Förderbekanntmachung „Querschnittsforschung Erneuerbare Energien“
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
vom 9. Mai 2007

Verbundvorhaben „Analyse der Auswirkungen der Integration erneuerbarer Stromerzeugung auf den deutschen Strommarkt bis 2030“

Teilbericht Konsortium 1 (Öko-Institut e.V., Universität Leipzig)

Förderkennzeichen 0325163A

Auswirkung einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien auf die Investitionsdynamik im konventionellen Kraftwerkspark

von

Ralph Oliver Harthan (Öko-Institut e.V.)

Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.)

Diana Böttger (Universität Leipzig)

Prof. Dr. Thomas Bruckner (Universität Leipzig)

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin, Schicklerstr. 5-7, 10179 Berlin, Tel.: 030 - 40 50 85-0, Fax: -388

Universität Leipzig
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Str. 12, D-04109 Leipzig,
Tel.: 0341 - 97 - 33 516, Fax: - 33 538

IM AUFTRAG

DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

26. März 2012

Diese Studie wurde im Auftrag des BMU erstellt.

Das BMU war an der Abfassung der Aufgabenstellung und der wesentlichen Rahmenbedingungen beteiligt.

Die in der Studie geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Auftraggebers übereinstimmen.

Zusammenfassung

Einleitung

Ein Kernstück des Energiekonzepts der Bundesregierung ist der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE). Des Weiteren beschloss die Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima, acht Kernkraftwerke sofort stillzulegen bzw. nicht wieder anzufahren. Für die verbleibenden Reaktoren legte sie verkürzte Restlaufzeiten fest. Damit steht die Stromerzeugung in Deutschland vor einer weitreichenden Transformation.

Die Einspeisung erneuerbarer Energien beeinflusst den Kraftwerkseinsatz und damit den Strompreis. Da erneuerbare Energien mit einem festen Einspeisetarif vergütet werden, werden sie unabhängig von der jeweiligen Nachfrage in das Netz eingespeist. Damit sinkt der Strompreis auf den Spotmärkten. Gleichermaßen ist durch die geringen Grenzkosten von Kernkraftwerken der Strompreis auf dem Spotmarkt bei einer längeren Laufzeit von Kernkraftwerken grundsätzlich geringer als ohne eine solche Verlängerung. Darüber hinaus bewirkt eine verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien bzw. eine längere Laufzeit von Kernkraftwerken eine geringere Stromerzeugung in anderen konventionellen (fossilen) Kraftwerken. Dies hat Auswirkungen auf die Einlastung von Kraftwerken sowie die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks (die sich aus Stilllegungen und Neuinvestitionen ergibt). So können ein niedrigerer Strompreis und geringere Benutzungsstunden fossiler Kraftwerke durch eine längere Laufzeit von Kernkraftwerken dazu führen, dass fossile Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und stillgelegt werden oder in Kaltreserve gehen. Gleichermaßen können vergleichsweise höhere Strompreise durch einen schnelleren Ausstieg aus der Kernenergie zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und damit zu einer Reaktivierung von Kaltreserve-Kraftwerken oder zu Retrofit-Maßnahmen von fossilen Kraftwerken führen.

In dieser Studie werden durch eine iterative Betrachtung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes in einem Dispatch-Modell und der langfristigen Stilllegungs- und Investitionseffekte in einem Kraftwerksinvestitionsmodell die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der verbleibenden Laufzeit von Kernkraftwerken bewertet.

Des Weiteren werden verschiedene Vermarktungswege für Ökostrom einschließlich der damit verbundenen wirtschaftlichen Effekte sowie die unterschiedlichen Vermarktungsoptionen gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) diskutiert.

Methodik

Grundlage der Modellierung im Rahmen dieses Projektes ist die iterative Anwendung des Kraftwerksinvestitionsmodell ELIAS und des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES. Dabei werden Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke aus der Perspektive eines idealtypischen Investors auf Basis der Vollkosten der Stromerzeugung als wichtigste Entscheidungsvariable getroffen (ELIAS). Der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke wird durch die Stilllegung von Kraftwerken sowie die Entwicklung der Stromnachfrage bestimmt (ELIAS). Die Struktur des Kraftwerksparks wird an das Kraftwerkseinsatzmodell MICOES übergeben, das den Einsatz der Kraftwerke einschließlich der entsprechenden Benutzungsstunden und Stromerlöse bestimmt. Der Kraftwerkseinsatz wird durch Minimierung der gesamten Stromerzeugungskosten (Grenzerzeu-

gungskosten einschließlich An- und Abfahrkosten) bestimmt (MICOES). Diese Ergebnisse des Strommarktes werden an ELIAS zurückgespeist als ein wesentlicher Input für die Stilllegungs- und Investitionsentscheidung. Dabei gibt es zwei wesentliche Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksstilllegung, -investition und -betrieb:

- Stilllegung/Investitionsbedarf: Die Marktergebnisse (Benutzungsstunden, Stromerlöse) bestimmen, ob ein bestehendes Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann. Kraftwerke können entsprechend in Kaltreserve gehen, stillgelegt werden oder ihre Lebensdauer kann durch Ertüchtigungsmaßnahmen (Retrofit) verlängert werden.
- Investitionsentscheidung: Die Auswahl der Kraftwerkstechnologien, die zugebaut werden, hängt von den Vollkosten der Stromerzeugung ab. Eine wesentliche Einflussgröße für diese Vollkosten ist die Anzahl der Benutzungsstunden, auf Grundlage derer die Investitionsrechnung durchgeführt wird.

Szenariodefinition und Rahmendaten

Es werden in dieser Studie die Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksbetrieb, -stilllegung und -investition unter Berücksichtigung eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien für zwei verschiedene Szenarien in Bezug auf die verbleibende Laufzeit von Kernkraftwerken untersucht: unter Berücksichtigung eines schnellen Ausstiegs aus der Kernenergie („ohne Laufzeitverlängerung“, OLZV) sowie unter der Annahme, dass der Beschluss zur Laufzeitverlängerung aus dem Jahr 2010 fortbestünde („mit Laufzeitverlängerung“, MLZV). Des Weiteren werden in dieser Studie zwei verschiedene Datensätze an Rahmendaten verwendet. Rahmendatensatz A basiert auf Annahmen, die vom Öko-Institut abgeleitet wurden bzw. aus dem Projekt „Politikszenarien V“ übernommen wurden. Rahmendatensatz B entspricht den Rahmendaten des Leitszenarios 2010. Das Niveau der Brennstoff- und CO_2-Preise ist im Rahmendatensatz B grundsätzlich höher als im Rahmendatensatz A, während die Entwicklung der Stromnachfrage darunter liegt. Weitere Rahmendaten werden nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Damit ergeben sich die folgenden vier Szenarien:

- Rahmendatensatz A
    - Ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A)
    - Mit Laufzeitverlängerung (MLZV_A)
- Rahmendatensatz B
    - Ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B)
    - Mit Laufzeitverlängerung (MLZV_B)

Ergebnisse für Rahmendatensatz A

Im MLZV-Szenario ist durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke deutlich mehr Kraftwerkskapazität mit geringen Grenzkosten im System. Generell ist die verfügbare konventionelle Kapazität im Jahr 2030 geringer als im Jahr 2015. Im MLZV-Szenario ist der Anteil an unflexiblen Kern- und Braunkohlekraftwerken höher als im OLZV-Szenario.

Der Strompreis liegt im MLZV-Szenario unter dem im OLZV-Szenario. Im Jahr 2015 ist der Unterschied mit knapp 6 €/MWh am geringsten, während er bis 2030 auf 17 €/MWh ansteigt.

Import von Strom in Fällen, in denen nicht genug inländische Kapazität bereitsteht, wird 2015 nur geringfügig genutzt. In den Jahren 2020 und 2025 wird der Import stärker genutzt, am

stärksten im Jahr 2025 im OLZV-Szenario. Das Maximum des Importes liegt jedoch unterhalb der gesamten Kuppelstellenkapazität. Im Jahr 2030 ist der Importbedarf durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit sinkenden Residuallast geringer als 2025. Der Importbedarf ist im MLZV-Szenario in jedem Stützjahr geringer, weil die verfügbare Kraftwerksleistung höher ist. Gemessen an der gesamten Stromerzeugung nimmt der Import allerdings generell nur einen geringen Anteil ein.

In Fällen, in denen aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie von Restriktionen im konventionellen Kraftwerkspark mehr Kraftwerksleistung zur Verfügung steht als nachgefragt wird, kann Strom exportiert werden. Dabei wird im MLZV-Szenario im Vergleich zum OLZV-Szenario in allen Stützjahren häufiger sowie mit höheren Leistungen exportiert. Die absolute Höhe des Exportes unterscheidet sich jedoch zwischen dem OLZV- und dem MLZV-Szenario nicht sehr stark, weshalb sich die benötigte Grenzkuppelstellenkapazität zwischen den Szenarien kaum unterscheidet.

Die Auslastung aller Kraftwerke über den Szenarienhorizont nimmt zum einen aufgrund der verstärkten Einspeisung erneuerbarer Energien ab. Darüber hinaus sinkt die Auslastung fossiler Kraftwerke durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zum Teil deutlich.

Die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken nimmt deutlich durch die Laufzeitverlängerung ab. So ist die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken zwischen 2020 und 2030 mehr als 30 TWh niedriger als im Szenario ohne Laufzeitverlängerung. Insbesondere die Stromerzeugung in bestehenden Kraftwerken nimmt im Vergleich zum Fall ohne Laufzeitverlängerung ab. Ein Teil davon wird durch den Neubau von Braunkohlekraftwerken kompensiert, deren Erzeugung damit um rund 20 TWh in den Jahren 2025 und 2030 höher liegt als im OLZV-Szenario. Sowohl die Stromerzeugung in Steinkohle- als auch in Erdgaskraftwerken nimmt im MLZV-Szenario um rund 20 TWh für die Jahre 2020 bis 2030 im Vergleich zum OLZV-Szenario ab. Die Stromerzeugung in Spitzenlastkraftwerken liegt geringfügig unter der im OLZV-Szenario. Die fossile KWK-Stromerzeugung in den Jahren 2025 und 2030 liegt im MLZV-Szenario unter der im OLZV-Szenario. Aufgrund der geringeren Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken liegen die jährlichen CO_2-Emissionen im Fall der Laufzeitverlängerung um mehr als 60 Mio. t in den Jahren 2020 bis 2030 unter denen für den schnelleren Ausstieg aus der Kernenergienutzung.

Aufgrund der geringeren Strompreise und der generell geringeren Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken ist die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerken bei einem längeren Betrieb von Kernkraftwerken schlechter als im Fall eines schnellen Kernenergieausstiegs. Insgesamt sind 2030 rund 20 GW (4,0 GW Braunkohle, 11,2 GW Steinkohle und 4,3 GW Erdgas) unwirtschaftlich im MLZV-Szenario im Vergleich zu einer nahezu vollständigen Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerke im OLZV-Szenario.

Entsprechend der generell größeren Unwirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke im Fall einer Laufzeitverlängerung ist die Leistung der Kraftwerke in Kaltreserve im MLZV-Szenario ebenfalls größer. Im MLZV-Szenario sind bis zu 6 GW zeitweise in Kaltreserve, überwiegend Erdgas-Kraftwerke (sowohl Bestandskraftwerke als auch Neubauten), während dies im OLZV-Szenario weniger als 1 GW und nur im Jahr 2020 sind.

Die Ertüchtigung von Bestandskraftwerken (Retrofit) wird in beiden Szenarien durchgeführt, vor allem bei Stein- und Braunkohlekraftwerken. Im MLZV-Szenario werden dabei im Vergleich

zum OLZV-Szenario weniger Kraftwerke ertüchtigt und die Länge des Weiterbetriebs durch Retrofit ist geringer.

Analog zur grundsätzlich geringeren Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke durch die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken wird mehr Kapazität im MLZV-Szenario stillgelegt im Vergleich zum OLZV-Szenario. Während im Szenario ohne Laufzeitverlängerung annähernd keine Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden, werden im MLZV-Szenario 2020 6,9 GW stillgelegt. Steinkohle-Kraftwerke werden im MLZV-Szenario ebenfalls in größerem Umfang stillgelegt als im OLZV-Szenario. Die Unterschiede sind jedoch gering. Für Erdgaskraftwerke gibt es keine Unterschiede zwischen dem OLZV- und dem MLZV-Szenario.

Daraus kann geschlossen werden, dass ein längerer Betrieb von Kernkraftwerken (MLZV-Szenario im Vergleich zum OLZV-Szenario) zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke führt. Dies führt zu einem größeren Anteil an Kraftwerksleistung, der in Kaltreserve geht (vor allem Erdgas-Kraftwerke). Darüber hinaus wird weniger fossile Kraftwerkskapazität ertüchtigt und die Verlängerung der Betriebsdauer fossiler Kraftwerke durch Retrofit ist durch die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken kürzer (vor allem bei Stein- und Braunkohlekraftwerken). Des Weiteren werden Braun- und Steinkohlekraftwerke im MLZV-Szenario verstärkt stillgelegt, was konsistent mit der geringeren Ertüchtigung ist.

Dies verdeutlicht die Notwendigkeit, die Wirtschaftlichkeit bei der Abschätzung der Stilllegungsdynamik zu berücksichtigen. Eine rein statische Betrachtung (Stilllegung nach technischer Lebensdauer) würde im Fall der Laufzeitverlängerung die verfügbare Kraftwerksleistung überschätzen, da verstärkte Kaltreserve und Stilllegung vernachlässigt werden. Im Fall ohne Laufzeitverlängerung würde die verfügbare Leistung unterschätzt, da Retrofit-Maßnahmen nicht berücksichtig werden. Damit gleicht sich die konventionelle Kapazität zwischen den Szenarien mit und ohne Laufzeitverlängerung an, die tatsächlich zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Obwohl die verfügbare Kernenergieleistung durch einen längeren Betrieb der Reaktoren zwischen 2020 und 2030 rund 12 GW größer ist als ohne Laufzeitverlängerung, beträgt der Unterschied an tatsächlicher verfügbarer Leistung des gesamten Kraftwerksparks unter dynamischer Berücksichtigung von Retrofit, Stilllegung und Kaltreserve lediglich 2,3 GW im Jahr 2020 und 6,4 GW im Jahr 2030.

Ergebnisse für Rahmendatensatz B

Der Rahmendatensatz B unterscheidet sich vom Rahmendatensatz A durch ein höheres Niveau der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie eine geringere Stromnachfrage.

Der Strompreis liegt in allen Stützjahren für das MLZV-Szenario unter dem OLZV-Szenario. Die Differenz der durchschnittlichen Strompreise zwischen dem OLZV- und dem MLZV-Szenario steigt bis 2020 auf 14 €/MWh und danach bis 2030 auf 17 €/MWh an.

Der Bedarf an Import für den Rahmendatensatz B ist grundsätzlich analog zum Rahmendatensatz A, liegt jedoch aufgrund der geringeren Stromnachfrage auf etwas niedrigerem Niveau. Das Maximum des Importes beträgt 10,6 GW im Jahr 2025 im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“. Der Export verhält sich ebenfalls ähnlich wie für den Rahmendatensatz A.

Die Auslastung der Kraftwerke verhält sich für Rahmendatensatz B grundsätzlich ähnlich wie für Rahmendatensatz A, jedoch liegt die Auslastung auf niedrigerem Niveau aufgrund der insgesamt niedrigeren Stromnachfrage im Rahmendatensatz B.

Wie im Fall für den Rahmendatensatz A wird die erhöhte Stromerzeugung durch die verlängerte Nutzung der Kernenergie durch eine geringere Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken kompensiert. Aufgrund des ohnehin geringen Niveaus der Verstromung aus Steinkohle und Erdgas im Jahr 2030 wird die Zunahme der Kernenergieverstromung jedoch vor allem durch eine Reduzierung der Braunkohleverstromung (um gut 50 TWh im Jahr 2030) ausgeglichen. Die Stromerzeugung in Spitzenlastkraftwerken liegt geringfügig unter der im OLZV-Szenario. Die fossile KWK-Stromerzeugung liegt im MLZV-Szenario unter der im OLZV-Szenario. Aufgrund der geringeren Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken liegen die jährlichen CO_2-Emissionen im Fall der Laufzeitverlängerung um mehr als 50 Mio. t in den Jahren 2020 bis 2030 unter denen für den Ausstieg aus der Kernenergienutzung.

Wie im Rahmendatensatz A ist der Betrieb von Braunkohlekraftwerken überwiegend wirtschaftlich, mit Ausnahme einiger Braunkohle-Bestandskraftwerke in den Jahren 2015 und 2030. Im Vergleich zum Rahmendatensatz A sind Steinkohle-Bestandskraftwerke jedoch in allen Szenarienjahren zu großen Teilen unwirtschaftlich und Steinkohle-Neubaukraftwerke lediglich im Jahr 2030 im MLZV-Szenario. Ähnlich wie für den Rahmendatensatz A sind die Erdgas-Bestandskraftwerke für den Rahmendatensatz B in allen Jahren unwirtschaftlich im MLZV-Szenario und zum Teil unwirtschaftlich im OLZV-Szenario. Im Gegensatz zum Rahmendatensatz A sind die Erdgas-Neubaukraftwerke jedoch stets wirtschaftlich.

Im Vergleich zum Rahmendatensatz A geht ab 2020 eine große Anzahl von Steinkohle-Bestandskraftwerken in Kaltreserve, was der durchgängigen Unwirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke entspricht. Die Kaltreserve für Erdgas-Bestandskraftwerke ist etwas geringer als für den Rahmendatensatz A, in der Struktur jedoch ähnlich, was auch der ähnlichen Struktur der Wirtschaftlichkeit entspricht. Im Gegensatz zum Rahmendatensatz A gehen Erdgas-Neubaukraftwerke jedoch nicht in Kaltreserve, was ebenfalls der durchgängigen Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen entspricht.

Die Ertüchtigung von Bestandskraftwerken entspricht für das OLZV-Szenario überwiegend der entsprechenden Ertüchtigung für den Rahmendatensatz A. Für das MLZV-Szenario werden für den Rahmendatensatz B jedoch etwas mehr bzw. längere Retrofit-Maßnahmen durchgeführt, was mit der etwas verbesserten (aber in der Struktur ähnlichen) Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke für den Rahmendatensatz B begründet werden kann. Die Ertüchtigung von Steinkohle-Bestandskraftwerken ist für den Rahmendatensatz B deutlich geringer, was sich mit der durchgehend schlechteren Wirtschaftlichkeit der Steinkohle-Bestandskraftwerke begründet.

Entsprechend der Dynamik bei der Wirtschaftlichkeit und damit bei Kaltreserve und Retrofit entwickelt sich die Stilllegung. So ist die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken für den Rahmendatensatz B aufgrund der in erweitertem Umfang durchgeführten Ertüchtigungsmaßnahmen geringer als für den Rahmendatensatz A, während die Stilllegung von Steinkohle-Kraftwerken insbesondere in den Jahren 2025 und 2030 deutlich über der Stilllegung im Rahmendatensatz A liegt. Die Stilllegung von Erdgas-Kraftwerken ist für beide Rahmendatensätze vergleichbar.

Insgesamt sind im Vergleich zum Rahmendatensatz A insbesondere die größere Kapazität an neuen Braunkohlekraftwerken im OLZV-Szenario und die geringere Kapazität an neuen Braunkohlekraftwerken für das MLZV-Szenario sowie die deutliche geringere verfügbare Leistung an Steinkohle-Bestandskraftwerken auffällig. Die gesamte verfügbare Leistung ist aufgrund der deutlich geringeren Stromerzeugung für den Rahmendatensatz B (und der damit verbundenen Stilllegungsdynamik) deutlich geringer als für den Rahmendatensatz A. Wie schon für den Rahmendatensatz A gleicht sich die verfügbare Kapazität auch für den Rahmendatensatz B zwischen den Szenarien an; im MLZV-Szenario ist die verfügbare Leistung im Jahr 2030 um lediglich 3,1 GW größer als im OLZV-Szenario, wohingegen die verfügbare Kernenergiekapazität um mehr als 12 GW höher ist als im OLZV-Szenario.

Vergleich der Ergebnisse der Rahmendatensätze A und B

Während für den Rahmendatensatz A von einer nahezu konstanten Nettostromnachfrage von ca. 590 TWh ausgegangen wird, sinkt die Stromnachfrage im Rahmendatensatz B bis 2030 auf ca. 520 TWh. Gleichzeitig ist ein deutlich stärkerer Anstieg der Brennstoffpreise (mit Ausnahme der Braunkohlepreise) im Rahmendatensatz B unterstellt.

Trotz der geringeren Stromnachfrage resultieren aus den höheren Brennstoffpreisen damit für den Rahmendatensatz B höhere Strompreise. Der größte Unterschied tritt dabei 2015 auf, während sich die Strompreise der Szenarien zwischen den Rahmendatensätzen bis 2030 annähern.

Durch die geringere Stromnachfrage ist der Importbedarf in den Szenarien mit Rahmendatensatz B ab 2025 geringer als in den Szenarien mit Rahmendatensatz A. Die größte Differenz tritt dabei im Szenario OLZV auf, wo im Szenario mit Rahmendatensatz B im Maximum 5 GW Import weniger benötigt werden. Dies macht deutlich, dass Effizienzmaßnahmen den Bedarf an Spitzenlastkapazität in nicht unerheblichem Maß reduzieren können.

In den Szenarien mit Rahmendatensatz B gibt es durch die geringere Residuallast häufiger Zeiten, in denen Strom exportiert wird. Die geringere Stromnachfrage für den Rahmendatensatz B resultiert in einer Steigerung der Exportstrommengen um rund ein Drittel. Die maximalen Exporthöhen liegen für den Rahmendatensatz B in den Jahren 2025 und 2030 deutlich über den Werten für den Rahmendatensatz A.

Trotz der im Rahmendatensatz B angenommenen höheren CO_2-Zertifikatspreise, gibt es in der Merit Order zwischen den Rahmendatensätzen A und B keine großen Verschiebungen. Lediglich einige neue GuD-Kraftwerke können sich aufgrund des hohen Wirkungsgrades im Rahmendatensatz B vor die älteren Steinkohlekraftwerke schieben.

Da sich der Unterschied zwischen den Brennstoffpreisen für Erdgas und Steinkohle einerseits und Braunkohle andererseits für den Rahmendatensatz B stärker auseinanderentwickeln als für den Rahmendatensatz A, entfällt der Rückgang der fossilen Stromerzeugung zur Kompensation des Nachfragerückgangs im OLZV-Szenario vor allem auf Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, während Braunkohlekraftwerke sogar geringfügig dazugewinnen können. Der im Rahmendatensatz B stärker steigende CO_2-Preis wirkt dieser Entwicklung nur dämpfend entgegen, ändert jedoch nicht grundsätzlich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit die vorrangige Einlastung von Braunkohlekraftwerken. Ebenfalls ersichtlich ist der Ersatz eines Teils der Stromerzeugung in alten Braunkohlekraftwerken durch neue Braunkohlekraftwerke. Der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken und an Import unterscheidet sich nicht grundsätzlich zwischen

den Rahmendatensätzen. Aufgrund der geringeren Stromnachfrage für den Rahmendatensatz B nimmt der Export aufgrund der geringeren Residuallast zu. Wegen der insgesamt sinkenden Stromnachfrage und der entsprechend geringeren Einlastung fossiler Kraftwerke für den Rahmendatensatz B sinken die CO_2-Emissionen im Vergleich zum Rahmendatensatz A um rund 50 Mio. t im Jahr 2030.

Für das MLZV-Szenario wie schon für das OLZV-Szenario ist für den Rahmendatensatz B grundsätzlich die Stromnachfrage deutlich geringer, womit die CO_2-Emissionen um rund 40 Mio. t im Jahr 2030 unter denen für den Rahmendatensatz A liegen. Durch die generell geringe Auslastung von Erdgas-Kraftwerken durch die Laufzeitverlängerung nimmt die Erdgasverstromung trotz geringerer gesamter Stromnachfrage im Rahmendatensatz B nur geringfügig ab. Aufgrund der deutlich schlechteren Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken für den Rahmendatensatz B sind diese vor allem vom Rückgang der Stromerzeugung betroffen. Durch die insgesamt geringere Residuallast für den Rahmendatensatz B und die längere Verfügbarkeit von Kernenergiekapazität durch die Laufzeitverlängerung werden jedoch auch Braunkohlekraftwerke in Teillast betrieben oder müssen abgeschaltet werden, so dass hier die Stromerzeugung für den Rahmendatensatz B ebenfalls unter dem für Rahmendatensatz A liegt. Wie bereits beim OLZV-Szenario unterscheiden sich Import und Einlastung von Spitzenkraftwerken nur geringfügig, wohingegen der Export aufgrund der geringeren Residuallast für den Rahmendatensatz B zunimmt.

Vergleich der Ergebnisse mit dem Leitszenario 2010

Die gesamte fossile Stromerzeugung stimmt im OLZV-Szenario für den Rahmendatensatz B gut mit der entsprechenden Stromerzeugung im Leitszenario 2010 überein. In den anderen Szenarien liegt die fossile Stromerzeugung zum Teil über und zum Teil unter der des Leitszenarios.

Das Leitszenario unterscheidet sich in Bezug auf die fossile Stromerzeugung jedoch in zwei wesentlichen Aspekten von den hier abgeleiteten Ergebnissen:

- Die Kohleverstromung ist im Leitszenario im Jahr 2030 zum Teil deutlich niedriger als in den hier abgeleiteten Szenarien, mit Ausnahme des MLZV-Szenarios im Rahmendatensatz B. Die Stromerzeugung aus Erdgas- (und Öl-) Kraftwerken, vor allem KWK-Anlagen liegt im Leitszenario in allen Fällen über den Ergebnissen dieser Studie. Vor dem Hintergrund der vergleichsweise hohen Erdgaspreise für das Leitszenario (Rahmendatensatz B) und den größeren Unterschied zwischen Erdgas- und Steinkohlepreis und dem Braunkohlepreis, ist jedoch die Einlastung von Braunkohlekraftwerken deutlich attraktiver gegenüber Steinkohle- und Erdgaskraftwerken. Vor diesem Hintergrund kann die Größenordnung der Stromerzeugung aus Erdgas-Kraftwerken in der Leitstudie nicht verifiziert werden.
- Aufgrund der vergleichsweise hohen Erdgas-Preise und der damit verbundenen geringen Einlastung sind die Vollkosten von KWK-Anlagen trotz Förderung durch das KWKG stets deutlich höher als die anderer Kraftwerksoptionen. Einen entsprechenden Ausbau der KWK-Stromerzeugung wie in der Leitstudie ermittelt, kann deshalb in dieser Studie nicht plausibilisiert werden.

Vermarktung von Ökostrom

Mit der öffentlichen Förderung einer Vermarktung von Strom aus ökologischer Erzeugung – insbesondere EE-Strom – als Ökostrom und dem gezielten Bezug von Ökostromprodukten durch Endverbraucher können unterschiedliche Ziele verfolgt werden.

Aus Kundensicht ist insbesondere der zusätzliche Umweltnutzen durch den aktiven Ausbau der erneuerbaren Energien ein entscheidendes Kriterium (Additionality-Aspekt). Da die tatsächliche Qualität des bezogenen Ökostroms durch den einzelnen Kunden kaum überprüfbar ist, spielt Glaubwürdigkeit im Ökostrommarkt eine zentrale Rolle. Entscheidend hierfür sind die Stromkennzeichnung als grundlegendes gesetzliches Instrument zur Verbrauchersensibilisierung sowie für anspruchsvolle Ökostromprodukte unabhängige Zertifizierungen mit Gütesiegeln.

Aus politscher Sicht können bei der Unterstützung der Direktvermarktung von EE-Strom neben dem schon genannten Ziel des zusätzlichen Umweltnutzens durch aktiven Ausbau der EE-Stromerzeugung auch weitere Aspekte von Bedeutung sein. Steigende Produktdifferenzierung entsprechend ökologischer Qualitäten bietet eine Möglichkeit zur Marktdifferenzierung und somit den Wettbewerb insgesamt zu fördern. Außerdem soll durch eine Förderung der Marktintegration auch eine verbesserte Integration der EE-Stromerzeugung in das gesamte Energiesystem unterstützt werden.

Allerdings werden die genannten Ziele nur mit Einschränkungen durch eine verstärkte Direktvermarktung erfüllt. Aufgrund der bestehenden Marktstrukturen mit großen ohnehin vorhandenen EE-Kapazitäten im europäischen Strommarkt führt eine reine Nachfragesteigerung nach EE-Strom primär zu Mitnahmeeffekten bei Erzeugern und Händlern, aber nicht automatisch zu einem aktiven Ausbau der Erneuerbaren. Hierfür müssen Ökostromprodukte gesonderte Zusätzlichkeitskriterien erfüllen. Weiterhin sprechen einige Argumente dafür, dass eine öffentliche Förderung der Direktvermarktung nur eingeschränkt geeignet ist, um eine verbesserte Systemintegration der Erneuerbaren effektiv und effizient zu unterstützen. Zwar folgt eine Mikrooptimierung der EE-Einspeisung durch einzelne Akteure (Marktintegration) im Allgemeinen sicherlich denselben Signalen wie die notwendige Makrooptimierung (Systemintegration). Allerdings gehen hierbei die statistisch ausgleichenden Wirkungen des Gesamtsystems verloren, so dass insgesamt der Optimierungsaufwand für alle Akteure höher ist als bei einer weitgehend zentralisierten Optimierungsstrategie. Hinzu kommt, dass Einspeisemanagement nur bei steuerbaren EE-Technologien wie bspw. aus Biomasse sinnvoll ansetzen kann, nicht aber bei der Stromerzeugung aus den intermittierenden Energiequellen Wind und Sonne.

Zur Direktvermarktung von EE-Strom (ohne explizite Vermarktung des Ökostromaspekts) stehen den Anlagenbetreibern auf den konventionellen Märkten unterschiedliche Optionen zur Verfügung, welche durch das Konsortium 2 beschrieben und hinsichtlich ihrer ökonomischen Effekte analysiert wurden (Ecofys, TU Dresden, & Energy Brainpool, 2012). In Ergänzung hierzu ergeben sich für EE-Anlagenbetreiber unterschiedliche Möglichkeiten, zusätzlich zu der rein physischen Energie die Ökostromqualität gegenüber den Endkunden zu vermarkten. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, EE-Erzeugung in der Direktvermarktung zusätzlich im Rahmen von Ökostromprodukten nach dem Fondsmodell oder dem Initiierungsmodell zu vermarkten. Die größte Relevanz für die Direktvermarktung haben jedoch Ökostromprodukte nach dem Händlermodell. Dabei kann die Ökostromeigenschaft entweder zusammen mit der physischen Energie oder auch – durch Nutzung entkoppelter Herkunftsnachweise, sofern rechtlich zulässig –

getrennt davon vermarktet werden, um als Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse zu den konventionellen Strommärkten zu erzielen.

Aufgrund der großen Differenzierung im Ökostrommarkt ist es schwierig, die hiermit zusammenhängenden Preiseffekte zu quantifizieren, sie können aber qualitativ eingeordnet werden. Hat ein Anlagenbetreiber die Auswahl zwischen unterschiedlichen Vermarktungswegen (inkl. der garantierten Abnahme mit EEG-Mindestvergütung), so wird er in aller Regel die Option wählen, welche ihm (inkl. evtl. unterschiedlicher Aufschläge für die Risiken der freien Vermarktung) die höchsten Gewinne verspricht. Geht man davon aus, dass die EEG-Mindestvergütung in aller Regel die Vollkosten der Erzeugung von EE-Strom abdeckt, so sind diese Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers weitgehend als Mitnahmeeffekte zu betrachten. Direkte ökologische Effekte durch einen zusätzlich stimulierten Ausbau und Betrieb von EE-Anlagen ergeben sich erst dann, wenn durch die optimierte Nutzung unterschiedlicher Vermarktungswege einzelne Projekte wirtschaftlich werden und realisiert werden, bei welchen dies vorher nicht gegeben war. Können die Betreiber von EE-Anlagen im freiwilligen Markt von einzelnen Verbrauchern höhere Erlöse erzielen als durch die konventionelle EEG-Vergütung, so findet primär eine Kostenverlagerung statt. Die allgemeine EEG-Umlage wird in aller Regel durch das „Herausoptieren“ EEG-fähiger Erzeugung entlastet. Demgegenüber zahlen die Ökostromkunden an die Anlagenbetreiber mindestens den durch die EEG-Vergütung definierten EEG-Buy-Out-Preis zuzüglich eines Aufschlags für die Transaktionskosten und Risiken der freien Vermarktung. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten steigen durch die Wahlmöglichkeit der Anlagenbetreiber zwischen unterschiedlichen Vermarktungswegen also an.

Das deutsche EEG eröffnet EE-Anlagenbetreibern mehrere Optionen, wie Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen eines Händlermodells durch den Anlagenbetreiber vermarktet werden kann und dabei ggf. unterschiedliche Arten der Förderung erhält. Im Einzelnen handelt es sich hierbei um eine „einfache“ Direktvermarktung, die klassische EEG-Einspeisevergütung, die neu eingeführte optionale Marktprämie sowie die Inanspruchnahme des Ökostromprivilegs. Durch die unterschiedlichen Förderoptionen ergibt sich auch hier der oben erwähnte Effekt, dass der Anlagenbetreiber durch gezielte Wahl der Förderoption seine Erlöse optimiert und sich hierdurch als direkte Wirkung zunächst höhere gesamtwirtschaftliche Kosten ergeben.

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass der Kraftwerksbetrieb sich wesentlich auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken auswirkt und damit auf die Stilllegungsdynamik bestehender Kraftwerke und die Investition in neue Kraftwerke. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer integrierten Betrachtung von Kraftwerksbetrieb, -stilllegung und -investition bei der Bewertung zentraler Herausforderungen der Transformation der Energiewirtschaft wie dem Ausbau erneuerbarer Energien oder dem beschleunigten Kernenergieausstieg.

Aus den Berechnungen wird deutlich, dass zusätzlich Systemflexibilität für einen Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig ist. Die Größenordnung unterscheidet sich dabei nicht wesentlich für einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie im Vergleich zu einem Weiterbetrieb der Kernkraftwerke.

Zum einen ergibt sich zusätzlicher Flexibilitätsbedarf auf der Angebotsseite, d.h. bei der Bereitstellung von Kraftwerkskapazität. Modellseitig wurde dies durch Import abgebildet. Dieser Spit-

zenbedarf kann jedoch generell durch Netzausbau, Lastmanagement, virtuelle Kraftwerke oder den Zubau von Speichern oder Spitzenlastkraftwerken reduziert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie der Bedarf an Flexibilitäten auf der Angebotsseite etwas höher ist als bei einer längeren Laufzeit der Kernkraftwerke. Die Ergebnisse unterscheiden sich jedoch nicht wesentlich. Auf der anderen Seite führen Energieeffizienzmaßnahmen grundsätzlich zu einer geringeren Leistungsnachfrage und können damit ebenfalls den Bedarf an zusätzlicher Kapazität reduzieren.

Zum anderen ergibt sich nachfrageseitiger Flexibilitätsbedarf. Im Modell wurde dies durch Export abgebildet, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien stark zunimmt. Im Fall des beschleunigten Ausstiegs ist der Export etwas geringer als im Fall eines Weiterbetriebs von Kernkraftwerken. Jedoch führen Energieeffizienzmaßnahmen bei gleichbleibendem Ausbau der erneuerbaren Energien zu einem verstärkten Export. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, insbesondere aus der Nachfrageperspektive die Flexibilität des Kraftwerksparks zu erhöhen. Dies kann durch Netzausbau oder den Bau von Speichern adressiert werden. Gleichermaßen sollte darauf abgestellt werden, die Erzeugung erneuerbarer Energien (insbesondere Biomasse) zeitlich zu flexibilisieren, um die Notwendigkeit des Exports zu verringern. Maßnahmen des Lastmanagements können ebenfalls zu einer Reduzierung des Exportüberschusses führen.

Grundsätzlich führt die Integration erneuerbarer Energien zu einer geringeren Auslastung fossiler Kraftwerke sowie zu einer Dämpfung der Strompreise. Durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie verbessert sich jedoch die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke, was sich in einem geringeren Umfang von Kaltreserve und Stilllegung und einer verstärkten Ertüchtigung von Kraftwerken ausdrückt. Damit trägt der beschleunigte Kernenergieausstieg zur Sicherstellung fossiler Kraftwerkskapazität während des Übergangs zu einer erneuerbaren Stromversorgung bei.

Die Modellierungsergebnisse zeigen außerdem, dass der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie zu einem Anstieg der Strompreise im Vergleich zum Weiterbetrieb der Kernkraftwerke führt. Aufgrund der verbesserten Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke beim beschleunigten Ausstieg und der damit höheren verfügbaren Kapazität ist der Anstieg jedoch nur moderat und vor allem mittelfristig relevant. Langfristig wirkt die verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien preisdämpfend. Auch Energieeffizienzmaßnahmen können zu einer Dämpfung der Strompreisentwicklung beitragen.

Durch den (übergangsweise) verstärkten Betrieb fossiler Kraftwerke durch den beschleunigten Kernenergie-Ausstieg steigen die CO_2-Emissionen im deutschen Kraftwerkspark kurz- und mittelfristig an. Durch die Deckelung der Emissionen im europäischen Emissionshandel wird jedoch sichergestellt, dass es zu keiner Emissionserhöhung auf europäischer Ebene kommt.

Durch die verbesserte Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke durch den beschleunigten Atomausstieg können Kraftwerke im System gehalten werden, die kurz- und mittelfristig für die Systemstabilisierung notwendig sind. Damit reduziert sich der Bedarf an Neubaukraftwerken, die aufgrund ihres langlebigen Kapitelstocks langfristig zu Lock-in-Effekten führen können, da sie eine langfristig weitergehende Reduktion der CO_2-Emissionen erschweren bzw. zu unwirtschaftlichen Ergebnissen (stranded investments) führen können.

Bezüglich der ökologischen Bewertung der Vermarktung von Ökostrom unterscheiden sich die EEG-Vermarktungs- und Förderoptionen dahingehend, inwiefern die jeweilige EE-Erzeugung noch inklusive der expliziten Ökostromeigenschaft dem Kunden gegenüber vermarktet werden kann und wie die ökologischen Anforderungen an Ökostromprodukte erfüllt werden. Die zunehmende Versorgung mit Strom auf Basis erneuerbarer Energien ist ein wesentliches energiewirtschaftliches Ziel. Diese Herausforderung stellt somit eine Aufgabe dar, welcher sich die Gesellschaft als Ganzes stellen muss. Konkreter ausgedrückt bedeutet dies, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in erster Linie durch öffentliche EE-Förderung bewirkt werden muss (solange eine solche Förderung notwendig ist), und nicht als bloße Frage der Verbraucherpräferenz behandelt werden darf. Diesen Anspruch erfüllen sowohl die klassische EEG-Einspeisevergütung als auch die Anwendung der Marktprämie. Folgerichtig wird bei diesen Förderoptionen auch der zahlenden Allgemeinheit in Form der EEG-verpflichteten Endverbraucher die EE-Eigenschaft in der Stromkennzeichnung ausgewiesen. Durch die explizite Ausweisung als „EE-Strom, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ kann der Endkunde unterscheiden zwischen den obligatorisch zugewiesenen EE-Strommengen aus dem EEG und den Mengen, welche durch den Stromanbieter aktiv erzeugt bzw. beschafft wurden. Hierdurch wird die Differenzierung des Strommarkts durch die Stromkennzeichnung unterstützt. Die Anwendung des Ökostromprivilegs hingegen bedeutet, dass „nicht-privilegierte“ EEG-verpflichtete Endverbraucher stärker belastet werden und dadurch die EE-Erzeugung fördern, während die „privilegierten“ Kunden hierdurch entlastet werden und dennoch die Ökostromeigenschaft als EE-Strom in ihrer Stromkennzeichnung ausgewiesen bekommen. Aus Verbraucherschutzgründen ist diese Regelung somit fraglich. Bei einer „sonstigen Direktvermarktung“ ohne spezielle öffentliche Förderung ist die Ausweisung der EE-Eigenschaft in der Stromkennzeichnung grundsätzlich sinnvoll. Um die zusätzliche Zahlungsbereitschaft ökologisch motivierter Kunden effizient für den aktiven Ausbau der Erneuerbaren nutzen zu können, reicht diese Information als Entscheidungsgrundlage für den Endverbraucher jedoch nicht aus. Hierfür sind – in Ergänzung zur Stromkennzeichnung – Gütesiegel für Ökostrom notwendig. Um im Wechselspiel von Fördersystemen und freiwilligem Ökostrommarkt die Vermarktung von Ökostrom gegenüber Endverbrauchern transparenter zu gestalten und die positiven Wirkungen des freiwilligen Ökostrommarkts zu unterstützen, hat der Gesetzgeber unterschiedliche Möglichkeiten. Zur Verbesserung der Transparenz in der Stromkennzeichnung kann gefordert werden, dass bei ausländischer Erzeugung analog den Regelungen zur Marktprämie in Deutschland die entsprechenden Mengen in einer gesonderten Kategorie „geförderte EE“ ausgewiesen werden. Außerdem könnten Produkte mit dem Ökostromprivileg in der Stromkennzeichnung beispielsweise durch einen Hinweis „EE-Strom gefördert durch Befreiung von der EEG-Umlage“ ausgewiesen werden. Um ökologisch motivierte Ökostromkunden bei der Identifikation anspruchsvoller Ökostromprodukte zu unterstützen, erscheint die Entwicklung eines zentralen Gütesiegels für Ökostrom bspw. unter dem Dach des Blauen Engels sinnvoll. Auch eine separate Ausweisung von EE-Neuanlagen in der Stromkennzeichnung würde den Endkunden bei der Suche nach anspruchsvollen Ökostromprodukten unterstützen. Außerdem sollte geprüft werden, inwiefern die Bundesregierung eine Möglichkeit schaffen kann, dass EE-Erzeugungsmengen in einzelnen Ökostromprodukten für den freien Markt nicht auf die Erfüllung der EE-Ausbauziele entsprechend der Erneuerbaren-Richtlinie der EU angerechnet werden. Erst hierdurch hätte der Verbraucher die Möglichkeit, durch gezielten Ökostrombezug einen echten zusätzlichen Umweltnutzen zu schaffen.

