



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Kurzgutachten

Auswirkungen eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Kernenergie

Aachen, den 23.08.2011

Bearbeitung:

Dr. Jessica Beck

Armin Michels

Dominic Nailis

Dr. Michael Ritzau

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Aufgabenstellung und Vorgehen	1
2 Ergebnisse der Untersuchung	6
2.1 Erzeugungsmix Deutschland.....	6
2.2 Entwicklung Stromaustausch.....	8
2.3 Auswirkungen auf Emissionen.....	9
2.4 Preisentwicklung Großhandelsmarkt.....	10
3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	12

1 Zusammenfassung

In diesem Kurzgutachten wurden unterschiedliche Szenarien mit dem europäischen Strommarktmodell der BET simuliert, um die Auswirkungen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland im Hinblick auf

- den Erzeugungsmix
- den Stromaustausch mit benachbarten Ländern
- die Emissionen aus der Stromerzeugung
- die Stromgroßhandelspreise

zu ermitteln. Dabei wurde die Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke (KKW) entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung (2010) einem Ausstiegsszenario gegenübergestellt, in dem die sieben temporär abgeschalteten KKW sowie das KKW Krümmel dauerhaft abgeschaltet bleiben und die anderen KKW sukzessive in den Jahren 2015 bis 2017 abgeschaltet sowie zusätzliche GuD-Kraftwerke und Windkraftanlagen als flankierende Maßnahme errichtet werden. Darüber hinaus wurden Sensitivitäten betrachtet, die eine Nicht-Erreichung der Effizienzziele zum Gegenstand haben bzw. den Atomausstieg ohne zusätzliche GuD-Kraftwerke und Windkraftanlagen betrachten.

Im Ergebnis zeigen sich folgende Auswirkungen:

- Durch einen beschleunigten Ausstieg kommt es bis 2016 nicht zu Kapazitätsknappheiten in Deutschland.¹ Ab dem Jahr 2017 ergibt sich ein Zubaubedarf an flexiblen Kraftwerken (GuD-Kraftwerke, Gasturbinen). Ein Bedarf an zusätzlichen Kohlekraftwerken zeigt sich in den Szenarien trotz beschleunigtem KKW-Ausstieg ausdrücklich nicht.
- Die wegfallende Erzeugung der abgeschalteten KKW wird kurzfristig durch eine Mehrproduktion inländischer Steinkohle- und GuD-Kraftwerken sowie zu etwa 1/3 durch verringerten Stromexport bzw. erhöhten Stromimport kompensiert.
- Ein Teil der wegfallenden Erzeugung aus KKW wird durch eine Mehrproduktion fossiler ausländischer Kraftwerke kompensiert. Dies ist eine logische Konsequenz eines europäischen Strommarktes. Die Mehrproduktion kommt nicht – oder nur in sehr geringem Umfang – aus ausländischen KKW, sondern primär aus nicht ausgelasteten Kohle- und Gaskraftwerken. Ein Zubau von GuD-Kraftwerken, ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien und auch die Erreichung der Effizienzziele (sinkende Stromnachfrage) wirken begrenzend auf Stromimporte.
- Durch das europäische Emissionshandelssystem (Cap and Trade) ergeben sich insgesamt keine zusätzlichen Emissionen, sondern Steigerungen beim CO₂-Preis, die berücksichtigt wurden. Aus einem beschleunigten Kernenergieausstieg resultieren infolge der höheren Erzeugung aus Kohle- und GuD-Kraftwerken höhere Emissionen

¹ Dabei wurde unterstellt, dass die derzeit im Bau befindlichen Neubau-Kraftwerke zu dem ursprünglich geplanten IBN-Termin im kommerziellen Betrieb eingesetzt werden.

aus der Stromerzeugung in Deutschland, die im Mittel bis 2030 ca. 40 Mio. t/a betragen.

- Eine weitere Konsequenz sind moderate Steigerungen der Stromgroßhandelspreise. Im Mittel über mehrere Jahre wurden Preissteigerungen im Bereich zwischen 6 und 8 €/MWh beim Base-Preis (Jahresbandlieferung) ermittelt, was bei einem Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a zu jährlichen Mehrkosten zwischen 21 und 28 € führt.
- Mit den höheren Großhandelspreisen auf der Stromseite steigen auch die Investitionsanreize zum Bau zusätzlicher Kraftwerke. In einem Strommarkt mit steigender Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist es jedoch fraglich, ob diese Anreize zur Realisierung der Investitionen ausreichen. Hier ist eine Weiterentwicklung des Marktdesigns zu prüfen.
- Nicht Gegenstand des Kurzgutachtens waren die Auswirkungen auf die Netze. Hierzu wird empfohlen, Anreize zu setzen, dass neue Kraftwerke an Standorten errichtet werden, die zu einer Netzentlastung und nicht zu einer weiteren Netzbelastung führen.

2 Aufgabenstellung und Vorgehen

Vor dem Hintergrund der tragischen Ereignisse im japanischen Kernkraftwerk Fukushima hat die Bundesregierung am 14. März 2011 ein dreimonatiges Moratorium für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke verkündet. Am 15.03.2011 hat die Bundesregierung beschlossen, dass die sieben ältesten Kernkraftwerke vorerst vom Netz genommen werden und das Kraftwerk Krümmel vorerst nicht wieder ans Netz geht. Vor diesem Hintergrund hat BET die Fragestellung nach einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland analysiert.

Hierbei wurden unterschiedliche Szenarien untersucht. Die Szenarien wurden mit dem europäischen Strommarktmodell der BET simuliert. Wesentliche Eingangsparameter für das Modell sind neben dem bestehenden Kraftwerkspark inkl. der absehbaren Zubauten und Stilllegungen insbesondere die Stromnachfrage, die Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien, die dezentralen fossilen Erzeugungsanlagen sowie die Preise für Brennstoffe und CO₂. Das langfristige Fundamentalmodell ermittelt sowohl den Einsatz von Kraftwerken als auch den Neubau von Kraftwerken mit der Zielsetzung, die Systemkosten zu minimieren (volkswirtschaftlicher Ansatz). Sofern sich also über den angenommenen Zubau von Erzeugungskapazitäten hinaus ein zusätzlicher Bedarf an thermischen Kraftwerken ergibt, wird dieser vom Strommarktmodell ermittelt und kostenminimal zugebaut. Dabei wird nicht nur die Anforderung zur Deckung der Last sondern auch die der Reservevorhaltung berücksichtigt. Letztere umfasst den Bedarf für die drei Regelleistungsarten sowie Leistung zur Kompensation von Nichtverfügbarkeiten konventioneller und dargebotsabhängiger Kraftwerke aus erneuerbaren Energien. Als wesentliche Ergebnisse erhält man den Erzeugungsmix (Kapazitäten und Stromerzeugung), auf den Grenzkosten der Kraftwerke basierende Großhandelsstrompreise, die CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke sowie den Leistungsaustausch zwischen den Ländern unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden und absehbar zugebauten Austauschkapazitäten.

