.980 Stunden).

Alternativ zu dieser relativen hohen Auslastung der bestehenden Gaskraftwerke ist natürlich auch ein Neubau von Gaskraftwerken denkbar. Anders als ein weiterer Zubau von Kohlekraftwerken würden zusätzliche Gaskraftwerke zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen.

Fazit

Die Versorgungssicherheit bis 2020 ist wegen des Verzichts auf die Atomkraftnutzung gemäß der Vereinbarung der Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2000³⁴ nicht in Gefahr. Um das Klimaschutzziel zu erreichen, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken, schlagen wir für den Kraftwerkspark eine Begrenzung der Emissio-

³⁰ Bei Braunkohlekraftwerken macht die Annahme einer technischen Lebensdauer von 40 Jahren für das Jahr 2020 aufgrund der Altersstruktur keinen Unterschied zur Annahme einer 35 jährigen Lebensdauer.

³¹ Das Ziel der Bundesregierung, den Stromverbrauch bis 2020 um 11 % gegenüber 2005 zu senken, wurde hier auf den Bruttostromverbrauch von 2005 bezogen, nicht auf die Bruttostromproduktion, also abzüglich Exporten und Pumpspeicherstrom, daraus ergibt sich die Differenz zum bisherigen Szenario bei der Strommenge.

³² Vgl. AG Energiebilanzen 2008

³³ Vgl. EWI/Prognos 2007

³⁴ Vgl. Bundesregierung 2000

nen auf 225 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2020 vor. Dieses Ziel ist auch unter den Bedingungen des Verzichts auf die Nutzung der Atomkraft erreichbar, soweit folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. Stromsparen: Senkung des Bruttostromverbrauchs um elf Prozent im Jahr 2020 gegen über 2005,
2. Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, vor allem auf Erdgasbasis, um den Anteil von KWK-Strom im Jahr 2020 auf 25 Prozent zu steigern,
3. keine zusätzlichen Kohlekraftwerke über die heute schon im Bau befindlichen Kraftwerke hinaus,
4. Ausbau der erneuerbaren Energien wie im Leitszenario vorgesehen,
5. Effizienzverbesserungen bei den Kraftwerken durch Abschalten alter ineffizienter Anlagen, sobald die vorgesehene Lebensdauer erreicht sein wird.

Literatur

Bundesregierung 2000, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000

UBA 2007, Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990, Reihe Climate Change 05/07, Dessau 2007

Öko-Institut et al. 2007, Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030, Endbericht für WWF und DUH, Hamburg, Juni 2007

Nitsch 2007, Dr. Joachim Nitsch, Leitstudie 2007, Ausbaustrategie Erneuerbare Energien, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Studie im Auftrag des BMU, Stuttgart, Februar 2007

Eurosolar 2004, Stefan Peter, Dr. Harry Lehmann, ISUSI, Das deutsche Ausbaupotential Erneuerbarer Energien im Stromsektor, Eurosolarstudie, Aachen, Dezember 2004

AGFW 2008, Karin Schmitz, AGFW, Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006, in Euro Heat & Power, Ausgabe Jan. - Feb. 2008

AG Energiebilanzen 2008, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern, Stand: 8. Februar 2008

BMU 2007, Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, Stand: November 2007, Internet-Update

VDN 2007, Daten und Fakten, Stromnetze in Deutschland, Ausgabe 1. April 2007

BMU 2008, Pressemitteilung vom 22.1.2008

Anhang

Kraftwerke, die heute im Bau sind und hier berücksichtigt wurden:

Kraftwerk	Bruttoleistung (MW)	voraussichtl. Inbetriebnahme	Brennstoff
Boxberg, Block R	675	2010	Braunkohle
Neurath F (BoA 2) - Grevenbroich	1.100	2010	Braunkohle
Neurath G (BoA 3) - Grevenbroich	1.100	2011	Braunkohle
Datteln 4	1.100	2011	Steinkohle
Duisburg - Walsum 10	790	2010	Steinkohle
Irsching 4	550	2011	Erdgas
Irsching 5	845	2009	Erdgas
Lingen (Emsland)	875	2009	Erdgas

Übersicht über das vorgestellte Szenario:

	2005	2007	2010	2015	2020
Leistung (in Megawatt)					
Braunkohle	22.533	22.533	20.695	16.841	15.194
Steinkohle	27.514	27.379	25.068	23.017	20.476
Erdgas	22.264	24.457	17.697	16.731	15.886
Mineralöl	3.734	3.734	2.172	2.172	1.695
Übrige	2.910	3.057	2.682	2.200	1.825
Atomkraft	21.814	21.457	18.586	14.038	4.144
EE ohne Importe	27.181	33.230	39.725	48.969	58.868
Bau Braunkohle	0	0	1.775	2.875	2.875
Bau Steinkohle	0	0	790	1.890	1.890