Executive Summary

Introduction

A core component of the German government's Energy Concept is the expansion of electricity production from renewable energies. The German government also decided to decommission or not reactivate eight nuclear power plants following the nuclear catastrophe in Fukushima. For the outstanding reactors in Germany it determined shorter remaining lifetimes. As a result electricity production in Germany is facing extensive transformation.

The feed-in of renewable energies influence power plant dispatch and thereby also the electricity price. Since renewable energies are supported by a set price for their feed-in, their production occurs independently of demand with the result that the electricity price on the spot markets falls. Similarly the electricity price on the spot markets is lower in the case of the lifetime extension of nuclear power plants than without such an extension as a result of the low marginal costs of such plants. Moreover an increased feed-in of renewable energies or the lifetime extension of nuclear power plants leads to a lower electricity production in other conventional (fossil) power plants. This has an impact on the dispatch of power plants and the long-term development of the power plant fleet (arising from decommissioned plants and new investments). A lower electricity price, fewer operating hours for fossil power plants and a lifetime extension for nuclear power plants can lead to the profitable operation of fossil power plants no longer being possible and such plants being either decommissioned or mothballed. Similarly, comparatively higher electricity prices resulting from a quicker phase-out of nuclear energy can lead to an improvement in profitability and thereby also a reactivation of mothballed power plants or the retrofitting of fossil power plants.

In this research project an iterative consideration of the short-term dispatch of power plants in a dispatch model and of the long-term decommissioning and investment effects in a power plant investment model is used to assess the effects of the integration of renewable energies against the background of the remaining lifetime of nuclear power plants.

Furthermore different marketing channels for eco-electricity are discussed, including the associated economic effects and the different marketing options under the terms of the German Renewable Energy Sources Act (EEG).

Methodology

The basis for the modelling within the scope of this research project is the iterative application of the power plant investment model ELIAS and the power plant dispatch model MICOES. In the modelling, decisions to invest in new power plants are made from the perspective of an ideal-typical investor based on the full costs of electricity production as the most important decision variable (ELIAS). The need to invest in new power plants is determined by the decommissioning of power plants and the development of electricity demand (ELIAS). The structure of the German power plant fleet is entered in the power plant dispatch model MICOES, which determines the dispatch of power plants including the corresponding operating hours and electricity revenues. The power plant dispatch is determined by minimisation of the total electricity production costs (marginal production costs including start-up and shut-down costs) (MICOES). The-

se electricity market results are fed back into ELIAS as a key input for decommissioning and investment decisions. There are two key interactions between power plant decommissioning, investment and operation:

Decommissioning/need for new investments: The market results (operating hours, electricity revenues) determine whether an existing power plant can be profitably operated. Power plants can accordingly be mothballed, decommissioned or have their lifetime extended by means of retrofit measures.

Investment decisions: The type of power plant technology to be built depends on the full costs of electricity production. A key factor influencing the full costs is the number of operating hours, on the basis of which the investment is calculated.

Scenario definition and framework data

In the research project the interactions between power plant operation, mothballing and investments are analysed, taking into account an increase of renewable energies for two different scenarios regarding the remaining lifetime of nuclear power plants: one considers a quick phase-out of nuclear energy („without lifetime extension“, OLZV) and one assumes that the lifetime extension decision made in 2010 continues to apply (“with lifetime extension”, MLZV). Two different sets of framework data are used in this project: framework data set A is based on assumptions derived by Oeko-Institut and adopted from the Policy Scenarios V project while framework data set B is based on the framework data of the Lead Scenario 2010. The level of fuel and CO_2 prices is always higher in framework data set B than in A while the development of electricity demand is lower. Additional framework data does not differ between the two scenarios. The following four scenarios result:

- Framework data set A
    - without lifetime extension (OLZV_A)
    - with lifetime extension (MLZV_A)
- Framework data set B
    - without lifetime extension (OLZV_B)
    - with lifetime extension (MLZV_B)

Results for framework data set A

In the MLZV scenario power plant capacity with low marginal costs in the German electricity system is significantly higher due to the lifetime extension of nuclear power plants. Available conventional capacity is generally lower in 2030 than in 2015. In the MLZV scenario the share of inflexible nuclear and lignite power plants is higher than in the OLZV scenario.

The electricity price is lower in the MLZV scenario than in the OLZV scenario. The difference in electricity price is at its lowest in 2015 at approx. 6 €/MWh, increasing to 17 €/MWh by 2030.

Electricity imports in Germany are negligible in 2015 in cases of insufficient domestic capacity. In 2020 and 2025 electricity imports are higher and at their highest in 2025 in the OLZV scenario. However, the maximum quantity of imported electricity lies below the total interconnector capacity. In 2030 the need for electricity imports is lower than in 2025 due to the increasing use of renewable energies and the associated fall in residual load. The need for elec-

tricity imports is lower in every step year in the MLZV scenario because the available power plant capacity is higher. However, electricity imports generally only make up a small share of the total electricity production in Germany.

When the available power plant capacity is higher than electricity demand due to the feed-in of renewable energies and restrictions within the conventional power plant fleet, electricity can be exported. In all step years electricity exports are more frequent and have higher capacities in the MLZV scenario compared to the OLZV scenario. However, the absolute quantity of electricity exports does not differ very significantly between the OLZV and MLZV scenarios, which is why the necessary interconnector capacity is scarcely different in the scenarios.

The capacity factor of all power plants decreases for all power plants in the time period of the scenarios due to the increased feed-in of renewable energies. Furthermore the capacity factor of fossil power plants decreases – in some cases significantly – as a result of the lifetime extension of nuclear power plants.

The electricity production of fossil power plants in Germany falls significantly because of lifetime extension. The electricity production of lignite power plants between 2020 and 2030 is more than 30 TWh lower than in the scenario without lifetime extension. In particular, the electricity production in existing power plants decreases in comparison to the scenario without lifetime extension. A share of this decrease is compensated by the building of new lignite power plants, the production of which is approx. 20 TWh higher in 2025 and 2030 than in the OLZV scenario. The electricity production in both hard coal and natural gas-fired power plants falls by approx. 20 TWh for 2020 to 2030 in the MLZV scenario compared to the OLZV scenario. The electricity production in peak load power plants is slightly below that in the OLZV scenario. In 2025 and 2030 the fossil CHP electricity production in 2025 and 2030 in the MLZV scenario is below that of the OLZV scenario. Due to the lower electricity production in fossil power plants the annual CO_2 emissions in 2020 to 2030 in the scenario with lifetime extension are more than 60 m t below those of the scenario with a quicker phase-out of nuclear energy.

Due to the lower electricity prices and the generally lower electricity production in fossil power plants, the profitability of fossil power plants is lower in the scenario with the lifetime extension of nuclear power plants than the scenario with a quick phase-out of nuclear energy. Overall approx. 20 GW (4.0 GW lignite, 11.2 GW hard coal and 4.3 GW natural gas) are unprofitable in 2030 in the MLZV scenario compared to the almost full profitability of all power plants in the OLZV scenario.

In keeping with the generally greater unprofitability of fossil power plants in the case of lifetime extension, the capacity of mothballed power plants in the MLZV scenario is also greater. In the MLZV scenario up to 6 GW are intermittently mothballed, most notably natural gas-fired power plants (both existing and new power plants) while less than 1 GW is mothballed in the OLZV scenario and only in 2020.

The retrofitting of existing power plants is carried out in both scenarios, above all for hard coal and lignite power plants. In the MLZV scenario compared to the OLZV scenario fewer power plants are retrofitted and the duration of further operation resulting from the retrofitting measures is generally shorter.

Analogous to the generally lower profitability of fossil power plants due to the lifetime extension of nuclear power plants, more capacity is decommissioned in the MLZV scenario compared to the OLZV scenario. While in the scenario without lifetime extension almost no lignite power plants are decommissioned, 6.9 GW of such power plants are decommissioned in 2020 in the MLZV scenario. Similarly hard coal-fired power plants are decommissioned to a greater extent in the MLZV scenario than in the OLZV scenario. However, the differences are small. There are no differences between the OLZV and the MLZV scenarios in terms of natural gas-fired power plants.

On this basis it can be inferred that the longer operation of nuclear power plants (MLZV scenario compared to the OLZV scenario) leads to a lower profitability for fossil power plants. This leads to a larger share of capacity being mothballed (most notably natural gas-fired power plants). Furthermore less fossil power plant capacity is retrofitted and the extended operation of fossil power plants as a result of retrofitting is shorter due to the lifetime extension of nuclear power plants (especially in the case of hard coal-fired and lignite power plants). Lignite and hard coal-fired power plants are decommissioned to a greater extent in the MLZV scenario, which is consistent with less retrofitting.

This shows that it is necessary to take profitability into account in the assessment of decommissioning dynamics. A purely static consideration (decommissioning according to technical lifetime) would overestimate the available power plant capacity in the scenario with the lifetime extension of nuclear power plants since increased mothballing and decommissioning are left out of the equation. In the scenario without lifetime extension the available capacity would be underestimated since retrofit measures are not taken into consideration. As a result the conventional capacity that is actually available for electricity production in the scenarios with and without lifetime extension assimilates. Although the available nuclear power capacity is approx. 12 GW greater between 2020 and 2030 in the scenario with lifetime extension because of their further operation, the difference in terms of actual available capacity of the total power plant fleet only amounts to 2.3 GW in 2020 and 6.4 GW in 2030 under dynamic consideration of retrofitting, decommissioning and mothballing.

Results for framework data set B

Framework data set B contains a higher level of fuel and CO_2 prices and a lower electricity demand than framework data set A.

The electricity price is lower in the MLZV scenario than in the OLZV scenario for all step years. The difference between the average electricity prices of the OLZV and MLZV scenarios increases to 14 €/MWh by 2020 and to 17 €/MWh by 2030.

For framework data set B and framework data set A the need for electricity imports is generally analogous but is slightly lower in the former due to the lower electricity demand. The maximum electricity imports are 10.6 GW in 2025 in the scenario without lifetime extension. Moreover electricity exports are at a similar level for both framework data sets.

The capacity factor of the power plants is generally similar in framework data sets B and A, but at a lower level in the former due to the electricity demand being lower overall.

As in the case for the framework data set A, the increased electricity production due to the extended operation of nuclear power plants is compensated by a lower electricity production in fossil power plants. However, due to the level of electricity production of hard coal- and natural gas-fired power plants already being low in 2030, the increase in electricity production of nuclear power plants is balanced out by a decrease in the electricity production of lignite power plants (by about 50 TWh in 2030). The electricity production in peak load power plants is slightly below that in the OLZV scenario. The fossil CHP electricity production is lower in the MLZV scenario than in the OLZV scenario. Due to the lower electricity production in fossil power plants, the annual CO_2 emissions in the scenario with lifetime extension are more than 50 m t in 2020 to 2030 below those in the scenario with the accelerated phase-out of nuclear energy.

As in framework data set A, the operation of lignite power plants is predominantly profitable, with the exception of several existing lignite power plants in 2015 and 2030. However, compared to framework data set A, existing hard coal-fired power plants are largely unprofitable in all scenario years and new hard coal-fired power plants are unprofitable in the MLZV scenario only in 2030. Similar to framework data set A, the existing natural gas-fired power plants for the framework data set B are unprofitable in all years in the MLZV scenario and sometimes unprofitable in the OLZV scenario. However, in contrast to framework data set A the new natural gas-fired power plants are invariably profitable.

Compared to framework data set A, a large number of existing hard coal-fired power plants are mothballed from 2020 onwards in framework data set B, which corresponds to the continuous unprofitability of these power plants. The mothballing of existing natural gas-fired power plants is slightly lower than in the case of framework data set A but the structure is similar, which also corresponds to the similar profitability structure. However, in contrast to framework data set A, new natural gas-fired power plants are not mothballed, which also corresponds to the continuous profitability of these plants.

The retrofitting of existing power plants in the OLZV scenario largely corresponds to the retrofitting of these plants in framework data set A. However, in the MLZV scenario slightly more and/or longer retrofit measures are carried out in framework data set B, which can be explained by the slightly improved (but structurally similar) profitability of these power plants in framework data set B. The retrofitting of existing hard coal-fired power plants is significantly lower in framework data set B, which is explained by the consistently poorer profitability of existing hard coal-fired power plants.

Decommissioning is determined on the basis of the profitability dynamics and thereby also of mothballing and retrofitting dynamics. Thus, the decommissioning of lignite power plants is lower in framework data set B than framework data set A due to the expanded scope of retrofitting measures carried out. The decommissioning of hard coal-fired power plants is significantly above the decommissioning in framework data set A, especially in 2025 and 2030. In the two framework data sets the decommissioning of natural gas-fired power plants is comparable.

Overall the larger capacity of new lignite power plants in the OLZV scenario, the lower capacity of new lignite power plants in the MLZV scenario and the significantly lower available capacity of existing hard coal-fired power plants are particularly striking in comparison with framework data set A. Due to the significantly lower electricity production in framework data set B (and the associated decommissioning dynamics), the total available capacity is significantly lower

than in the case of framework data set A. As is the case for framework data set A, the available capacities in the scenarios converge in the case of framework data set B; the available capacity in 2030 is only 3.1 GW higher in the MLZV scenario than in the OLZV scenario while the available nuclear power capacity is 12 GW higher in the MLZV scenario than in the OLZV scenario.

Comparison of the results of framework data sets A and B

While an almost constant net electricity demand of approx. 590 TWh is assumed in framework data set A, the electricity demand in framework data set B falls to approx. 520 TWh by 2030. At the same time a significantly greater increase in fuel prices (with the exception of lignite prices) is assumed in framework data set B.

In spite of the lower electricity demand, higher electricity prices result from the higher fuel prices for framework data set B. The largest difference occurs in 2015 while the electricity prices of the scenarios assimilate in the framework data sets up to 2030.

Due to the lower electricity demand the need for electricity imports in the scenarios with framework data set B is lower from 2025 onwards than in the scenarios with framework data set A. The largest difference occurs in the OLZV scenario where in the scenario with framework data set B, the need for electricity imports is lower, by a maximum of 5 GW. This makes clear that efficiency measures can reduce the need for peak load capacity to a not unsubstantial degree.

In the scenarios with framework data set B, the periods in which electricity is exported are more frequent due to the lower residual load. The lower electricity demand in framework data set B results in the quantity of electricity exports increasing by approx. a third. In 2025 and 2030 the maximum levels of electricity exports are significantly higher in the case of framework data set B than framework data set A.

In spite of the higher emission allowance prices assumed in framework data set B, there are no large shifts in the merit order when comparing the framework data sets A and B. Only some new combined cycle power plants can shift in front of the older hard coal-fired power plants in the merit order due to the former's high efficiency in the framework data set B.

Since the difference between the fuel prices for natural gas and hard coal on the one hand and lignite on the other hand diverge from each other more strongly in the case of framework data set B than framework data set A, the decrease in fossil electricity production occurs above all in hard coal- and natural gas-fired power plants to compensate the fall in demand in the OLZV scenario while the production of lignite power plants can even increase slightly. The stronger increase in the carbon price in framework data set B only has a moderate effect on this development; the merit order of the power plants does not generally change, with the result that lignite power plants are still first in the merit order. The substitution of a share of the electricity production of old lignite power plants by new lignite power plants is also evident. The need for peak load power plants and electricity imports does not fundamentally differ in the framework data sets. As a result of the lower electricity demand in framework data set B, electricity exports increase due to the lower residual load. Due to the overall decrease in electricity demand and the correspondingly lower dispatch of fossil power plants in framework data set B the CO_2 emissions decrease by approx. 50 m t in 2030 compared to framework data set A.

For the MLZV scenario – as for the OLZV scenario – the electricity demand is generally significantly lower in framework data set B while the CO_2 emissions are approx. 40 m t lower in 2030 in framework data set A. Due to the generally low capacity factor of natural gas-fired power plants due to the lifetime extension of nuclear power plants, the electricity production of natural gas-fired power plants only decreases slightly in framework data set B in spite of a lower total electricity demand. Hard coal fired-power plants in framework data set B are particularly affected by the decrease in electricity production due to their significantly poorer profitability. However, since the residual load is lower overall in framework data set B and nuclear power capacity is available for longer due to lifetime extension, lignite power plants also operate at partial load or have to be switched off, with the effect that the electricity production for framework data set B is also lower than for framework data set A. As was the case with the OLZV scenario, the electricity imports and the dispatch of peak load power plants differ only slightly while exports increase due to the lower residual load for framework data set B.

Comparison of results with the 2010 Lead Scenario

The total fossil electricity production in the OLZV scenario for framework dataset B is very similar to the corresponding electricity production in the Lead Scenario 2010. In the other scenarios the fossil electricity production is sometimes higher and sometimes lower than in the Lead Scenario.

However, in terms of fossil electricity production the Lead Scenario differs from the results derived here in two key aspects:

- The electricity production of coal-fired power plants is sometimes significantly lower in 2030 in the Lead Scenario than in the scenarios derived in this research project, with the exception of the MLZV scenario for framework dataset B. The electricity production of natural gas- (and oil-) fired power plants – especially CHP plants – is higher in the Lead Scenario in all cases than in the results of this research project. However, against the background of comparatively high natural gas prices in the Lead Scenario (framework data set B) and the larger difference between the natural gas and hard coal prices and the lignite price, the dispatch of lignite power plants is significantly more attractive than hard coal- and natural gas-fired power plants. Against this background the level of electricity production from natural gas-fired power plants in the Lead Scenario cannot be verified.
- Due to the comparatively high natural gas prices and the associated low dispatch, the full costs of CHP plants are consistently significantly higher than the other power plant options despite support provided under the German CHP Act (KWKG). Therefore the plausibility of a corresponding expansion of CHP electricity production as determined in the Lead Scenario cannot be verified in this research project.

Marketing of eco-electricity

On the basis of the government support for the marketing of eco-electricity production – in particular renewable electricity – as eco-electricity and the targeted purchase of eco-electricity products by final customers, different goals can be pursued.

From a customer perspective the additional environmental benefit realised by the active increase of renewable energies in particular is a decisive criterion (additionality aspect). Since it is

hardly possible for individual customers to verify the actual quality of purchased eco-electricity, credibility is a key factor in the eco-electricity market, making electricity disclosure – a key regulatory instrument for increasing customer awareness – and independent certification – quality labels for high-quality eco-electricity products – crucial.

From a political perspective further aspects – alongside the above-mentioned goal of an additional environmental benefit through an active increase in renewable electricity production – can be helpful in supporting the direct marketing of renewable electricity. One option for market differentiation which promotes competition on the electricity market overall is to increase differentiation in terms of the ecological qualities of electricity products. In addition the improved integration of renewable electricity production in the overall German energy system is supported by promoting market integration.

However the above-mentioned goals are only fulfilled to a limited extent through increased direct marketing. Due to the existing market structures already having large renewable capacities in the European electricity market, a purely demand-side increase in renewable electricity primarily leads to windfall profits for the producers and sellers – it does not automatically lead to an active increase in renewable energies. To achieve this, eco-electricity products have to fulfil separate additionality criteria. Furthermore several arguments make a case for government support of direct marketing only having a limited suitability in effectively and efficiently supporting the improved integration of renewables in the energy system. Although micro-optimisation of renewable feed-in by individual actors (market integration) generally follows the same signals as the necessary macro optimisation (system integration), the statistically equalising effects of the total system are hereby lost, with the effect that the optimisation efforts are higher overall for all actors than in the case of a largely centralised optimisation strategy. Additionally, feed-in management can only be usefully applied in the case of controllable renewable technologies like biomass, but not in the case of electricity production from fluctuating sources like wind and solar energy.

For the direct marketing of renewable electricity (without explicit marketing as eco-electricity), different options are open to plant operators on conventional electricity markets, which were described and analysed in terms of their economic effects by Consortium 2 (Ecofys et al., 2012). Supplementing this, different options are open to renewable plant operators for marketing their products as eco-electricity to final customers in addition to marketing them simply as physical energy. Generally renewable plant operators also have the option of direct marketing of their products as eco-electricity products under the fund model or the initiation model. However, direct marketing as eco-electricity products under the supply model is the most relevant. It can either be marketed as eco-electricity as part of its marketing as physical energy or separately – by using de-coupled guarantees of origin if permitted legally – to accrue revenues as plant operators in addition to those on conventional electricity markets.

The large differentiation in the eco-electricity market makes it difficult to quantify the associated price effects; however, they can be categorised qualitatively. If a plant operator can choose between different marketing channels (including guaranteed sale with a minimum payment under the German EEG), the operator will generally choose the option which (possibly including other additional charges relating to the risks of free marketing) promises the greatest profits. If it is assumed that the minimum remuneration under the German EEG always covers the

full costs of renewable electricity production, the additional revenues of renewable plant operators should largely be regarded as windfall profits. Direct ecological effects due to the additionally stimulated expansion and operation of renewable power plants arise when, through optimised utilisation of different marketing channels, individual projects which were not profitable become profitable and are implemented. If operators of renewable plants can accrue higher revenues from individual customers on the voluntary market than they would accrue under the German EEG, a cost shift primarily occurs. "Opting-out" almost always reduces the overall support budget of the German EEG. The eco-electricity customers creating demand pay the plant operators the remuneration which they would have received under the German EEG (buy-out price) as a minimum plus a surcharge resulting from the transaction costs and risks of free marketing. The total economic costs thus increase as a result of plant operators having the choice of different marketing channels.

Renewable power plant operators were provided with several new options under the German EEG to market renewable electricity production under a supply model and, if appropriate, receive different kinds of support. Specifically, these comprise "simple" direct marketing, the conventional remuneration under the German EEG, the newly introduced optional market premium and utilisation of the eco-electricity privilege. By means of the different support options, the above-mentioned effect – that plant operators optimise their revenues through a targeted choice of support option, thereby causing higher total economic costs to arise initially as a direct effect – also applies.

Conclusions

The results of this research project show that power plant operation has a key effect on the profitability of power plants and thereby also on the decommissioning dynamics of existing power plants and the investment in new power plants. As a result it is necessary to conduct an integrated assessment of power plant operation, decommissioning and investment when evaluating the key challenges of the transformation of the energy sector, such as the expansion of renewable energies or the accelerated phase-out of nuclear energy.

Based on the calculations it becomes clear that system flexibility is additionally necessary for an expansion of renewable energies. The degree of system flexibility does not fundamentally differ between the accelerated phase-out of nuclear energy and the lifetime extension of nuclear power plants in Germany.

On the one hand there is an additional need for flexibility on the supply side, i.e. in making power plant capacity available. In the model this is shown by electricity imports. However, this peak demand can generally be reduced by means of grid expansion, load management, virtual power plants or the building of additional storage or peak load power plants. The project findings show that as a result of the accelerated phase-out of nuclear energy the need for flexibilities on the supply side is a little higher than in the case of the lifetime extension of nuclear power plants. However, the results are not substantially different. At the same time energy efficiency measures generally lead to a lower need for capacity and can therefore also reduce the need for additional capacity.

On the other hand there is also a need for flexibility on the demand side. In the model this is shown by electricity exports, which rise substantially during the increase of electricity produc-

tion based on renewable energies. In the case of the accelerated phase-out of nuclear power, electricity exports are slightly lower than in the case of the continued operation of nuclear power plants. However, when accompanied by a consistent increase of electricity production from renewable energies, energy efficiency measures lead to increased electricity exports. As a result it is necessary to increase the flexibility of the power plant fleet, particularly from the perspective of demand. This can be addressed by, for example, grid expansion or the implementation of storage options. Similarly temporal flexibilisation of renewable energy production (particularly biomass) should be incorporated to reduce the need for electricity exports. Load management measures can also lead to a reduction in the large quantity of electricity exports.

Generally the integration of renewable energies leads to a lower capacity factor for fossil power plants and a decrease in electricity prices. However, through the accelerated phase-out of nuclear energy, the profitability of fossil power plants improves, which results in less mothballing and decommissioning and an increased retrofitting of power plants. As a consequence the accelerated phase-out of nuclear energy contributes to guaranteeing fossil power plant capacity during the transition to a renewable electricity supply in Germany.

In addition the modelling results show that the accelerated phase-out of nuclear energy in Germany leads to an increase in electricity prices compared to the continued operation of the nuclear power plants. Due to the improved profitability of fossil power plants in the case of an accelerated phase-out and the associated higher available capacity, the increase is only moderate and generally applicable in the medium term. In the long term the increased feed-in of renewable energies curbs the price development. Energy efficiency measures can also contribute to curbing the electricity price development.

Due to the (temporary) increased operation of fossil power plants resulting from the accelerated phase-out of nuclear energy, the CO_2 emissions of the German power plant fleet increase in the short and medium term. However, since emissions are capped by the EU Emissions Trading Scheme, it is ensured that emissions do not increase on the European level.

Through the improved profitability of fossil power plants resulting from the accelerated phase-out of nuclear energy, power plants that are necessary for system stabilisation in the short and medium term can be retained in the system. As a result the need for new power plants decreases, which can lead to lock-in effects in the long term due to their long-term capital stock since new power plants can hamper a reduction of CO_2 emissions that is far-reaching in the long term and lead to stranded investments.

In terms of the ecological assessment of marketing eco-electricity the marketing and support options under the German EEG differ in terms of the extent to which the renewable electricity production concerned can still be marketed to the customer with explicit identification as eco-electricity and how the ecological requirements of eco-electricity products are fulfilled. The increasing electricity supply from renewable energies is a key energy-economic goal. This challenge is a task that society has to confront as a whole. More specifically, this means that renewable energies must be increased first and foremost through the governmental promotion of renewable energies (as long as support is necessary), and should not be treated as a simple question of customer preference. This is realised by both the feed-in remuneration under the German EEG and utilisation of the market premium. As a consequence in the case of these support options the corresponding electricity production is categorised as eco-electricity within

the scope of electricity disclosure. By being explicitly disclosed as “eco-electricity supported by the German Renewable Energy Sources Act” the final customer can differentiate between the renewable electricity quantities which are allocated under the German EEG and the quantities which were actively produced or procured by the electricity provider. This supports the differentiation of the electricity market through electricity disclosure. In contrast the utilisation of the eco-electricity privilege means that final customers which purchase electricity that is “non-privileged” under the German EEG are more strongly burdened and thereby promote renewable electricity production while the burden on the “privileged” customers, who still have their purchased electricity categorised as renewable electricity in electricity disclosure, lessens. This rule can be challenged from the perspective of consumer protection. Generally it makes sense in the case of “other direct marketing” without special governmental support to categorise the electricity as renewable within the scope of electricity disclosure. However, in order to be able to use efficiently the additional willingness of environmentally conscious customers to pay for the active increase of renewable energies, this information is not sufficient as a basis for the final customers to make a decision. For this purpose quality labels are necessary for eco-electricity, in addition to electricity disclosure. Different options are open to the regulator in terms of making the marketing of eco-electricity to final customers more transparent within the context of the interplay of support systems and voluntary eco-electricity market, and of supporting the positive effects of the voluntary eco-electricity market. To improve the transparency in electricity disclosure, the quantities of imported electricity that are analogous to the market premium regulations in Germany can be required to be shown in a separate category – “supported renewable energy sources” – within the scope of electricity disclosure. In addition products with the eco-electricity privilege could be categorised in electricity disclosure as, for example, “renewable electricity supported by exemption from the German EEG”. In order to support environmentally conscious customers in the identification of high-quality eco-electricity products, development of a key quality label for eco-electricity, for example under the umbrella of the Blue Angel label, seems to be helpful. Separate categorisation of new renewable power plants in electricity disclosure would also support final customers in the search for high-quality eco-electricity products. In addition it should be examined whether the German government can create the opportunity for quantities of renewable electricity production in some eco-electricity products for the voluntary market not to be counted under the EU Renewable Energy Directive as contributing to fulfilment of the target to increase renewable energy production. For the first time customers would have the opportunity to bring about a real additional environmental benefit by purchasing certain eco-electricity products.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung III
Executive Summary XIV
Inhaltsverzeichnis XXV
Abbildungsverzeichnis XXVII
Tabellenverzeichnis XXX
Abkürzungsverzeichnis XXXIII
1 Einleitung 1
2 Methodik 3
3 Szenariodefinition sowie verwendete Parametrisierung und Rahmendaten 7
3.1 Brennstoffpreise 8
3.2 CO_2-Zertifikatspreise 8
3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien 9
3.4 Stromerzeugung 11
3.5 Leistungsnachfrage 11
3.6 Kraftwerkspark 12
3.7 Politische Rahmenbedingungen 16
3.8 Technische und Kostendaten von Kraftwerken 16
4 Ergebnisse 18
4.1 Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz A (OLZV_A, MLZV_A) 18
4.1.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES 18
4.1.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS 29
4.2 Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz B (OLZV_B, MLZV_B) 39
4.2.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES 39
4.2.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS 49
4.3 Vergleich der Ergebnisse der Rahmendatensätze A und B 58
4.3.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES 58
4.3.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS 60
4.4 Vergleich der Ergebnisse mit dem Leitszenario 2010 62
5 Vermarktung von Ökostrom 65
5.1 Übersicht 65

5.2 Hintergrund ... 65
5.2.1 Ansprüche an Ökostromprodukte aus Verbrauchersicht ... 65
5.2.2 Zielstellungen für eine Förderung der Direktvermarktung von EE-Strom aus politischer Sicht ... 69
5.3 Vermarktungswege für Ökostrom ... 70
5.3.1 Ökostrommodelle aus Endkundensicht ... 70
5.3.2 Vermarktungswege für Ökostrom aus Sicht der Anlagenbetreiber ... 72
5.4 Wirtschaftliche Effekte unterschiedlicher Vermarktungswege ... 73
5.4.1 Einzelwirtschaftliche Effekte ... 73
5.4.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte ... 74
5.5 Vermarktungsoptionen gemäß EEG ... 74
5.5.1 „Einfache“ Direktvermarktung ... 75
5.5.2 EEG-Einspeisevergütung ... 76
5.5.3 Gleitende Marktprämie ... 76
5.5.4 Ökostromprivileg ... 77
6 Quellenverzeichnis ... 79
A. Anhang ... 82
A.1 Merit-Order-Effekt ... 82
A.2 Methodik ... 83
A.3 Rahmendaten ... 84
A.4 Szenarienergebnisse ... 85

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Schematische Darstellung des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES 4

Abb. 2-2: Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (MICOES) 5

Abb. 3-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Rahmendatensatz A und B 8

Abb. 3-2: CO_2-Zertifikatspreise für Rahmendatensatz A und B 9

Abb. 3-3: Installierte elektrische Leistung an erneuerbaren Energien (netto) 10

Abb. 3-4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (netto) 10

Abb. 3-5: Nettostromerzeugung bis 2030 für Rahmendatensatz A und B 11

Abb. 3-6: Dauerlinien der Residuallast der Jahre 2015 bis 2030 für Rahmendatensatz A und B im Vergleich zum Basisjahr 2008 12

Abb. 3-7: Installierte elektrische Leistung (netto) in Kernkraftwerken für verschiedene Ausstiegsbeschlüsse 14

Abb. 4-1: Vergleich der Merit Order der Jahre 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_A und MLZV_A 19

Abb. 4-2: Strompreise am Spotmarkt für den Rahmendatensatz A, 2015 – 2030 20

Abb. 4-3: Jahresdauerlinie der Strompreise für die Stützjahre 2015 und 2030 für den Rahmendatensatz A 21

Abb. 4-4: Häufigkeit und Höhe des Imports für den Rahmendatensatz A 22

Abb. 4-5: Import in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz A 23

Abb. 4-6: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_A 24

Abb. 4-7: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_A 24

Abb. 4-8: Häufigkeit und Höhe des Exports in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A 25

Abb. 4-9: Export in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz A 26

Abb. 4-10: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_A 27

Abb. 4-11: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_A 28

Abb. 4-12: Auslastungen der konventionellen Kraftwerke in den Jahren 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_A und MLZV_A 29

Abb. 4-13: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_A) 30

Abb. 4-14: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_A) 32

Abb. 4-15: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 34

Abb. 4-16: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 35

Abb. 4-17: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 36

Abb. 4-18: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 37

Abb. 4-19: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 38

Abb. 4-20: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 39

Abb. 4-21: Vergleich der Merit Order der Jahre 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_B und MLZV_B 40

Abb. 4-22: Strompreise am Spotmarkt für den Rahmendatensatz B, 2015 – 2030 41

Abb. 4-23: Jahresdauerlinie der Strompreise für die Stützjahre 2015 und 2030 für den Rahmendatensatz B 41

Abb. 4-24: Häufigkeit und Höhe des Imports für den Rahmendatensatz B 42

Abb. 4-25: Import in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz B 43

Abb. 4-26: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_B 44

Abb. 4-27: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B 44

Abb. 4-28: Häufigkeit und Höhe des Exports in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B 45

Abb. 4-29: Export in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz B 46

Abb. 4-30: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_B 47

Abb. 4-31: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B 47

Abb. 4-32: Auslastungen der konventionellen Kraftwerke in den Jahren 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_B und MLZV_B 48

Abb. 4-33: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_B) 50

Abb. 4-34: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_B) 51

Abb. 4-35: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 53

Abb. 4-36: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 54

Abb. 4-37: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 55

Abb. 4-38: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 56

Abb. 4-39: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 57

Abb. 4-40: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 58

Abb. 4-41: Vergleich der mittleren Strompreise am Spotmarkt im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B 59

Abb. 4-42: Vergleich der maximalen Importhöhen sowie der gesamten Importstrommenge im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B 59

Abb. 4-43: Vergleich der maximalen Exporthöhen sowie der gesamten Exportstrommenge im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B 60

Abb. 5-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa (EU-27, Schweiz und Norwegen), 1997-2008 66

Abb. 5-2: Strom aus erneuerbaren Energien: Vergleich zwischen Angebot und expliziter Nachfrage durch den freiwilligen Markt in Deutschland, 2009 – 2050 67

Abb. 5-3: Zusammensetzung der Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der „einfachen“ Direktvermarktung 75

Abb. 5-4: Zusammensetzung der Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der klassischen EEG-Einspeisevergütung 76

Abb. 5-5: Zusammensetzung der möglichen Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der gleitenden Marktprämie 77

Abb. 5-6: Zusammensetzung der möglichen Gesamterlöse für Ökostrom im Fall des Ökostromprivilegs 78

Abb. A-1: Strompreisbildung an der Strombörse (exemplarische Stunde des Jahres 2008) 82

Abb. A-2: Preisbildung an der Strombörse bei höherer Einspeisung von erneuerbaren Energien 83

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1: Struktur des Kraftwerksparks im Basisjahr 2008 ... 13

Tab. 3-2: Installierte elektrische Leistung (netto), Inbetriebnahmejahr sowie Außerbetriebnahmejahr für verschiedene Ausstiegsbeschlüsse ... 14

Tab. 3-3: Elektrische Leistung (netto) und Inbetriebnahmejahr von sich zurzeit in Bau befindlichen Kraftwerken ... 15

Tab. 3-4: Technische und Kostendaten von Kondensationskraftwerken, 2015 ... 17

Tab. 3-5: Technische und Kostendaten von KWK-Anlagen, 2015 ... 17

Tab. 4-1: Import in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A ... 22

Tab. 4-2: Export in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A ... 26

Tab. 4-3: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_A-OLZV_A) ... 33

Tab. 4-4: Import in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B ... 42

Tab. 4-5: Export in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B ... 45

Tab. 4-6: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_B-OLZV_B) ... 52

Tab. 4-7: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung zwischen Rahmendatensatz A und B (OLZV_B-OLZV_A) ... 61

Tab. 4-8: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung zwischen Rahmendatensatz A und B (MLZV_B-MLZV_A) ... 62

Tab. 4-9: Vergleich der Nettostromerzeugung im Jahr 2030 der Szenarien OLZV_A, OLZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010 ... 63

Tab. A- 1: Technische Parameter des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES ... 83

Tab. A- 2: Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise frei Kraftwerk in Preisen von 2008 für Rahmendatensatz A und B ... 84

Tab. A- 3: Installierte elektrische Leistung an erneuerbaren Energien (netto) ... 84

Tab. A- 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (netto) ... 85

Tab. A- 5: Nettostromerzeugung bis 2030 für Rahmendatensatz A und B ... 85

Tab. A- 6: Strompreise der Stützjahre 2008 bis 2030 in den einzelnen Szenarien ... 85

Tab. A- 7: Installierte elektrische Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_A) ... 86

Tab. A- 8: Installierte elektrische Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_A) ... 86

Tab. A- 9: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_A-OLZV_A) ... 87

Tab. A- 10: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 87

Tab. A- 11: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)..... 87

Tab. A- 12: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A) 88

Tab. A- 13: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)..... 88

Tab. A- 14: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)..... 89

Tab. A- 15: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)..... 90

Tab. A- 16: Installierte elektrische Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_B) 90

Tab. A- 17: Installierte elektrische Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_B)..... 91

Tab. A- 18: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_B-OLZV_B)..... 91

Tab. A- 19: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 92

Tab. A- 20: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 92

Tab. A- 21: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)..... 92

Tab. A- 22: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) im Vergleich zur Stilllegung nach technischer Lebensdauer („statisch“) 93

Tab. A- 23: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 93

Tab. A- 24: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) 94

Tab. A- 25: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung zwischen dem Rahmendatensatz A und B (OLZV_B-OLZV_A)..... 94

Tab. A- 26: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung zwischen dem Rahmendatensatz A und B (MLZV_B-MLZV_A) 94

Tab. A- 27: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) im Jahr 2030 der Szenarien OLZV_A, OLZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010 95

Tab. A- 28: Vergleich der jährlichen Benutzungsstunden im Jahr 2030 der Szenarien OLZV_A, OLZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010 96

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AtG	Atomgesetz
B	Bestand
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und Einspeicherung)
CHP	Combined heat and power
CO_2	Kohlendioxid
Ct	Cent
DKW	Dampfkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
el	Elektrisch
ELIAS	Electricity Investment Analysis
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
GAMS	General Algebraic Modeling System
GJ	Gigajoule
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen(kraftwerk)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
KKW	Kernkraftwerk
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
mc	Grenzkosten (marginal costs)

MICOES	Mixed-Integer Cost Optimization of Energy Systems
MLZV	Mit Laufzeitverlängerung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N	Neubau
OLZV	Ohne Laufzeitverlängerung
p	Preis
P	Leistung
t	Tonne
th	Thermisch
TWh	Terawattstunde
W	Arbeit
ZuG	Zuteilungsgesetz
τ	Benutzungsstunden

1 Einleitung

Ein Kernstück des Energiekonzepts der Bundesregierung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Anteil an der gesamten Stromerzeugung soll 35 % im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030 und 80 % im Jahr 2050 erreichen (BMWi & BMU, 2010). Im Jahr 2010 betrug der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung bereits 17 % der gesamten inländischen Stromnachfrage (BMU, 2011). Darüber hinaus beschloss die schwarz-gelbe Bundesregierung im Jahr 2010 als Teil des Energiekonzepts, die Laufzeit der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre gegenüber dem Ausstiegsbeschluss der rot-grünen Bundesregierung im Jahr 2000 zu verlängern ((BMWi & BMU, 2010), (Bundesregierung, 2000)). Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im März 2011 wurde dieser Beschluss revidiert. Im Rahmen des Moratoriums wurde beschlossen, acht Kernkraftwerke sofort stillzulegen bzw. nicht wieder anzufahren. Für die verbleibenden Reaktoren wurden im Vergleich zum Energiekonzept des Jahres 2010 verkürzte Restlaufzeiten festgelegt (Bundesregierung, 2011). Damit steht die Stromerzeugung in Deutschland vor einer weitreichenden Transformation.

Die Einspeisung erneuerbarer Energien beeinflusst den Kraftwerkseinsatz und damit den Strompreis. Da erneuerbare Energien mit einem festen Einspeisetarif vergütet werden, werden sie unabhängig von der jeweiligen Nachfrage in das Netz eingespeist. Damit sinkt der Strompreis auf den Spotmärkten (siehe z.B. (Sensfuß, Ragwitz, & Genoese, 2008), (Traber & Kemfert, 2009)). Gleichermaßen zeigen Studien, dass bei ansonsten unverändertem Kraftwerkspark veränderte Restlaufzeiten von Kernkraftwerken Auswirkungen auf den Strompreis haben. Durch die geringen Grenzkosten von Kernkraftwerken ist der Strompreis auf dem Spotmarkt bei einer längeren Laufzeit von Kernkraftwerken grundsätzlich geringer als ohne eine solche Verlängerung (siehe z.B. (Bruckner, Kondziella, & Bode, 2010), (R2b & EEFA, 2010), (Knopf et al., 2011), (R2b, 2011)). Gleichermaßen bewirkt eine verstärkte Einspeisung von erneuerbaren Energien bzw. eine längere Laufzeit von Kernkraftwerken eine geringere Stromerzeugung in anderen konventionellen (fossilen) Kraftwerken.