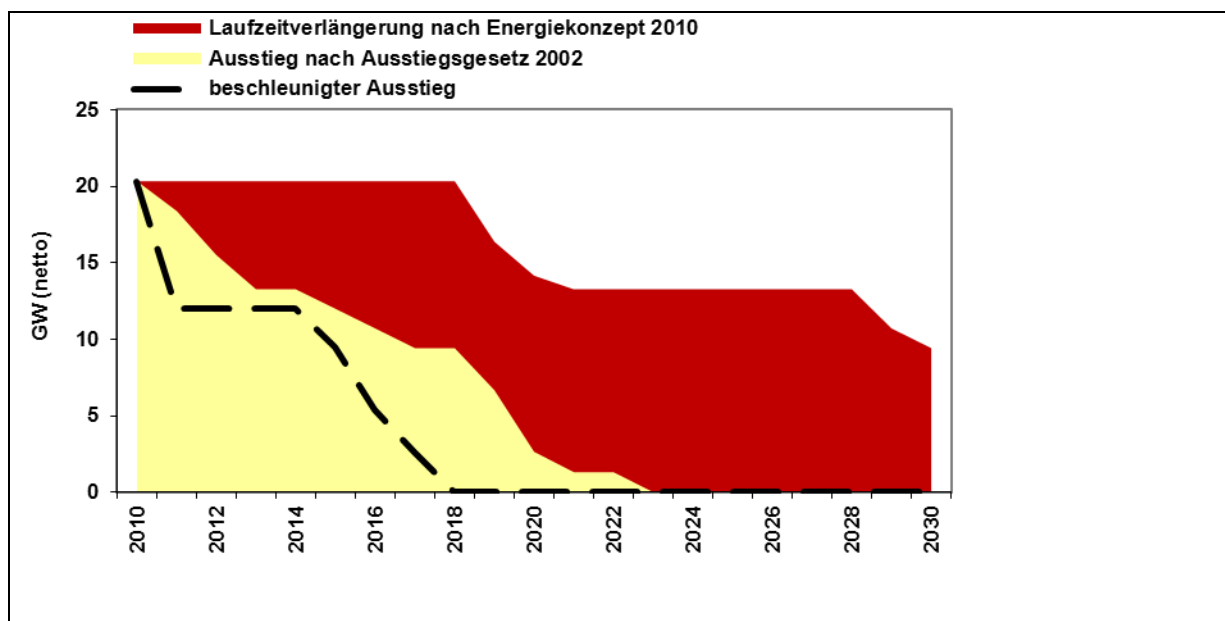


Abbildung 1: Netto-Engpassleistung der Kernkraftwerke

Es wurden zwei Grundszenarien untersucht – eines mit der im Jahr 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung und eines mit einem beschleunigten Atomausstieg bis 2017 in Kombination mit flankierenden Maßnahmen. Die wesentlichen Annahmen zu den Eingangsparametern für die Szenarien sind:

- Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend dem BMU-Leitszenario 2010 / Nationalem Aktionsplan für erneuerbare Energien (NREAP)
- Die Preise für Brennstoffe und CO₂ orientieren sich an den Prognosen des WEO 2010². Die Annahmen zum Gaspreis wurden in Relation zum Kohlepreis derart angenommen, dass neue GuD-Kraftwerke mit alten Steinkohlekraftwerken bezüglich der variablen Kosten konkurrieren können (Fuel Switch Preis).³
- Auf europäischer Ebene wurden für die Nachbarländer Deutschlands unveränderte politische Rahmenbedingungen angenommen.
- Es werden die im Bau befindlichen thermischen Kraftwerke (überwiegend Kohlekraftwerke) im Umfang von rund 11 GW berücksichtigt.
- Für den Zubau von Kohlekraftwerken gilt ab dem Jahr 2020 eine Verpflichtung zu CCS (Carbon Capture and Storage).
- Die Stromnachfrage in Deutschland sinkt entsprechend der Zielsetzung im Energiekonzept ausgehend vom Niveau von 2008⁴ bis zum Jahr 2020 um 10 % und bis zum Jahr 2050 um 25 %. Für eine Folgenabschätzung unter ungünstigen Bedingungen wurde in einer Sensitivitätsanalyse eine konstante Stromnachfrage angenommen.

² Quelle: International Energy Agency: World Energy Outlook (WEO) 2010, Szenario "New Policies"

³ Dies ist auf Grundlage der aktuellen Marktentwicklung (Shale Gas, LNG-Kapazitäten) begründbar und zu beobachten. Dies wird auch im aktuellen „Golden Age of Gas Szenario“ der International Energy Agency IEA (WEO 2011, basierend auf dem „New Policies“ Szenario 2010) ähnlich angenommen

⁴ Stromnachfrage inkl. Netzverluste ohne Pumpstrom: 569 TWh

Als Referenz wird das **Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“** mit einer Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 herangezogen.

Dem gegenübergestellt wird ein beschleunigtes Ausstiegsszenario. Im **Szenario „beschleunigter Atomausstieg“** bleiben die sieben ältesten Kernkraftwerke und das Kraftwerk Krümmel dauerhaft abgeschaltet. Die restlichen Anlagen werden in der Reihenfolge der Reststrommengen in den Jahren 2015 bis 2017 abgeschaltet. Es findet keine Übertragung von Reststrommengen statt. Es unterscheidet sich – neben den kürzeren Laufzeiten der Kernkraftwerke - mit folgenden Annahmen vom Referenzszenario „Laufzeitverlängerung 2010“:

- gesetzter Zubau von GuD-Kraftwerken im Umfang von 7 GW in den Jahren 2015 bis 2017
- verstärkter Ausbau der Onshore-Windkraftanlagen (über das BMU-Leitszenario hinaus) im Umfang von 450 MW/Jahr bis zum Jahr 2020
- erhöhter CO₂-Preis zur Berücksichtigung von höheren Emissionen der Stromerzeugung

Ergänzend zu den beiden Szenarien wurden drei Sensitivitäten untersucht. Für die beiden Szenarien „Laufzeitverlängerung 2010“ und „beschleunigter Atomausstieg“ wurde jeweils in einer **Sensitivität** die Auswirkung einer konstanten Stromnachfrage untersucht, d. h. eine Nicht-Erreichung der Effizienzziele angenommen. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde auch die „Laufzeitverlängerung 2010“ mit einer konstanten Nachfrage simuliert. Aufgrund der höheren Emissionen im Kraftwerksbereich gegenüber den Effizienzszenarien wurde in diesen Sensitivitäten jeweils ein höherer CO₂-Preis ermittelt.