Bau Erdgas	0	0	1.720	2.270	2.270
neue KWK (Erdgas)	0	0	0	12.000	24.000
Summe	127.951	135.848	130.909	143.003	149.123

Strommenge (in Terawattstunden)

Braunkohle	154,1	156,0	140,7	110,3	95,7
Steinkohle	134,1	145,0	130,4	107,0	83,9
Erdgas	71,0	74,5	56,6	60,1	63,2
Mineralöl	11,6	8,0	4,8	4,8	3,7
Übrige	18,1	18,7	17,4	14,3	11,9
Atomkraft	163,0	140,5	126,2	95,4	28,1
EE Inland	63,6	86,9	92,2	120,6	154,2
EE Importe	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8
Bau Braunkohle	0,0	0,0	12,3	19,8	19,8
Bau Steinkohle	0,0	0,0	4,0	9,2	8,7
Bau Erdgas	0,0	0,0	5,5	8,1	9,0
neue KWK (Erdgas)	0,0	0,0	0,0	30,0	60,0
Summe Produktion	615,4	629,6	590,2	579,6	540,2
(ohne Pumpspeicherstrom mit Exporten)					
realer Verbrauch	606,9	610,6			
(ohne Pumpspeicherstrom, ohne Exporte)					
Effizienzziel	606,9	598,0	584,7	562,4	540,2
(linearer Verlauf, 2020 -11% geg. 2005 des Verbrauchs ohne Pumpspeicherstrom und Exporte)					

Volllaststunden (Stunden/Jahr)	2005	2007	2010	2015	2020
Braunkohle	6.839	6.923	6.800	6.550	6.300
Steinkohle	4.874	5.296	5.200	4.650	4.100
Erdgas	3.189	3.046	3.200	3.590	3.980
Mineralöl	3.106	2.142	2.200	2.200	2.200
Übrige	6.204	6.109	6.500	6.500	6.500
Atomkraft	7.472	6.548	6.793	6.793	6.793
neue Braunkohle			6.923	6.900	6.900
neue Steinkohle			5.100	4.850	4.600
neue Erdgas			3.200	3.590	3.980
neue KWK (Erdgas)			2.500	2.500	2.500

CO₂ (in Millionen Tonnen)

Braunkohle	167,2	165,8	145,1	108,3	89,8
Steinkohle	111,3	118,0	103,1	80,9	60,7
Erdgas	25,8	26,5	19,6	19,8	19,9
Mineralöl	12,2	8,0	4,4	4,0	2,8
Übrige	17,1	17,3	15,6	12,1	9,5
Summe bestehende	333,6	335,6	287,8	225,1	182,7
Bau Braunkohle	0,0	0,0	10,1	16,4	16,4
Bau Steinkohle	0,0	0,0	2,7	6,2	5,9
Bau Erdgas	0,0	0,0	1,9	2,8	3,1
neue KWK (Erdgas)	0,0	0,0	0,0	8,1	16,2
Summe bestehende, Bau, KWK (Erdgas)	333,6	335,6	302,5	258,5	224,2
Klimaschutzziel	334	336	310	268	225

Spezifische Emissionen (kg/kWh el. brutto)

Braunkohle (alt)	1,085	1,063	1,031	0,982	0,938
Steinkohle (alt)	0,830	0,814	0,791	0,756	0,724
Erdgas (alt)	0,364	0,356	0,346	0,329	0,314
Mineralöl	1,055	1,002	0,931	0,833	0,754
Übrige	0,946	0,925	0,894	0,847	0,804
Bau Braunkohle			0,824	0,824	0,824
Bau Steinkohle			0,676	0,676	0,676
Bau Erdgas			0,338	0,338	0,338
neue KWK (Erdgas)			0,269	0,269	0,269

Durchschnittlicher Brennstoffausnutzungsgrad

Braunkohle (alt)	0,37	0,38	0,39	0,41	0,43
Steinkohle (alt)	0,41	0,42	0,43	0,45	0,47
Erdgas (alt)	0,55	0,56	0,58	0,61	0,64
Mineralöl	0,26	0,27	0,29	0,32	0,36
Übrige	0,37	0,38	0,40	0,42	0,44
Bau Braunkohle	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Bau Steinkohle	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Bau Erdgas	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
neue KWK (Erdgas)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75