Bei der Analyse der Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien bzw. des Einflusses der Laufzeit von Kernkraftwerken stellen einige Studien die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks in den Vordergrund. Dabei müssen Annahmen getroffen werden in Bezug auf die Einlastung der Kraftwerke und die sich daraus ergebenden Benutzungsstunden auf dem Strommarkt. Andere Studien wiederum gehen von einer vorgegebenen Entwicklung des Kraftwerksparks aus und ermitteln darauf aufbauend, welche Auswirkungen eine verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien oder eine veränderte Laufzeit von Kernkraftwerken auf die Einlastung der Kraftwerke bzw. den Strompreis hat. Die Einlastung von Kraftwerken sowie die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks (die sich aus Stilllegungen und Neuinvestitionen ergibt) bedingen einander jedoch. So können ein niedrigerer Strompreis und geringere Benutzungsstunden fossiler Kraftwerke (z.B. bedingt durch eine längere Laufzeit von Kernkraftwerken) dazu führen, dass fossile Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und stillgelegt werden oder in Kaltreserve gehen. Gleichermaßen können steigende Strompreise durch einen schnelleren Ausstieg aus der Kernenergie unter Umständen zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und damit zu einer Reaktivierung von Kaltreserve-Kraftwerken oder zu Ertüchtigung (Retrofit) von fossilen Kraftwerken führen. Wird der Einfluss einer erhöhten Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder einer Verlängerung der Laufzeit von Kernkraft-

werken auf die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke berücksichtigt, so ergibt sich eine andere Entwicklung des Kraftwerksparks und der daraus resultierenden Strompreiseffekte. Diese Rückkopplungsmechanismen zwischen (kurzfristigem) Kraftwerkseinsatz und (mittel- und langfristigen) Kraftwerksstilllegungen und -investitionen wurden in vielen Studien bislang jedoch nicht oder nur unzureichend berücksichtigt.

In der hier vorliegenden Studie soll diese Lücke geschlossen werden. Durch eine iterative Betrachtung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes in einem Dispatch-Modell und der langfristigen Stilllegungs- und Investitionseffekte in einem Kraftwerksinvestitionsmodell sollen die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der verbleibenden Laufzeit von Kernkraftwerken bewertet werden.

Des Weiteren sollen verschiedene Vermarktungswege für Ökostrom einschließlich der damit verbundenen wirtschaftlichen Effekte sowie die unterschiedlichen Vermarktungsoptionen gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) diskutiert werden.

Die Studie basiert auf einem Projektantrag im Rahmen der Förderbekanntmachung „Querschnittsforschung Erneuerbare Energien“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 9. Mai 2007. Im Verlauf der Antragsphase regte der Auftraggeber an, ein Verbundvorhaben gemeinsam mit einem zweiten Konsortium zu beantragen, da dieses einen Antrag zu einem ähnlichen Thema stellte. In mehreren Abstimmungsrunden wurde schließlich ein Verbundvorhaben „Analyse der Auswirkungen der Integration erneuerbarer Stromerzeugung auf den deutschen Strommarkt bis 2030“ zwischen Konsortium 1 unter Leitung des Öko-Instituts und Konsortium 2 unter Leitung von Ecofys geschlossen. Darüber hinaus wurden zwischen den beiden Konsortien sowie mit dem BMU sowohl Inhalt und Struktur der Studie als auch die Rahmendaten sowie relevante Schnittstellen abgestimmt. So basieren insbesondere die Annahmen in Kapitel 3 auf der genannten Abstimmung. Teile der Ergebnisse in Kapitel 4 wurden an Konsortium 2 als Dateninput in der Modellierung weitergeleitet. Die Diskussion der Aspekte zur Vermarktung von Ökostrom (Kapitel 5) wurde auf expliziten Wunsch des BMU aufgenommen. Dieser Bericht umfasst den Teilbericht des Konsortiums 1 (Öko-Institut e.V., Universität Leipzig, Förderkennzeichen 0325163A). Der Bericht des Konsortiums 2 wird dem Projektträger separat übermittelt (Ecofys et al., 2012).

In Kapitel 2 werden zunächst die beiden verwendeten Modelle und die Methodik der Iteration zwischen den Modellen beschrieben. Kapitel 3 enthält die Szenariodefinition sowie die wesentlichen Rahmendaten und Annahmen. Kapitel 4 diskutiert die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien. Kapitel 5 erörtert schließlich verschiedene Aspekte zur Vermarktung von Ökostrom.

2 Methodik

Grundlage der Modellierung im Rahmen dieses Projektes ist die iterative Anwendung des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS und des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES.

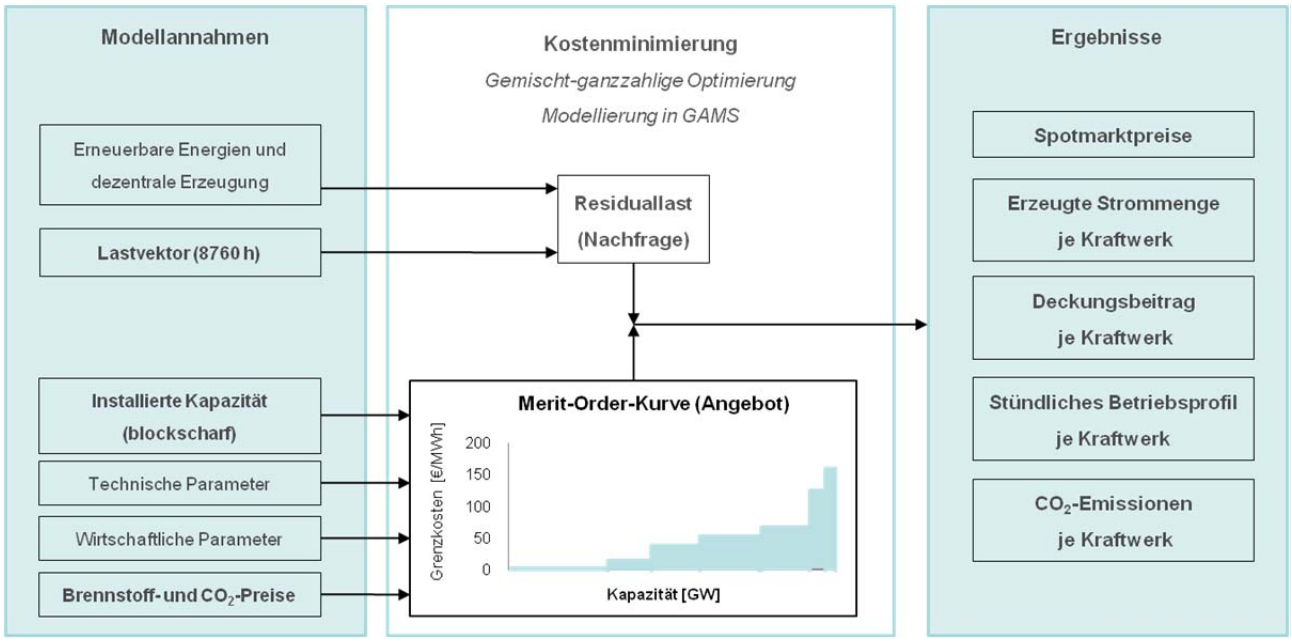
Das Kraftwerksinvestitionsmodell **ELIAS** (Electricity Investment Analysis) ist ein Bottom-up-Simulationsmodell zur Abbildung von Investitionen im Kraftwerkspark. Auf Grundlage der Stilllegung von Kraftwerken und der Entwicklung der Stromnachfrage wird der Investitionsbedarf an neuen Kraftwerken bestimmt. Das Entscheidungskalkül für den Kraftwerkszubau basiert auf perfekter Voraussicht (perfect foresight) eines idealtypischen Investors, der über Informationen über alle Kosten und Erlöse über den Planungshorizont verfügt. Die Investition ist kostengetrieben, d.h. je geringer die Vollkosten der Stromerzeugung, desto größer ist der Anteil der jeweiligen Technologie am gesamten Zubau. Bei der Investitionsrechnung werden neben Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerks zusätzlich Kosten und Erlöse betrachtet, die sich aus politischen Interventionen (wie beispielsweise dem Emissionshandel) ergeben. Dabei sind eine Vielzahl von Politikmaßnahmen und Ausgestaltungsoptionen einstellbar. Bei ELIAS handelt es sich um ein Vintage-Capital-Modell. Es wird die Altersstruktur des Kraftwerksparks mit unterschiedlichen Technologie-Jahrgängen (Vintages) dargestellt. Durch die Abbildung des Ausscheidens alter Technologie-Jahrgänge aus dem System und deren Ersatz durch neue Technologien (Stock-Exchange-Ansatz) kann die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks verfolgt werden. Die Stilllegung kann dabei sowohl auf Basis der technischen Lebensdauer, einer definierten Vorgabe (z.B. Atomausstieg) und einem ökonomischen Kalkül (Deckung der jährlichen Fixkosten durch Strommarkterlöse) bestimmt werden. Darüber hinaus können Retrofitmaßnahmen an Stelle von Neubauten modelliert werden. ELIAS verwendet die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES sowohl beim Stilllegungskalkül als auch beim Investitionskalkül nach ökonomischen Kriterien. Gleichermaßen dient die in ELIAS ermittelte Entwicklung des Kraftwerksparks als Input für MICOES.

MICOES (Mixed-Integer Cost Optimization of Energy Systems) ist ein am Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit der Universität Leipzig genutztes Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung. Insbesondere können damit Angebots- und Nachfrageentscheidungen am Spotmarkt für Strom nachgebildet werden. Der Markt für Reservekapazität wird über Restriktionen einbezogen. Dadurch ist es möglich, die Börsenpreise am deutschen Spotmarkt modellbasiert abzuschätzen.

Mathematisch ist MICOES ein gemischt-ganzzahliges Fundamentalmodell, welches mithilfe der algebraischen Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modeling System) gelöst wird. Das Modell MICOES ist in Abb. 2-1 schematisch dargestellt.

Als Input für das Modell dient eine Datenbank mit den in Deutschland in Betrieb befindlichen fossilen und nuklearen Kraftwerken (größer 100 MW installierter Nettoleistung blockscharf, kleinere Anlagen aggregiert). In dieser Datenbank sind für jedes Kraftwerk die installierte Nettoleistung und der Wirkungsgrad hinterlegt. Darüber hinaus gehen technische Restriktionen thermischer Kraftwerke wie Mindestleistung, Lastgradienten, Mindeststillstandszeiten und Mindestbetriebszeiten in die Berechnungen ein (vgl. Tab. A- 1 im Anhang).

Abb. 2-1: Schematische Darstellung des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES



Quelle: Eigene Darstellung

Ziel des Modells ist die kostenoptimale Deckung einer vorgegebenen Stromnachfrage. Diese bezieht sich im Modell auf die stündliche Residuallast, die sich nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (Einspeisevorrang) und (industrieller) Must-run-Erzeugung von der stündlichen Nettostromnachfrage ergibt.

Für die Deckung der Stromnachfrage werden die Kraftwerke aufsteigend gemäß ihrer Reihenfolge in der sogenannten Merit Order, der Einsatzreihenfolge gemäß den Grenzerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke, eingesetzt. Die Grenzkosten der Kraftwerke bestimmen sich dabei aus den Brennstoffkosten, Kosten für CO_2-Zertifikate sowie sonstigen variablen Betriebskosten (z.B. verursacht durch die Rauchgasreinigung). MICOES geht allerdings über den Ansatz eines reinen Merit Order-Modells hinaus, indem zusätzlich Kosten für das Anfahren und Abfahren der Kraftwerke berücksichtigt werden. Bei der Berechnung der Anfahrkosten spielt auch die Dauer, die ein Kraftwerk bereits abgeschaltet ist, eine Rolle.

Stromerzeugung aus KWK-Anlagen wird temperaturabhängig als Must-run-Stromerzeugung modelliert.

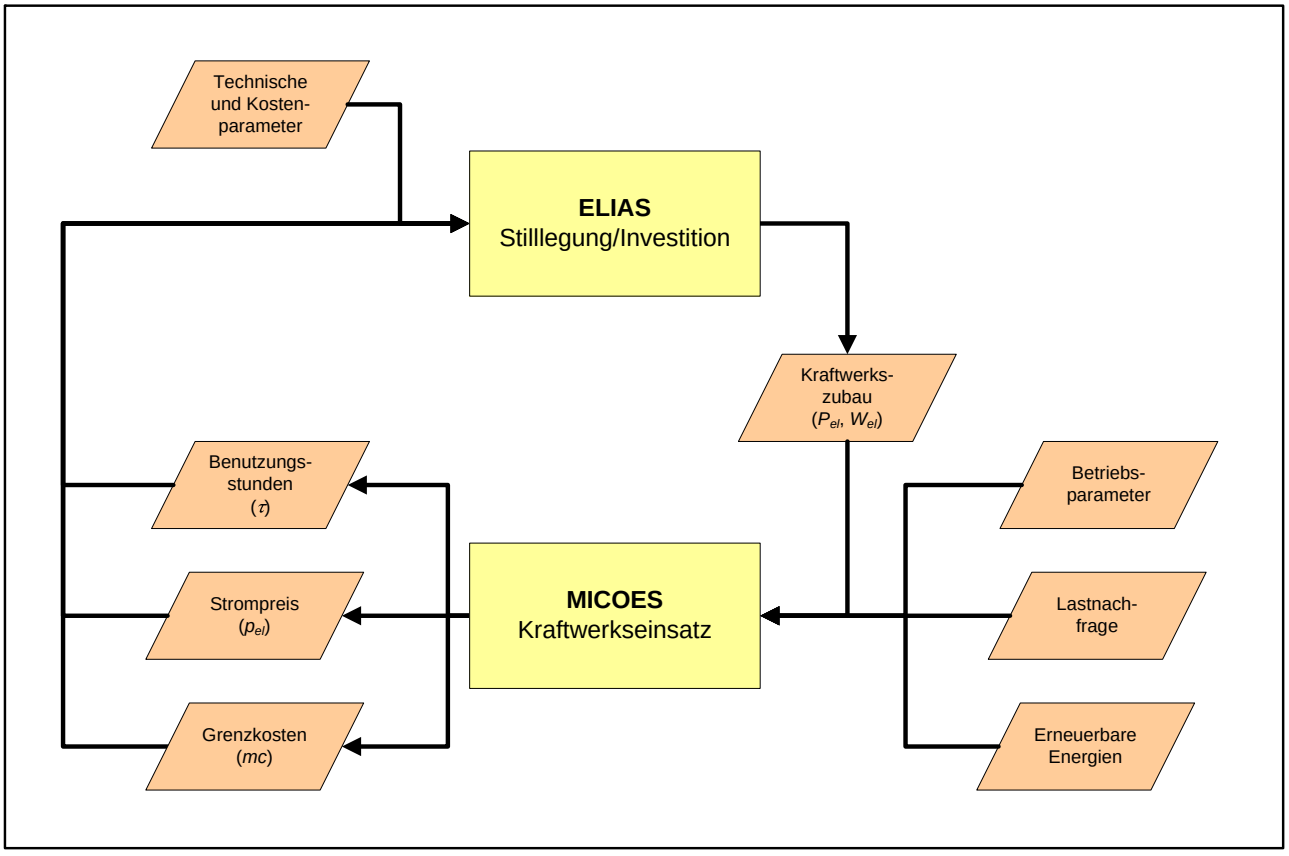
Pumpspeicherkraftwerke werden als Spitzenlastkraftwerke modelliert, die Strom in Zeiten hoher Stromnachfrage anbieten.

MICOES ist zwar grundsätzlich ein nationales Strommarktmodell, allerdings ermöglicht das Modell auch Export und Import von Strom. Dies bedeutet, dass das Modell in Stunden sehr hoher Last Strom aus dem Ausland zu einem vorgegebenen (hohen) Strompreis importieren kann. Entgegengesetzt ist es möglich, in Stunden mit einer geringen Last Strom ins Ausland zu exportieren. Die Kapazitäten für Ex- und Import orientieren sich dabei an den deutschen Grenzkuppelkapazitäten. Export und Import erfolgen dabei allerdings nicht marktgetrieben, sondern aus technischen Gründen, d.h. bei überschüssigem Stromangebot kann exportiert bzw. bei nicht ausreichender Kraftwerksleistung importiert werden.

Als Output liefert das Modell stündliche Strompreise auf dem Spotmarkt und für jedes Kraftwerk dessen Stromerzeugung, der von ihm erwirtschaftete Deckungsbeitrag sowie seine CO_2-Emissionen.

Bei der **Iteration zwischen ELIAS und MICOES** (Abb. 2-2) werden Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke aus der Perspektive eines idealtypischen Investors auf Basis der (langfristigen) Vollkosten der Stromerzeugung als wichtigste Entscheidungsvariable getroffen (ELIAS). Der Kraftwerkseinsatz wird durch Minimierung der gesamten (kurzfristigen) Stromerzeugungskosten (Grenzerzeugungskosten einschließlich An- und Abfahrkosten) bestimmt (MICOES). Der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke wird durch die Stilllegung von Kraftwerken sowie die Entwicklung der Stromnachfrage bestimmt (ELIAS). Die Struktur des Kraftwerksparks wird an das Kraftwerkseinsatzmodell MICOES übergeben, das den Einsatz der Kraftwerke einschließlich der entsprechenden Benutzungsstunden und Stromerlöse bestimmt. Die Ergebnisse des Strommarktmodells werden an ELIAS zurückgespeist. Sie stellen einen wesentlichen Input für die Stilllegungs- und Investitionsentscheidung dar.

Abb. 2-2: Iteration zwischen Kraftwerksstilllegung und -investition (ELIAS) und Kraftwerkseinsatz (MICOES)



Quelle: Eigene Darstellung

Die Iterationen zwischen ELIAS und MICOES werden schrittweise durchgeführt, d.h. für jedes Szenarienjahr werden Kraftwerksstilllegung und -investition mit den daraus folgenden Ergebnissen des Strommarkts (Benutzungsstunden, Stromerlöse) so lange iteriert, bis die Ergebnisse in Bezug auf Stilllegung und Investition und somit der Kraftwerkspark stabil sind. Dabei gibt es zwei wesentliche Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksstilllegung, -investition und -betrieb:

- Investitionsentscheidung: Die Kraftwerkstechnologien, die zugebaut werden, hängen von den Vollkosten der Stromerzeugung ab. Eine wesentliche Einflussgröße für diese Vollkosten

ist die Anzahl der Benutzungsstunden, auf Grundlage derer die Investition berechnet wird. Die zugebauten Kraftwerksarten beeinflussen wiederum die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit den Kraftwerkseinsatz. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen den zugebauten Kraftwerkstechnologien und dem Kraftwerkseinsatz.

- Stilllegung/Investitionsbedarf: Die Marktergebnisse (Benutzungsstunden, Stromerlöse) bestimmen, ob ein bestehendes Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann. In Abhängigkeit der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird darüber entschieden, ob ein Kraftwerk stillgelegt wird, in Kaltreserve geht oder nach Durchführung von Ertüchtigungsmaßnahmen (Retrofit) über die normale Lebensdauer hinaus betrieben wird. Als Ergebnis dieser Effekte ergibt sich der Investitionsbedarf in neue Kraftwerke. Die gesamte neue zugebaute Kraftwerksleistung beeinflusst wiederum den Kraftwerksbetrieb. Damit gibt es eine Wechselwirkung zwischen Kraftwerksbetrieb und der Höhe der zugebauten Kraftwerksleistung.

3 Szenariodefinition sowie verwendete Parametrisierung und Rahmendaten

In diesem Bericht sollen die Ergebnisse für vier unterschiedliche Szenarien dargestellt werden. Zum einen werden die Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksbetrieb, -stilllegung und -investition bis 2030 unter Berücksichtigung eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien für zwei verschiedene Szenarien in Bezug auf die verbleibende Laufzeit von Kernkraftwerken untersucht: unter Berücksichtigung eines schnellen Ausstiegs aus der Kernenergie wie 2011 von der Bundesregierung beschlossen („ohne Laufzeitverlängerung", OLZV) sowie zum Vergleich unter der Annahme, dass der Beschluss zur Laufzeitverlängerung aus dem Jahr 2010 fortbesteht („mit Laufzeitverlängerung", MLZV). Zum anderen werden in dieser Studie zwei verschiedene Datensätze an Rahmendaten verwendet. Rahmendatensatz A basiert auf Annahmen, die vom Öko-Institut abgeleitet (Matthes, 2010) bzw. aus dem Projekt „Politikszenarien V" übernommen wurden (Matthes et al., 2009). Rahmendatensatz B entspricht den Rahmendaten dem Leitszenario 2010 (Nitsch, 2010a). Diese Rahmendaten beziehen sich jeweils auf die verwendeten Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise[1] sowie die Nettostromnachfrage. Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, den verwendeten Kraftwerkspark des Basisjahres 2008 sowie die politischen Rahmenbedingungen wird nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Damit ergeben sich die folgenden vier Szenarien:

- Rahmendatensatz A
  - Ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A)
  - Mit Laufzeitverlängerung (MLZV_A)
- Rahmendatensatz B
  - Ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B)
  - Mit Laufzeitverlängerung (MLZV_B)

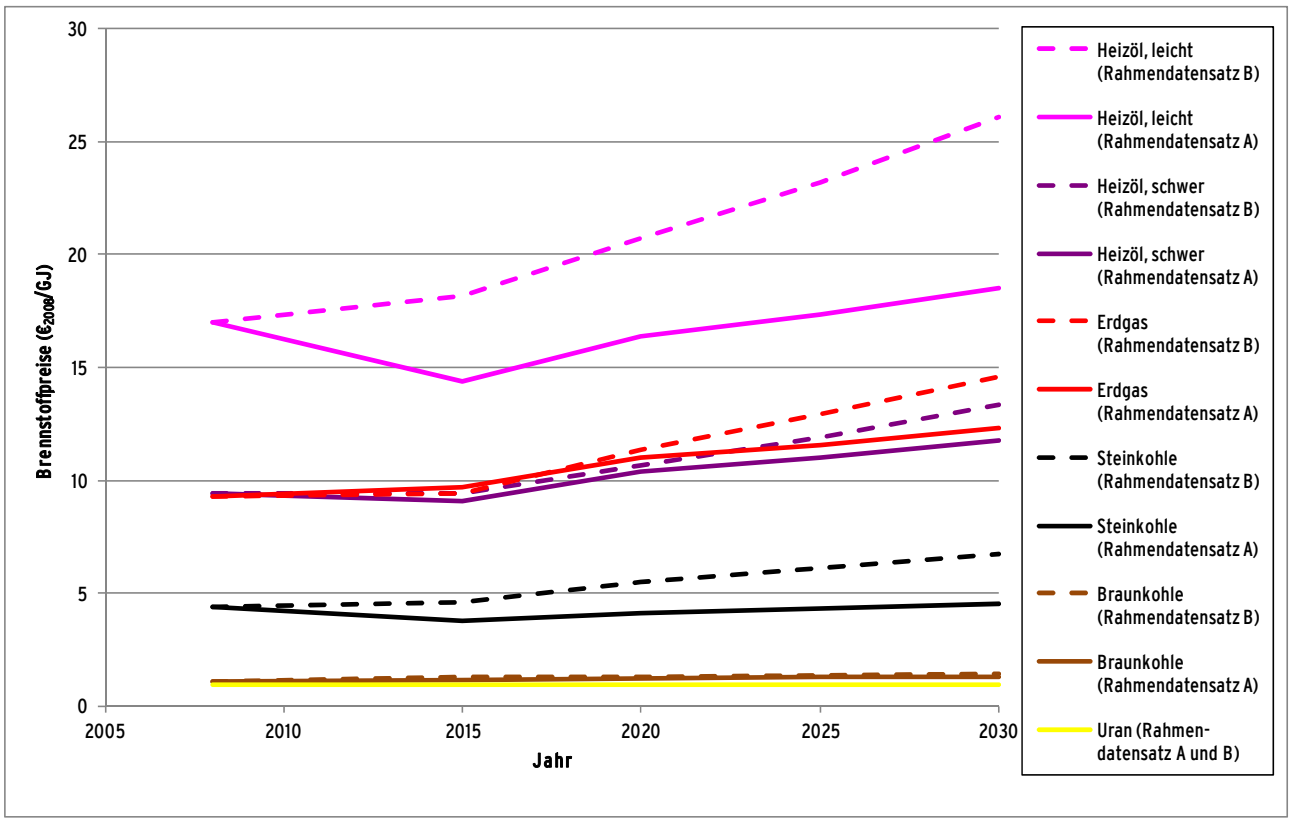
Im Folgenden werden die entsprechenden Rahmendaten vorgestellt. Dazu gehören Annahmen zu Brennstoffpreisen (Abschnitt 3.1) sowie zu Zertifikatspreisen für CO_2-Emissionsberechtigungen (Abschnitt 3.2). Anschließend werden die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (Abschnitt 3.3) und der Stromerzeugung insgesamt (Abschnitt 3.4) dargestellt. Abschnitt 3.5 beschreibt die Entwicklung der Leistungsnachfrage und die daraus abgeleitete Residuallast. In der Folge werden der verwendete Kraftwerkspark erläutert sowie die verbleibende Laufzeit der Kernkraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV, MLZV) beschrieben (Abschnitt 3.6). Anschließend werden die relevanten politischen Rahmenbedingungen dargestellt (Abschnitt 3.7). In Abschnitt 3.8 werden schließlich die wichtigsten investitionsrelevanten Technik- und Kostendaten der unterschiedlichen Kraftwerksoptionen dargestellt. Alle Preisangaben beziehen sich auf reale Preise des Jahrs 2008. Brutto-Werte wurden in Nettoangaben (Leistung, Stromerzeugung) umgerechnet. Es wird eine Diskontrate von 9 % angenommen.

[1] Die Annahmen für Brennstoff- und CO_2-Preise entsprechen dem Preispfad „A: Deutlich" in der Leitstudie.

3.1 Brennstoffpreise

In Abb. 3-1 sind die Annahmen zu den Brennstoffpreisen für die Energieträger Uran, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl jeweils frei Kraftwerk dargestellt. Für Uran wurde ein konstanter Preisverlauf bis zum Jahr 2030 unterstellt. Bei Braunkohle wird ebenfalls nur von minimal steigenden Preisen ausgegangen. Die Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl werden sowohl für den Rahmendatensatz A als auch B als steigend angenommen, wobei für den Rahmendatensatz B ein deutlich stärkerer Anstieg unterstellt ist. Eine Tabelle mit den verwendeten Preisen befindet sich im Anhang (Tab. A- 2).

Abb. 3-1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Rahmendatensatz A und B



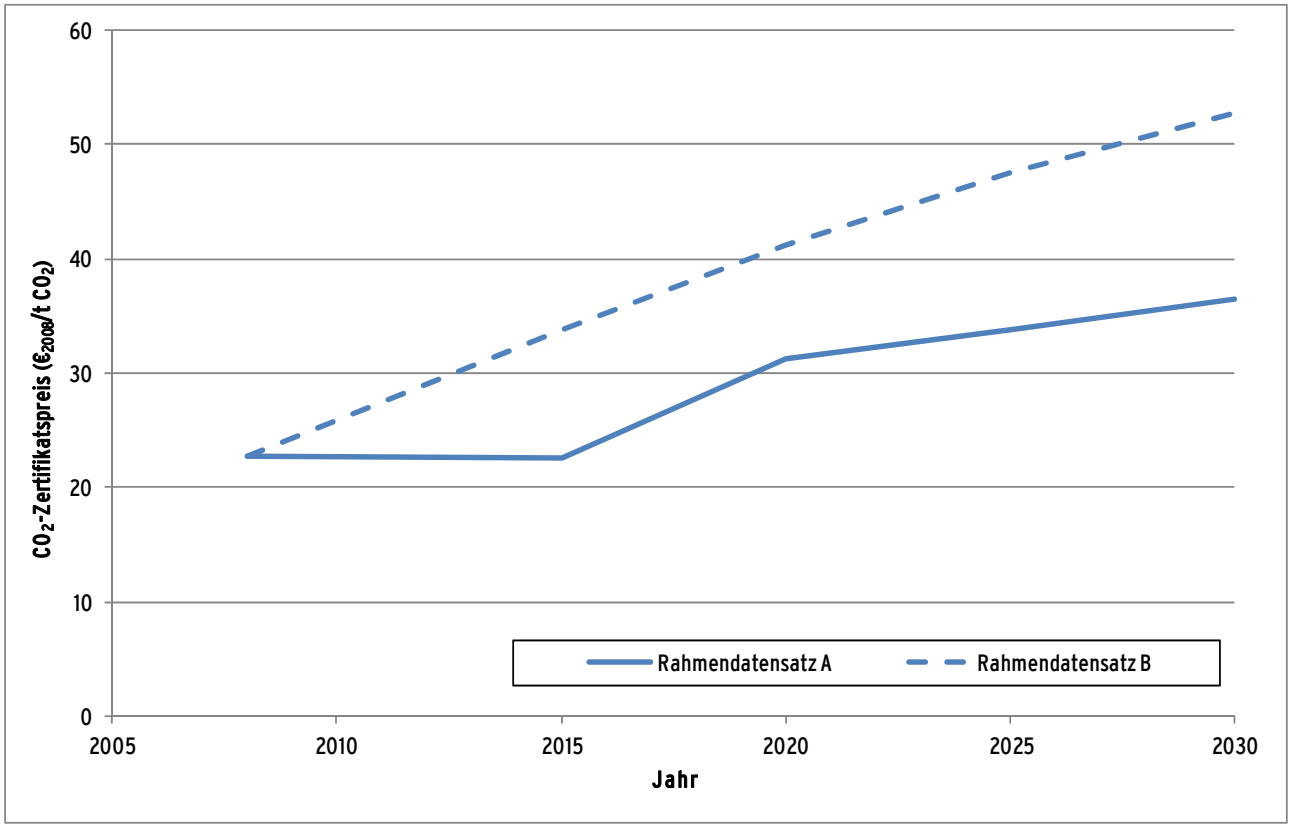
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Matthes, 2010) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010b) für Rahmendatensatz B

Für KWK-Anlagen sind des Weiteren Erlöse aus dem Verkauf von Wärme relevant. Diese entsprechen jeweils den Kosten der Wärmeerzeugung mithilfe einer ungekoppelten Alternativtechnologie. Für industrielle KWK-Anlagen wird der Wärmeerlös auf Basis eines gasbetriebenen Brennwertkessels ermittelt und für KWK-Anlagen, die in das Fernwärmenetz einspeisen, auf Basis eines Erdgas-Kessels unter Berücksichtigung von Transportverlusten.

3.2 CO_2-Zertifikatspreise

In Abb. 3-2 sind die Annahmen zu den CO_2-Zertifikatspreisen dargestellt (Werte in Tab. A- 2 im Anhang). Die Preise für CO_2 werden sowohl für den Rahmendatensatz A als auch B als steigend angenommen, wobei für den Rahmendatensatz B ein deutlich stärkerer Anstieg auf über 50 €/t im Jahr 2030 unterstellt ist.

Abb. 3-2: CO_2-Zertifikatspreise für Rahmendatensatz A und B



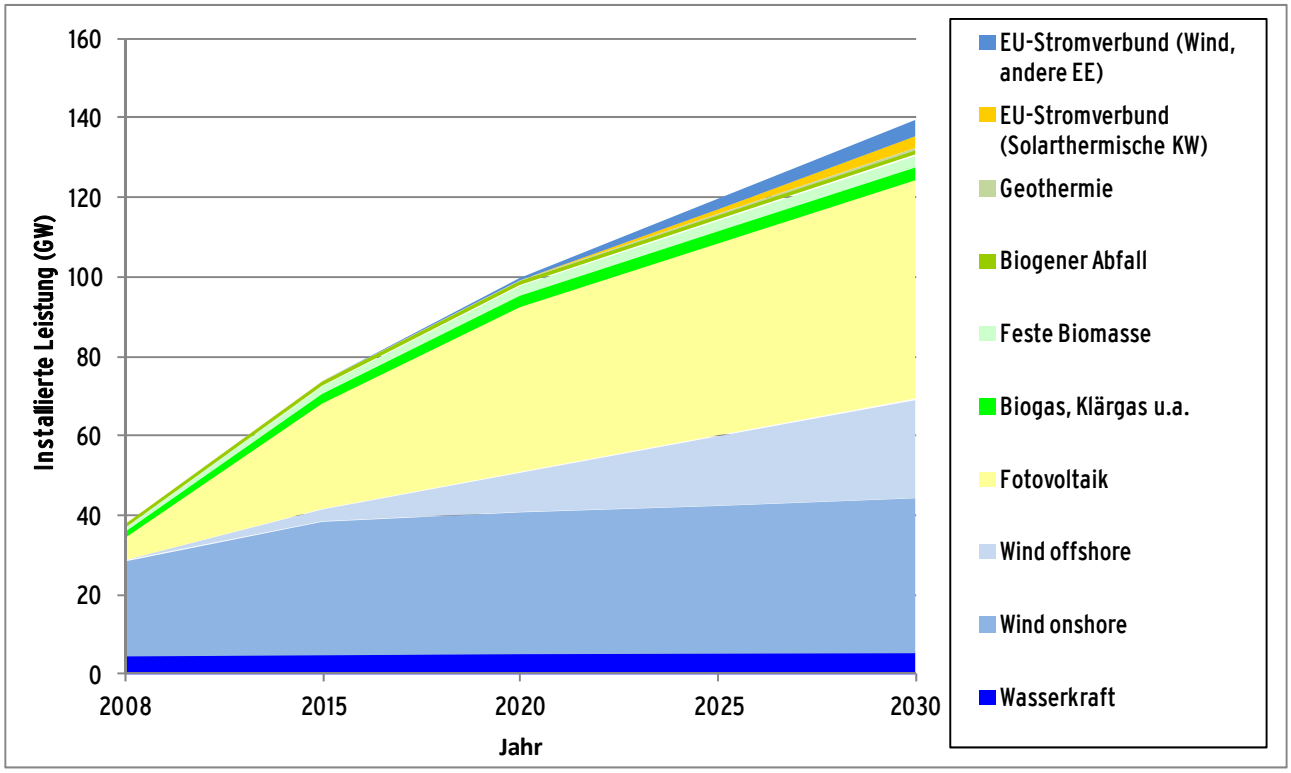
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Matthes et al., 2009) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010b) für Rahmendatensatz B

3.3 Ausbau der erneuerbaren Energien

Wie oben ausgeführt, wird im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) zwischen den betrachteten Szenarien nicht unterschieden. Als Grundlage für den Ausbaupfad dienen die Daten der Leitstudie (Nitsch, 2010a). Die Bruttowerte wurden unter Verwendung des aus der amtlichen Statistik abgeleiteten Eigenverbrauchs der Kraftwerke in Nettowerte umgerechnet.

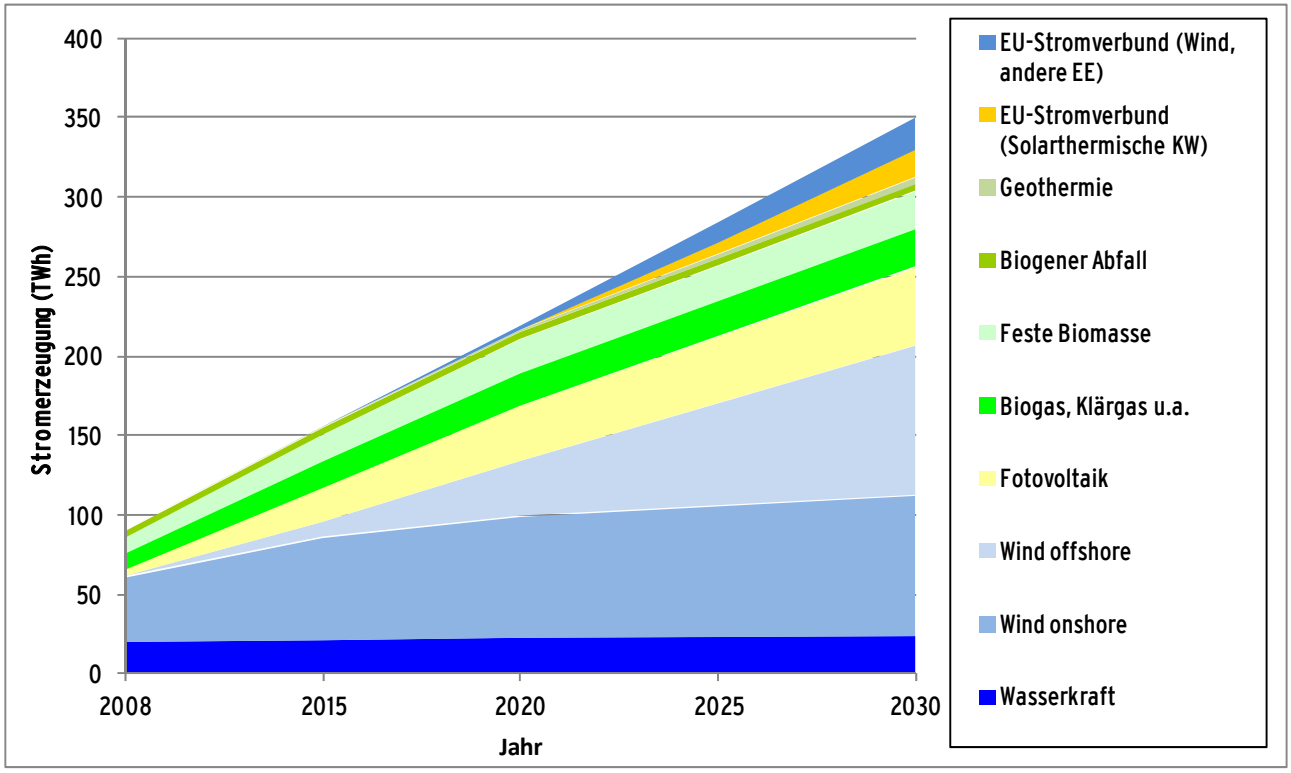
In Abb. 3-3 ist die installierte elektrische Nettoleistung an erneuerbaren Energien wiedergegeben. Abb. 3-4 zeigt die dazugehörige Nettostromerzeugung (vgl. auch Tab. A- 3 sowie Tab. A- 4 im Anhang). Während bei der Wasserkraft kein nennenswerter Ausbau unterstellt wird, sind für Wind (insbesondere Offshore) hohe Zuwachsraten angenommen. Fotovoltaik wird ebenfalls stark ausgebaut. Darüber hinaus verdoppelt sich die Biomasse-Stromerzeugung über den Szenarienhorizont. Ab 2020 kommt es außerdem zu einem Import an EE-Strom aus dem europäischen Stromverbund.

Abb. 3-3: Installierte elektrische Leistung an erneuerbaren Energien (netto)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Nitsch, 2010a)

Abb. 3-4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (netto)

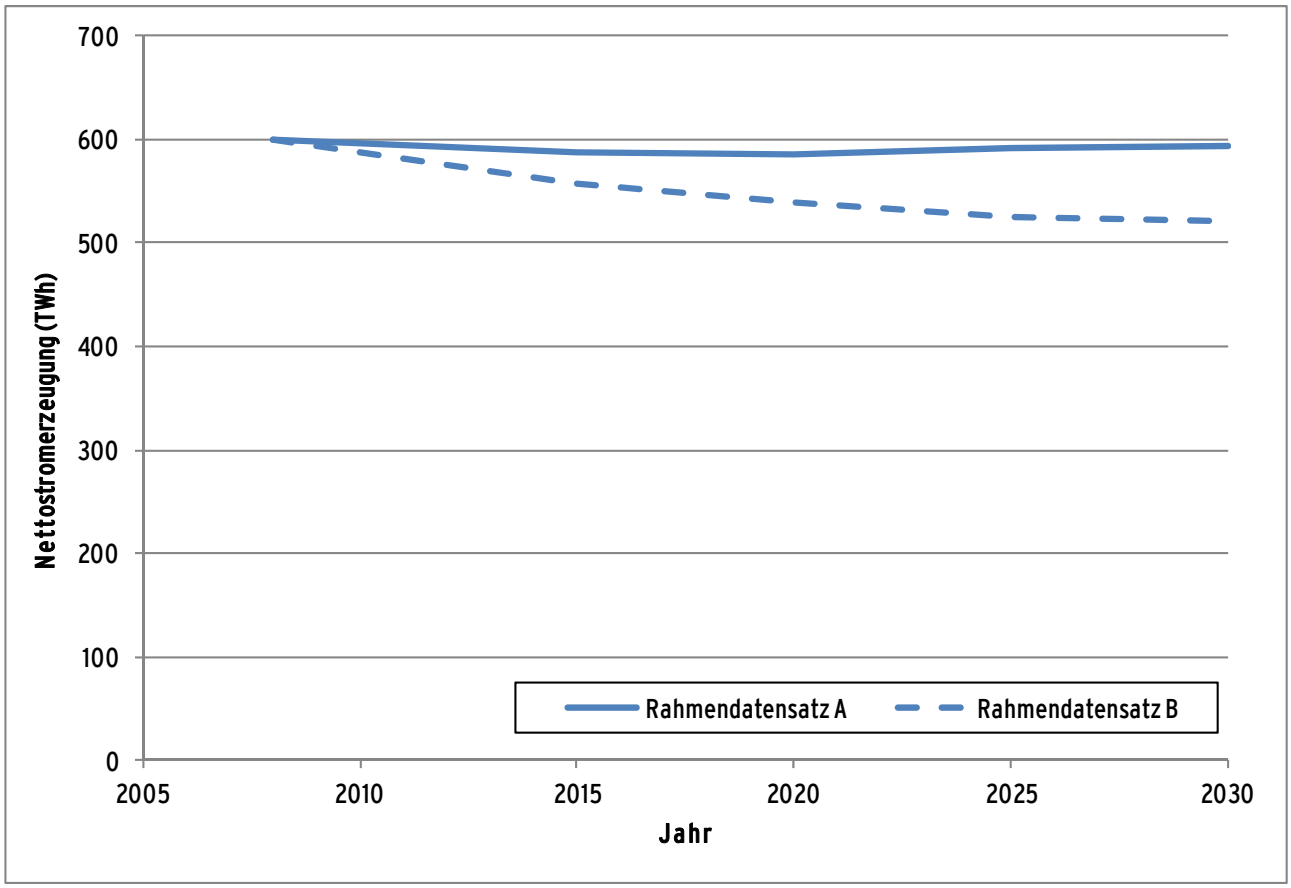


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Nitsch, 2010a)

3.4 Stromerzeugung

In Abb. 3-5 sind die Annahmen zur Nettostromerzeugung über den Szenarienhorizont bis 2030 dargestellt. Für den Rahmendatensatz A wird die Nettostromerzeugung als nahezu konstant angenommen, während für den Rahmendatensatz B von einer langsam fallenden Stromerzeugung aufgrund von Effizienzsteigerungen ausgegangen wird.