Eine **weitere Sensitivität** für das Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ wurde ausschließlich die Wirkung des Atomausstiegs ohne zusätzliche flankierende Maßnahmen mit einer entsprechenden Erhöhung des CO₂-Preises betrachtet („beschleunigter Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind“). Ein vorgegebener zusätzlicher Zubau an GuD- und Windkapazitäten findet hier nicht statt.

Die nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die einzelnen Szenarien und Sensitivitäten:

Szenario / Sensitivität	Kernkraftwerke	Stromnachfrage	zusätzliche GuD-Kraftwerke	zusätzliche Onshore-Windkraftanlagen	CO ₂ -Preis ^{5,6}
Referenz-Szenario LZV 2010	Laufzeitverlängerung	sinkend -10% (2020) -25% (2050)	nein	nein	reduziert gegenüber WEO 2010
Szenario beschleunigter Atomausstieg	Ausstieg bis 2017	Sinkend -10% (2020) -25% (2050)	ja +7.000 MW	ja +450 MW/a bis 2020	erhöht gegenüber Referenz-Szenario LZV 2010
Sensitivität 1: LZV 2010 - geringere Effizienz	Laufzeitverlängerung	konstant	nein	nein	nach WEO 2010
Sensitivität 2: beschleunigter Atomausstieg - geringere Effizienz	Ausstieg bis 2017	konstant	ja +7.000 MW	ja +450 MW/a bis 2020	erhöht gegenüber WEO 2010
Sensitivität 3: beschleunigter Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind	Ausstieg bis 2017	Sinkend -10% (2020) -25% (2050)	nein	nein	erhöht gegenüber Referenz-Szenario LZV 2010

Tabelle 1: Überblick über die betrachteten Szenarien und Sensitivitäten

⁵ Die CO₂-Preisdifferenzen basieren auf der Annahme, dass eine Emissionsänderung von 1 Mio. t CO₂ eine Preisänderung um 0,045 €/t nach sich zieht, was sich aus den Untersuchungen der EU-Kommission ergibt (Commission of the European Communities (CEC), (2010): Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2010) 265 final, Brussels, 26.5.2010.)

⁶ Siehe auch Abschnitt 3.3 Auswirkungen auf CO₂-Emissionen

3 Ergebnisse der Untersuchung

3.1 Kraftwerksmix Deutschland

Ein wesentliches Ergebnis des Strommarktmodells ist die Entwicklung der **Erzeugungskapazitäten**:

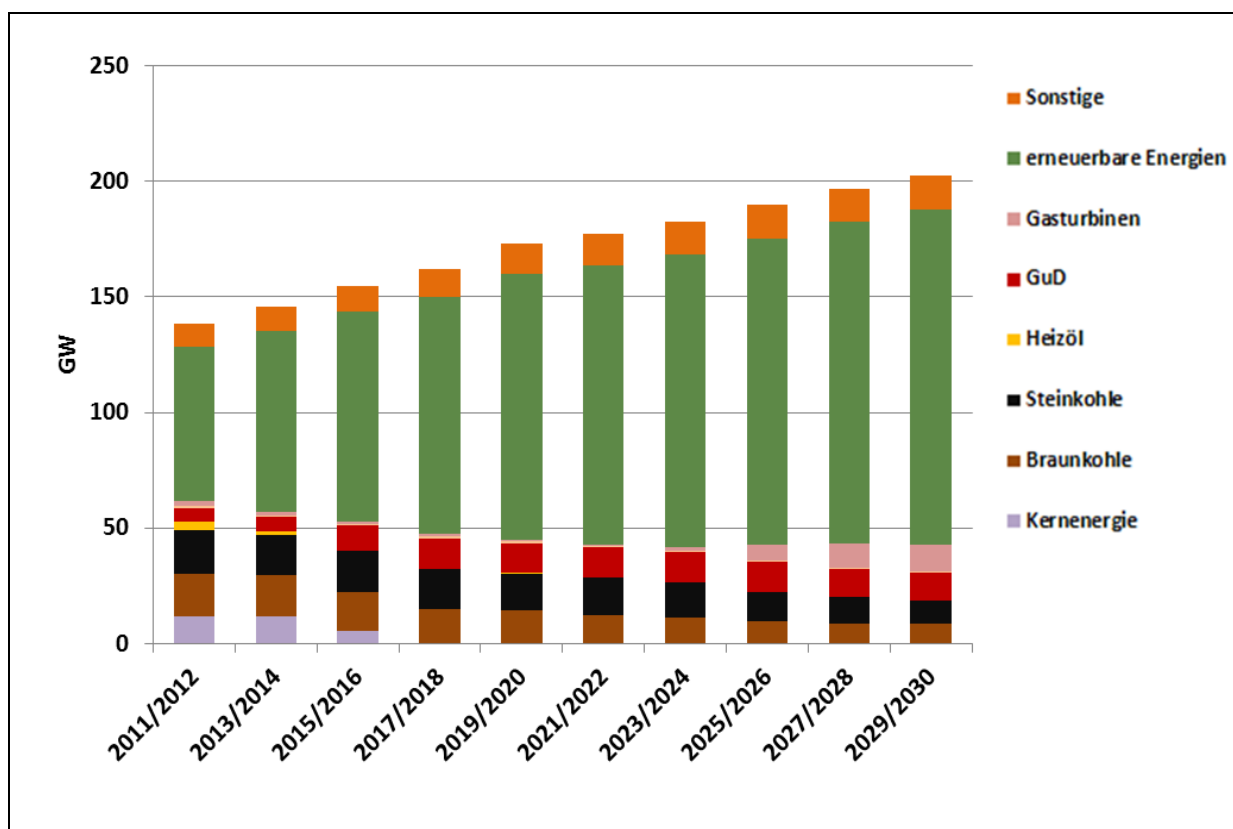


Abbildung 2: Verlauf der Erzeugungskapazitäten im Szenario beschleunigter Atomausstieg

Durch den Kernenergieausstieg zeigt sich eine deutliche Reduzierung der klassischen Grundlastkapazitäten (Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke). Steinkohle- und in zunehmendem Maße GuD-Gaskraftwerke ergänzen den thermischen Kraftwerksmix zur Deckung der Nachfrage. Eine Zunahme zeigt sich bei den Gasturbinenkapazitäten in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums. Diese dienen in erster Linie der Vorhaltung von Reserveleistung und repräsentieren dabei auch Potenziale, die anderweitig gedeckt werden können, z. B. durch den Zubau von Speichern, oder auch durch Demand Side Management. Der Verlauf der thermischen Kapazitäten ist Ergebnis von Kraftwerkszubauten und –stilllegungen:

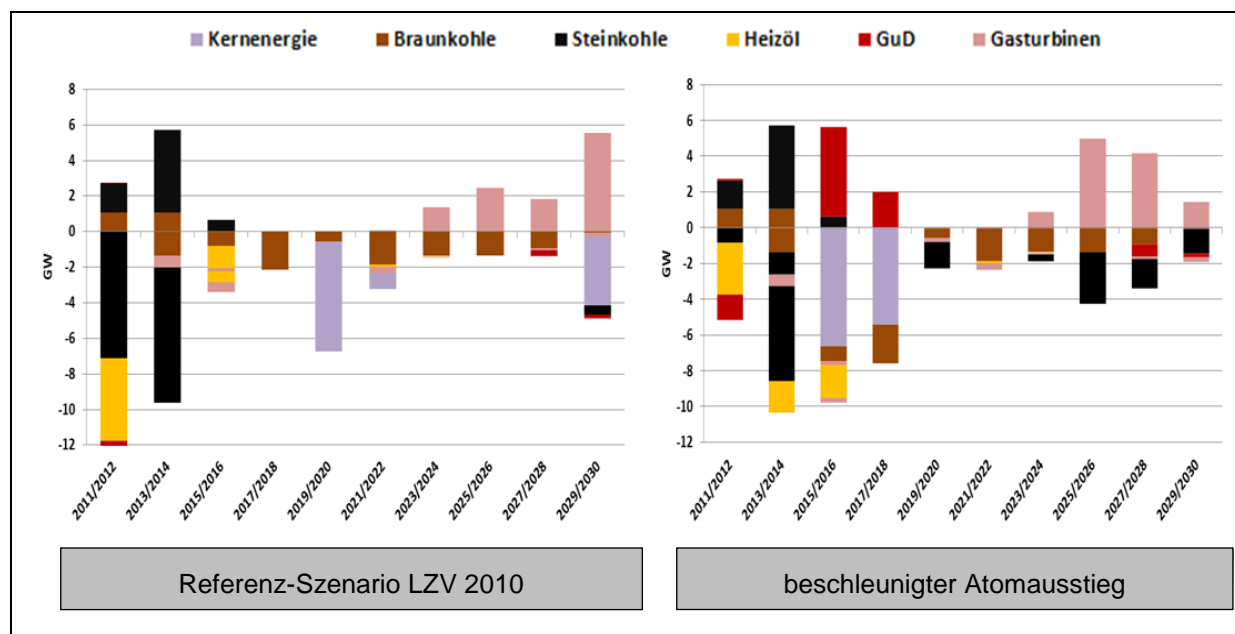


Abbildung 3: Zubau und Stilllegung von thermischen Kraftwerken beim beschleunigten Atomausstieg im Vergleich zum Referenz-Szenario LZV 2010

Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt im Modell nach vorgegebenen technischen Nutzungsdauern bzw. als vorzeitige Stilllegung aus wirtschaftlichen Gründen. Marktgetriebene Retrofit-Maßnahmen, die in der Zukunft zu einer Verlängerung der Lebensdauer führen und in der jüngeren Vergangenheit vielfach Praxis waren, werden dabei nicht berücksichtigt.

Im Szenario „beschleunigten Atomausstieg“ kommt es – vor allem auf Grund des in diesem Szenario unterstellten Rückganges der Stromnachfrage - bis 2016 nicht zu Kapazitätsknappheiten in Deutschland. Der Zubau von Kraftwerken bis zum Jahr 2017 resultiert für das Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ einerseits aus den derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken mit einer Leistung von ca. 11 GW sowie andererseits dem zusätzlich im Rahmen des Szenarios vorgegebenen Zubau von GuD-Kraftwerken in Höhe von 7 GW. Ab dem Jahr 2023 besteht ein weiterer Neubaubedarf an flexiblen Kapazitäten zur Deckung der Spitzenlast und der Reserveanforderungen, den das Modell zur kostenoptimierten Lastdeckung ermittelt. Demgegenüber zeigt sich im Referenzszenario „Laufzeitverlängerung 2010“ ein massiver Abbau von Überkapazitäten in Form von vorzeitigen Kraftwerksstilllegungen in den Jahren bis 2014. Ein Zubau von thermischen Kraftwerken findet erst ab dem Jahr 2023 statt. In der Sensitivität 3 „beschleunigter Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind“ findet der Zubau von flexiblen Kraftwerken, der hier durch das Modell kostenminimal ermittelt wird, erst ab dem Jahr 2017 statt.

Bei konstanter Stromnachfrage (Sensitivität 2 „beschleunigter Atomausstieg - geringere Effizienz“) hingegen besteht bereits ab dem Jahr 2015 ein weiterer Zubaubedarf, um die hier in den Atomausstiegsszenarien unterstellte stufenweise Stilllegung der verbleibenden AKW mit ca. 12 GW zwischen 2015 und 2017 zu kompensieren. Sollte sich die Inbetriebnahme einiger der in Bau befindlichen fossilen Kraftwerkskapazitäten auf Grund von Werkstoffproblemen weiter verzögern, könnte hieraus in diesem Szenario bereits vor 2015 die Notwendigkeit be-

stehen, vorzeitig Ersatzkapazitäten in Betrieb zu nehmen, oder Lebensdauer-verlängernde Maßnahmen an bestehenden thermischen Kraftwerken durchzuführen.

3.2 Entwicklung von Stromaustausch und Stromerzeugung

Eine Analyse der Anteile an der **Stromerzeugung** zeigt für das Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ im Vergleich zum Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“, dass die wegfallende Erzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland kurzfristig durch einen verstärkten Einsatz der inländischen Steinkohle- und GuD-Kraftwerke (Anteil ca. 2/3) sowie durch eine Änderung des bisherigen Stromexports (Anteil ca. 1/3) hin zu moderaten Stromimporten kompensiert wird. Im Jahr 2020 übernehmen in diesem Szenario insbesondere die zugebauten GuD-Kraftwerke, Steinkohlekraftwerke, die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten aus Wind und zu weniger als 1/3 ein verringerter Stromexport die wegfallende Erzeugung der Kernkraftwerke.