Abb. 3-5: Nettostromerzeugung bis 2030 für Rahmendatensatz A und B



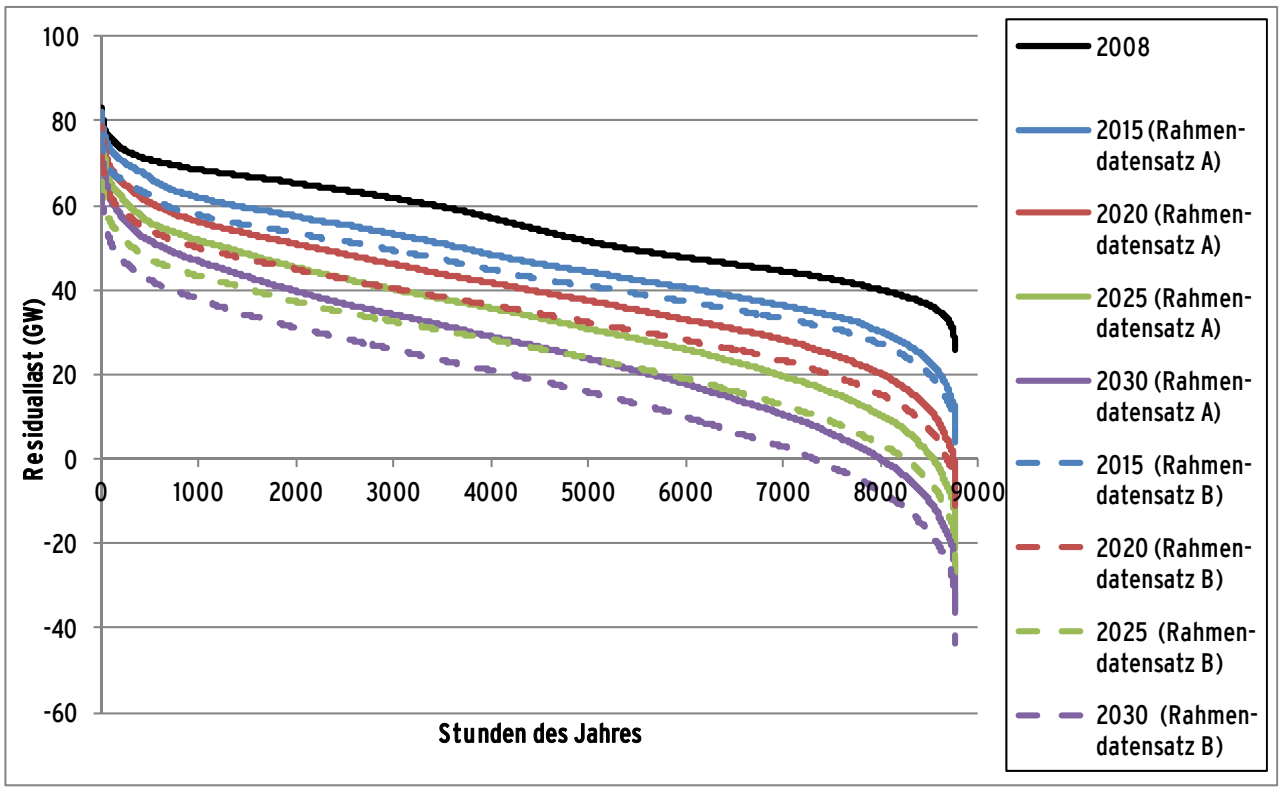
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Matthes et al., 2009) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010a) für Rahmendatensatz B

Eine Tabelle mit den verwendeten Werten für die Nettostromerzeugung befindet sich im Anhang (Tab. A- 5).

3.5 Leistungsnachfrage

Relevant für die kostenoptimale Deckung der Leistungsnachfrage im Kraftwerkseinsatzmodell MICOES ist die Residuallast. Für die Ableitung der Residuallastkurven wurde der stündliche Lastvektor von 2008 (ENTSO-E, 2010) mit der angenommenen Stromerzeugung des entsprechenden Jahres skaliert. Anschließend wurden die fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und Fotovoltaik), deren Einspeiseprofile in Konsortium 2 abgeleitet wurden (Ecofys et al., 2012), sowie die anderen als konstant einspeisend unterstellten erneuerbaren Energien (Laufwasser, Geothermie, Biomasse und EE-Import) und Must-run-Kraftwerke abgezogen. In Abb. 3-6 sind die Dauerlinien der Residuallasten für die Stützjahre 2015 bis 2030 für Rahmendatensatz A und B im Vergleich zum Basisjahr 2008 dargestellt.

Abb. 3-6: Dauerlinien der Residuallast der Jahre 2015 bis 2030 für Rahmendatensatz A und B im Vergleich zum Basisjahr 2008



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (ENTSO-E, 2010), (Ecofys, 2010) sowie (Matthes et al., 2009) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010a) für Rahmendatensatz B

Durch die im Rahmendatensatz B unterstellte geringere Strom- und damit Leistungsnachfrage liegen die Dauerlinien stets unter denen des Rahmendatensatzes A. Während im Jahr 2008 die höchste Residuallast bei über 83 GW lag, sinkt dieser Wert bis zum Jahr 2030 für Rahmendatensatz A auf etwa 73 GW und für Rahmendatensatz B aufgrund der geringeren Stromnachfrage sogar auf 62 GW ab. Sowohl für Rahmendatensatz A als auch B gibt es ab dem Jahr 2020 negative Residuallasten. Dies bedeutet, dass die Must-run-Erzeugung zusammen mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage in einigen Stunden des Jahres übersteigt. Während die höchste negative Residuallast im Jahr 2020 bei -6 GW (A) bzw. -11 GW (B) liegt, sinkt dieser Wert im Jahr 2030 weiter auf -36 GW (A) bzw. -44 GW (B).

3.6 Kraftwerkspark

Ausgangspunkt der Modellierung ist der Kraftwerkspark im Basisjahr (2008), der nach Brennstoffen, Technologien sowie Jahrgängen differenziert wird. Große Kraftwerksblöcke (ab 100 MW) gehen einzeln in die Modellierung ein, während kleinere Blöcke aggregiert werden. Die Kraftwerksstruktur wurde auf Basis einer detaillierten Kraftwerksdatenbank sowie einem Abgleich mit der amtlichen Statistik abgeleitet (Tab. 3-1).

Tab. 3-1: Struktur des Kraftwerksparks im Basisjahr 2008

Kategorie	Blockscharf	Aggregate	Gesamt
		MW	
Kernenergie	20.486	0	20.486
Braunkohle	18.887	1.787	20.675
Kondensation	16.776	1.198	17.974
KWK	2.112	589	2.701
Steinkohle	25.619	1.597	27.217
Kondensation	20.750	982	21.732
KWK	4.869	616	5.485
Erdgas	16.004	6.953	22.957
Erdgas	3.635	374	4.009
Erdgas - KWK	1.149	605	1.754
Erdgas - GuD	3.132	146	3.278
Erdgas - GuD -KWK	6.477	1.526	8.003
Erdgas - Gasturbine	473	1.117	1.591
Erdgas - Gasturbine - KWK	1.137	2.236	3.373
Erdgas - BHKW	0	949	949
Leichtes Heizöl	570	3.053	3.624
Schweres Heizöl	1.307	528	1.835
Sonstige	0	4.441	4.441
Erneuerbare	0	43.936	43.936
Lauf- und Speicherwasser	0	3.507	3.507
Windkraft onshore	0	23.747	23.747
Fotovoltaik, solarthermische Kraftwerke	0	5.877	5.877
Feste Biomasse	0	1.587	1.587
Biogas	0	1.406	1.406
Summe	**82.874**	**62.296**	**145.170**

Quelle: (Platts, 2009), (Statistisches Bundesamt, 2008), (Statistisches Bundesamt, 2010), (BMU, 2009), (FNR, 2007), eigene Berechnungen

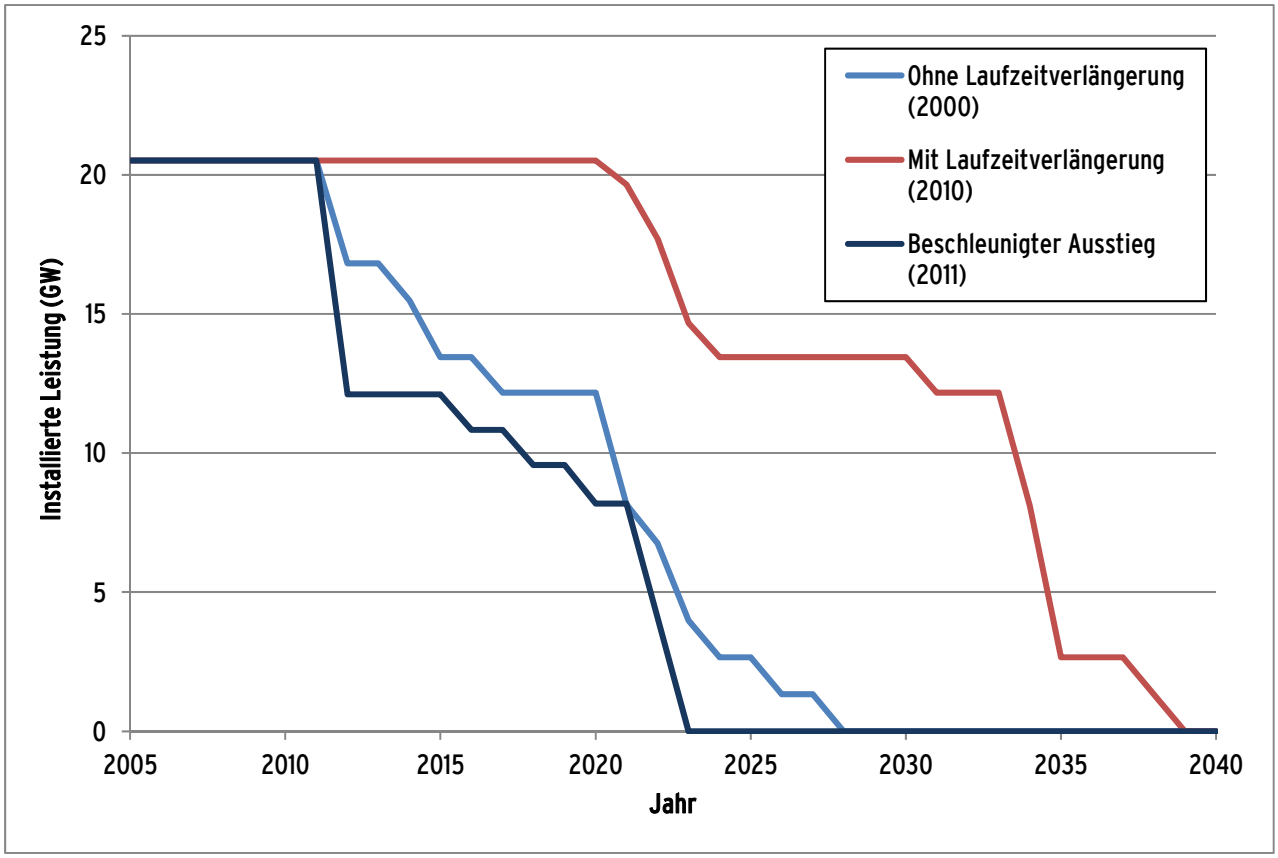
Die verbleibende Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke ist im Atomgesetz (AtG, 2011) geregelt. Sowohl im rot-grünen Ausstiegsbeschluss des Jahres 2000 als auch im Beschluss der schwarz-gelben Bundesregierung im Jahr 2010, die Laufzeiten der Kernkraftwerke zu verlängern, werden die verbleibenden Laufzeiten der Kraftwerke in Reststrommengen ausgedrückt. Diese wurden auf Basis historischer Stromerzeugungen der einzelnen Reaktoren sowie von Annahmen über den künftigen Betrieb in erwartete Außerbetriebnahmejahre umgerechnet („ohne Laufzeitverlängerung (2000)“ und „mit Laufzeitverlängerung (2010)“). Diese waren Basis der Berechnungen im Rahmen dieser Studie. Im Zuge des beschleunigten Atomausstiegs, der 2011 als Konsequenz der Reaktorkatastrophe in Fukushima beschlossen wurde, wurden die Laufzeiten der einzelnen Reaktoren erneut verkürzt. Dabei wurden auch späteste Außerbetriebnahmejahre im Gesetz geregelt. Tab. 3-2 gibt einen Überblick über die Außerbetriebnahmejahre der einzelnen Kernkraftwerksblöcke für die unterschiedlichen Ausstiegsbeschlüsse. Abb. 3-7 zeigt die gesamte installierte elektrische Leistung der Kernkraftwerke für die unterschiedlichen Ausstiegsbeschlüsse.

Tab. 3-2: Installierte elektrische Leistung (netto), Inbetriebnahmejahr sowie Außerbetriebnahmejahr für verschiedene Ausstiegsbeschlüsse

Kraftwerk	Leistung (MW)	Baujahr	Stilllegungsjahr (Entscheidungsjahr)		
			Ohne Laufzeitverlängerung (2000)	Mit Laufzeitverlängerung (2010)	Beschleunigter Ausstieg (2011)
Biblis A	1.163	1974	2011	2021	2011
Biblis B	1.234	1976	2014	2023	2011
Brokdorf 1	1.405	1986	2021	2033	2021
Brunsbüttel 1	765	1977	2014	2022	2011
Ems (Lingen) 1	1.329	1988	2027	2038	2022
Grafenrheinfeld 1	1.276	1982	2016	2030	2015
Grohnde 1	1.357	1985	2020	2034	2021
Gundremmingen B	1.275	1984	2020	2033	2017
Gundremmingen C	1.349	1985	2022	2034	2021
Isar 1	865	1979	2011	2020	2011
Isar 2	1.412	1988	2022	2034	2022
Krümmel 1	1.330	1984	2023	2034	2011
Neckarwestheim 1	797	1976	2011	2021	2011
Neckarwestheim 2	1.329	1989	2025	2037	2022
Philippsburg 1	879	1980	2011	2022	2011
Philippsburg 2	1.384	1985	2020	2033	2019
Unterweser 1	1.338	1978	2013	2022	2011

Quelle: (Platts, 2009), Berechnungen des Öko-Instituts, (Bundesregierung, 2011)

Abb. 3-7: Installierte elektrische Leistung (netto) in Kernkraftwerken für verschiedene Ausstiegsbeschlüsse



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Darstellungen zeigen, dass die Unterschiede zwischen dem rot-grünen Ausstiegsbeschluss (Entscheidungsjahr 2000) und dem beschleunigten Ausstieg (2011) begrenzt sind. Da im Rahmen der Modellierung lediglich die Stützjahre 2015, 2020, 2025 und 2030 betrachtet werden, sind Unterschiede in den Zwischenjahren nicht ergebnisrelevant. Daraus kann geschlossen werden, dass die verwendeten Außerbetriebnahmejahre („ohne Laufzeitverlängerung (2000)" für das Szenario „OLZV" und „mit Laufzeitverlängerung (2010)" für das Szenario „MLZV") eine gute Beschreibung der Rahmenbedingungen sind, die sich durch den beschleunigten Kernenergieausstieg (2011) im Vergleich zum Laufzeitverlängerungsbeschluss (2010) ergeben.

Neben den bereits bestehenden Kraftwerken gibt es eine Reihe von Kraftwerken, die sich zurzeit in Bau befinden und nicht im Kraftwerkspark des Basisjahrs 2008 enthalten sind. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden alle sich in Bau befindlichen Kraftwerke mit Inbetriebnahmejahr ab 2009 der Modellierung vorgegeben (Tab. 3-3).

Tab. 3-3: Elektrische Leistung (netto) und Inbetriebnahmejahr von sich zurzeit in Bau befindlichen Kraftwerken

	2009	2010	2011	2012	Summe
			MW		
Braunkohle	0	2.100	670	0	2.770
Steinkohle	0	750	0	5.510	6.260
Erdgas	876	480	606	0	1.962
Summe	876	3.330	1.276	5.510	10.992

Quelle: Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnungen

Weiterhin wurde die Stromerzeugung auf Basis von Raffineriegas, Hochofengas, Kokereigas und Grubengas sowie aus Verbrennung fossilen Mülls als über den Szenarienhorizont konstant und als Must-run-Erzeugung angenommen.

Große fossile Kondensationskraftwerke (Braunkohle, Steinkohle und Erdgas[2]) werden nach ökonomischem Kalkül betrieben bzw. stillgelegt. Für das jeweilige Szenarienjahr wird geprüft, ob der Kraftwerksbetrieb ausreichende Deckungsbeiträge für die jährlichen Fixkosten (Personalkosten, Wartung und Instandhaltung) generiert. Ist dies der Fall, so ist das Kraftwerk in Betrieb oder wird ertüchtigt, sodass ein Weiterbetrieb über die technische Lebensdauer (laut Auslegung) hinaus ermöglicht wird. Sofern die jährlichen Erlöse nicht ausreichen, wird das Kraftwerk stillgelegt bzw. geht in Kaltreserve (sofern das Ende der technischen Lebensdauer noch nicht erreicht ist). Ein Kraftwerk in Kaltreserve kann zu einem späteren Zeitpunkt reaktiviert werden, sobald der Betrieb wieder wirtschaftlich ist. Kernkraftwerke werden gemäß dem vorgegebenen Außerbetriebnahmejahr stillgelegt (Tab. 3-2). Für KWK-Anlagen sowie andere Kraftwerke (erneuerbare Energien, Industriegas-Kraftwerke, Gasturbinen usw.) wird angenommen, dass der Kraftwerksbetrieb nicht rein strommarktgetrieben ist, sondern weiteren Kalkülen wie Wärmeerlösen (KWK) oder Einspeisevergütungen (erneuerbare Energien) unterliegt. Für diese Kraftwerke wird deshalb angenommen, dass sie nach dem Ende der technischen Lebensdauer stillgelegt werden.

[2] Ohne Gasturbinen.

3.7 Politische Rahmenbedingungen

Neben der Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien (Abschnitt 3.3) wie auch dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie (Abschnitt 3.6) gibt es weitere Politikmaßnahmen[3], die sich auf Kraftwerksinvestition- und betrieb auswirken.

Insbesondere beeinflusst das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) den Kraftwerksbetrieb (durch Veränderung der Merit Order aufgrund der unterschiedlichen CO_2-Kosten der verschiedenen Kraftwerke (die wiederum vom Kraftwerkswirkungsgrad und dem CO_2-Emissionsfaktor des Brennstoffs bestimmt werden)) sowie die Kraftwerksinvestition durch zusätzliche Kosten (und Erlöse)[4] für CO_2-Zertifikate sowie durch geänderte Benutzungsstunden aufgrund der Änderung der Merit Order durch die Einpreisung der CO_2-Zertifikate. In Bezug auf die dritte Phase des ETS (2013-2020) wird angenommen, dass der Anteil der Zertifikate für die Stromerzeugung grundsätzlich erworben werden müssen. Für wärmebezogene CO_2-Emissionen wird eine Zuteilung auf Basis eines Benchmarks von 225 g CO_2/kWh_{th} für erdgasbetriebene KWK-Anlagen und von 345 g CO_2/kWh_{th} für andere KWK-Anlagen angenommen. Darüber hinaus werden Standardauslastungsfaktoren von 7.500 h/a für die Zuteilung angenommen (ZuG 2012, 2007). Ab 2021 wird angenommen, dass die Stromerzeugung einschließlich gekoppelter Wärmeerzeugung vollständig der Auktionierung unterliegt (d.h. keine kostenlose Zuteilung).

Für die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen wird für (große) neue KWK-Anlagen ein Bonus von 15 € pro Megawattstunde KWK-Strom für einen Zeitraum von vier Jahren für Industrie- und sechs Jahren für öffentliche KWK-Anlagen sowie einer maximalen Förderdauer von 30.000 Stunden pro Anlage angesetzt. Der Bonus ist relevant für KWK-Anlagen, die bis zum Jahr 2016 in Betrieb gehen (KWKG, 2009).

Des Weiteren wird für dezentral einspeisende große KWK-Anlagen eine Vergütung für vermiedene Netznutzung in Höhe von 5 €/MWh angesetzt.

3.8 Technische und Kostendaten von Kraftwerken

Tab. 3-4 und Tab. 3-5 enthalten die wichtigsten Kostenparameter idealtypischer Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen in ELIAS für das Jahr 2015.

[3] Alle Angaben beziehen sich auf den Stand zu Beginn der Modellierungsarbeiten im Herbst 2010.

[4] Erlöse aus CO_2-Zertifikate fallen dann an, sofern mehr Zertifikate zugeteilt werden als für den Kraftwerksbetrieb benötigt werden. In diesem Fall können überschüssige Zertifikate veräußert werden. Im Regelfall fallen jedoch Kosten an, da weniger Zertifikate als benötigt zugeteilt werden bzw. Zertifikate vollständig auktioniert werden.

Tab. 3-4: Technische und Kostendaten von Kondensationskraftwerken, 2015

	Einheit	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Gasturbine
Elektrische Leistung	MW	750	950	800	400	250
Elektrischer Wirkungsgrad	%	48	44,5	61,4	61,4	38,5
Investitionskosten	€$_{2008}$/kW$_{el}$	1.300	1.486	681	743	409
Abschreibungsdauer	a	30	30	20	20	20
Personalstärke	Angestellte	86	103	43	26	15
Wartung und Instandhaltung	€$_{2008}$/(kW$_{el}$·a)	26,8	37,5	11,8	11,8	6,4
Versicherung	% der Investitionskosten	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Variable Betriebskosten	€$_{2008}$/MWh$_{el}$	2,0	2,3	0,5	0,5	0,5
Spezifische CO_2-Emissionen	g CO_2/kWh$_{el}$	705	906	328	328	524

Quelle: (Schneider, 1998), (Schulz et al., 2005), eigene Annahmen und Berechnungen

Tab. 3-5: Technische und Kostendaten von KWK-Anlagen, 2015

	Einheit	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Erdgas GuD	Steinkohle (Industrie)	Steinkohle (Fernwärme)
Elektrische Leistung	MW	30	100	407	320	320
Thermische Leistung	MW	40	110	426	550	550
Elektrischer Wirkungsgrad	%	41,1	45,7	49,1	33,7	42,5
Investitionskosten	€$_{2008}$/kW$_{el}$	1.238	805	681	1.733	1.733
Abschreibungsdauer	a	15	15	15	15	15
Personalstärke	Angestellte	6	22	34	172	172
Wartung und Instandhaltung	€$_{2008}$/(kW$_{el}$·a)	50	32,5	27,5	70	70
Versicherung	% der Investitionskosten	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Variable Betriebskosten	€$_{2008}$/MWh$_{el}$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Spezifische CO_2-Emissionen	g CO_2/kWh$_{el}$	490	441	410	1.005	796

Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen

Angaben für Kraftwerke mit CO_2-Abscheidung und Einspeicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) basieren auf den Angaben für die jeweiligen (großen) Kondensationsanlagen für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas (Matthes et al., 2009). Dabei werden eine Wirkungsgradeinbuße von 9 Prozentpunkten, zusätzliche Investitionskosten in Höhe von 1.000 €$_{2008}$/kW$_{el}$ für Kohle-CCS und 600 €$_{2008}$/kW$_{el}$ für Erdgas-CCS sowie ein Abscheidegrad von 90 % angenommen. Personalstärke, Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie variable Betriebskosten wurden mit dem Verhältnis der Investitionskosten skaliert. Für CO_2-Transport und -Einlagerung werden 12 €$_{2008}$/t angenommen (Umweltbundesamt, 2009).

Darüber hinaus wurden spezifische Personalkosten von 60.000 €$_{2008}$/(Person*Jahr), Abrisskosten von 45 €$_{2008}$/kW$_{el}$ sowie Bauherreneigenleistungen in Höhe von 15 % der Investitionskosten für alle Kraftwerkstechnologien angenommen. Unter Bauherreneigenleistungen werden zusätzlich zu der eigentlichen Kraftwerksinvestition anfallende Kosten wie beispielsweise für Grundstücke, Infrastruktur oder Hilfseinrichtungen verstanden (vgl. z.B. (Bejan, Tsatsaronis, & Moran, 1996), (Schneider, 1998)). Der Wirkungsgrad der Bestandskraftwerke wurde auf Basis von (Schröter, 2004) abgeschätzt.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel sollen die Modellergebnisse der verschiedenen Szenarien dargestellt werden. Dabei wird in Abschnitt 4.1 für den Rahmendatensatz A ein Vergleich zwischen dem Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ (OLZV_A) und dem Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ (MLZV_A) angestellt. Anschließend folgen im Abschnitt 4.2 die entsprechenden Ergebnisse für den Rahmendatensatz B (OLZV_B, MLZV_B). Dabei werden für den Datensatz A die unterschiedlichen Einlastungs-, Stilllegungs- und Investitionseffekte ausführlich diskutiert. Für den Rahmendatensatz B werden lediglich die sich durch die geänderten Rahmenbedingungen (Szenarioannahmen) ergebenden Effekte genauer erläutert.

Es werden dabei jeweils zunächst die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES dargestellt. Diese stellen die Entwicklung der Kraftwerkseinsatzreihenfolge (Merit Order), die Entwicklung der Strompreise sowie verschiedene Betriebsergebnisse wie die Auslastung einzelner Kraftwerkstypen oder die Notwendigkeit für Import und Export dar[5]. Jeweils im Anschluss werden die Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS dargestellt. Diese umfassen die gesamte Entwicklung des Kraftwerksparks in Bezug auf die installierte Leistung und die Stromerzeugung. Darüber hinaus wird die Stilllegungs- und Investitionsdynamik aus wirtschaftlicher Perspektive dargestellt (Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksbetrieb und -investition, Stilllegung, Retrofit, Kaltreserve)[6], die unter anderem wiederum eine Folge der Ergebnisse für den Kraftwerkseinsatz im Modell MICOES sind. Hierbei wird außerdem eine Gesamtschau der Ergebnisse der Iteration aus Kraftwerkseinsatz, -stilllegung und -investition dargestellt.

Abschnitt 4.3 vergleicht die Ergebnisse für den Kraftwerkseinsatz sowie Kraftwerksstilllegung und -investition zwischen Rahmendatensatz A und B. Abschnitt 4.4 vergleicht die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien im Rahmen dieser Studie in Bezug auf die Struktur des fossilen Kraftwerkspark mit der entsprechenden Entwicklung im Leitszenario 2010.

4.1 Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz A (OLZV_A, MLZV_A)

4.1.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES für den Rahmendatensatz A dargestellt. Zunächst werden die Spotpreise am Strommarkt diskutiert und anschließend die Kraftwerkseinlastung analysiert.

Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks

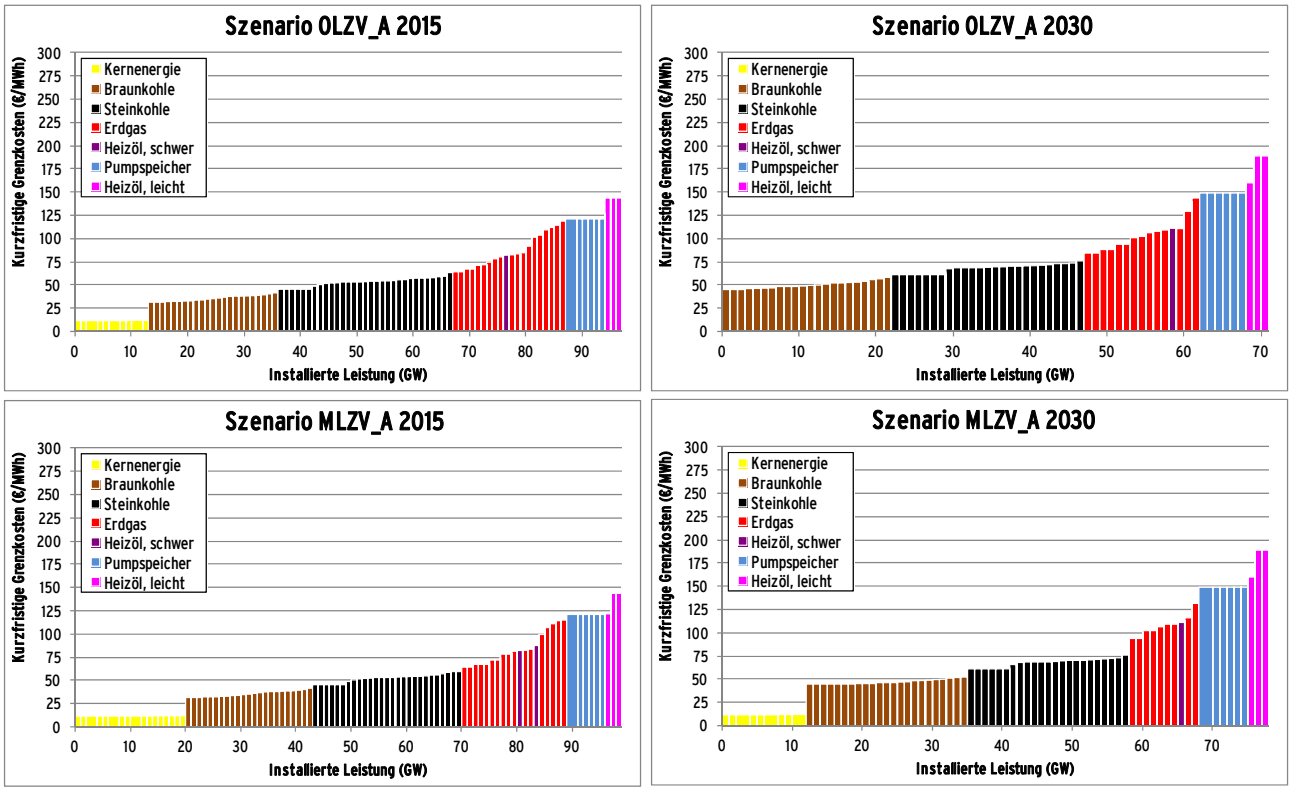
In Abb. 4-1 ist für die Jahre 2015 und 2030 für die Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ (oben, OLZV_A) und „mit Laufzeitverlängerung“ (unten, MLZV_A) die Kraftwerkseinsatzreihenfolge (Merit Order) des konventionellen Kraftwerksparks dargestellt. Während im OLZV-

[5] Import und Export stehen im Rahmen dieser Analyse grundsätzlich stellvertretend für benötigte Flexibilitäten im Kraftwerkssektor. So können beispielsweise Demand Side Management oder der Bau von Speichern den Bedarf an Import und Export von Strom reduzieren.

[6] Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Stilllegungsdynamik ist dabei nur für fossile Kondensationskraftwerke relevant (Abschnitt 3.6).

Szenario im Jahr 2015 noch 13 GW Kernenergie am Netz sind, sind es im MLZV-Szenario aufgrund der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke noch 20 GW. Im Jahr 2030 sind im OLZV-Szenario keine Kernkraftwerke mehr am Netz, im MLZV-Szenario sind es dagegen noch 12 GW.

Abb. 4-1: Vergleich der Merit Order der Jahre 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_A und MLZV_A



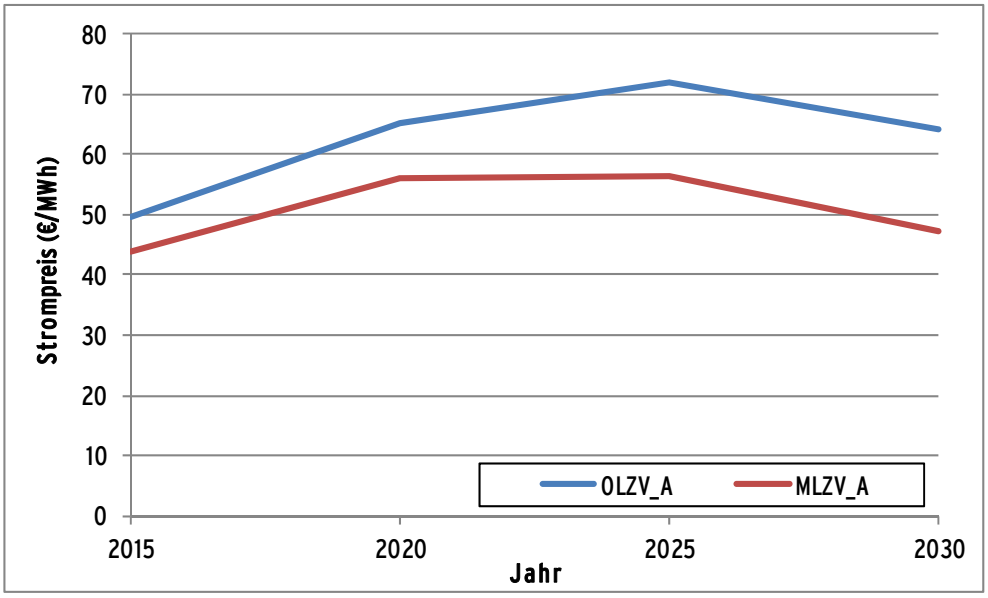
Quelle: Modellergebnisse MICOES

Im MLZV-Szenario ist durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke deutlich mehr Kraftwerkskapazität mit geringen Grenzkosten im System, was im Vergleich zum OLZV-Szenario niedrigere Strompreise erwarten lässt. Weiterhin ist durch die generell geringere Kapazität im OLZV-Szenario im Vergleich zum MLZV-Szenario zu erwarten, dass der Bedarf für Spitzenlastdeckung durch Import höher ist, was zusätzlich strompreiserhöhend wirkt. Generell ist die verfügbare konventionelle Kapazität in 2030 geringer als in 2015, so dass in Zeiten hoher Residuallast (z.B. bei hoher Last und geringem Dargebot aus erneuerbaren Energien) der Importbedarf zumindest in einigen Stunden des Jahres ansteigen kann. Im MLZV-Szenario ist der Anteil an unflexiblen Kern- und Braunkohlekraftwerken höher als im OLZV-Szenario, was aufgrund der größeren Steifigkeit dieser Kraftwerke (vgl. technische Parameter im Anhang, Tab. A- 1) höhere Exporte erwarten lässt.

Strompreise

In Abb. 4-2 sind für die berechneten Stützjahre 2015-2030 die durchschnittlichen Strompreise am Spotmarkt angegeben. Diese entsprechen dem an den Strombörsen EEX bzw. EPEX verwendeten Index „Phelix Base“, der sich als ungewichtetes Mittel aller stündlichen Spotpreise eines Jahres berechnet.

Abb. 4-2: Strompreise am Spotmarkt für den Rahmendatensatz A, 2015 – 2030



Quelle: Modellergebnisse MICOES

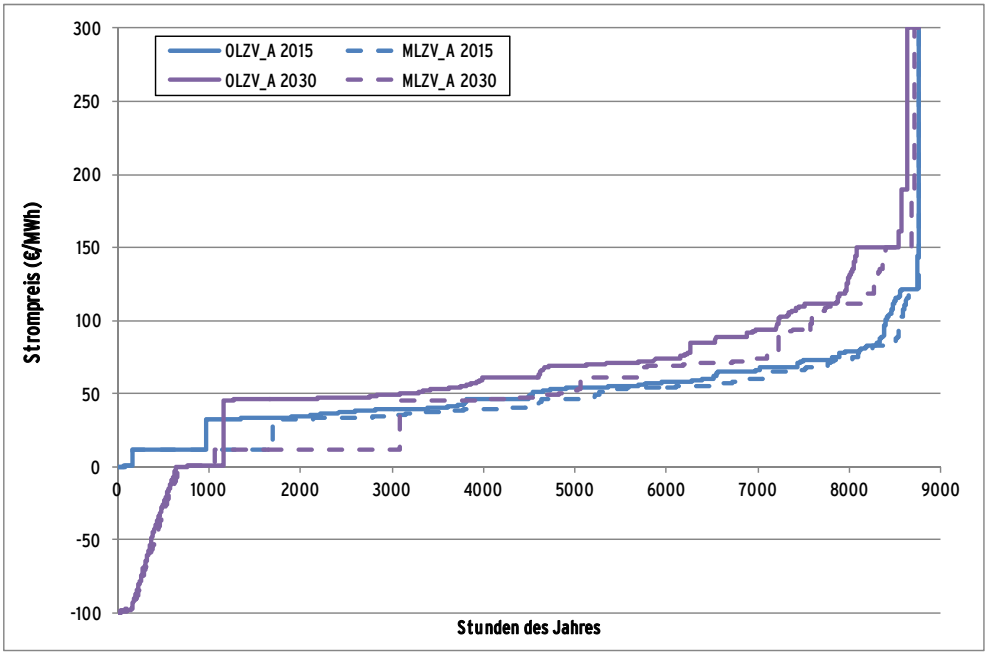
Sowohl im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ (OLZV_A) als auch im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ (MLZV_A) steigen die Strompreise von 2015 bis 2025 aufgrund des generellen Anstiegs der Brennstoffpreise (Abb. 3-1) an. Im Jahr 2030 ist in beiden Szenarien allerdings wieder ein Rückgang des Strompreises zu beobachten. Dies liegt daran, dass die Preissteigerungen der fossilen Brennstoffe in diesem Stützjahr durch die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die aufgrund ihrer Berücksichtigung als bevorzugte Einspeiser über den Merit-Order-Effekt (Abschnitt A.1 im Anhang) grundsätzlich preisdämpfend wirken, überkompensiert werden (vgl. auch Tab. A- 6 im Anhang).

Zwischen den Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ ist in allen Stützjahren ein Unterschied zwischen den Strompreisen erkennbar. Im Jahr 2015 ist der Unterschied mit knapp 6 €/MWh noch am geringsten, während er bis 2030 auf 17 €/MWh ansteigt. Der Anstieg der Preisdifferenz zwischen den Szenarien liegt zum einen in der Vermeidung der Stromerzeugung teurer werdender fossiler Kraftwerke, da der Strom zu vergleichsweise geringen Grenzkosten in Kernkraftwerken (KKW) erzeugt werden kann. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 nimmt auch der Anteil der Stunden zu, in denen ein KKW das Grenzkraftwerk bildet und damit den Preis setzt. Darüber hinaus treten durch die geringe Flexibilität der KKW (Tab. A- 1 im Anhang) häufiger Stunden mit negativen Strompreisen im Szenario MLZV auf, was einen zusätzlichen preissenkenden Effekt darstellt.

In Abb. 4-3 sind die stündlichen Preise der betrachteten Stützjahre aufsteigend als Jahresdauerlinie dargestellt. Hierbei ist zunächst auffällig, dass die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2030 auf über 600 zunimmt, unabhängig vom Szenario. Ein wesentlicher Einflussparameter hierbei ist die Anzahl an Stunden mit negativen Residuallasten (vgl. Abb. 3-6). Im Vergleich zwischen den Szenarien OLZV und MLZV ist der Einfluss der Kernkraftwerke auf die Strompreise deutlich. In jedem Stützjahr gibt es im Szenario MLZV mehr Stunden, in denen KKW den Preis setzen als im Szenario OLZV. Zu erkennen ist dies an der Anzahl der Stunden, in denen der Spotpreis ca. 12 €/MWh beträgt. Grundsätzlich verläuft die Jahresdauerlinie für das Szenario mit Laufzeitverlängerung (gestrichelt) stets unterhalb der Jahresdauerlinie für das Sze-

nario ohne Laufzeitverlängerung, was an der größeren konventionellen Kraftwerkskapazität mit geringeren Grenzkosten im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ liegt. Daraus folgt, dass der Strompreis im Szenario MLZV im Mittel geringer ausfällt als im Szenario OLZV (vgl. Abb. 4-2). Der unterstellte Anstieg der Brennstoff- und CO_2-Preise (Tab. A- 2 im Anhang) ist ebenfalls daran erkennbar, dass sich die Dauerlinien späterer Stützjahre im Bereich der Grenzkosten oberhalb derer von KKW (d.h. von fossilen Kraftwerken) nach oben verschieben.

Abb. 4-3: Jahresdauerlinie der Strompreise für die Stützjahre 2015 und 2030 für den Rahmendatensatz A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

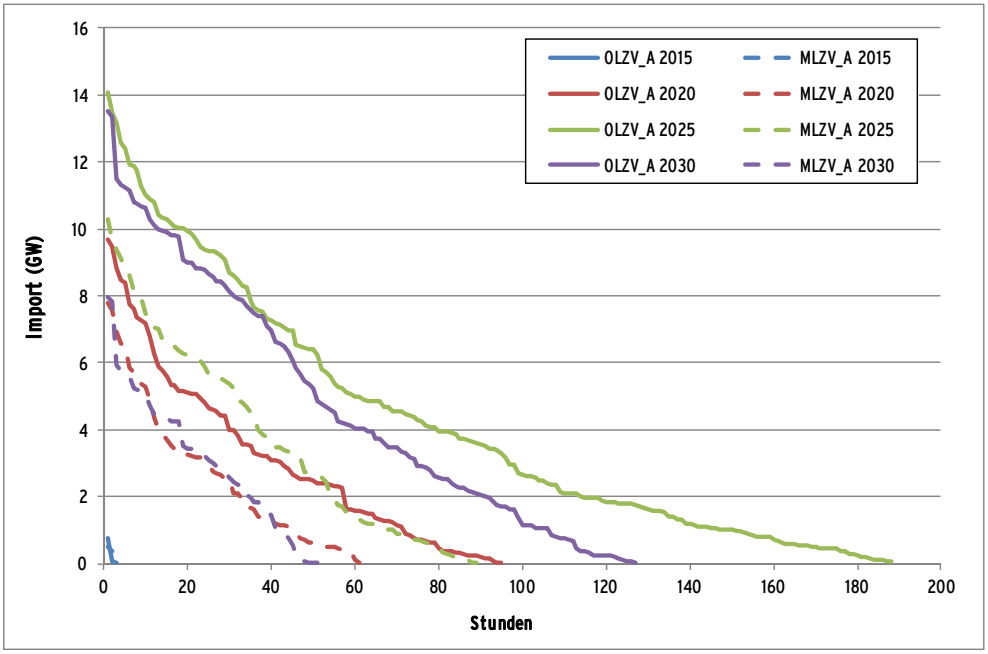
Stromimport

In Stunden mit hoher Residuallast und geringer verfügbarer konventioneller Kraftwerkskapazität oder wenn die Kraftwerke nicht schnell genug hochgefahren werden können[7], wird vom Modell Strom importiert[8]. Im Stützjahr 2015 wird Import nur in 3 bzw. 2 Stunden (Szenario OLZV bzw. MLZV) genutzt (vgl. Abb. 4-4). In den Jahren 2020 und 2025 wird der Import stärker genutzt, am stärksten im Jahr 2025 im Szenario OLZV. Das Maximum des Importes beträgt hier 14,1 GW. Dieser Wert liegt noch unterhalb der gesamten Kuppelstellenkapazität Deutschlands von ca. 17 GW (ENTSO-E, 2011). Im Jahr 2030 ist der Importbedarf durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit sinkenden Residuallast (Abb. 3-6) geringer als 2025. Der Importbedarf ist im MLZV-Szenario in jedem Stützjahr geringer, weil die verfügbare Kraftwerksleistung höher ist (vgl. Abb. 4-1).

[7] Der Fall, dass importiert werden musste, weil Kraftwerke nicht schnell genug hochgefahren werden konnten, ist in den Modellläufen jedoch praktisch nicht aufgetreten.

[8] Darüber hinaus kann es aufgrund von Netzrestriktionen zu Import kommen. Ein Bewertung möglicher Netzengpässe durch das Abschalten von Kernkraftwerken ist beispielsweise in (Kunz, Hirschhausen, Möst, & Weigt, 2011) enthalten. Die Analyse im Rahmen dieses Projekts fokussiert jedoch ausschließlich auf den Importbedarf, der sich aus Anforderungen des Strommarkts ergibt. Eine Netzmodellierung findet innerhalb dieser Studie nicht statt.

Abb. 4-4: Häufigkeit und Höhe des Imports für den Rahmendatensatz A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Gemessen an der gesamten Stromerzeugung nimmt der Import allerdings generell nur einen geringen Anteil ein (s. Tab. 4-1, Zeile „Summe (GWh)“). Der höchste Wert an importiertem Strom liegt im Jahr 2025 in dem Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ bei knapp 785 GWh, im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ dagegen nur bei 325 GWh. Die entspricht 0,13 % bzw. 0,06 % des Jahresstrombedarfes.

Tab. 4-1: Import in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A

Jahr	2015		2020		2025		2030	
Szenario	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
Anzahl Stunden	3	2	95	61	188	89	127	51
Maximum (GW)	0,8	0,5	9,7	7,8	14,1	10,3	13,5	8,0
Summe (GWh)	0,8	0,8	292,3	159,5	784,9	325,0	598,8	156,1

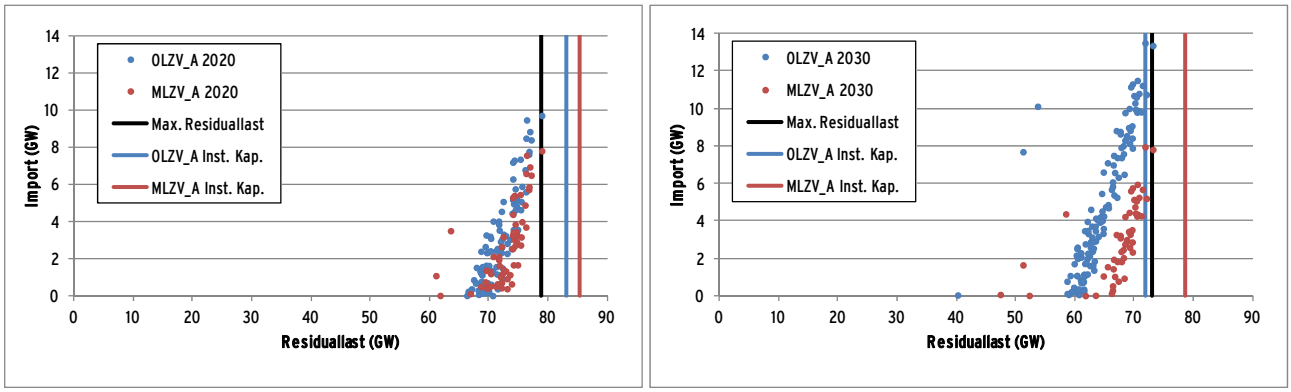
Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-5 ist dargestellt, bei welchen Residuallasten in den Stützjahren 2020[9] und 2030 Strom importiert wurde. Ergänzend ist das Maximum der Residuallast und die Höhe der installierten Leistung an konventionellen Kraftwerken in den Szenarien OLZV und MLZV der entsprechenden Jahre dargestellt. Durch die im Modell MICOES unterstellten Verfügbarkeiten (vgl. Tab. A- 1 im Anhang) reduziert sich die verfügbare Kraftwerksleistung im Vergleich zur installierten Leistung, so dass bereits bei einer Residuallast von 10 bis 15 GW unterhalb der installierten Kraftwerksleistung Importe nötig werden. Die installierte Leistung im Szenario OLZV ist stets geringer ist als im Szenario MLZV, was auch aus Abb. 4-1 ersichtlich ist. Aus diesem Grund wird im Szenario OLZV auch bereits bei geringeren Residuallasten importiert im Vergleich zum Szenario MLZV. Die Verschiebung der Importpunkte zwischen OLZV und MLZV entspricht etwa der

[9] Hier wird das Jahr 2020 dargestellt, da im Jahr 2015 der Import keine große Rolle gespielt hat.

Differenz der installierten Leistung. Gleiches gilt für die Maxima des Importes. Im Jahr 2030 ist die installierte (konventionelle) Kraftwerkskapazität im OLZV-Szenario geringer als die auftretende maximale Residuallast, somit wird hier in jedem Fall Import benötigt.

Abb. 4-5: Import in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz A



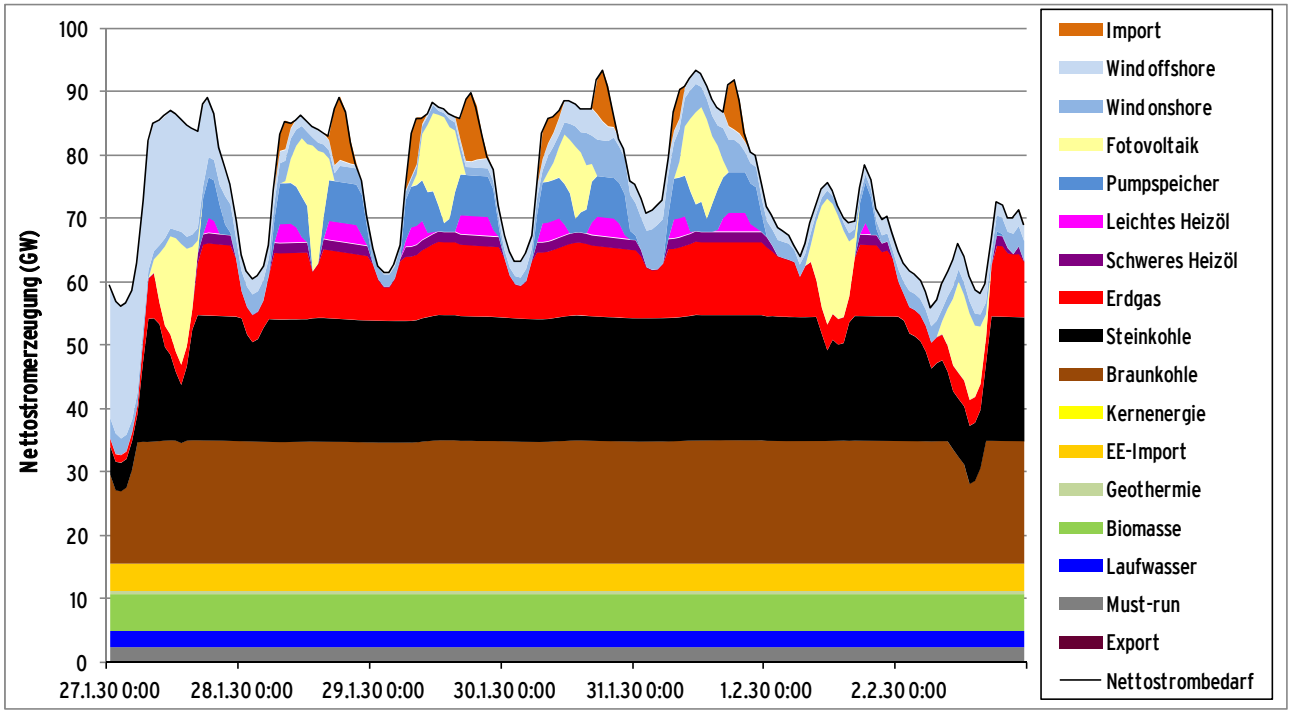
Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-6 ist die Einlastung des Kraftwerksparks in einer exemplarischen Winterwoche mit geringer Windstromeinspeisung für das Jahr 2030 im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Wie im unteren Teil der Abbildung sichtbar, wird die Stromerzeugung aus industriellen Anlagen (Must-run), Laufwasser, Biomasse[10], Geothermie sowie den EE-Stromimporten aus dem europäischen Verbund als konstante Stromerzeugung angenommen und liefert damit rund 15 GW. Da im Jahr 2030 in diesem Szenario keine Kernkraftwerke mehr am Netz sind, wird die Grundlast in dieser Woche damit an den Tagen mit wenig Windeinspeisung von Braun- und Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Für die Mittellast werden Kraftwerke auf Basis von Erdgas und Heizöl betrieben. Für die Lastspitzen morgens und abends reicht die verfügbare Leistung allerdings zum Teil nicht aus, so dass im Maximum rund 10 GW Strom über wenige Stunden importiert werden muss.

In Abb. 4-7 ist die Einlastung in der gleichen Winterwoche für das Jahr 2030 im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Durch die höhere installierte Kraftwerksleistung muss in diesem Szenario nur in den Abendstunden Strom importiert werden. Auch das Maximum des Imports ist hier mit rund 5 GW deutlich geringer. Die noch in Betrieb befindlichen 12 GW Kernkraftwerke (vgl. Abb. 4-1) decken zusammen mit den Braunkohlekraftwerken die Grundlast. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke müssen in geringerem Umfang als beim OLZV-Szenario eingesetzt werden. Auch im Spitzenlastbereich werden die Kraftwerke (Heizöl, Pumpspeicher) seltener eingesetzt.

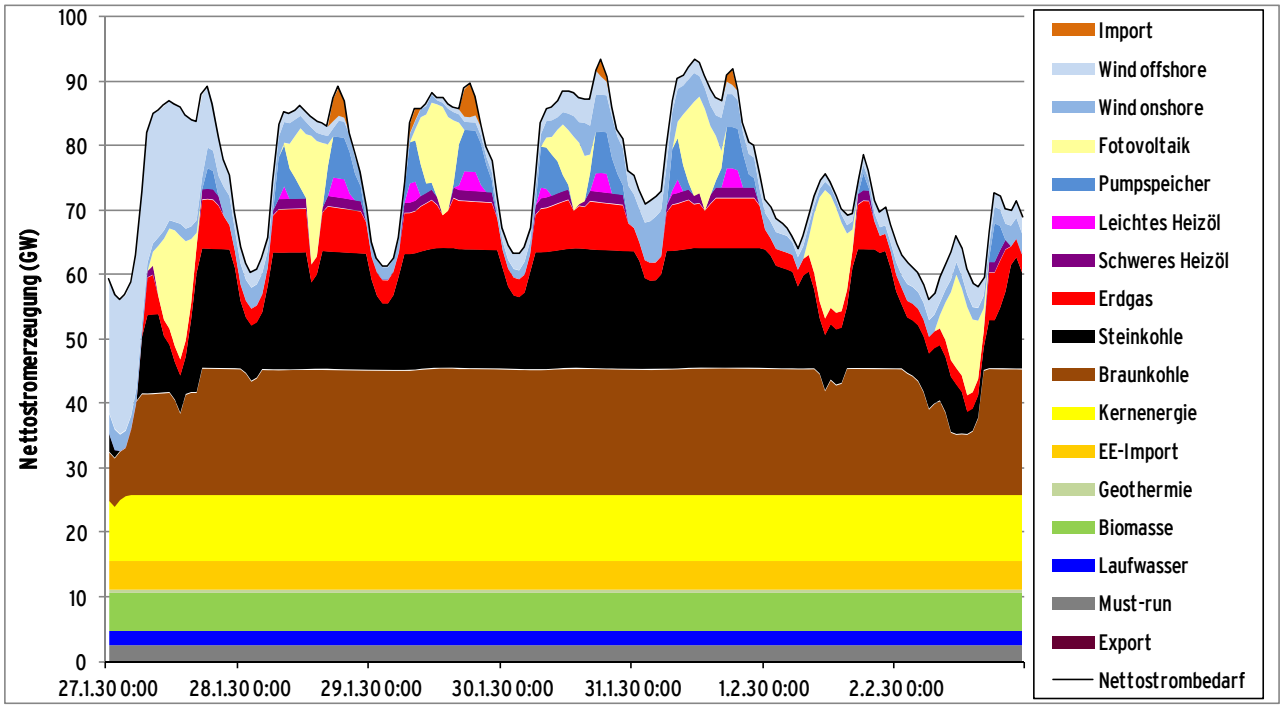
[10] Biomasseanlagen sind technisch gesehen zwar regelbar, hatten bislang jedoch keinen Anreiz, nachfrageorientiert zu produzieren, so dass eine konstante nachfrageunabhängige Einspeisung angenommen wurde. Das novellierte EEG 2012 enthält eine Flexibilitätsprämie für bedarfsorientierte Erzeugung von Strom aus Biomasse. Diese konnte bei der Modellierung im Rahmen dieses Projekts (die vor allem in den Jahren 2010 und 2011 stattfand) jedoch nicht berücksichtigt werden.

Abb. 4-6: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Abb. 4-7: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

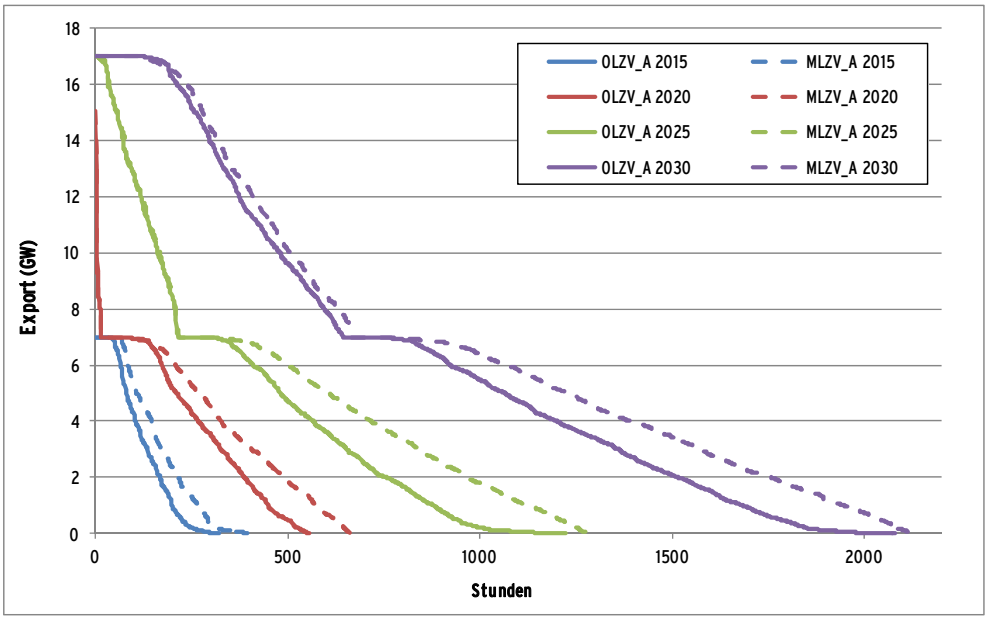
Stromexport

In Stunden mit geringer Residuallast kann Strom exportiert werden, wenn konventionelle Kraftwerke bereits in Teillastbetrieb arbeiten, aber auf Grund von Mindestleistung und Mindestbetriebszeiten ihre Leistung nicht weiter reduzieren können. Export ist weiterhin dann nö-

tig, wenn die Residuallast negativ wird, d.h. die Einspeisung aus erneuerbaren Energien zuzüglich der Leistung aus Must-run-Anlagen größer ist als die Nachfrage.

In Abb. 4-8 ist die Häufigkeit und Höhe des Exportes dargestellt. Es fällt auf, dass im Szenario MLZV_A im Vergleich zum OLZV-Szenario in allen Stützjahren häufiger sowie bei höheren Leistungen exportiert werden. Die Unterschiede sind jedoch moderat[11].

Abb. 4-8: Häufigkeit und Höhe des Exports in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Da modellseitig Export nur bis 17 GW möglich ist (Begrenzung der Grenzkuppelstellenkapazität), müssen im Fall von negativen Residuallasten von kleiner -17 GW erneuerbare Energien abgeregelt werden. In Tab. 4-2[12] ist erkennbar, dass diese Abregelung erst in den Jahren 2025 und 2030 relevant wird und im Jahr 2030 in der Größenordnung von 500 GWh liegt, dies entspricht ca. 0,15 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien[13].

[11] Die in Abb. 4-8 bei einer Exportleistung von 7 GW auftretende „Stufe“ erklärt sich modellseitig dadurch, dass zunächst Export bis zu einer Höhe von 7 GW bei einem Strompreis von 0 €/MWh genutzt werden kann, wenn dies günstiger ist, als ein Kraftwerk für einige Stunden herunterzufahren. Export von mehr als 7 GW führt im Modell jedoch zu negativen Preisen, so dass zuerst günstigere Optionen (Teillastbetrieb oder vollständiges Abschalten) genutzt werden, bevor es zu solchen höheren Exporten kommt.

[12] In Tab. 4-2 sind für den maximalen Export auch Werte über 17 GW angegeben. Z. B. sind für das Jahr 2030 für das Szenario MLZV_A 36,4 GW als maximaler Export angegeben. Dies bedeutet, dass 17 GW Strom exportiert würden und zusätzlich noch 19,4 GW abgeregelt oder anderweitig (Speicher usw.) verwendet werden müssten.

[13] Die Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt im Modell lediglich in Situationen negativer Residuallast und sofern der Strom aufgrund der Begrenzung der Kuppelstellenkapazität nicht exportiert werden kann. Im Fall eines unzureichenden Ausbaus des Übertragungs- und Verteilnetzes kann es zu einer weiteren Abregelung kommen. Netztechnische Restriktionen wurden jedoch im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Tab. 4-2: Export in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz A

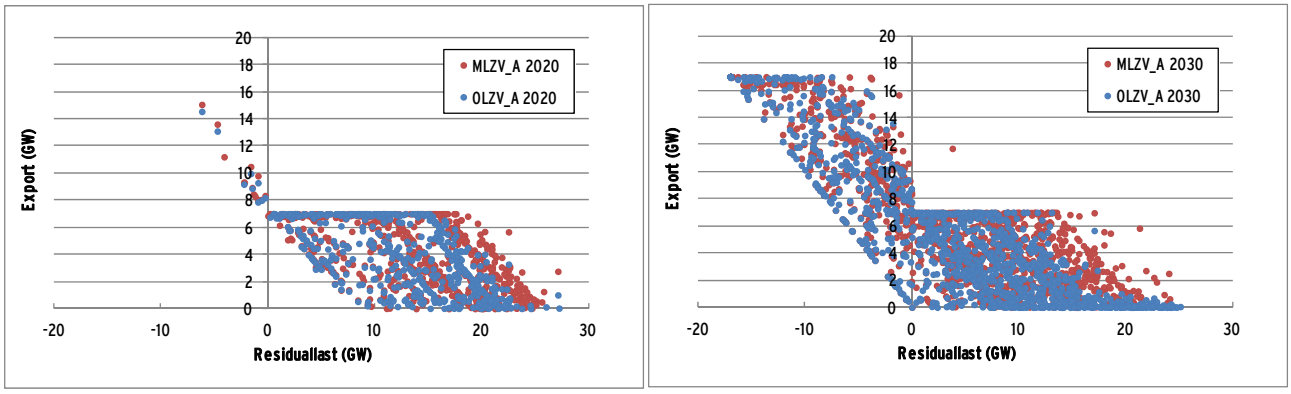
Jahr	2015		2020		2025		2030	
Szenario	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
Anzahl Stunden	323	424	559	675	1.223	1.288	2.083	2.135
Maximum (GW)	7,0	7,0	14,5	15,1	22,6	22,4	36,4	36,4
Export gesamt (GWh)	907	1.191	2.188	2.716	5.627	6.793	13.498	15.195
Export nur Konv. KW (GWh)	907	1.191	2.159	2.687	4.432	5.598	7.108	8.804
Export nur EE (GWh)	0	0	29	29	1.195	1.195	6.390	6.390
davon Export, der Kuppelstellenkapazität übersteigt (GWh)	0	0	0	0	9	9	485	565

Quelle: Modellergebnisse MICOES

Durch den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien kann der Export vom Modell in Stromexport aus konventionellen Kraftwerken und Stromexport von EE-Strom unterschieden werden. Export erneuerbarer Energien ist so definiert, dass erst bei negativen Residuallasten Strom aus EE-Anlagen exportiert wird. Da in den Szenarien OLZV und MLZV die gleichen Residuallastkurven verwendet werden, ist diese Größe in beiden Fällen gleich groß. Der Export aus konventionellen Kraftwerken ist im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ allerdings höher als im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“, weil hier die Kapazität an unflexiblen Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke) größer ist und diese somit häufiger in Teillast betrieben werden. Die absolute Höhe des Exportes unterscheidet sich zwischen den Szenarien OLZV und MLZV nicht sehr stark, weshalb die Höhe der benötigten Grenzkuppelstellenkapazität sich zwischen den Szenarien kaum unterscheidet. An der Höhe des Exportes im Vergleich zum Import wird auch deutlich, dass Probleme weniger von der Lastdeckung als von der zeitweise zu hohen Leistungsverfügbarkeit entstehen.

Aufgrund der höheren Anzahl an Grundlastkraftwerken (Kernenergie und Braunkohle) wird im MLZV-Szenario bereits bei höheren Residuallasten Strom exportiert (vgl. Abb. 4-9). Dies wird in der Abbildung durch die weiter rechts liegenden roten Punkte des MLZV-Szenarios deutlich. Da durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien die Residuallast bis 2030 immer geringer wird, nehmen bis 2030 die Exporte in beiden Szenarien deutlich zu. Da, wie bereits oben erwähnt, modellseitig Export zunächst bis zu einer Höhe von 7 GW genutzt werden kann, ohne negative Preise zu erzeugen, wird erst bei negativen Residuallasten Export in einer Größenordnung von mehr als 7 GW genutzt.

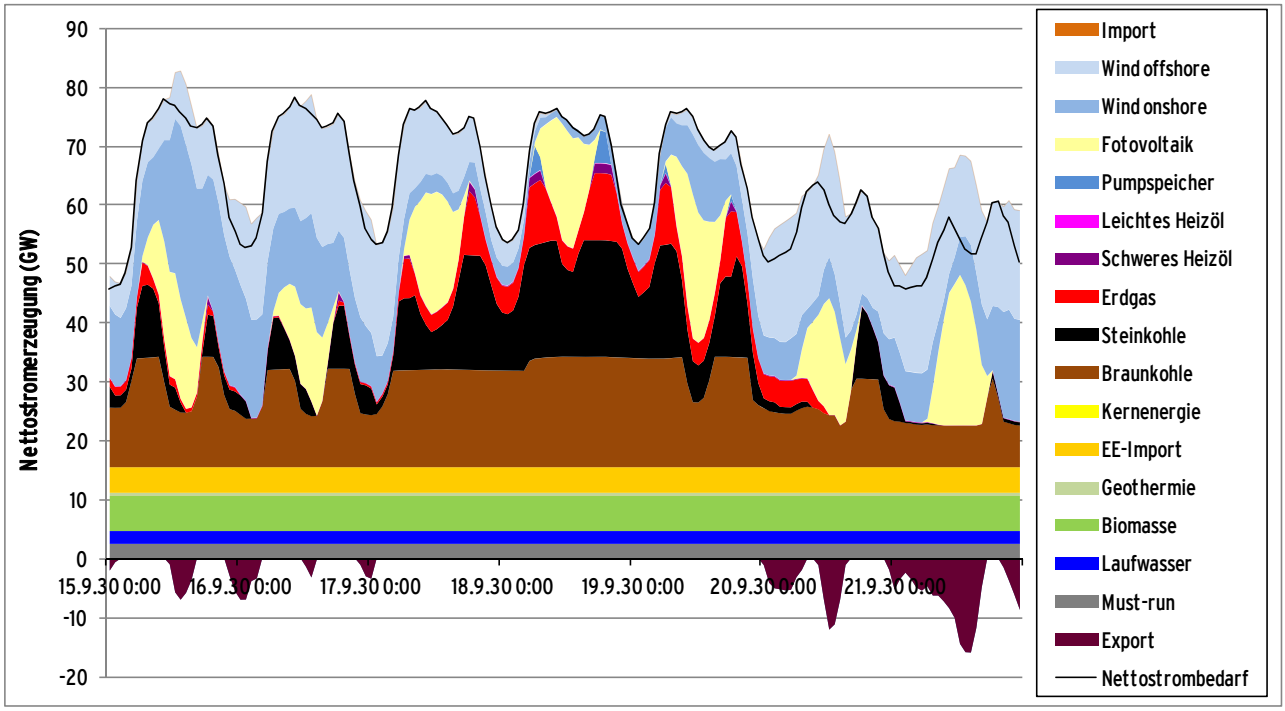
Abb. 4-9: Export in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-10 ist die Einlastung des Kraftwerksparks in einer exemplarischen Sommerwoche mit hohem Windstromangebot für das Jahr 2030 im Szenario OLZV dargestellt. In diesem Szenario sind 2030 keine Kernkraftwerke mehr am Netz. Die in Grundlast betriebenen Braunkohlekraftwerke müssen aufgrund der hohen Windstromeinspeisung häufig in Teillastbetrieb gefahren werden. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke werden nur zeitweilig bei geringerer Windstromeinspeisung benötigt. Strom muss insbesondere in den Mittagstunden bei hoher Einspeisung von Solarstrom und am Wochenende durch die geringere Stromnachfrage exportiert werden.

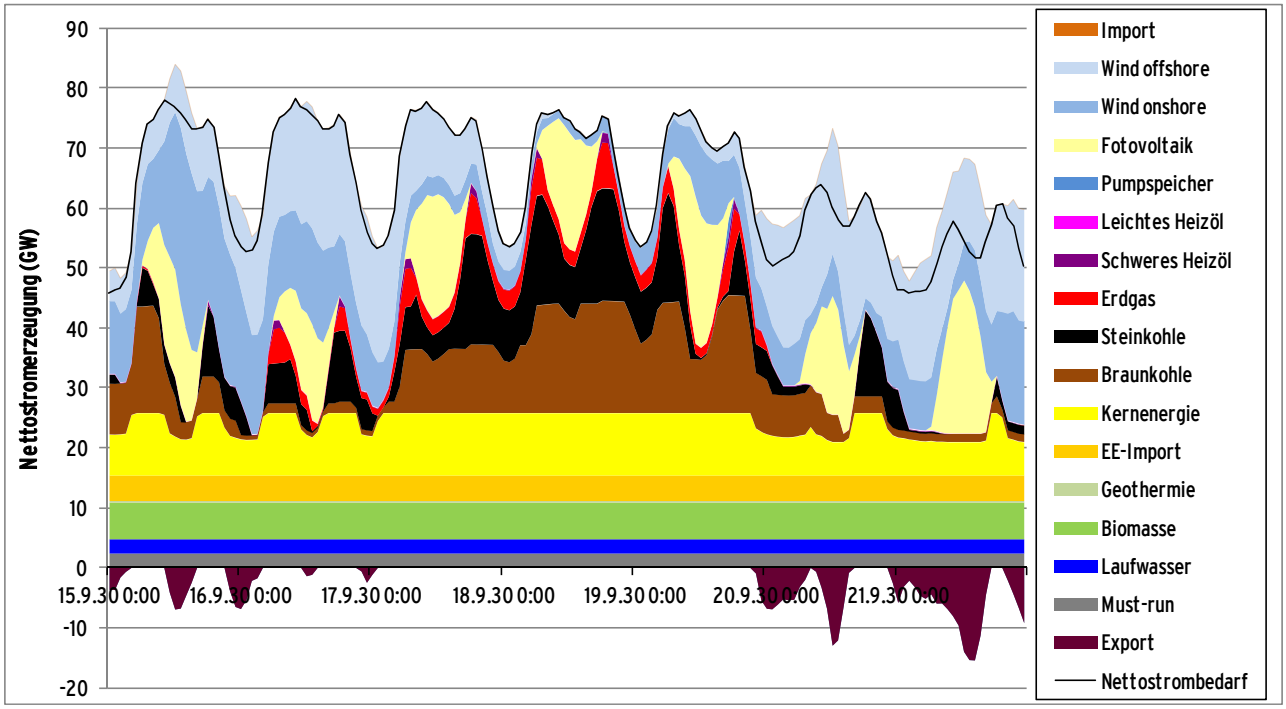
Abb. 4-10: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-11 ist die Einlastung des Kraftwerksparks in der gleichen Sommerwoche im Jahr 2030 im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Neben den Braunkohlekraftwerken müssen die noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke aufgrund der hohen Windstromeinspeisung häufig in Teillast betrieben werden. Der Export ist im Vergleich zum Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ durch die höhere Kapazität unflexibler Grundlastkraftwerke geringfügig höher.

Abb. 4-11: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

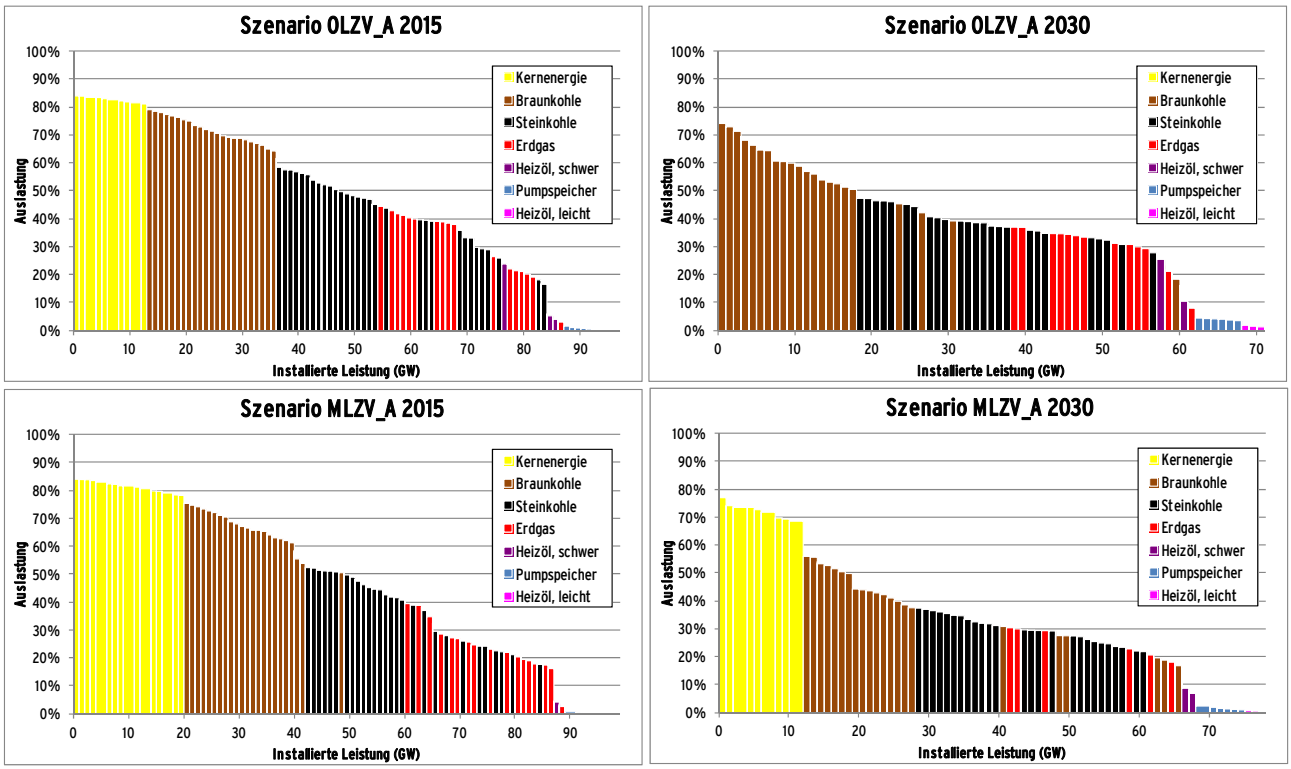
Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks

In Abb. 4-12 ist für die Jahre 2015 und 2030 für die Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ (oben) und „mit Laufzeitverlängerung“ (unten) die jährliche prozentuale Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks widergegeben.

Während die Auslastungen von Kernkraftwerken im Jahr 2015 im Szenario OLZV_A noch über 80 % liegen, sind diese im Szenario MLZV_A im gleichen Jahr teilweise schon unter 80 %, da mehr Leistung an Kernenergie in Betrieb ist, was zu Verdrängungseffekten führt. Im Jahr 2030 sinkt die Auslastung der Kernkraftwerke im Laufzeitverlängerungsszenario auf teilweise unter 70 % ab, verbleibt jedoch grundsätzlich auf hohem Niveau.

Braunkohlekraftwerke erreichen 2015 im Szenario OLZV_A Auslastungen zwischen 65 % und 80 %, im Jahr 2030 sinkt die Auslastung auf 50 % bis 70 %. Einige Kraftwerke (mit geringem Wirkungsgrad) erreichen weniger als 40 %. Im Szenario MLZV_A liegt die Auslastung der Braunkohlekraftwerke 2015 mit 50 % bis 75 % unter den Werten des OLZV-Szenarios. Im Jahr 2030 liegt die Auslastung nur noch bei 35 % bis 45 % und in Einzelfällen sogar unter 30 %.

Abb. 4-12: Auslastungen der konventionellen Kraftwerke in den Jahren 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_A und MLZV_A



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Während Steinkohlekraftwerke 2015 ohne Laufzeitverlängerung zu 45-60 % ausgelastet sind, sinkt dieser Wert auf 30 % bis 45 % im Jahr 2030. Analog sinkt die Auslastung im Szenario MLZV von 40 % bis 50 % im Jahr 2015 auf 20 % bis 35 % im Jahr 2030.

Im Jahr 2015 erreichen Erdgas-GuD-Kraftwerke im Szenario OLZV_A noch etwa 40 % Auslastung, im Szenario MLZV dagegen nur ca. 30 %. Auch 2030 liegt sowohl im OLZV- als auch im MLZV-Szenario die Auslastung neuerer GuD-Kraftwerke noch bei ca. 30 %, während besonders im MLZV-Szenario Auslastungen von nur noch 20 % für ältere GuD-Kraftwerke auftreten.

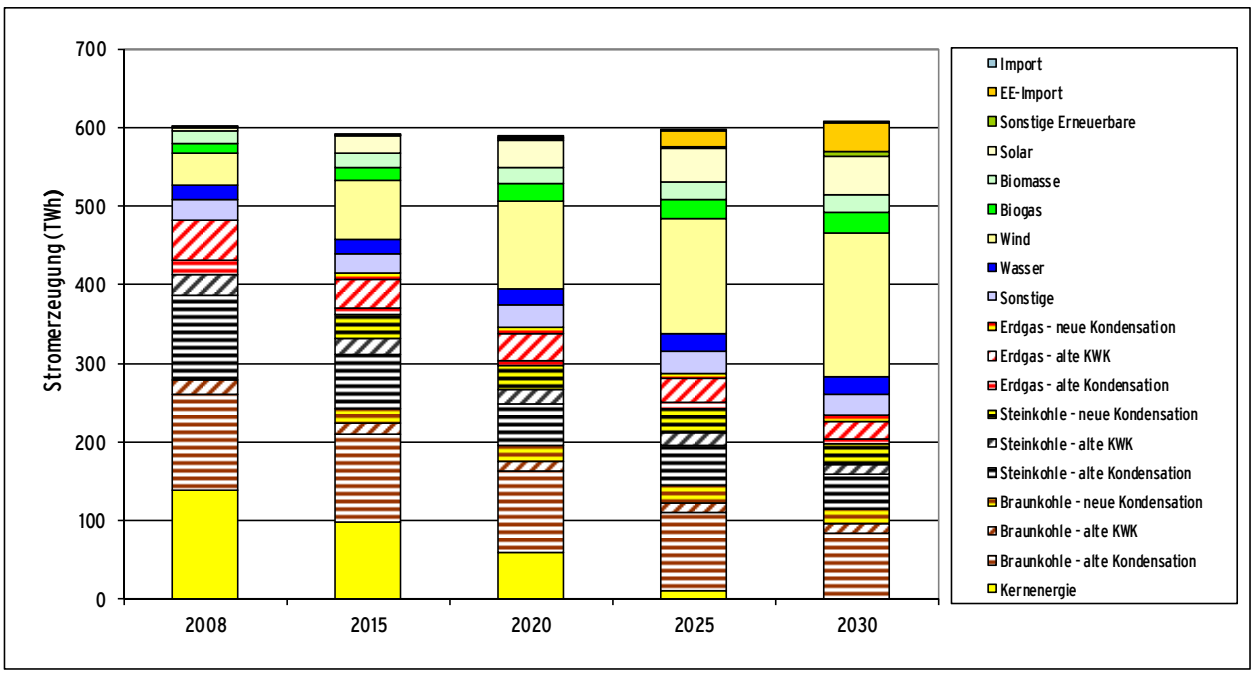
Die Abbildungen verdeutlichen, dass zum einen die Auslastung aller Kraftwerke im Szenarienhorizont aufgrund der verstärkten Einspeisung erneuerbarer Energien abnimmt. Darüber hinaus sinkt die Auslastung fossiler Kraftwerke durch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zum Teil deutlich. Diese Auslastungen haben Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Dies wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

4.1.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS

Stromerzeugung und CO_2-Emissionen

Abb. 4-13 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und der CO_2-Emissionen im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz A (OLZV_A; die Entwicklung der installierten Leistung kann Tab. A- 7 im Anhang entnommen werden).