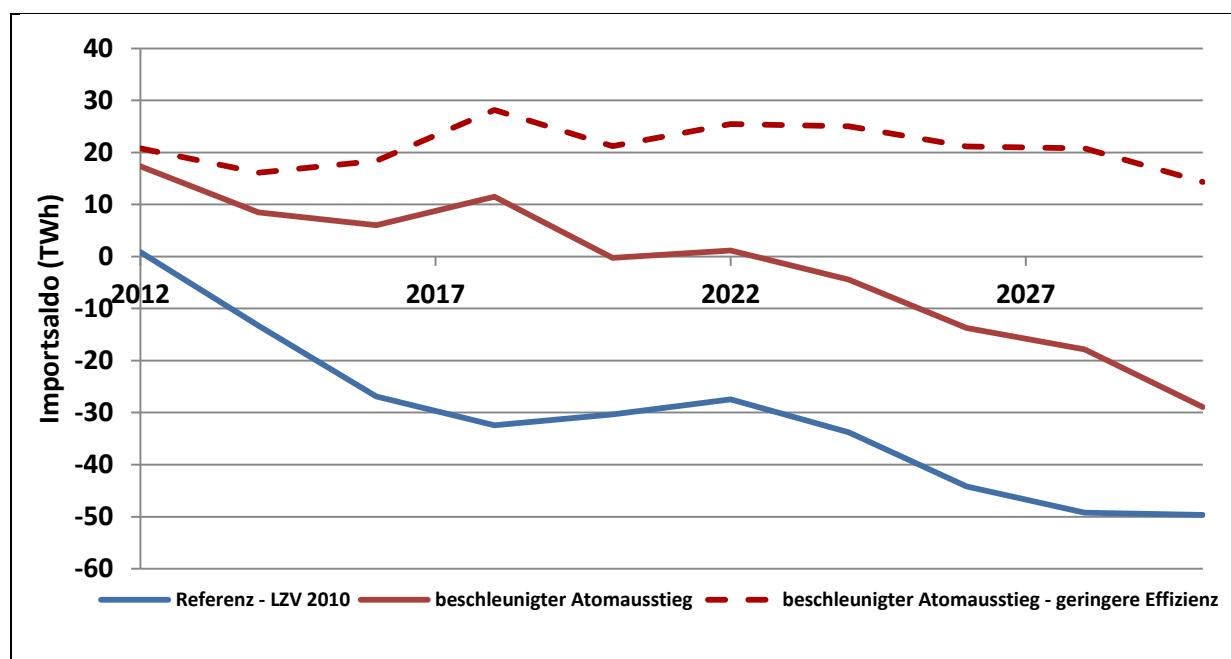


Abbildung 4: Verlauf Importsaldo in Deutschland

Durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie verändert Deutschland teilweise seine **Strombilanz** im Saldo vom Export zum Import. Dass ein Teil der wegfallenden Stromerzeugung aus deutschen Kernkraftwerken durch ausländische Kraftwerke kompensiert wird, ist eine logische Konsequenz eines europäischen Strommarktes. Durch den Wegfall von Grundlastkapazitäten (Kernkraftwerke) werden in einer europäischen Merit Order andere Kraftwerke wirtschaftlich attraktiver, die ohne Kernenergieausstieg eine geringere Stromproduktion hätten. Dies sind insbesondere nicht ausgelastete Steinkohle- und Gaskraftwerke. Die Analyse der Stromproduktion im europäischen Kraftwerkspark zeigt, dass die wegfallende Stromerzeugung aus deutschen Kernkraftwerken nicht oder nur sehr geringfügig durch eine Mehrproduktion aus ausländischen Kernkraftwerken kompensiert wird. Dies ist durch die niedrigen Grenzkosten der Kernkraftwerke erklärbar, die auch im Szenario mit Laufzeitverlängerung zu einer maximalen Auslastung dieser Kraftwerke führt.

Mit anderen Worten: Die ausländischen Kernkraftwerke werden immer nahezu ausschließlich in der Grundlast eingesetzt. Importe und Exporte zwischen den nationalen Strommärkten dienen in allen Szenarien gleichermaßen einem kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz bei volatiler Nachfrage sowie volatiler Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, soweit es nicht zu Begrenzungen durch die Kuppelkapazitäten kommt. Gegenüber den Sensitivitäten mit einer geringeren Effizienz ergibt sich bei den Szenarien mit Erreichung der Effizienzziele eine deutliche Verringerung des Stromimports bzw. Erhöhung des Exports. Aus den Ergebnissen der Sensitivität 3 lässt sich ableiten, dass der Zubau der GuD-Kraftwerke und der Windkraftanlagen im Szenario „Ausstieg“ ebenfalls Import-verringern wirkt. In Relation zur Stromnachfrage von ca. 569 TWh liegt der Importanteil im Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ am Anfang des Betrachtungszeitraums bei rund 3 % und sinkt danach bis zum Jahr 2020 auf Null.

Grundsätzlich zielt die EU-Binnenmarktrichtlinie auf die Schaffung eines einheitlichen europäischen Strommarktes ab. Ein Exportüberschuss ist kein Wert an sich, er kann nur die Folge von nationalen Überkapazitäten sein – oder auch aus Vorteilen der Kraftwerksstandorte einzelner Länder (z. B. im Vergleich zu Deutschland niedrigere Brennstofftransportkosten) - resultieren. Überkapazitäten sind letztlich ein Resultat alter, ineffizienter Monopolstrukturen, und werden in einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt abgebaut. Ein Netto-Importsaldo von bis zu 3 % der Binnennachfrage ist im Vergleich zu anderen Energiemärkten (Gas, Steinkohle, Erdöl) marginal und vernachlässigbar. Im Ergebnis sollte angestrebt werden:

- eine ausreichend bemessene dargebotsunabhängige Kapazitätsvorhaltung zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit
- eine Optimierung des nationalen Kraftwerkseinsatz im Rahmen des europäischen Strommarktes; dies kann zu Nettoimporten führen ohne die Volkswirtschaft in unerwünschte Abhängigkeiten zu bringen.

3.3 Auswirkungen auf CO₂-Emissionen

Über alle Sektoren und Länder gesehen kommt es durch das europäische Emissionshandelssystem (Cap and Trade) nicht zu höheren Emissionen, sondern zu einer Verlagerung zwischen Sektoren und Ländern. Dabei sind die preislichen Auswirkungen in den einzelnen Szenarien berücksichtigt. Diese Verlagerung der CO₂-Emissionen war ein zentrales Ziel des Emissionshandelssystems, um die europaweit kostengünstigsten CO₂-Minderungspotentiale zu erschließen.

Im Vergleich mit dem Erzeugungsmix bei einer Laufzeitverlängerung steigt die Bedeutung des Brennstoffs Erdgas in der Stromerzeugung. Dies führt einerseits zu einem steigenden Gasbedarf, dem aber durch Einsparmaßnahmen/Effizienzsteigerungen bei Haushalts- und Kleinkunden sowie im Industriebereich ein Bedarfsrückgang gegenüber steht.