Abb. 4-13: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_A)



	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	139,1	97,6	58,9	9,6	0,0
Braunkohle	139,3	145,3	137,3	133,9	114,7
davon neue Kondensations-KW	0,0	19,1	21,0	21,2	19,8
davon alte Kondensations-KW	122,1	112,4	103,4	100,1	83,6
davon alte KWK	17,2	13,9	12,9	12,6	11,4
Steinkohle	133,9	119,1	100,7	97,7	82,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	31,5	30,5	29,3	25,3
davon alte Kondensations-KW	107,7	67,2	52,1	51,6	44,2
davon alte KWK	26,2	20,4	18,2	16,8	12,6
Erdgas	70,0	51,6	48,9	46,2	36,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	7,5	7,8	7,6	6,4
davon alte Kondensations-KW	18,5	8,7	6,2	9,0	7,2
davon alte KWK	51,5	35,3	35,0	29,5	22,6
Erneuerbare	90,6	149,1	214,4	280,5	345,5
Sonstige	26,2	26,2	27,4	27,5	26,9
Import	0,0	0,0	0,3	0,8	0,6
Summe	598,9	589,0	588,1	596,1	606,1
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	94,9	69,6	66,0	58,8	46,6
davon Export	0,0	0,9	2,2	5,6	13,5
CO_2-Emissionen (Mio. t)	305,2	275,9	249,8	241,8	205,8

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

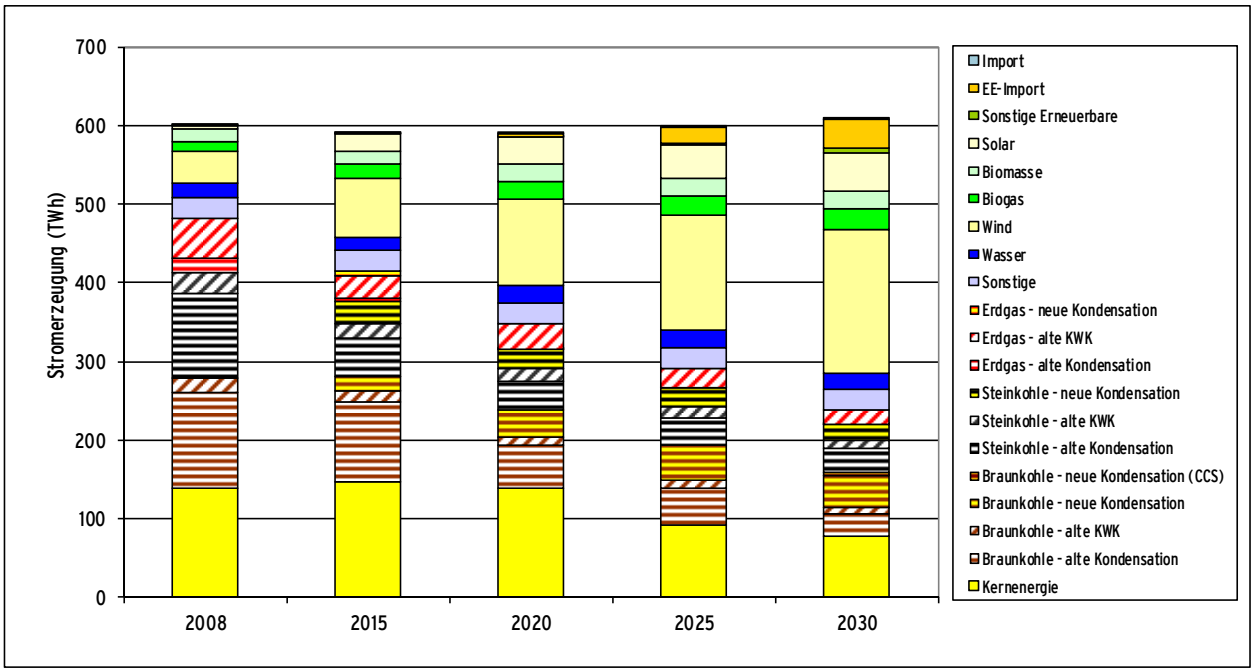
Erneuerbare Energien machen 2030 mehr als die Hälfte der gesamten Stromerzeugung aus. Es findet ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie statt; 2025 ist das letzte Stützjahr, in dem KKW betrieben werden. Die Stromerzeugung aus Braunkohle nimmt leicht von 139,3 TWh im Jahr 2008 auf 114,7 TWh im Jahr 2030 ab, wohingegen die Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas im gleichen Zeitraum deutlich abnimmt (von 133,9 TWh auf 82,2 TWh bzw. 70,0 TWh auf 36,2 TWh). Neue Kraftwerke werden vor allem 2015 gebaut und entsprechen im

Wesentlichen den Kraftwerken, die sich bereits in Bau befinden (Tab. 3-3). Dies liegt darin begründet, dass bei der in dieser Studie untersuchten dynamischen Betrachtung der Stilllegung Retrofit-Maßnahmen (bei profitablem Kraftwerksbetrieb) durchgeführt werden können, so dass Kraftwerke jenseits ihrer technischen Lebensdauer betrieben werden können und sich somit der Bedarf an neuen konventionellen Kraftwerken reduziert. Darüber hinaus führt die starke Zunahme der erneuerbaren Stromerzeugung gleichermaßen zu einem sinkenden Bedarf an fossilen Kraftwerksneubauten. Der Stromimport nimmt leicht auf 0,6 TWh im Jahr 2030 zu. Die Stromerzeugung in Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher, in der Kategorie „Erneuerbare" enthalten sowie Öl, enthalten unter „Sonstige"[14]) findet ebenfalls nur auf niedrigem Niveau statt. Der Stromexport erhöht sich auf 13,5 TWh im Jahr 2030. Die fossile KWK-Stromerzeugung nimmt um mehr als die Hälfte im Szenarienhorizont ab. Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung sinken die CO_2-Emissionen um rund ein Drittel im gleichen Zeitraum.

Abb. 4-14 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und der CO_2-Emissionen im Szenario „mit Laufzeitverlängerung" für den Rahmendatensatz A (MLZV_A; Tab. A- 8 im Anhang enthält die entsprechende installierte Leistung). Wie im OLZV-Szenario wird 2030 mehr als die Hälfte der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke entspricht die Stromerzeugung aus Kernenergie im Jahr 2030 noch 12,7 % (77,1 TWh) der gesamten Stromerzeugung. Dementsprechend nimmt die kohlebasierte Stromerzeugung deutlich ab (von 139,3 TWh (2008) auf 81,0 TWh (2030) für Braunkohle und von 133,9 TWh (2008) auf 60,6 TWh (2030) für Steinkohle). Die Erdgasverstromung wiederum nimmt um rund drei Viertel im gleichen Zeitraum ab auf lediglich 18,6 TWh im Jahr 2030. Es findet ein deutlicher Zubau neuer Braunkohle-Kraftwerke (mit einer Stromerzeugung von insgesamt 43,7 TWh im Jahr 2030) statt, während zeitgleich die Stromerzeugung alter Braunkohle-Kraftwerke aufgrund verstärkter Stilllegung und weniger durchgeführten Retrofit-Maßnahmen (s.u.) deutlich zurückgeht. Neue Erdgas- und Steinkohlekraftwerke werden 2015 gebaut, entsprechend der sich zurzeit in Bau befindlichen Leistung (Tab. 3-3), jedoch nicht zu einem späteren Zeitpunkt, da Braunkohle-Kraftwerke die niedrigsten Vollkosten aller Kraftwerksoptionen aufweisen. Der Import von Strom nimmt nur leicht auf 0,2 TWh im Jahr 2030 zu, während im gleichen Jahr 15,2 TWh exportiert werden. Die fossile KWK-Stromerzeugung nimmt deutlich auf 36,9 TWh im Jahr 2030 ab. Die CO_2-Emissionen sinken um mehr als die Hälfte über den Szenarienhorizont.

[14] Unter der Kategorie „Sonstige" werden Öl, Raffineriegas, Gichtgas, Kokerei- und Stadtgas, Müll sowie sonstige Brennstoffe gefasst.

Abb. 4-14: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_A)



	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	139,1	146,0	137,9	92,1	77,1
Braunkohle	139,3	134,0	99,9	100,6	81,0
davon neue Kondensations-KW	0,0	18,2	33,7	44,1	41,2
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
davon alte Kondensations-KW	122,1	102,6	55,2	46,6	29,4
davon alte KWK	17,2	13,2	11,0	9,9	7,8
Steinkohle	133,9	95,5	77,7	72,7	60,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	28,4	25,4	23,0	19,9
davon alte Kondensations-KW	107,7	48,3	36,6	35,6	30,2
davon alte KWK	26,2	18,8	15,7	14,1	10,5
Erdgas	70,0	38,9	32,1	25,8	18,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,8	0,0	0,0	0,0
davon alte Kondensations-KW	18,5	5,1	0,3	0,2	0,1
davon alte KWK	51,5	27,0	31,8	25,6	18,5
Erneuerbare	90,6	148,9	213,9	279,2	344,1
Sonstige	26,2	26,0	27,0	26,6	26,1
Import	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2
Summe	598,9	589,2	588,6	597,3	607,8
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	94,9	59,0	58,4	49,6	36,9
davon Export	0,0	1,2	2,7	6,8	15,2
CO_2-Emissionen (Mio. t)	305,2	239,7	183,2	175,6	142,2

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. 4-3 vergleicht die Stromerzeugung und die CO_2-Emissionen zwischen dem Szenario OLZV_A und MLZV_A (Tab. A- 9 im Anhang vergleicht die entsprechende installierte Leistung). Aufgrund der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken im MLZV-Szenario ist die entsprechende Stromerzeugung deutlich höher (ca. 80 TWh zwischen 2020 und 2030). Die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken wiederum nimmt deutlich durch die Laufzeitverlängerung ab.

So ist die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken zwischen 2020 und 2030 mehr als 30 TWh niedriger als im Szenario ohne Laufzeitverlängerung. Insbesondere die Stromerzeugung in bestehenden Kraftwerken nimmt im Vergleich zum Fall mit Laufzeitverlängerung aus mangelnder Wirtschaftlichkeit (s.u.) ab. Ein Teil davon wird durch den Neubau von Braunkohle-Kraftwerken kompensiert, deren Erzeugung damit um rund 20 TWh in den Jahren 2025 und 2030 höher liegt als im OLZV-Szenario. Sowohl die Stromerzeugung in Steinkohle- als auch in Erdgaskraftwerken nimmt im MLZV-Szenario um rund 20 TWh für die Jahre 2020 bis 2030 im Vergleich zum OLZV-Szenario ab. Stromimport ist im Fall der Laufzeitverlängerung leicht geringer als im Fall ohne Laufzeitverlängerung (um 0,4 TWh im Jahr 2030). Gleichermaßen liegt die Stromerzeugung in Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher unter „Erneuerbare“ und Öl unter „Sonstige) geringfügig unter der im OLZV-Szenario (um 1,4 TWh bzw. 0,8 TWh im Jahr 2030). Damit führt die Laufzeitverlängerung nicht zu einer signifikanten Reduzierung von „Knappheits“-Situationen im Vergleich zum Szenario ohne Laufzeitverlängerung (vgl. Abb. 4-5). Der Export von Strom liegt im MLZV-Szenario wiederum leicht über dem OLZV-Szenario (um 1,7 TWh im Jahr 2030) (vgl. Tab. 4-2). Die fossile KWK-Stromerzeugung in den Jahren 2025 und 2030 liegt im MLZV-Szenario um ca. 10 TWh unter der im OLZV-Szenario. Aufgrund der geringeren Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken liegen die jährlichen CO_2-Emissionen im Fall der Laufzeitverlängerung um mehr als 60 Mio. t in den Jahren 2020 bis 2030 unter denen für den Ausstieg aus der Kernenergienutzung.

Tab. 4-3: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_A-OLZV_A)

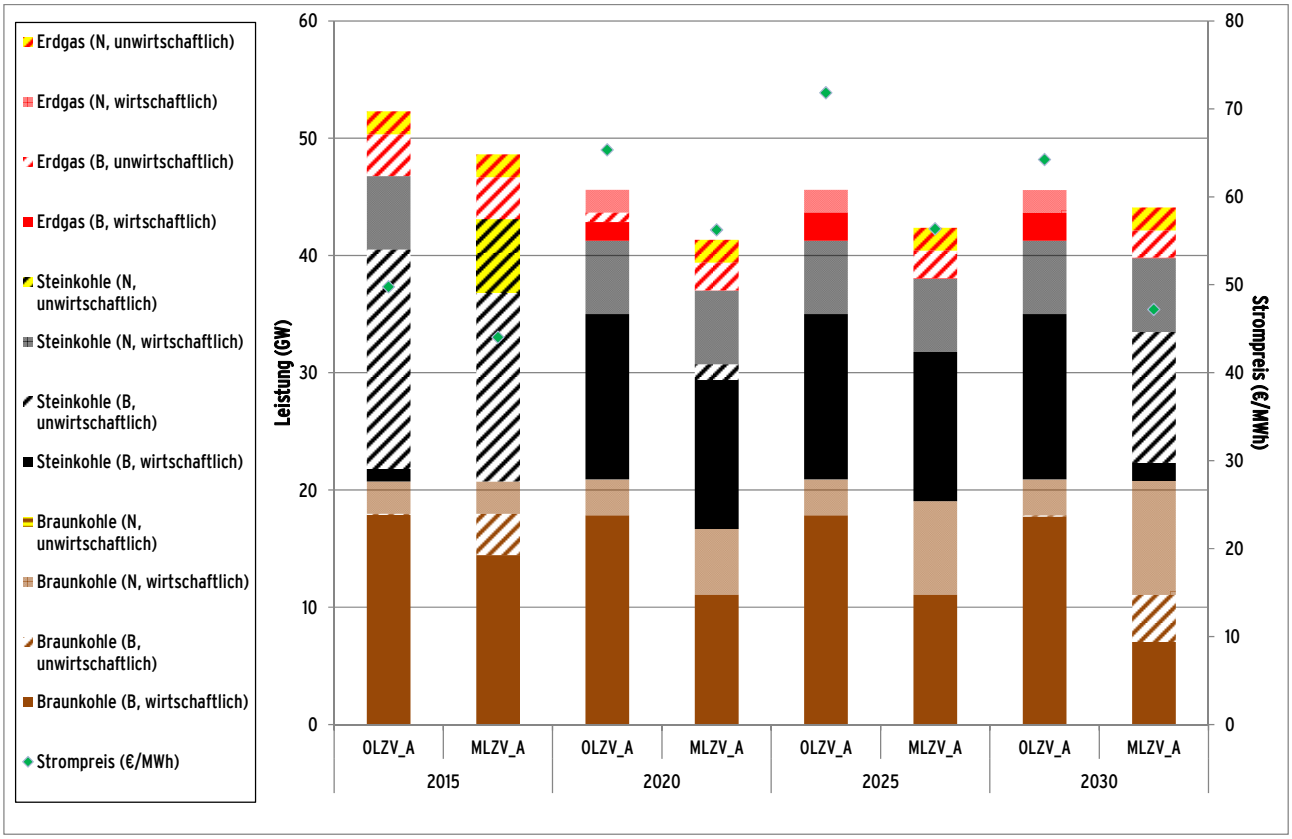
	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	0,0	48,4	79,0	82,5	77,1
Braunkohle	0,0	-11,3	-37,5	-33,3	-33,7
davon neue Kondensations-KW	0,0	-0,9	12,6	22,9	21,5
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
davon alte Kondensations-KW	0,0	-9,7	-48,2	-53,6	-54,1
davon alte KWK	0,0	-0,7	-1,9	-2,7	-3,5
Steinkohle	0,0	-23,6	-23,0	-25,0	-21,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	-3,1	-5,1	-6,3	-5,4
davon alte Kondensations-KW	0,0	-18,9	-15,5	-16,0	-14,0
davon alte KWK	0,0	-1,7	-2,5	-2,7	-2,1
Erdgas	0,0	-12,7	-16,9	-20,4	-17,5
davon neue Kondensations-KW	0,0	-0,8	-7,8	-7,6	-6,4
davon alte Kondensations-KW	0,0	-3,7	-5,9	-8,8	-7,1
davon alte KWK	0,0	-8,3	-3,2	-3,9	-4,1
Erneuerbare	0,0	-0,3	-0,6	-1,3	-1,4
Sonstige	0,0	-0,2	-0,4	-0,9	-0,8
Import	0,0	0,0	-0,1	-0,5	-0,4
Summe	0,0	0,3	0,5	1,2	1,7
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	0,0	-10,7	-7,6	-9,3	-9,8
davon Export	0,0	0,3	0,5	1,2	1,7
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0,0	-36,1	-66,6	-66,3	-63,6

Quelle: Eigene Berechnungen

Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs

Um die Unterschiede der fossilen Stromerzeugung zwischen den beiden Szenarien zu erklären, muss die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs[15] betrachtet werden (Abb. 4-15 sowie Tab. A-10 im Anhang). Der Betrieb eines Kraftwerks ist wirtschaftlich, sofern die jährlichen Deckungsbeiträge, die sich aus den Stromerlösen abzüglich der Grenzkosten der Erzeugung ergeben, größer sind als die jährlichen Fixkosten für Personal sowie Wartung und Instandhaltung.

Abb. 4-15: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau[16]) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)



Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Aufgrund der geringeren Strompreise (Abb. 4-2) und der generell geringeren Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken (Tab. 4-3) durch den längeren Betrieb von Kernkraftwerken ist die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerken bei einem längeren Betrieb von Kernkraftwerken schlechter ist als im Fall eines schnellen Kernenergieausstiegs. So ist der Betrieb von 3,5 GW Braunkohle-Kapazität im Jahr 2015 im MLZV-Szenario unwirtschaftlich, während der Betrieb im OLZV-Szenario fast ausschließlich wirtschaftlich ist. Bestehende Steinkohle-Kraftwerke sind 2015 in beiden Szenarien (OLZV_A, MLZV_A) zu einem großen Teil unwirtschaftlich, im MLZV-Szenario

[15] Hierbei werden nur fossile Kondensationskraftwerke (ohne Gasturbinen) betrachtet, für die die Stilllegung nach ökonomischem Kalkül angenommen wird (siehe Abschnitt 3.6).

[16] Bei Bestandskraftwerken (B) handelt es sich um diejenigen Kraftwerke, die bereits im Basisjahr (2008) in Betrieb waren. Neubaukraftwerke (N) sind alle im Szenarienhorizont durch das Modell zugebauten Kraftwerke (einschließlich der sich bereits im Bau befindlichen Kraftwerke (Tab. 3-3).

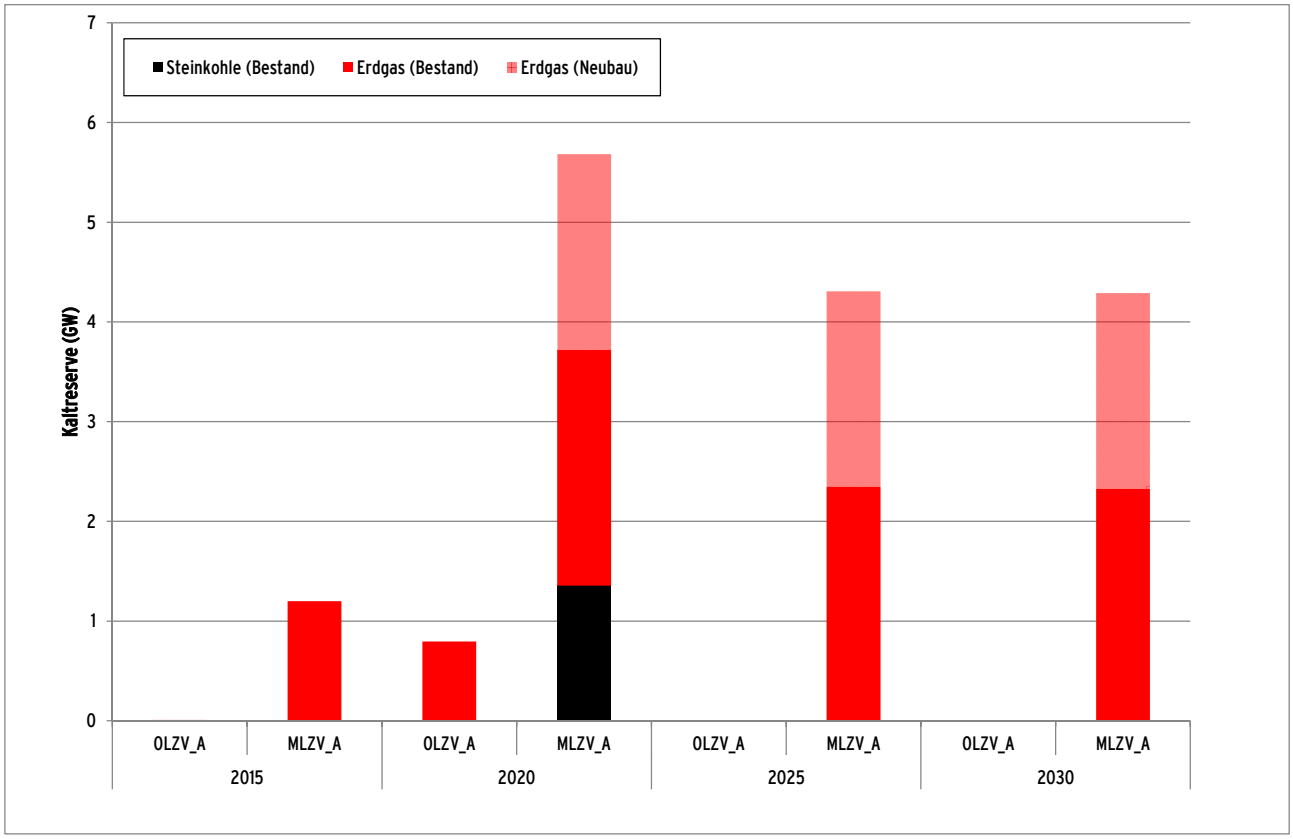
ist darüber hinaus auch der Betrieb von Neubaukraftwerken unwirtschaftlich[17]. In den Folgejahren sind lediglich Bestandskraftwerke im MLZV-Szenario (2020, 2030) unwirtschaftlich. Der Betrieb von Erdgaskraftwerken im Jahr 2015 ist in beiden Szenarien unwirtschaftlich (für Bestandskraftwerke und Neubauten). Während diese im Zeitverlauf im OLZV-Szenario wieder wirtschaftlich werden, bleiben sie über den gesamten Zeithorizont im MLZV-Szenario unwirtschaftlich. Insgesamt sind 2030 rund 20 GW (4,0 GW Braunkohle, 11,2 GW Steinkohle und 4,3 GW Erdgas) unwirtschaftlich im MLZV-Szenario im Vergleich zu einer nahezu vollständigen Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerke im OLZV-Szenario.

Kraftwerke, deren Betrieb nicht wirtschaftlich ist, können zeitweise nicht betrieben werden, d.h. in Kaltreserve gehen, oder stillgelegt werden, sofern sie das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Kraftwerke, deren Betrieb wirtschaftlich ist, können ertüchtigt werden, so dass sie über ihre technische Lebensdauer hinaus betrieben werden können. Abb. 4-16 und Abb. 4-17 (Werte in Tab. A- 11 und Tab. A- 12 im Anhang) zeigen die Kraftwerkskapazität in Kaltreserve bzw. die ertüchtigt wurde im Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung.

Kaltreserve

Entsprechend der größeren Unwirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke bei einer Laufzeitverlängerung (Abb. 4-15) ist die Leistung in Kaltreserve im MLZV-Szenario ebenfalls größer (Abb. 4-16).

Abb. 4-16: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)



Quelle: Modellergebnisse ELIAS

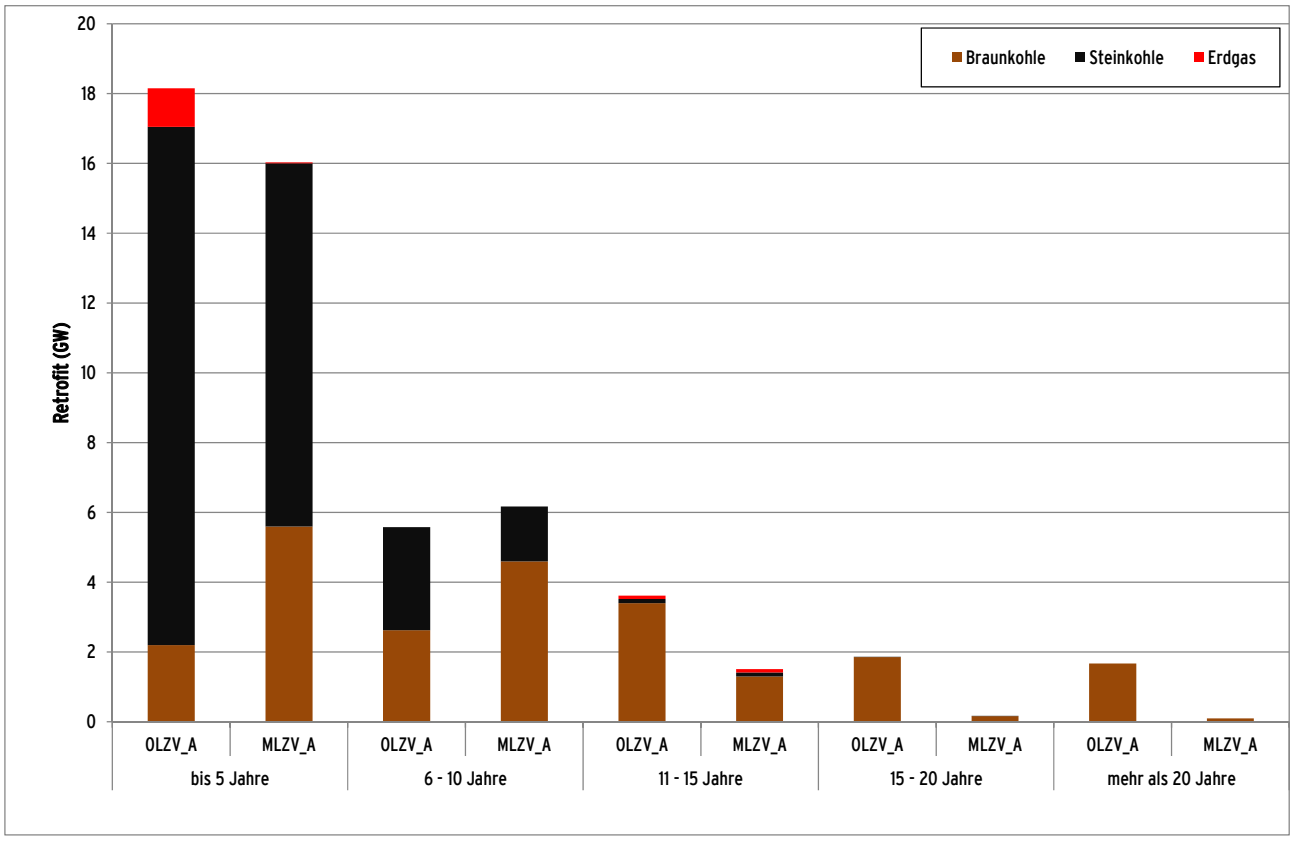
[17] Hierbei handelt es sich um die sich zurzeit in Bau befindlichen Kraftwerke (Tab. 3-3).

Im MLZV-Szenario sind bis zu 6 GW zeitweise in Kaltreserve, überwiegend Erdgas-Kraftwerke (sowohl Bestandskraftwerke als auch Neubauten), während dies im OLZV-Szenario weniger als 1 GW und nur für das Jahr 2020 sind. Unwirtschaftliche Kraftwerke am Ende ihrer technischen Lebensdauer werden stillgelegt anstatt in Kaltreserve zu gehen. Da Erdgas-Kraftwerke in Deutschland eine jüngere Altersstruktur aufweisen als Steinkohlekraftwerke, sind erstere stärker vom Effekt der Kaltreserve betroffen, während unwirtschaftliche Steinkohle-Kraftwerke entsprechend verstärkt stillgelegt werden.

Ertüchtigung (Retrofit)

Die Ertüchtigung von Bestandskraftwerken (Retrofit) wird in beiden Szenarien (OLZV_A, MLZV_A) durchgeführt und ist vor allem relevant für Stein- und Braunkohlekraftwerke. Erdgas-Kraftwerke werden aufgrund ihrer jüngeren Altersstruktur nur in geringem Umfang ertüchtigt. Die Verlängerung der Betriebszeit durch Retrofit beträgt für die meisten Steinkohlekraftwerke 5 Jahre, für manche Kraftwerke 10 Jahre. Die meisten Braunkohle-Kraftwerke werden bis zu 10 Jahre (im MLZV-Szenario) bzw. bis zu 15 Jahre (im OLZV-Szenario) über die technische Lebensdauer hinaus betrieben. Einige Kraftwerke (vor allem im OLZV-Szenario) werden über 15 Jahre länger betrieben. Grundsätzlich ist die Länge des Weiterbetriebs durch Retrofit im MLZV-Szenario geringer als im OLZV-Szenario und es werden insgesamt weniger Kraftwerke ertüchtigt. Dies ist konsistent mit der geringeren Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im MLZV-Szenario im Vergleich zum OLZV-Szenario (Abb. 4-15).

Abb. 4-17: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

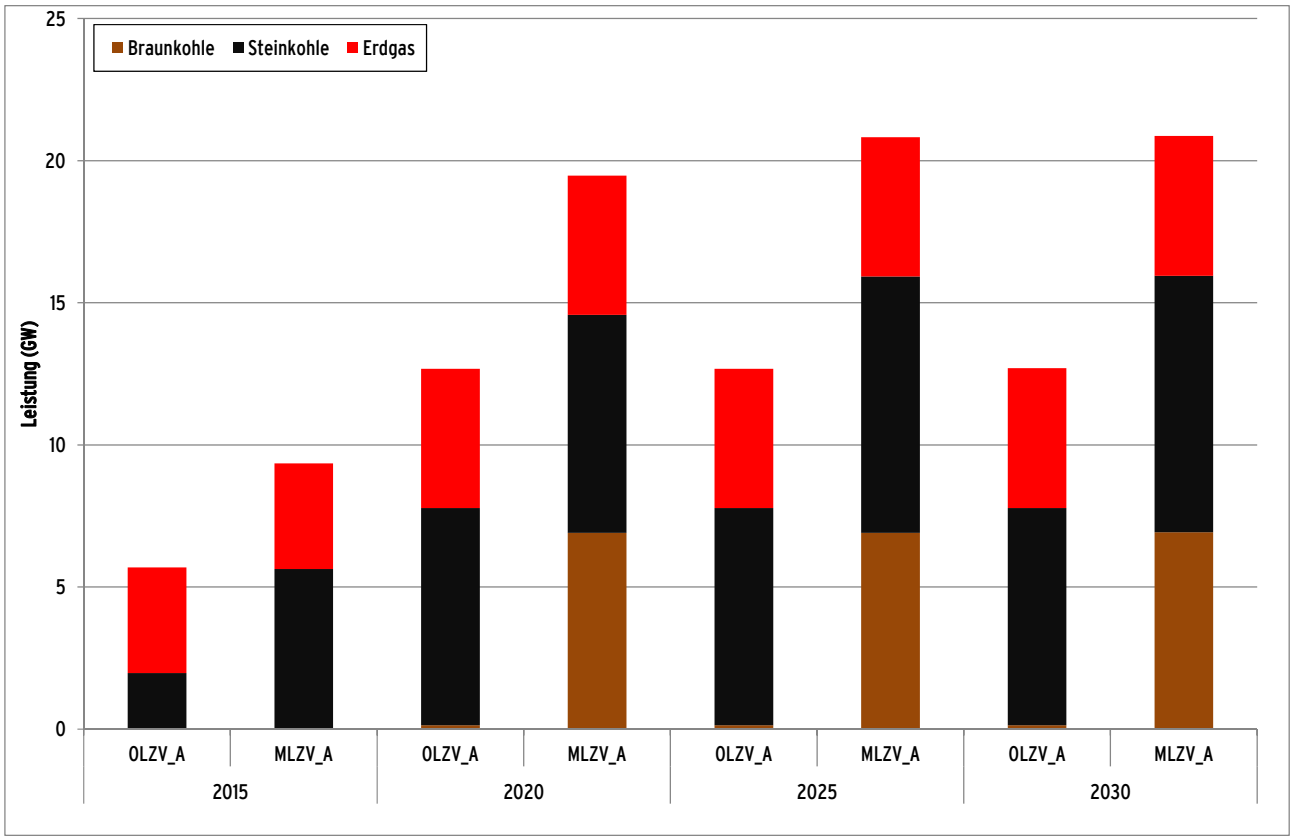


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Stilllegung

Abb. 4-18 (Werte in Tab. A- 22 im Anhang) vergleicht die stillgelegte Kraftwerkskapazität zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung. Analog zur grundsätzlich geringeren Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke durch die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken (Abb. 4-15) wird grundsätzlich mehr Kapazität im MLZV-Szenario stillgelegt im Vergleich zum OLZV-Szenario. Während im Szenario ohne Laufzeitverlängerung annähernd keine Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden, werden im MLZV-Szenario 2020 6,9 GW stillgelegt. Dies ist konsistent mit der generell geringeren Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im MLZV-Szenario (Abb. 4-15) und der damit verbundenen geringeren Ertüchtigung im Vergleich zum OLZV-Szenario (Abb. 4-17). Steinkohle-Kraftwerke werden im MLZV-Szenario ebenfalls in größerem Umfang stillgelegt als im OLZV-Szenario. Die Unterschiede sind jedoch gering. Dies ist konsistent mit der moderat geringeren Wirtschaftlichkeit (Abb. 4-15) und leicht geringerer Ertüchtigung (Abb. 4-17) von Steinkohlekraftwerken im MLZV-Szenario sowie einer generell geringeren Relevanz von Kaltreserve (Abb. 4-16). Für Erdgaskraftwerke gibt es aufgrund der jüngeren Altersstruktur von Erdgas-Kraftwerken keine Unterschiede zwischen dem OLZV- und dem MLZV-Szenario. Die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit zwischen beiden Szenarien (Abb. 4-15) schlagen sich stattdessen vor allem bei der Kaltreserve nieder (Abb. 4-16).

Abb. 4-18: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

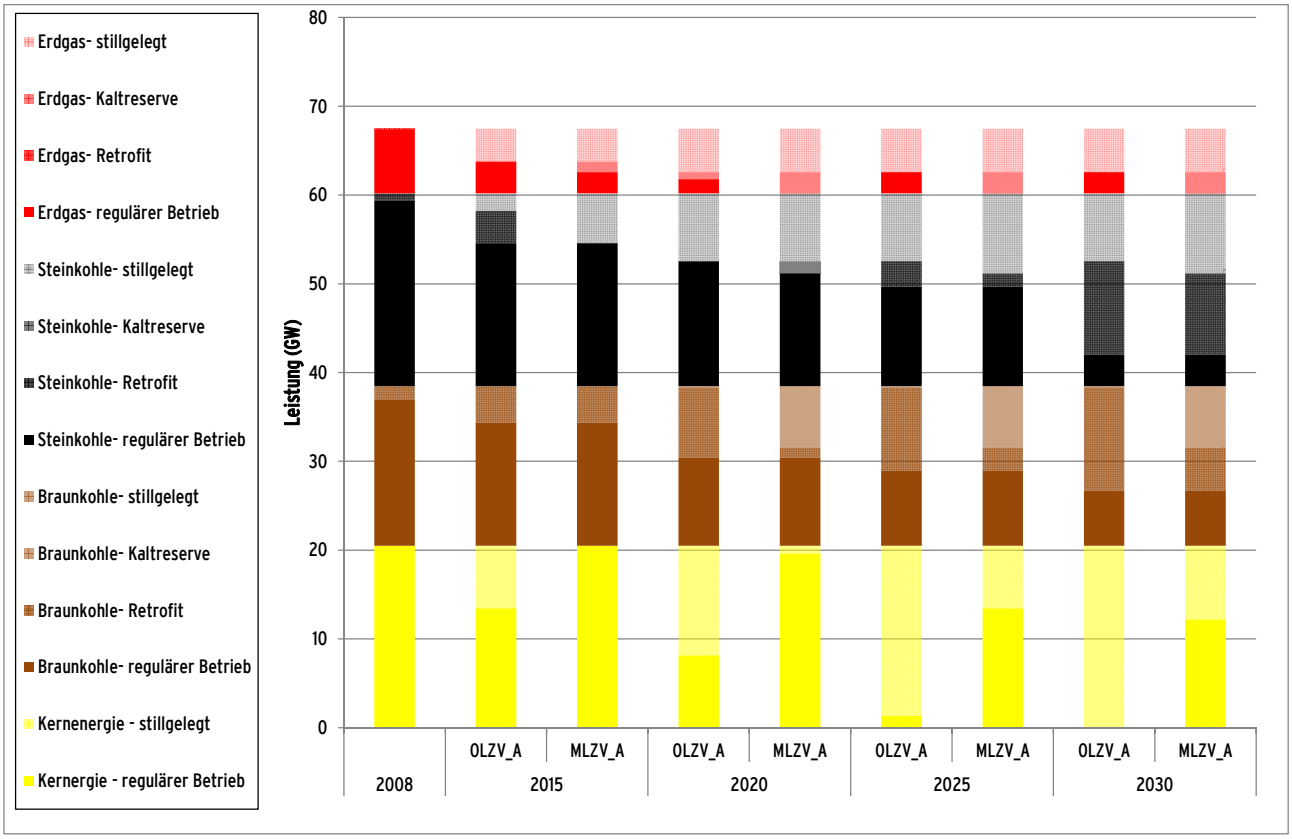


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Zusammenfassung der Betriebszustände

Aus diesen Auswertungen kann geschlossen werden, dass ein längerer Betrieb von Kernkraftwerken (MLZV-Szenario im Vergleich zum OLZV-Szenario) zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke führt (Abb. 4-15). Dies führt zu einem größeren Anteil an Kraftwerksleistung, der in Kaltreserve geht (vor allem Erdgas-Kraftwerke, s. Abb. 4-16). Darüber hinaus wird weniger Kraftwerkskapazität ertüchtigt und die Verlängerung der Betriebsdauer ist kürzer mit Laufzeitverlängerung, vor allem bei Stein- und Braunkohlekraftwerken (Abb. 4-17). Des Weiteren werden Braun- und Steinkohlekraftwerke im MLZV-Szenario verstärkt stillgelegt (Abb. 4-18), was konsistent mit der geringeren Ertüchtigung ist. Abb. 4-19 (Werte in Tab. A- 14 im Anhang) gibt einen Überblick über diese unterschiedlichen Effekte für Bestandskraftwerke. Hierbei werden signifikante Verschiebungen zwischen den Betriebszuständen „regulärer Betrieb“, „Kaltreserve“, „Retrofit“ und „stillgelegt“ durch einen längeren Betrieb von Kernkraftwerken deutlich.

Abb. 4-19: **Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)**



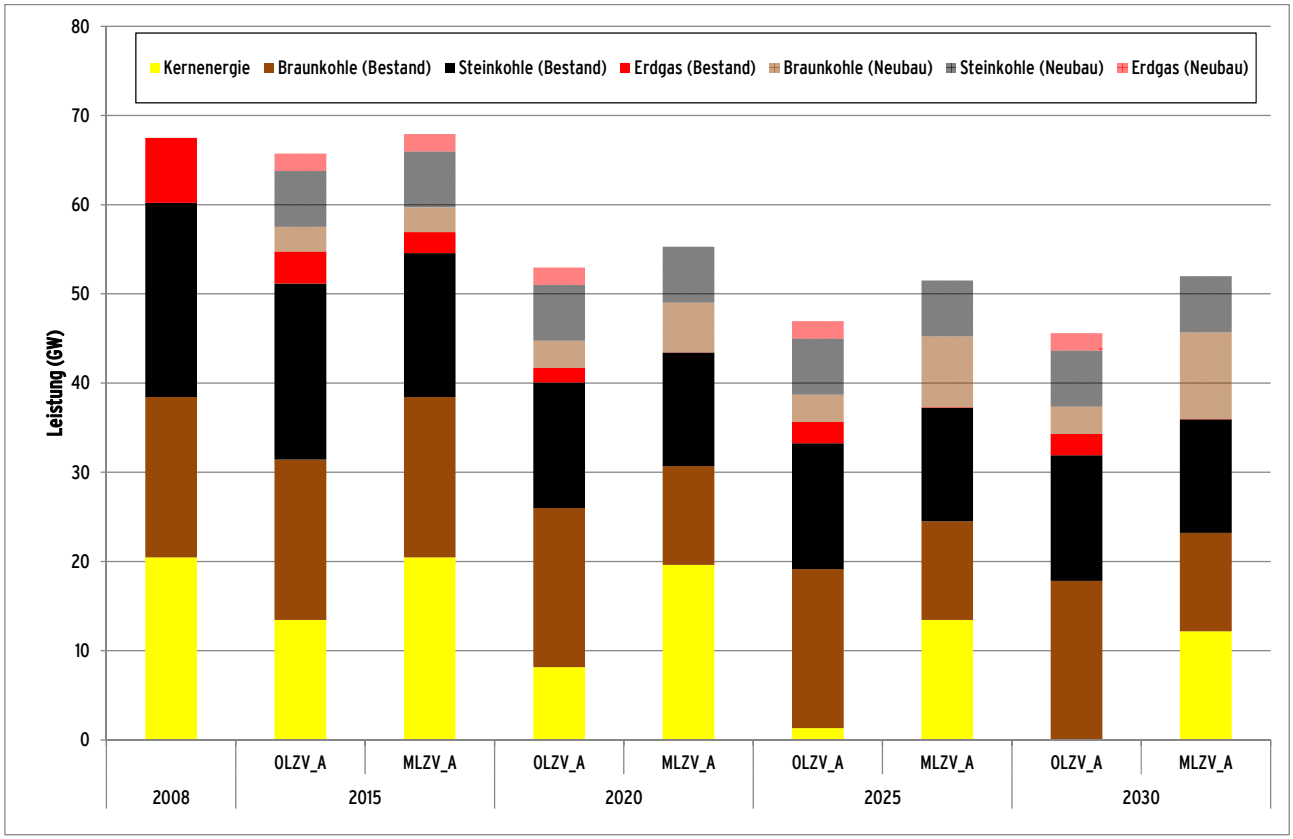
Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Kraftwerkspark in Betrieb

Daraus kann geschlossen werden, dass die Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit bei der Abschätzung der Stilllegungsdynamik im Kraftwerkspark notwendig ist. Eine rein statische Betrachtung (Stilllegung nach technischer Lebensdauer) würde im Fall der Laufzeitverlängerung die verfügbare Kraftwerksleistung überschätzen, da verstärkte Kaltreserve und Stilllegung vernachlässigt werden. Im Fall ohne Laufzeitverlängerung würde die verfügbare Leistung unterschätzt, da Retrofit-Maßnahmen nicht berücksichtigt werden. Damit gleicht sich die konventio-

nelle Kapazität zwischen den Szenarien mit und ohne Laufzeitverlängerung an, die tatsächlich zur Stromerzeugung zur Verfügung steht (also abzüglich der Leistung in Kaltreserve). Abb. 4-20 (Tab. A- 14) fasst die verfügbare Leistung (einschließlich Neubau, abzüglich Kaltreserve) konventioneller Kondensationskraftwerke zusammen. Obwohl die verfügbare Kernenergieleistung durch einen längeren Betrieb der Kernkraftwerke zwischen 2020 und 2030 rund 12 GW größer ist als ohne Laufzeitverlängerung (Tab. A- 9), beträgt der Unterschied an tatsächlicher verfügbarer Leistung des gesamten Kraftwerksparks unter dynamischer Berücksichtigung von Retrofit, Stilllegung und Kaltreserve lediglich 2,3 GW im Jahr 2020 und 6,4 GW im Jahr 2030.

Abb. 4-20: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)



Quelle: Modellergebnisse ELIAS

4.2 Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz B (OLZV_B, MLZV_B)

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ und „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz B dargestellt (OLZV_B, MLZV_B). Der Rahmendatensatz B unterscheidet sich vom Rahmendatensatz A durch ein höheres Niveau der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie eine geringere Stromnachfrage (vgl. Kapitel 3).

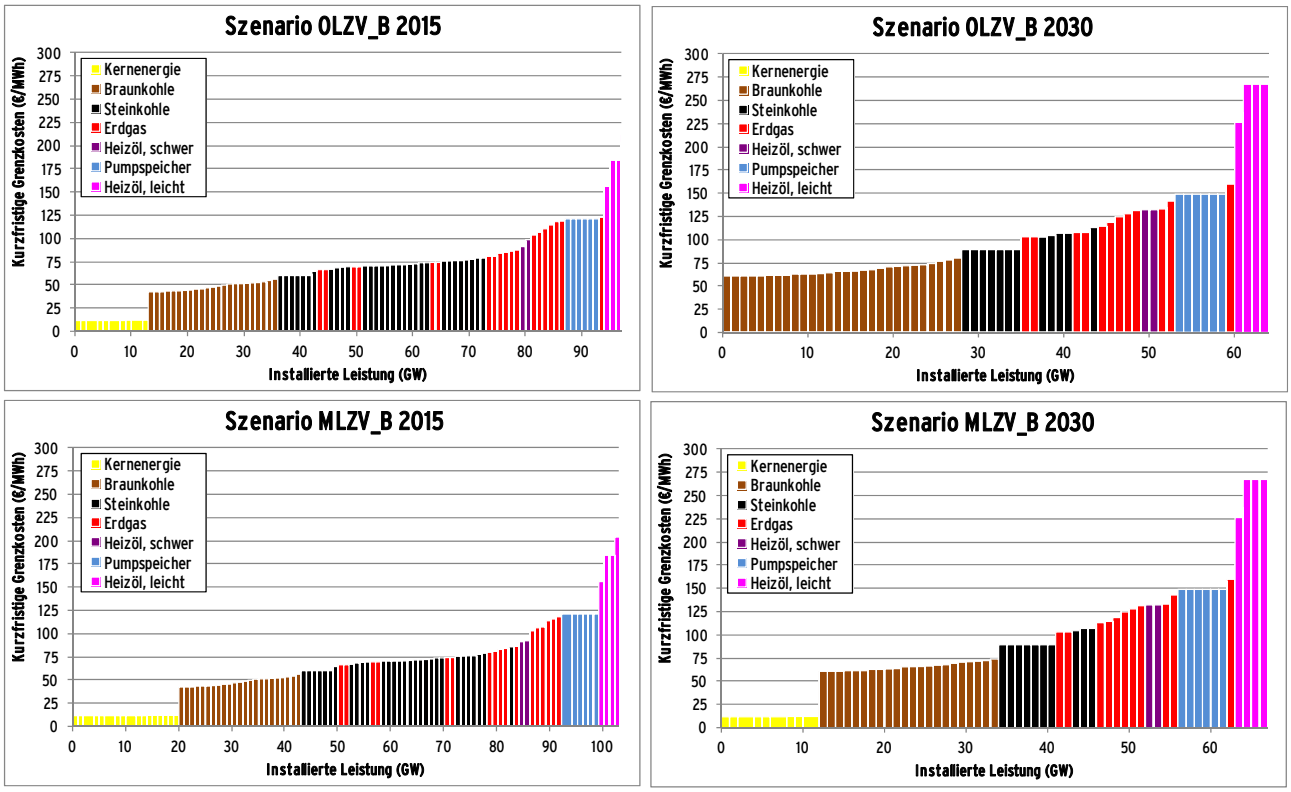
4.2.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES für den Rahmendatensatz B dargestellt. Zunächst werden die Spotpreise auf dem Strommarkt diskutiert. Anschließend wird die Kraftwerkseinlastung analysiert.

Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks

In Abb. 4-21 ist exemplarisch für die Jahre 2015 und 2030 für die Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ (oben) und „mit Laufzeitverlängerung“ (unten) die Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks dargestellt. Während sich die Merit Order damit in Bezug auf die in Betrieb befindliche Leistung an Kernkraftwerken zwischen den Szenarien mit Rahmendatensatz A und B nicht unterscheidet, ist aufgrund der im Rahmendatensatz B verwendeten höheren Preise für CO_2-Zertifikate eine ansatzweise Durchmischung von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken auffällig. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade können sich neuere Erdgaskraftwerke in der Merit Order vor ältere Steinkohlekraftwerke mit geringen Wirkungsgraden positionieren.

Abb. 4-21: Vergleich der Merit Order der Jahre 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_B und MLZV_B



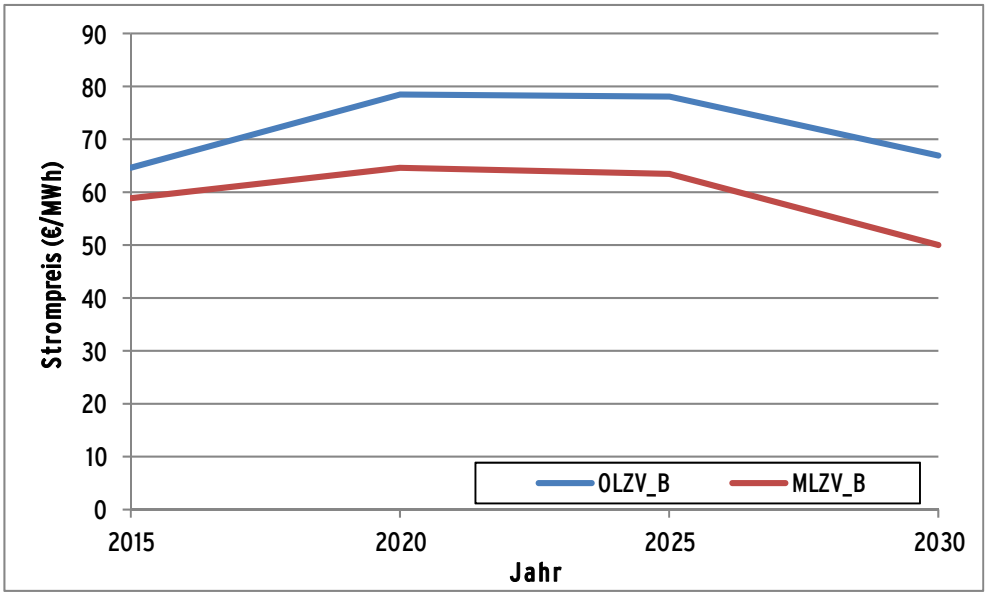
Quelle: Modellergebnisse MICOES

Strompreise

In Abb. 4-22 sind für die berechneten Stützjahre 2015-2030 die durchschnittlichen Strompreise am Spotmarkt angegeben. Während die Strompreise von 2015 bis 2020 ansteigen, fallen sie in den Stützjahren 2025 und 2030 wieder. Dies liegt neben der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien an der unterstellten sinkenden Stromnachfrage, welche den Effekt der Preissteigerung von fossilen Brennstoffen und CO_2-Zertifikaten überkompensiert. Durch die im Rahmendatensatz B angenommenen höheren Preise für fossile Brennstoffe wie auch CO_2-Zertifikate liegen die Spotpreise hier auf einem höheren Niveau als im Szenario mit dem Rahmendatensatz A (vgl. auch Abb. 4-2).

Die Differenz der durchschnittlichen Strompreise zwischen den Szenarien OLZV_B und MLZV_B steigt bis 2020 auf 14 €/MWh und danach bis 2030 auf 17 €/MWh an.

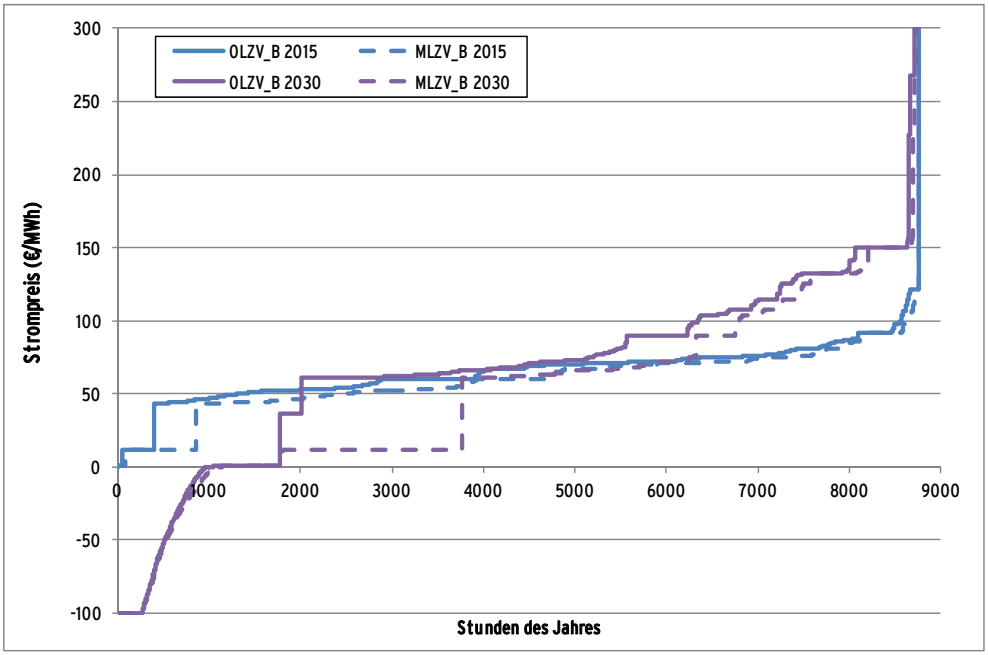
Abb. 4-22: Strompreise am Spotmarkt für den Rahmendatensatz B, 2015 – 2030



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-23 sind die stündlichen Preise der betrachteten Stützjahre als Dauerlinie dargestellt.

Abb. 4-23: Jahresdauerlinie der Strompreise für die Stützjahre 2015 und 2030 für den Rahmendatensatz B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

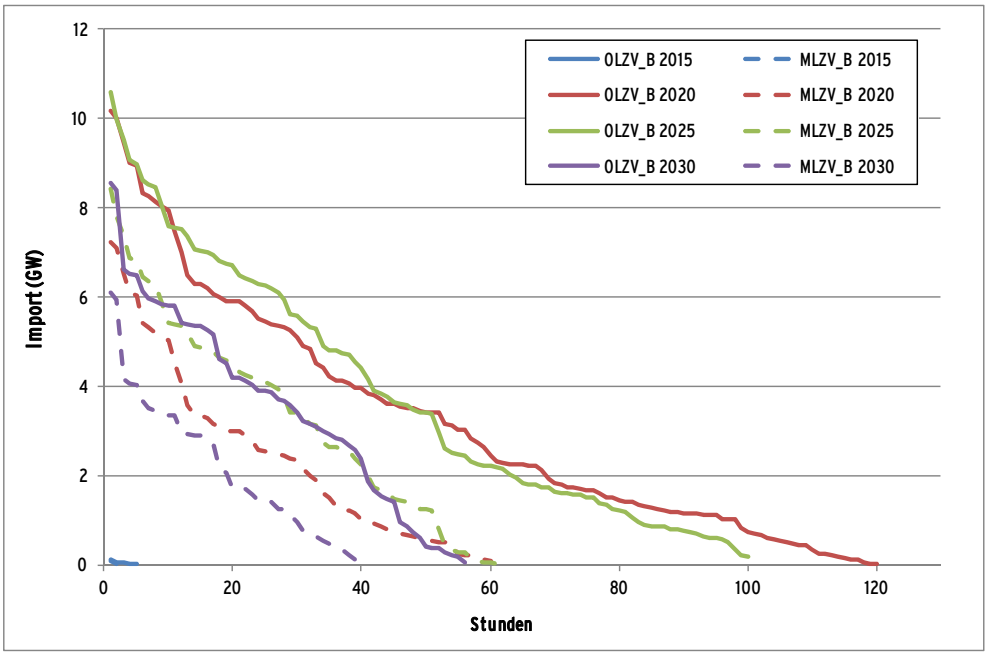
Hierbei ist auffällig, dass die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2030 auf über 1000 zunimmt (vgl. Abb. 3-6 hinsichtlich der geringeren Residuallast im Jahr 2030). Weiterhin ist im Vergleich der Szenarien OLZV_B und MLZV_B auffallend, dass durch die Laufzeitverlängerung und die damit zusammenhängenden höheren Anteile an unflexiblen Kernkraftwerkskapazitäten häufiger Kernkraftwerke die preissetzenden Kraftwerke sind. Die Stunden, in denen Kernkraftwerke den Preis setzen, sind dabei in der Dauerlinie bei der Höhe des Strompreises von knapp 12 €/MWh zu sehen. Der Anstieg der Brennstoff- und CO_2-Preise, der für den

Rahmendatensatz B stärker ist als für Rahmendatensatz A, ist daran erkennbar, dass sich die Dauerlinien des Stützjahres 2030 in den ca. 5000 teuersten Stunden oberhalb der Dauerlinie von 2015 liegen.

Import durch das Modell

Im Stützjahr 2015 wird Import nur in 5 bzw. 2 Stunden (Szenario OLZV_B bzw. MLZV_B) genutzt. In den Jahren 2020 und 2025 wird der Import stärker genutzt. Das Maximum des Importes beträgt 10,6 GW im Jahr 2025 im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“. Im Jahr 2030 ist der Importbedarf durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und gleichzeitig zurückgehender Stromnachfrage geringer als 2025. Der Import liegt durch die im Rahmendatensatz B angenommene geringere Stromnachfrage unterhalb der Werte im Rahmendatensatz A (vgl. Abb. 4-4).

Abb. 4-24: Häufigkeit und Höhe des Imports für den Rahmendatensatz B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Gemessen an der gesamten Stromerzeugung nimmt der Import allerdings nur einen geringen Anteil ein (s. Tab. 4-4, Zeile „Summe (GWh)“). Der höchste Wert liegt im Jahr 2020 im Szenario OLZV_B bei knapp 400 GWh. Im Szenario MLZV_B dagegen liegt das Maximum im Jahr 2025 bei etwa 200 GWh. Durch die geringere Nettostromerzeugung bei gleichem Ausbau erneuerbarer Energien ist der Importbedarf für den Rahmendatensatz B in allen Jahren geringer als für den Rahmendatensatz A.

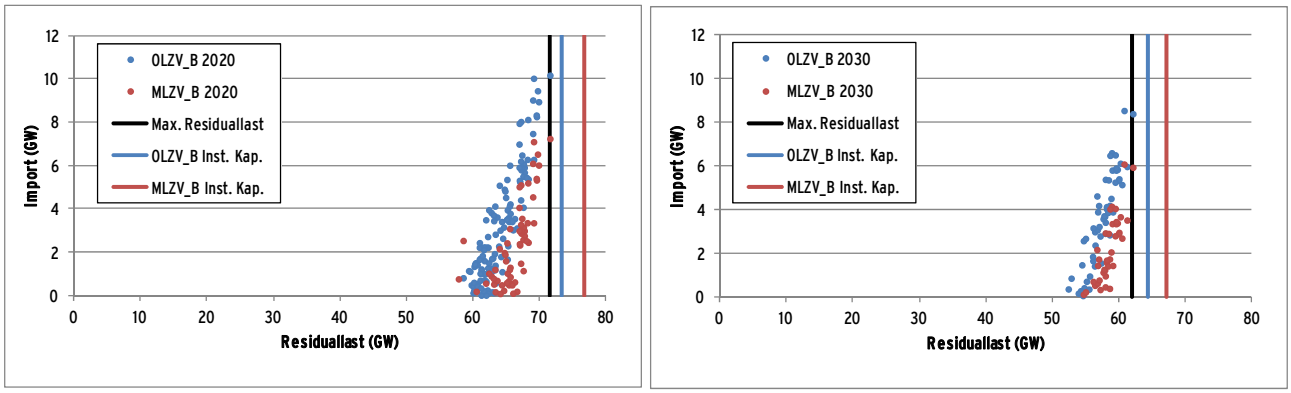
Tab. 4-4: Import in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B

Jahr	2015		2020		2025		2030	
Szenario	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
Anzahl Stunden	5	2	120	60	100	61	56	39
Maximum (GW)	0,1	0,1	10,2	7,2	10,6	8,4	8,5	6,1
Summe (GWh)	0,2	0,1	383,2	144,9	379,7	202,2	197,2	86,2

Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-25 ist dargestellt, bei welchen Residuallasten in den einzelnen Stützjahren 2020 und 2030 Strom importiert wird. Ergänzend ist das Maximum der Residuallast und die Höhe der installieren Leistung an konventionellen Kraftwerken des jeweiligen Jahres in den Szenarien OLZV und MLZV dargestellt. An dieser Darstellung ist zunächst erkennbar, dass die installierte Leistung in den Szenarien OLZV stets geringer ist als in den Szenarien MLZV. Aus diesem Grund wird in den Szenarien OLZV auch stets bei geringeren Residuallasten importiert als im Szenario MLZV. Die Verschiebung der Importpunkte zwischen OLZV und MLZV entspricht nahezu der Differenz an installierte Leistung. Gleiches gilt für die Maxima des Importes.

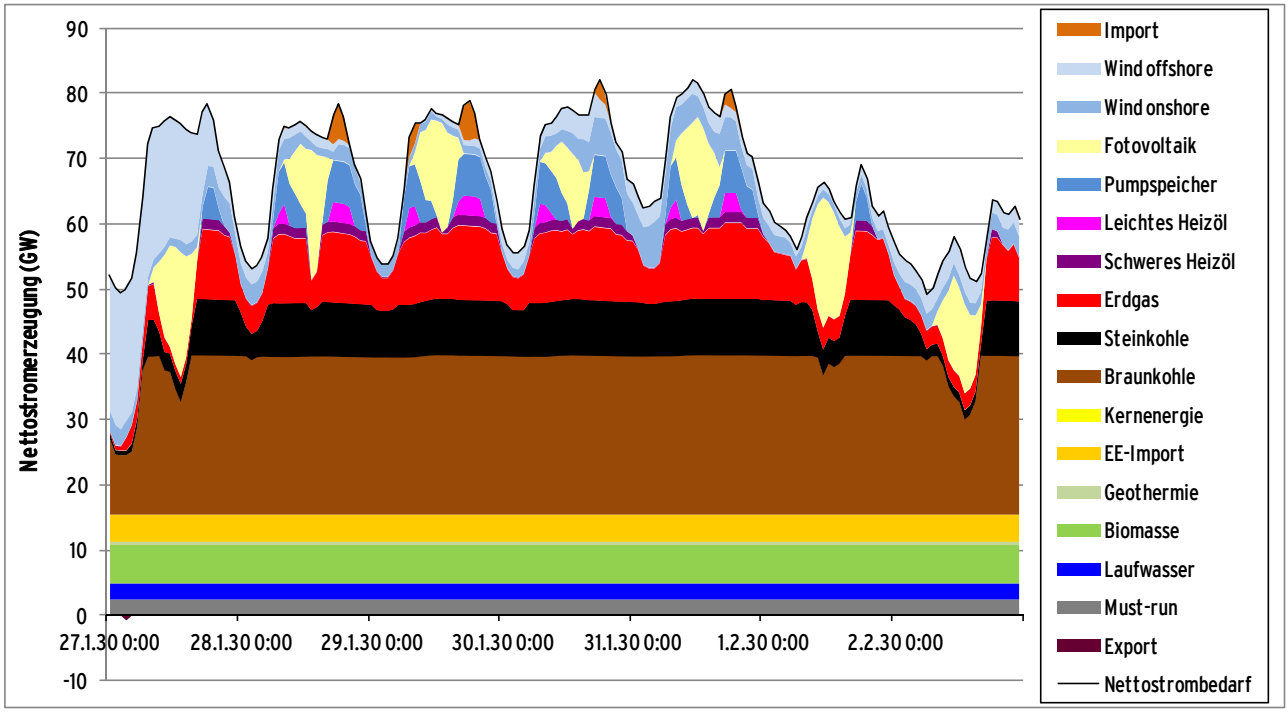
Abb. 4-25: Import in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-26 ist die Einlastung in einer exemplarischen Winterwoche mit geringer Windstromeinspeisung für das Jahr 2030 im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Im Szenario OLZV_B sind im Jahr 2030 keine Kernkraftwerke mehr am Netz. In dieser Woche wird die Grundlast an den Tagen mit wenig Wind von Braun- und Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Für die Mittellast werden Kraftwerke auf Basis von Erdgas betrieben, die aufgrund der geringeren Stromnachfrage im Rahmendatensatz B aber geringere Einsatzzeiten als für den Rahmendatensatz A haben (vgl. Abb. 4-6). Für die Lastspitzen morgens und insbesondere abends reicht die verfügbare Leistung zum Teil nicht aus, so dass im Maximum rund 6 GW Strom über wenige Stunden importiert werden muss. Durch die geringere Stromnachfrage sind die Leistungsspitzen aber geringer als für den Rahmendatensatz A, was zu geringerem Import führt.

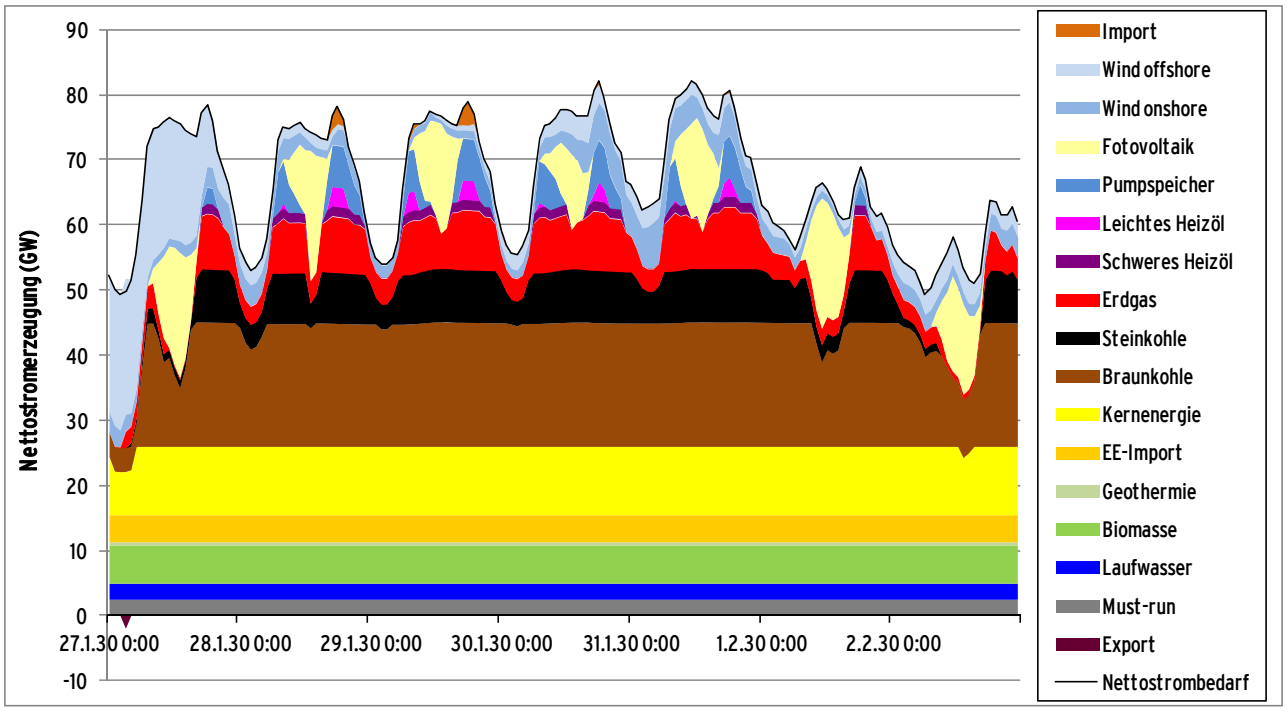
Abb. 4-26: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-27 ist die Einlastung in der gleichen Winterwoche für das Jahr 2030 im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Durch die höhere installierte Leistung muss nur in den Abendstunden in geringem Umfang Strom importiert werden. Auch das Maximum des Imports ist hier mit 3,5 GW geringer. Die Braunkohlekraftwerke werden in dieser Woche kaum in Teillast gefahren. Für die Mittellast werden Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eingesetzt.

Abb. 4-27: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Winterwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B

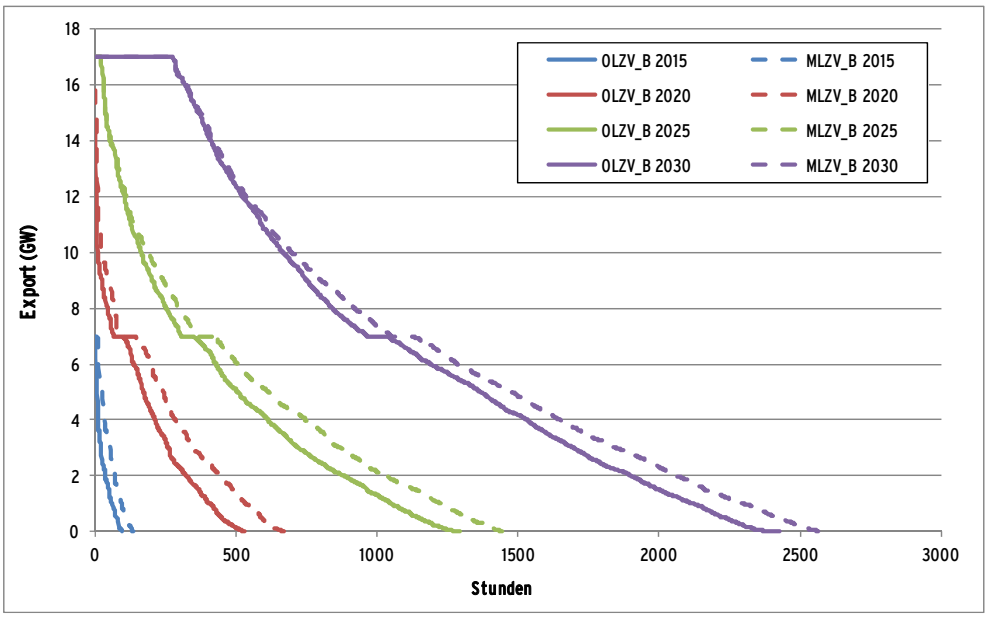


Quelle: Modellergebnisse MICOES

Export durch das Modell

In Abb. 4-28 ist die Häufigkeit und Höhe des Exportes dargestellt. Im Szenario MLZV_B wird in allen Stützjahren häufiger exportiert und dies bei höheren Leistungen als im Szenario OLZV_B.

Abb. 4-28: Häufigkeit und Höhe des Exports in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Tab. 4-5 ist erkennbar, dass wie für Rahmendatensatz A eine Abregelung von Erneuerbaren erst in den Jahren 2025 und 2030 nötig wird. Im Jahr 2030 liegt die notwendige Abregelung in der Größenordnung von 1.500 GWh. Diese Abregelung ist etwa 1 TWh höher als für Rahmendatensatz A, weil im Rahmendatensatz B von einer geringeren Stromnachfrage bei gleichem Ausbau der erneuerbaren Energien und damit gleicher Stromproduktion aus fluktuierenden Quellen (Fotovoltaik, Wind) ausgegangen wird. Dies führt häufiger zu Situationen mit hohen negativen Residuallasten (vgl. Abb. 3-6) und damit höherem Export als für Rahmendatensatz A.

Tab. 4-5: Export in den Stützjahren 2015 bis 2030 für den Rahmendatensatz B

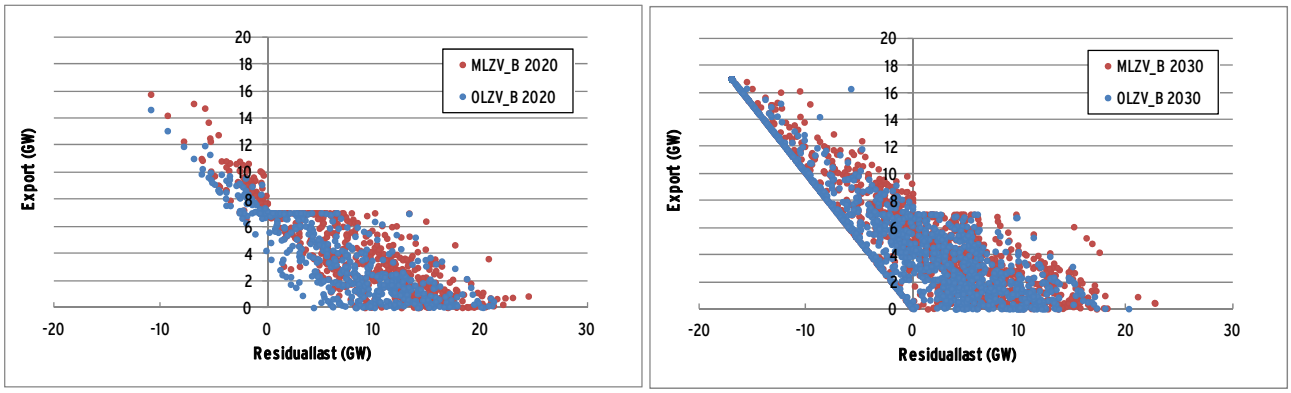
Jahr	2015		2020		2025		2030	
Szenario	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
Anzahl Stunden	96	133	529	671	1.295	1.445	2.427	2.571
Maximum (GW)	7,0	7,0	14,6	15,8	27,8	27,8	43,6	43,6
Export gesamt (GWh)	175	343	1.920	2.654	6.241	7.309	18.571	19.834
Export nur EE (GWh)	0	0	220	220	3.508	3.508	14.568	14.568
Export Konv. KW (GWh)	175	343	1.700	2.434	2.733	3.800	4.003	5.266
davon Export, der Kuppelstellenkapazität übersteigt (GWh)	0	0	0	0	49	49	1.562	1.562

Quelle: Modellergebnisse MICOES

Der Export aus konventionellen Kraftwerken ist im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ aufgrund der höheren Kapazität an unflexiblen Grundlastkraftwerken deutlich höher als im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“. Die absolute Höhe des Exportes unterscheidet sich zwischen den Szenarien OLZV_B und MLZV_B insgesamt aber nicht sehr stark.

In Abb. 4-29 ist erkennbar, dass aufgrund der höheren Anzahl an Grundlastkraftwerken (Kernenergie und Braunkohle) in den MLZV-Szenarien bereits bei höheren Residuallasten Strom exportiert werden muss. Da durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien die Residuallast bis 2030 immer geringer wird, nehmen bis 2030 die Exporte deutlich zu.

Abb. 4-29: Export in den Jahren 2020 und 2030 in Abhängigkeit von der Residuallast für den Rahmendatensatz B

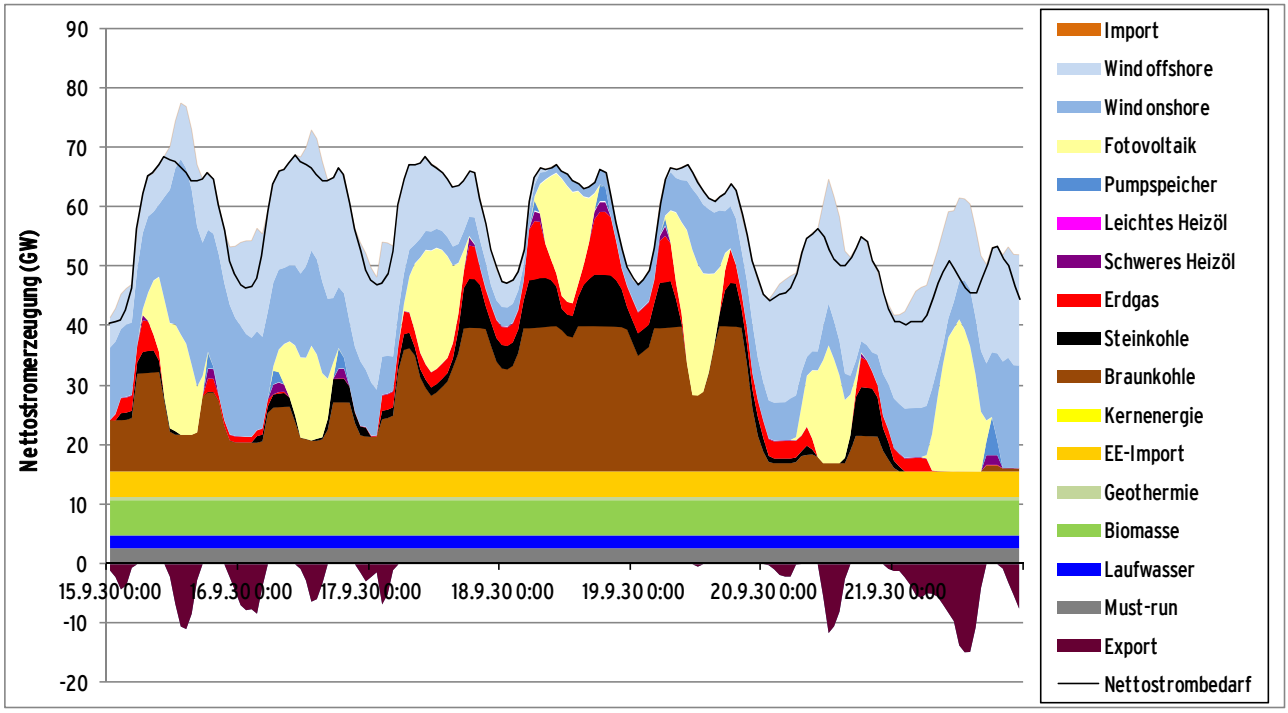


Quelle: Modellergebnisse MICOES

In Abb. 4-30 ist die Einlastung in einer exemplarischen Sommerwoche mit hoher Windstromeinspeisung für das Jahr 2030 im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Im Szenario OLZV_B sind im Jahr 2030 keine Kernkraftwerke mehr am Netz. Die in Grundlast betriebenen Braunkohlekraftwerke müssen aufgrund der hohen Windstromeinspeisung häufig in Teillastbetrieb gefahren oder teilweise ganz abgeschaltet werden. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke werden nur zeitweilig bei geringerer Windstromeinspeisung benötigt. Insbesondere in den Mittagstunden bei hoher Einspeisung von Solarstrom und nachts sowie am Wochenende bei geringerer Stromnachfrage muss Strom exportiert werden.

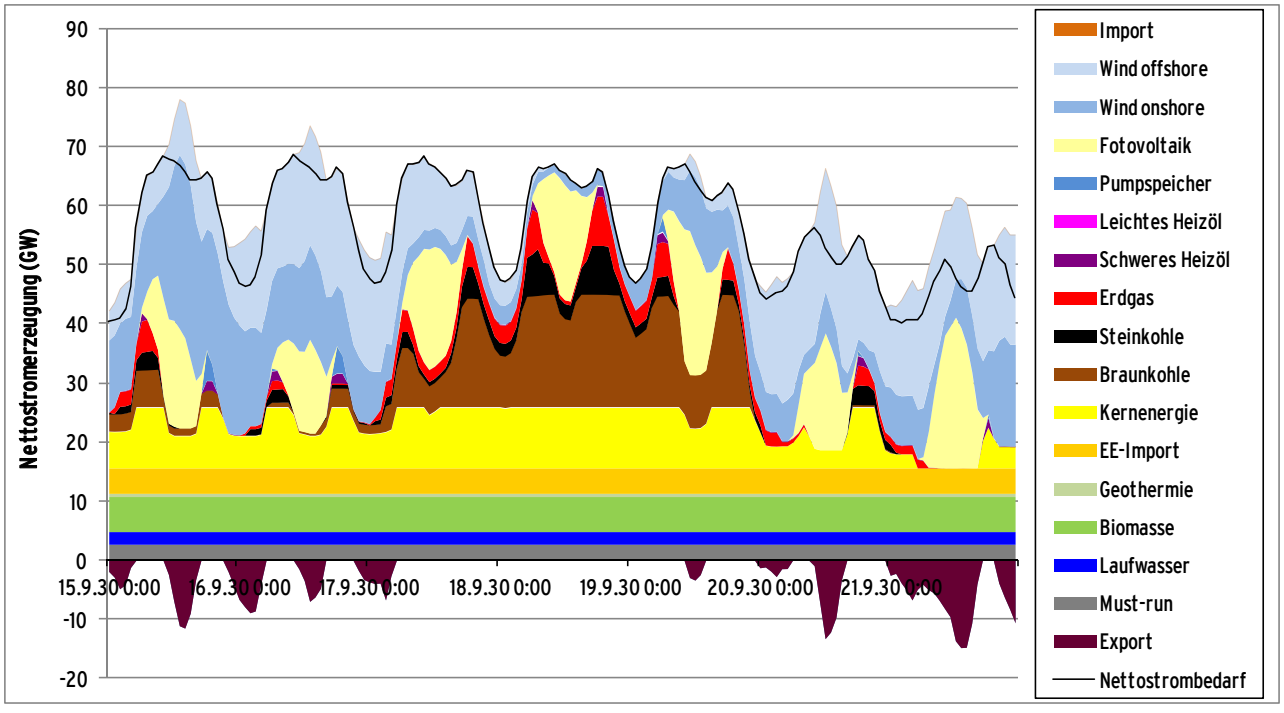
In Abb. 4-31 ist die Einlastung in der gleichen Sommerwoche für das Jahr 2030 im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ dargestellt. Die noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke müssen aufgrund der hohen Windstromeinspeisung häufig in Teillast betrieben oder teilweise abgeschaltet werden. Braunkohle-, Steinkohle- sowie Erdgaskraftwerke werden zur zeitweilig benötigt. Der Export ist im Vergleich zum Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ höher.

Abb. 4-30: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario OLZV_B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Abb. 4-31: Einlastung des Kraftwerksparks in einer Spätsommerwoche im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B

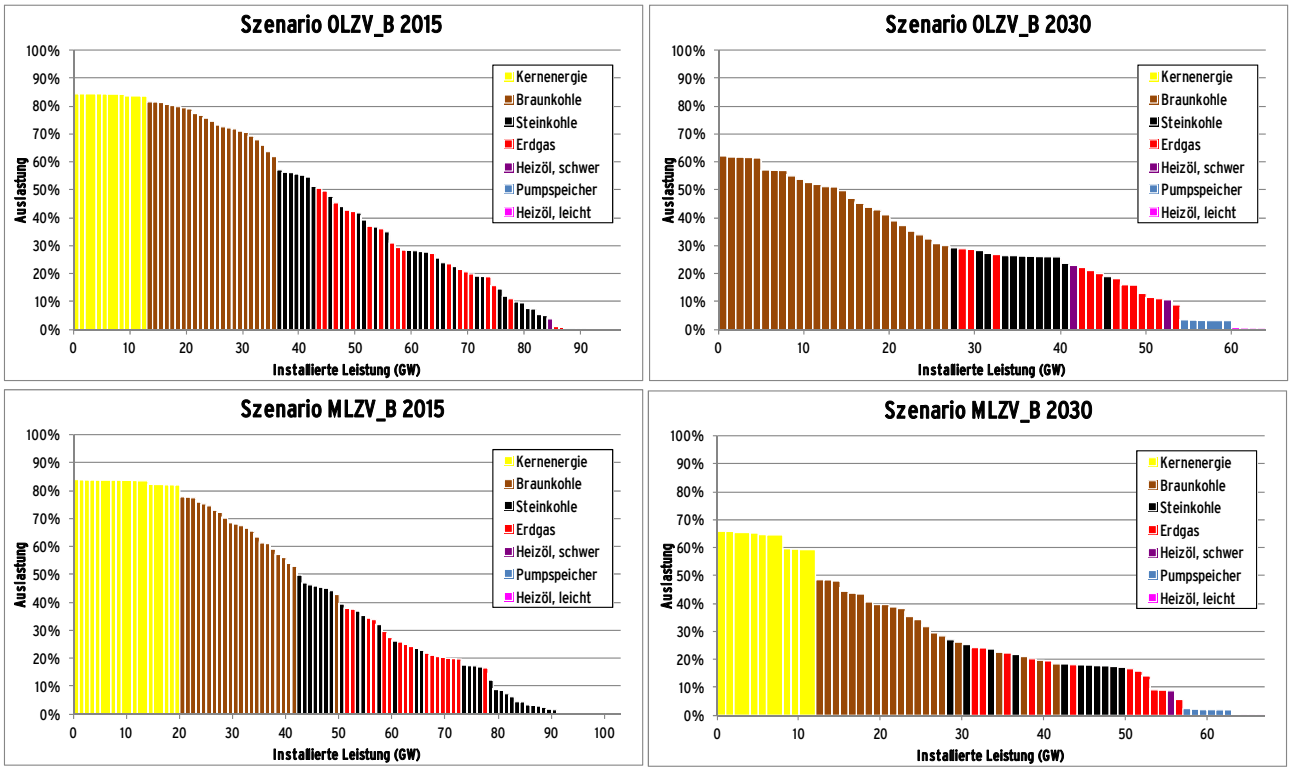


Quelle: Modellergebnisse MICOES

Auslastungen des konventionellen Kraftwerksparks

In Abb. 4-32 ist für die Jahre 2015 und 2030 für die Szenarien „ohne Laufzeitverlängerung“ (oben) und „mit Laufzeitverlängerung“ (unten) die prozentuale Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks widergegeben.

Abb. 4-32: Auslastungen der konventionellen Kraftwerke in den Jahren 2015 und 2030 in den Szenarien OLZV_B und MLZV_B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Während die Auslastungen von Kernkraftwerken sowohl im Szenario OLZV_B als auch im Szenario MLZV_B 2015 noch über 80 % liegen, sinken diese im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B auf etwa 60 % bis 65 % ab. Die Auslastung liegt im Szenario MLZV_B somit noch unter der Auslastung im Szenario MLZV_A, was der insgesamt geringeren Nettostromerzeugung geschuldet ist.