Die steigende Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken und vor allem aus älteren Steinkohlekraftwerken mit niedrigem Wirkungsgrad führt in allen Ausstiegsszenarien zu höheren **Emissionen im Stromerzeugungssektor** gegenüber dem Szenario einer Laufzeit-

verlängerung. Bezogen auf den Erzeugungssektor in Deutschland führt dies für das Szenario „Atomausstieg“ im Vergleich zum Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“ im Mittel bis zum Jahr 2020 (2030) zu höheren Emissionen von 43 (38) Mio. t/Jahr. Für die Sensitivitäten der beiden Szenarien mit geringerer Effizienz liegen die Differenzwerte etwas niedriger und für den Vergleich von Sensitivität 3 „Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind“ mit dem Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“ etwas höher.

Auch hier zeigt sich der Einfluss bei Erreichen der Effizienzziele, da die CO₂-Emissionen aus der deutschen Stromproduktion um 22 Mio. t/Jahr (Mittelwert bis 2030) absinken, wenn die Effizienzziele erreicht werden.

Aus den zusätzlichen CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung durch den Atomausstieg resultieren moderat höhere CO₂-Preise. Der CO₂-Preiseffekt zwischen dem Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“ und dem Szenario „Atomausstieg“ beträgt zwischen ca. 1,5 und 3,0 €/t CO₂ in den einzelnen Jahren⁷.

3.4 Preisentwicklung Großhandelsmarkt

Bezüglich der **Preisentwicklung am Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland** zeigt sich in beiden Szenarien mit Erreichung der Effizienzziele, sowohl bei „Laufzeitverlängerung 2010“ aus auch beim „beschleunigten Atomausstieg“ ein relativ stabiler Preisverlauf. Es kommt langfristig, auch im Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ nicht zu Steigerungen beim Stromgroßhandelspreis. Betrachtet man die Auswirkungen des Szenarios „beschleunigter Atomausstieg“ auf die Großhandelspreise⁸ so ergeben sich nur moderat höhere Preise im Vergleich zum Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“.

Aus Abbildung 5 sind auch die Auswirkungen der Einhaltung der Effizienzziele auf den Großhandelspreis ersichtlich. Eine Einhaltung der Effizienzziele wirkt dämpfend auf den Großhandelspreis. Die dargestellten Strompreise sind das Ergebnis des fundamentalen Strommarktmodells auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke, was den Preisbildungsmechanismen am Spotmarkt entspricht. Die an den Terminmärkten über den Handelszeitraum auftretenden Preisschwankungen werden hierbei nicht berücksichtigt.

⁷ Die CO₂-Preisdifferenzen basieren auf der Annahme, dass eine Emissionsänderung von 1 Mio. t CO₂ eine Preisänderung um 0,045 €/t nach sich zieht, was sich aus den Untersuchungen der EU-Kommission ergibt (Commission of the European Communities (CEC), (2010): Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2010) 265 final, Brussels, 26.5.2010.)

⁸ für das Base-Produkt (Bandleistung für ein Jahr)

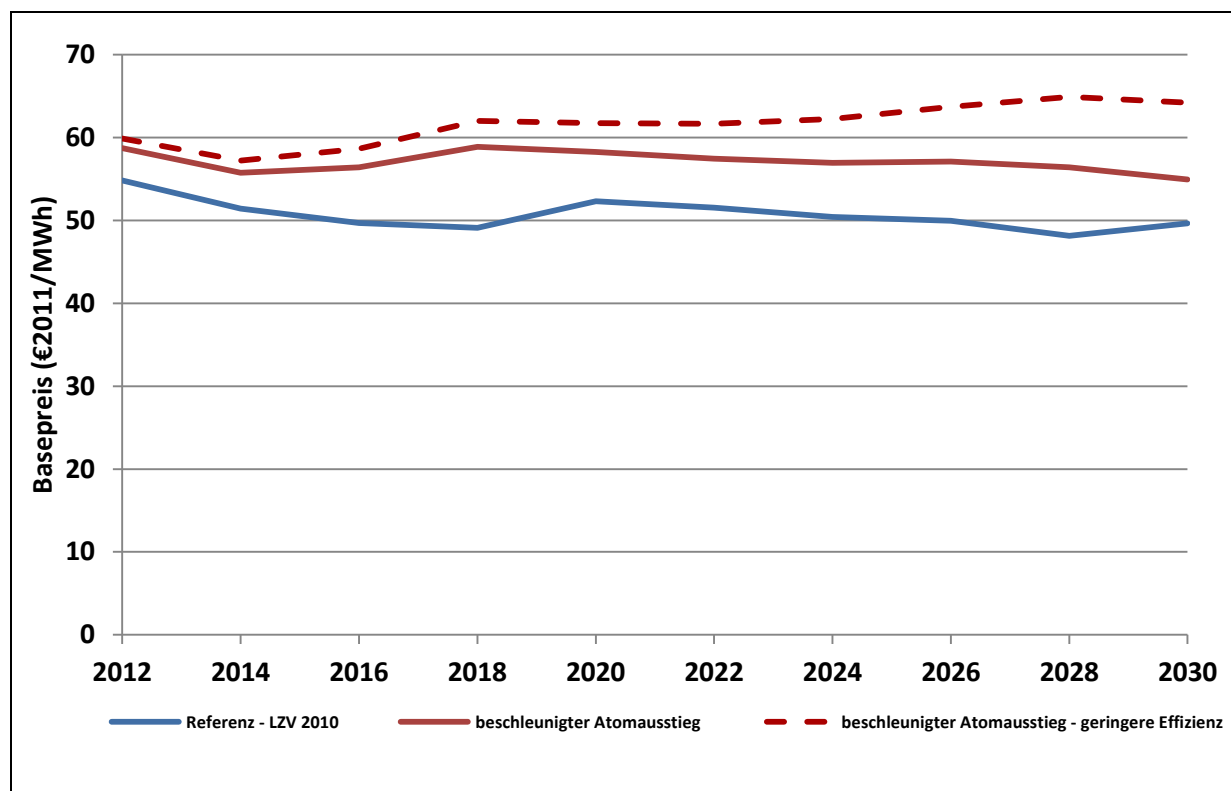


Abbildung 5: Verlauf der Strompreise am Großhandelsmarkt (Base-Produkt, Darstellung in realen Preisen, d. h. Inflations-bereinigt)

Die Großhandelspreise für die Sensitivität 3 „beschleunigter Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind“ liegen ab dem Jahr 2015 deutlich über denen im Szenario „beschleunigter Atomausstieg“.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass der Zubau der GuD-Anlagen und auch die zusätzliche Erzeugung aus Windkraftanlagen sowie eine Senkung des Stromverbrauchs preisdämpfend auf den Großhandelspreis wirken. Der erste Effekt ist gekoppelt an die Höhe des Gaspreises.

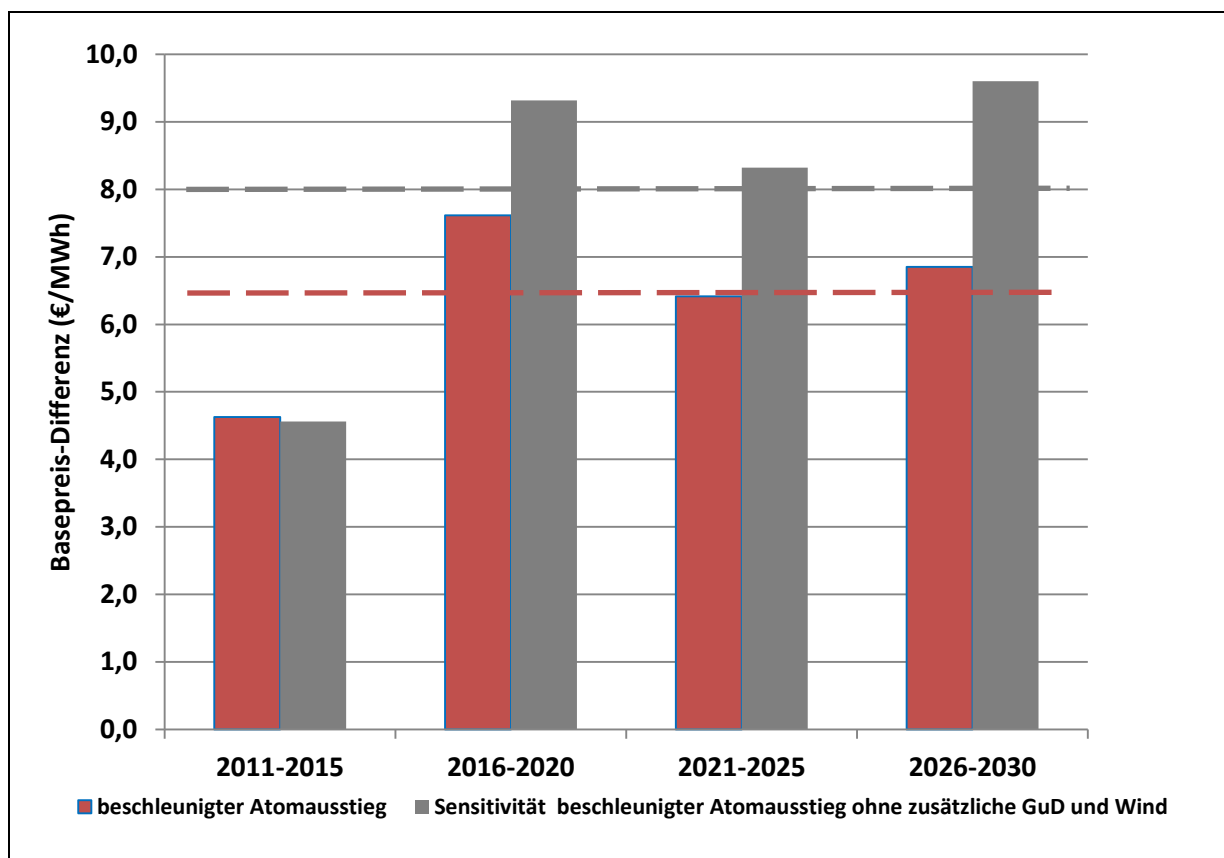


Abbildung 6: Differenz der Preise am Großhandelsmarkt (Base-Produkt) bezogen auf das Referenz-Szenario LZV 2010 (Mittelwert über fünf Jahre)

Betrachtet man die Preisdifferenzen am Großhandelsmarkt zum Szenario „Laufzeitverlängerung 2010“ als Mittelwert über jeweils fünf Jahre, so ergeben sich Preisdifferenzen für das Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ zwischen 4,5 und 7,5 €/MWh, im Mittel bis 2030 von rund 6,5 €/MWh. In der Sensitivität „beschleunigter Atomausstieg ohne zusätzliche GuD und Wind“ ergeben sich dagegen höhere Preisdifferenzen im Mittel bis 2030 von rund 8 €/MWh.

Im Mittel bis 2030 ergibt sich aus allen in Tabelle 1 betrachteten Szenarien/Sensitivitäten eine Bandbreite für eine mögliche **Preisdifferenz in der Spanne von 6 bis 8 €/MWh**.

4 Schlussfolgerungen

Bei einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie ergeben sich die folgenden Konsequenzen für den Erzeugungsbereich und den Strom-Großhandelsmarkt:

1. **In dem betrachteten Szenario „beschleunigter Ausstieg“ kommt es bis 2016 nicht zu Kapazitätsknappheiten in Deutschland.** Marktgetrieben findet im optimalen Fall ein Kraftwerkszubau erst ab dem Jahr 2017 statt. Dieser Zubaubedarf resultiert aus der hier betrachteten beschleunigten Abschaltung der nach dem Moratorium noch verbliebenen Kernkraftwerke bis 2017. Der Zubau ab dem Jahr 2015 im Szenario „beschleunigter Atomausstieg“ resultiert aus dem dort vorgegebenen Zubau von GuD-Kraftwerken in Höhe von 7 GW.

2. Bei konstanter Stromnachfrage besteht ein Zubaubedarf bereits ab 2015 um die hier in den Atomausstiegsszenarien unterstellte stufenweise Stilllegung der verbleibenden AKW mit ca. 12 GW zwischen 2015 und 2017 zu kompensieren. Sollte sich die Inbetriebnahme von derzeit in Bau befindlichen Kraftwerken deutlich verzögern (Werkstoffprobleme), kann ein weiterer Kapazitätsbedarf – insbesondere durch Lebensdauer-verlängernde Maßnahmen an älteren Bestandskraftwerken – notwendig werden.
3. **Vorhandene Überkapazitäten im Markt** werden durch einen beschleunigten Kernenergieausstieg abgebaut. Dies führt zu einer verstärkten Nutzung von (älteren) Kohle- und Gaskraftwerken, die ohne Ausstieg unwirtschaftlich würden. Somit finden auch keine vorzeitigen Stilllegungen bei diesen Anlagen statt wie dies bei einer Laufzeitverlängerung zu erwarten steht. Vielmehr steigt die Wahrscheinlichkeit von Retrofitmaßnahmen an diesen Anlagen zur Flexibilisierung der Erzeugung.
4. **Durch die Stilllegung von Kernkraftwerken und von anderen (alten) thermischen Kraftwerken entsteht ein zusätzlicher Bedarf an flexiblen Kraftwerken.** Ein Bedarf an weiteren hocheffizienten Kohlekraftwerken für eine Erzeugung in Grundlast ergibt sich nicht. Der vom Modell ermittelte Zubaubedarf resultiert jedoch aus den Annahmen von definierten, fixen technischen Nutzungsdauern. In der Praxis sind auch für die Zukunft bei einem vorgezogenen Kernenergieausstieg Lebensdauer-verlängernde Retrofit-Maßnahmen und damit in der Tendenz ein geringerer Zubaubedarf zu erwarten.
5. Der Stromaustausch zwischen den europäischen Ländern ist Resultat eines europäischen Strommarktes mit einem funktionierenden Stromhandel. Insofern ist ein Anstieg der Stromimporte bzw. die Reduzierung der Stromexporte in Deutschland bei einem Kernenergieausstieg eine logische Konsequenz. Wesentlich ist, dass der veränderte Saldo nicht mit einer höheren Produktion ausländischer Kernkraftwerke verbunden ist und es somit keinen Anstieg des importierten Atomstroms gibt. Vielmehr lässt sich der Stromimport in Deutschland auf rund 3 % des deutschen Strombedarfs begrenzen, sofern die zusätzlichen inländischen flexiblen Kapazitäten verstärkt als GuD-Kraftwerke realisiert und die Effizienzziele erreicht werden. Bei einer Nicht-Erreichung der sehr ambitionierten Effizienzziele (bei konstanter Nachfrage) ergeben sich Stromimporte im Bereich von 5 %. Die Stromimporte bedeuten nicht, dass die nationale Versorgungssicherheit beeinträchtigt ist, da in Deutschland noch ausreichend Kapazität für die Reserve vorgehalten wird.
6. Über alle Sektoren und Länder gesehen kommt es durch das europäische Emissionshandelssystem (Cap and Trade) nicht zu höheren Emissionen, sondern zu einer Verlagerung zwischen Sektoren. Bei einem beschleunigten Kernenergieausstieg ergeben sich höhere Emissionen aus der deutschen Stromproduktion (im Mittel rund 40 Mio. t/Jahr bis 2030) infolge der höheren Erzeugung aus fossil befeuerten Anlagen. Die Auswirkungen auf den CO₂-Preis wurden in allen Szenarien berücksichtigt. Auch hier zeigt sich der Einfluss bei Erreichen der Effizienzziele, da die Emissionen aus der deutschen Stromproduktion um 22 Mio. t/Jahr (Mittelwert bis 2030) absinken, wenn die Effizienzziele erreicht werden.
7. Der Kernenergieausstieg führt gegenüber der Laufzeitverlängerung zu moderat höheren Strompreisen am Großhandelsmarkt. Im Mittel liegen diese Preisdifferenzen in allen betrachteten Szenarien und Sensitivitäten in einer Spanne zwischen 6 und

8 €/MWh. Die höheren Preise am Großhandelsmarkt bewirken eine Reduzierung der EEG-Umlage gegenüber einer Laufzeitverlängerung. Nach BET-Berechnungen wiegt dieser Effekt deutlich stärker als eine Erhöhung der EEG-Umlage durch den zusätzlich angenommenen Ausbau der onshore-Windkraftanlagen. Damit wird der Preisanstieg bei den Endkundenpreisen gedämpft. Für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh ergeben sich daraus Mehrkosten von zwischen 21 und 28 € per anno. Es sei noch darauf hingewiesen, dass sich diese Untersuchung nur auf die Auswirkungen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf den Großhandelsmarkt bezieht. Von der Kernenergie unabhängige Preiseffekte einer Energiewende wie z. B. Netzausbaukosten oder auch die EEG-Umlage sind in die Betrachtung nicht eingeschlossen.

8. **Die Ergebnisse für die unterschiedlichen Varianten zeigen, dass die Auswirkungen auf Stromimport und Preise davon abhängen, wie ein beschleunigter Kernenergieausstieg flankiert wird.** Insbesondere eine sinkende Stromnachfrage, aber auch ein GuD-Zubau sowie zusätzliche Kapazitäten aus Onshore-Windkraftanlagen haben eine dämpfende Wirkung auf die Stromimporte und den Großhandelspreis.
9. Die Preissteigerung am Großhandelsmarkt bedeutet einen stärkeren Anreiz zur Investition in zusätzliche Kapazitäten. Auch bietet sich dadurch die Chance, die Angebotsvielfalt im Erzeugungsmarkt zu erhöhen und damit die Voraussetzungen für wirksamen Wettbewerb zwischen den Kraftwerksbetreibern zu verbessern. Trotz höherer Deckungsbeiträge der thermischen Kraftwerke in den Ausstiegsszenarien reichen diese Preissignale derzeit nicht aus, um die erforderlichen Investitionsentscheidungen herbeizuführen.
10. Es wird daher empfohlen, eine Weiterentwicklung des Marktdesigns zu prüfen. Ein erster Schritt in diese Richtung kann mit der Weiterentwicklung des Regulenergiemarktes erfolgen. Das zukünftige Marktdesign sollte sicherstellen, dass im Markt ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen und eine sichere Energieversorgung gewährleistet ist. Mit Bezug auf den erforderlichen Netzausbau sind hierbei insbesondere die Standorte von Kraftwerken unterschiedlich zu bewerten. Mit Blick auf die anstehenden Investitionen sollte dieses Thema der Standortoptimierung zügig angegangen werden, damit die Marktakteure mit ausreichendem Vorlauf stabile Rahmenbedingungen für Investitionen ab dem Jahr 2015 vorfinden.

Insgesamt ist festzustellen, dass auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie auf der Erzeugungsseite umsetzbar ist. Die Auswirkungen auf Stromimport und Großhandelsstrompreise können durch Erreichen der Effizienzziele, einen Zubau von weiteren Kapazitäten wie z. B. Windkraftanlagen oder auch GuD-Kraftwerke begrenzt werden. Hierbei ist durch geeignete Anreize sicherzustellen, dass die kurzfristigen Flexibilitätsanforderungen aus den fluktuierenden Einspeisungen der erneuerbaren Energien mit dem sich ergebenden Kraftwerkspark erfüllt werden können. Darüber hinaus sollten Anreize eingeführt werden, zusätzlich erforderliche Kraftwerkskapazitäten in Netzregionen mit netzentlastender bzw. netzstabilisierender Wirkung zu allokkieren.