Braunkohlekraftwerke erreichen 2015 im Szenario OLZV_B noch Auslastungen zwischen 60 % und 80 %, im Jahr 2030 sinkt die Auslastung auf 30 % bis 60 %. Im Szenario MLZV_B liegt die Auslastung 2015 mit 50 % bis 75 % schon unter den Werten des OLZV-Szenarios. Im Jahr 2030 liegt die Auslastung sogar nur noch bei 20 % bis 45 %. Aufgrund ihrer vorderen Position in der Merit Order (vgl. Abb. 4-21) erreichen die Braunkohlekraftwerke jedoch noch eine hohe Auslastung verglichen mit Steinkohle- bzw. Erdgaskraftwerken.

Während neuere Steinkohlekraftwerke 2015 ohne Laufzeitverlängerung zu 50 % bis 55 % und ältere Steinkohlekraftwerke teilweise sogar nur zu 30 % ausgelastet sind, sinkt dieser Wert auf deutlich unter 30 % im Jahr 2030. Analog sinkt die Auslastung im Szenario MLZV von 40 % bis 50 % im Jahr 2015 auf nur noch unter 20 % im Jahr 2030. Die ältesten Steinkohlekraftwerke erreichen sogar nur noch geringere Auslastungen als neuere Erdgaskraftwerke.

Im Jahr 2015 erreichen Erdgas-GuD-Kraftwerke im Szenario OLZV_B noch etwa 50 % Auslastung, im Szenario MLZV dagegen nur ca. 40 %. Während neuere GuD-Kraftwerke im Jahr 2030 ohne Laufzeitverlängerung eine Auslastung von nur noch etwa 30 % erreichen, liegt sie mit Laufzeitverlängerung nur noch bei knapp über 20 %. Die Auslastung älterer Anlagen liegt noch unter diesen Werten.

Diese Auslastungen haben Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Dies wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

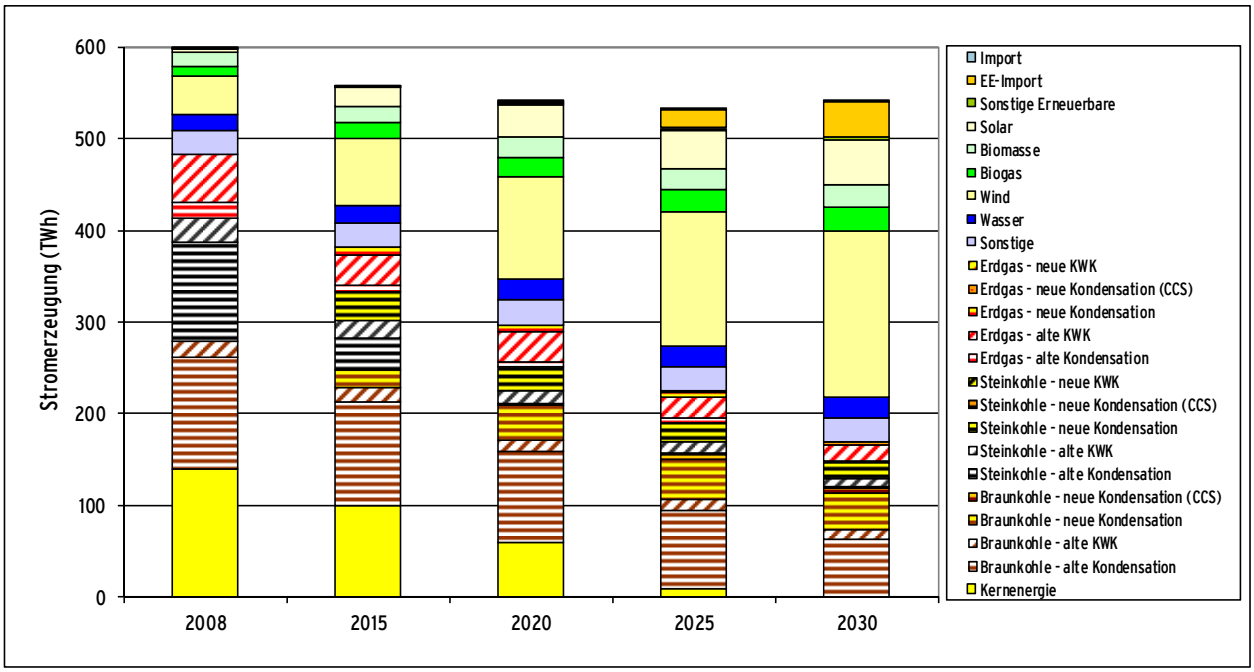
4.2.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS

Stromerzeugung und CO_2-Emissionen

Abb. 4-33 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und der CO_2-Emissionen im Szenario „ohne Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz B (die Entwicklung der installierten Leistung kann Tab. A- 16 im Anhang entnommen werden). Trotz der insgesamt deutlich fallenden gesamten Stromnachfrage, nimmt die Stromerzeugung aus Braunkohle lediglich leicht von 139,3 TWh im Jahr 2008 auf 118,6 TWh im Jahr 2030 ab. Im Gegenzug dazu nehmen die Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas im gleichen Zeitraum stark ab (von 133,9 TWh auf 27,3 TWh bzw. 70,0 TWh auf 22,9 TWh). Neue Erdgas- und Steinkohle-Kraftwerke werden vor allem 2015 gebaut und entsprechen im Wesentlichen den Kraftwerken, die sich bereits in Bau befinden (Tab. 3-3). Eine sinkende Stromerzeugung in alten Braunkohlekraftwerken wird durch Bau neuer Braunkohlekraftwerke teilweise kompensiert. Der Stromimport ist sehr gering (0,2 TWh im Jahr 2030). Der Stromexport erhöht sich auf 18,6 TWh im Jahr 2030. Die fossile KWK-Stromerzeugung nimmt um fast zwei Drittel auf 35,3 TWh im Jahr 2030 ab. Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung und die Abnahme der Stromnachfrage sinken die CO_2-Emissionen um fast die Hälfte im gleichen Zeitraum.

Abb. 4-34 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und der CO_2-Emissionen im Szenario „mit Laufzeitverlängerung“ für den Rahmendatensatz B (Tab. A- 17 im Anhang enthält die entsprechende installierte Leistung). Durch die generell sinkende Stromnachfrage und die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke nimmt die kohlebasierte Stromerzeugung deutlich ab (von 139,3 TWh (2008) auf 68,1 TWh (2030) für Braunkohle und von 133,9 TWh (2008) auf 19,2 TWh (2030) für Steinkohle). Die Erdgasverstromung wiederum nimmt um mehr als drei Viertel im gleichen Zeitraum ab auf lediglich 15,6 TWh im Jahr 2030. Es findet ein Zubau neuer Braunkohle-Kraftwerke (mit einer Stromerzeugung von 23,8 TWh im Jahr 2030) statt, während zeitgleich die Stromerzeugung alter Braunkohle-Kraftwerke deutlich zurückgeht. Neue Erdgas- und Steinkohlekraftwerke werden 2015 gebaut, entsprechend der sich zurzeit in Bau befindlichen Leistung (Tab. 3-3), jedoch nicht zu einem späteren Zeitpunkt, da Braunkohle-Kraftwerke die niedrigsten Vollkosten aller Kraftwerksoptionen aufweisen. Der Import von Strom nimmt nur leicht auf 0,1 TWh im Jahr 2030 zu, während im gleichen Jahr 19,8 TWh exportiert werden. Die fossile KWK-Stromerzeugung nimmt um mehr als zwei Drittel auf 28,1 TWh im Jahr 2030 ab. Die CO_2-Emissionen sinken um mehr als zwei Drittel über den Szenarienhorizont.

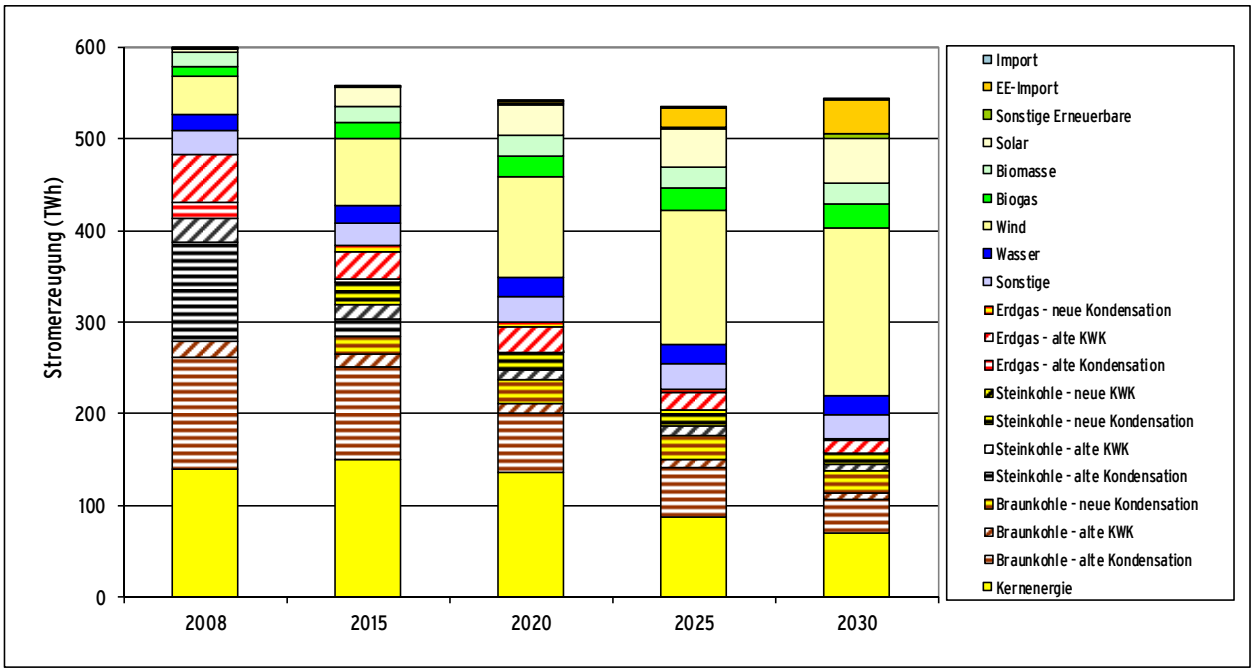
Abb. 4-33: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_B)



	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	139,1	98,8	58,8	9,3	0,0
Braunkohle	139,3	148,6	149,8	146,1	118,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	19,7	38,2	45,0	41,1
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	4,8	4,8
davon alte Kondensations-KW	122,1	114,3	99,1	84,9	63,2
davon alte KWK	17,2	14,7	12,5	11,4	9,4
Steinkohle	133,9	84,6	41,5	35,2	27,3
davon neue Kondensations-KW	0,0	30,5	24,6	21,2	16,7
davon alte Kondensations-KW	107,7	35,6	1,9	1,6	1,2
davon alte KWK	26,2	18,5	14,9	12,4	9,3
Erdgas	70,0	50,0	46,1	33,5	22,9
davon neue Kondensations-KW	0,0	8,5	6,8	5,3	3,7
davon neue KWK	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
davon alte Kondensations-KW	18,5	7,5	6,5	4,7	2,7
davon alte KWK	51,5	34,0	32,6	23,3	16,4
Erneuerbare	90,6	148,9	215,5	279,9	344,7
Sonstige	26,2	26,0	28,2	27,2	26,4
Import	0,0	0,0	0,4	0,4	0,2
Summe	598,9	556,9	540,3	531,6	540,2
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	94,9	67,2	60,1	47,3	35,3
davon Export	0,0	0,2	1,9	6,2	18,6
CO_2-Emissionen (Mio. t)	305,2	249,5	212,7	192,5	154,7

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Abb. 4-34: Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_B)



	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	139,1	149,8	136,5	87,3	69,4
Braunkohle	139,3	133,5	99,6	89,4	68,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	18,9	24,9	26,2	23,8
davon alte Kondensations-KW	122,1	101,1	63,9	53,8	37,1
davon alte KWK	17,2	13,6	10,8	9,4	7,3
Steinkohle	133,9	59,8	30,9	26,8	19,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	25,1	18,7	16,6	11,9
davon neue KWK	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2
davon alte Kondensations-KW	107,7	20,3	0,0	0,0	0,0
davon alte KWK	26,2	14,4	11,9	9,9	7,1
Erdgas	70,0	39,3	32,3	23,5	15,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,5	4,4	3,6	2,1
davon alte Kondensations-KW	18,5	4,1	0,2	0,1	0,0
davon alte KWK	51,5	28,6	27,6	19,8	13,5
Erneuerbare	90,6	148,7	214,2	279,2	344,2
Sonstige	26,2	25,8	27,4	26,7	26,1
Import	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
Summe	598,9	556,9	541,0	533,1	542,8
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	94,9	56,6	50,6	39,4	28,1
davon Export	0,0	0,3	2,7	7,3	19,8
CO_2-Emissionen (Mio. t)	305,2	210,3	148,9	131,1	101,6

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. 4-6 vergleicht die Stromerzeugung zwischen dem Szenario OLZV und MLZV (Tab. A- 18 im Anhang zeigt einen Vergleich der installierten Leistung). Wie für Rahmendatensatz A wird die erhöhte Stromerzeugung durch die verlängerte Laufzeit der Kernkraftwerke (um 69,4 TWh im Jahr 2030) durch eine geringere Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken kompensiert. Aufgrund des ohnehin geringen Niveaus der Verstromung aus Steinkohle und Erdgas im Jahr 2030

(Abb. 4-33 und Abb. 4-34), wird die Zunahme der Kernenergieverstromung vor allem durch eine Reduzierung der Braunkohleverstromung (um 50,5 TWh im Jahr 2030) ausgeglichen (vgl. die stark gesunkene Auslastung in Abb. 4-32). Der Stromimport unterscheidet sich nur geringfügig zwischen den Szenarien. Die Stromerzeugung in Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher unter „Erneuerbare“ und Öl unter „Sonstige“) liegt geringfügig unter der im OLZV-Szenario (um 0,5 TWh bzw. 0,3 TWh im Jahr 2030). Der Export liegt im MLZV-Szenario um 1,3 TWh über dem OLZV-Szenario. Die fossile KWK-Stromerzeugung liegt im MLZV-Szenario über den Szenarienhorizont bis zu 10 TWh unter der im OLZV-Szenario. Aufgrund der geringeren fossilen Stromerzeugung liegen die jährlichen CO_2-Emissionen im Fall der Laufzeitverlängerung um mehr als 50 Mio. t in den Jahren 2020 bis 2030 unter denen für den Ausstieg aus der Kernenergie.

Tab. 4-6: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_B-OLZV_B)

	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	0,0	51,0	77,7	78,0	69,4
Braunkohle	0,0	-15,0	-50,2	-56,7	-50,5
davon neue Kondensations-KW	0,0	-0,8	-13,3	-18,7	-17,4
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	-4,8	-4,8
davon alte Kondensations-KW	0,0	-13,2	-35,2	-31,1	-26,1
davon alte KWK	0,0	-1,0	-1,7	-2,0	-2,2
Steinkohle	0,0	-24,9	-10,6	-8,4	-8,0
davon neue Kondensations-KW	0,0	-5,4	-6,0	-4,6	-4,8
davon neue KWK	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2
davon alte Kondensations-KW	0,0	-15,3	-1,9	-1,6	-1,2
davon alte KWK	0,0	-4,1	-3,0	-2,4	-2,2
Erdgas	0,0	-10,7	-13,8	-10,0	-7,4
Erneuerbare	0,0	-0,2	-1,3	-0,8	-0,5
Sonstige	0,0	-0,2	-0,8	-0,5	-0,3
Import	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,1
Summe	0,0	0,0	0,7	1,5	2,6
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	0,0	-10,6	-9,6	-7,8	-7,3
davon Export	0,0	0,2	0,7	1,1	1,3
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0,0	-39,2	-63,8	-61,4	-53,2

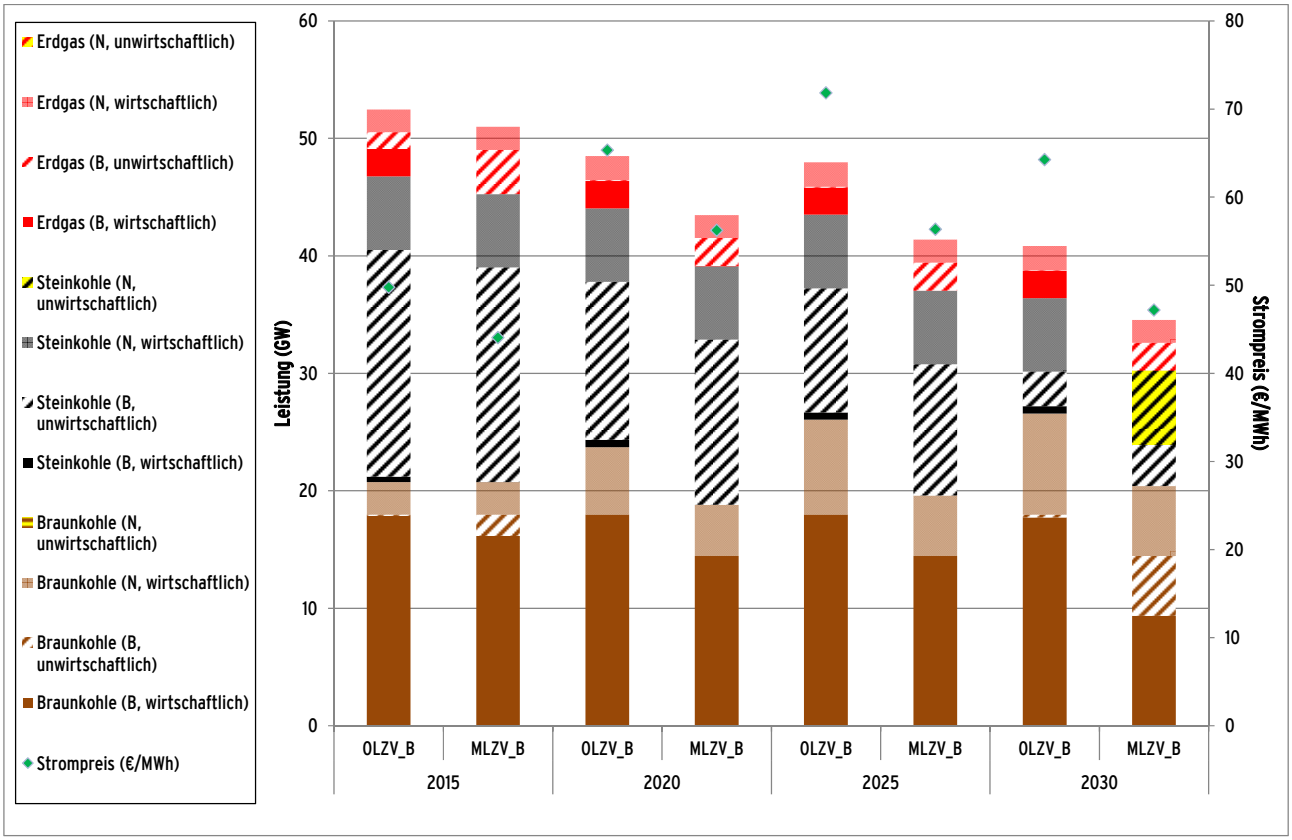
Quelle: Eigene Berechnungen

Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs

Abb. 4-35 (Werte in Tab. A- 19 im Anhang) vergleicht die Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke zwischen dem OLZV- und dem MLZV-Szenario für den Rahmendatensatz B. Wie im Rahmendatensatz A ist der Betrieb von Braunkohlekraftwerken überwiegend wirtschaftlich, mit Ausnahme einiger Braunkohle-Bestandskraftwerke in den Jahren 2015 und 2030. Im Gegensatz zum Rahmendatensatz A sind Steinkohle-Bestandskraftwerke jedoch in allen Jahren zu großen Teilen unwirtschaftlich und Steinkohle-Neubaukraftwerke teilweise (im Jahr 2030 im Szenario MLZV_B). Ähnlich wie für den Rahmendatensatz A sind die Erdgas-Bestandskraftwerke im MLZV-Szenario in allen Jahren unwirtschaftlich und im OLZV-Szenario zum Teil unwirt-

schaftlich. Im Gegensatz zum Rahmendatensatz A sind die Erdgas-Neubaukraftwerke jedoch stets wirtschaftlich[18].

Abb. 4-35: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)



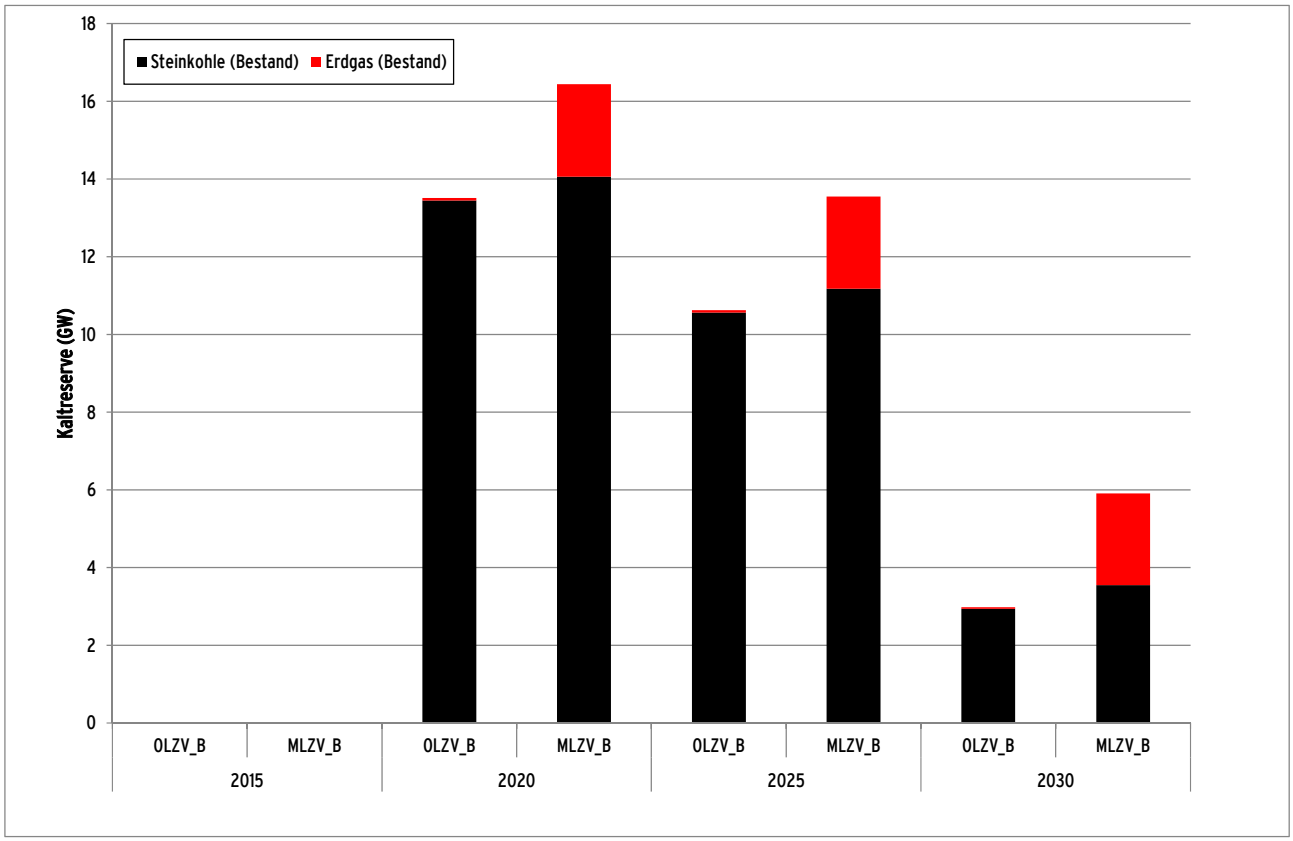
Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Kaltreserve

Die Auswertung der Kraftwerke, die in Kaltreserve gehen (Abb. 4-36 sowie Tab. A- 20 im Anhang), zeigt, dass im Vergleich zum Rahmendatensatz A ab 2020 eine große Anzahl von Steinkohle-Bestandskraftwerken in Kaltreserve gehen, was der durchgängigen Unwirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke entspricht (Abb. 4-35). Die Kaltreserve für Erdgas-Bestandskraftwerke ist etwas geringer als für den Rahmendatensatz A, in der Struktur jedoch ähnlich, was auch der ähnlichen Struktur der Wirtschaftlichkeit entspricht. Im Gegensatz zum Rahmendatensatz A gehen Erdgas-Neubaukraftwerke jedoch nicht in Kaltreserve, was ebenfalls der durchgängigen Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen entspricht. Die Größenordnung der Kraftwerke in Kaltreserve ist aufgrund der großen Anzahl von Steinkohle-Kraftwerken in Kaltreserve für den Rahmendatensatz B deutlich größer als für den Rahmendatensatz A.

[18] Dies kann unter anderem damit begründet werden, dass aufgrund des generell höheren Strompreisniveaus für den Rahmendatensatz B die Stromerlöse für Erdgas-Anlagen ebenfalls steigen und so höhere Deckungsbeiträge erlösen können.

Abb. 4-36: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

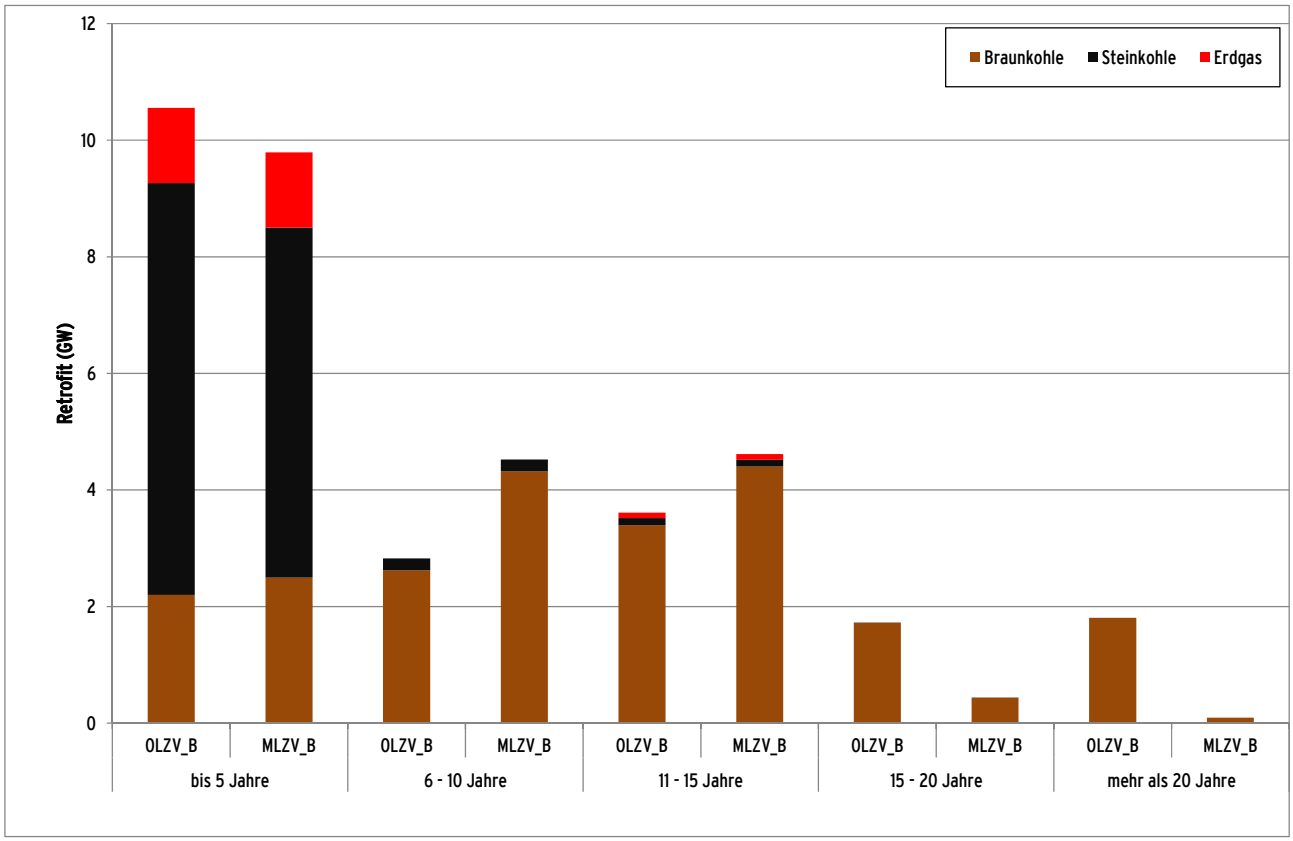


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Ertüchtigung (Retrofit)

Die Ertüchtigung von Bestandskraftwerken (Abb. 4-37 sowie Tab. A- 21 im Anhang) entspricht für das OLZV-Szenario überwiegend der entsprechenden Ertüchtigung für den Rahmendatensatz A. Für das MLZV-Szenario werden für den Rahmendatensatz B jedoch etwas mehr bzw. längere Retrofit-Maßnahmen durchgeführt, was mit der etwas verbesserten (aber in der Struktur ähnlich) Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke für den Rahmendatensatz B begründet werden kann (Abb. 4-15 und Abb. 4-35). Die Ertüchtigung von Steinkohle-Bestandskraftwerken ist für den Rahmendatensatz B deutlich geringer, was sich mit der durchgehend schlechteren Wirtschaftlichkeit der Steinkohle-Bestandskraftwerke begründen lässt.

Abb. 4-37: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

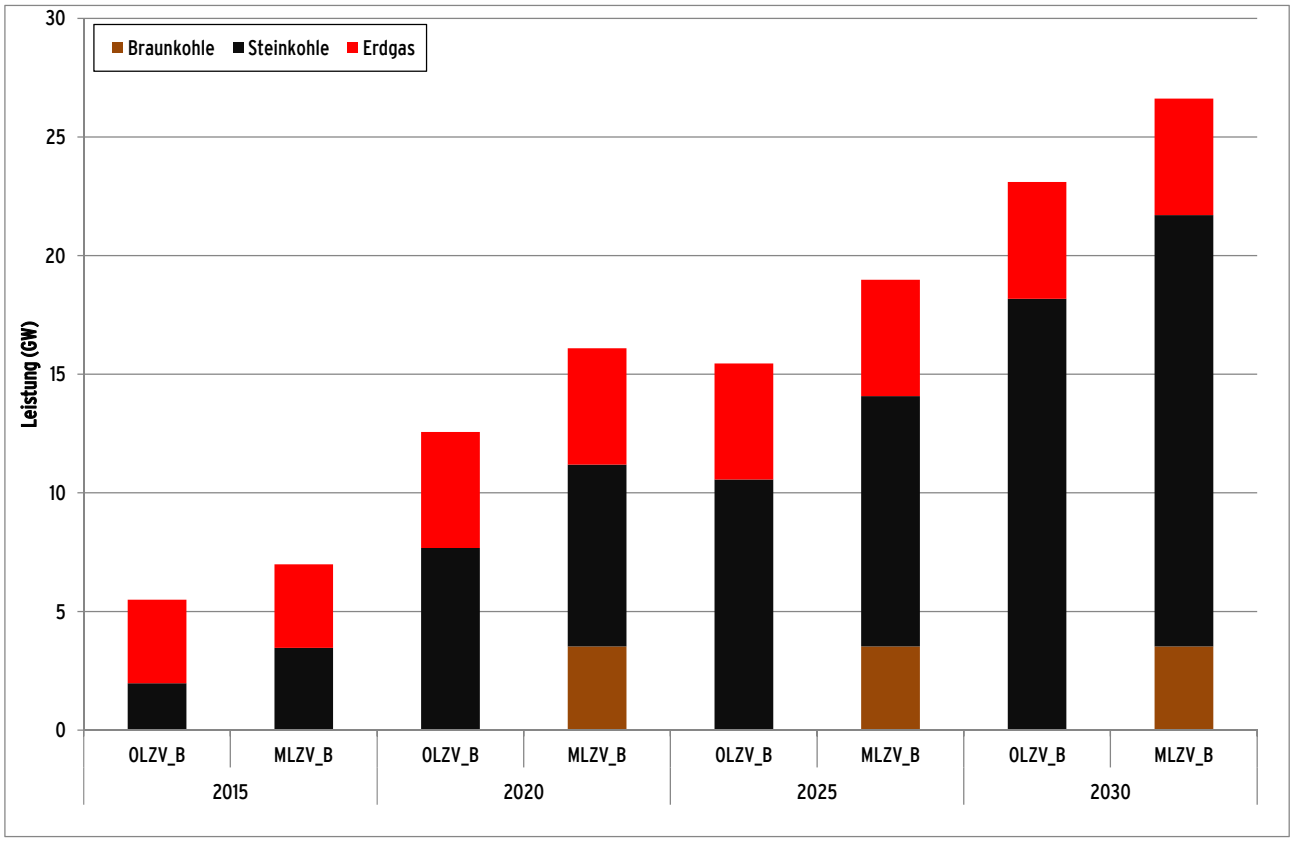


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Stilllegung

Entsprechend der Dynamik bei der Wirtschaftlichkeit und damit bei der Kaltreserve und Retrofit entwickelt sich die Stilllegung für den Rahmendatensatz B (Abb. 4-38 sowie Tab. A- 22 im Anhang). So ist die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken für den Rahmendatensatz B aufgrund der in erweitertem Umfang durchgeführten Ertüchtigungsmaßnahmen geringer als für den Rahmendatensatz A, während die Stilllegung von Steinkohle-Kraftwerken insbesondere in den Jahren 2025 und 2030 deutlich über der Stilllegung im Rahmendatensatz A liegt. Die Stilllegung von Erdgas-Kraftwerken ist für beide Rahmendatensätze vergleichbar. Aufgrund der Altersstruktur der Erdgas-Kraftwerke liegen hier die Unterschiede vor allem bei der Kaltreserve (Abb. 4-36).

Abb. 4-38: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

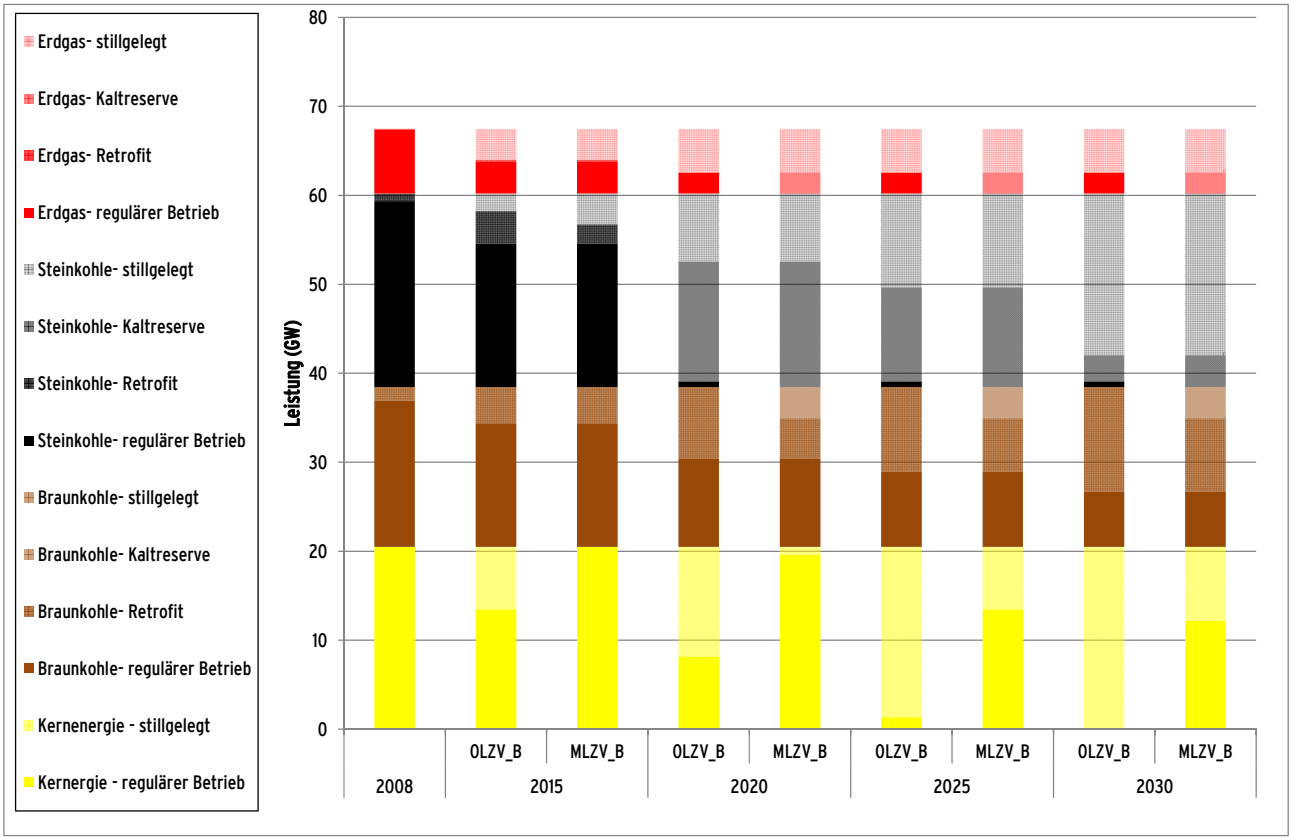


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Zusammenfassung der Betriebszustände

Abb. 4-39 (Tab. A- 23 im Anhang) fasst die Dynamik der Betriebszustände für den Rahmendatensatz B zusammen. Hierbei werden signifikante Verschiebungen zwischen den Betriebszuständen „regulärer Betrieb“, „Kaltreserve“, „Retrofit“ und „stillgelegt“ durch einen längeren Betrieb von Kernkraftwerken deutlich.

Abb. 4-39: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

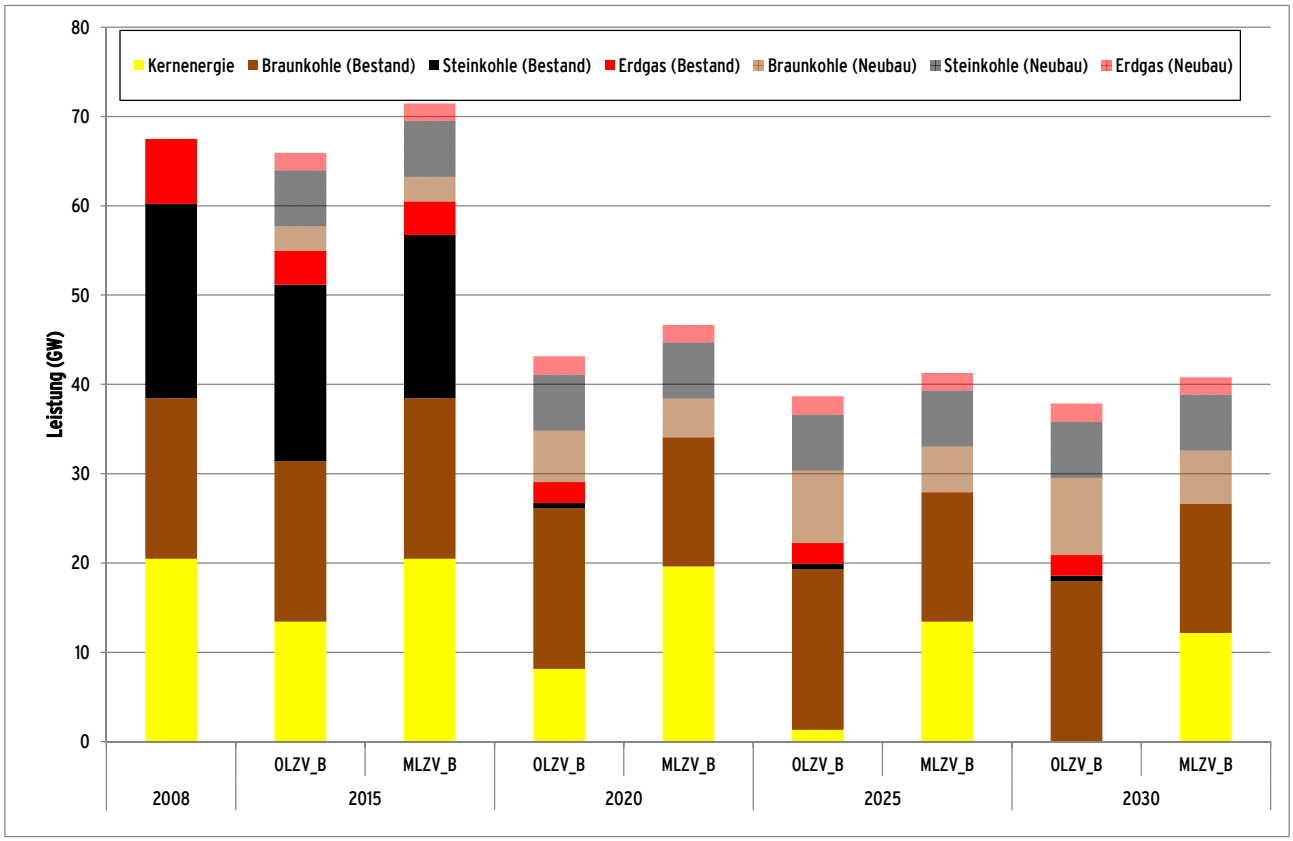


Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Kraftwerkspark in Betrieb

Abb. 4-40 (Tab. A- 24 im Anhang) stellt die sich in Betrieb befindliche Kraftwerkskapazität für den Rahmendatensatz B dar. Auffällig im Vergleich zum Rahmendatensatz A sind insbesondere die größere Kapazität an neuen Braunkohlekraftwerken im OLZV-Szenario und die geringere Kapazität an neuen Braunkohlekraftwerken für das MLZV-Szenario sowie die deutliche geringere verfügbare Leistung an Steinkohle-Bestandskraftwerken. Die gesamte verfügbare Leistung ist aufgrund der deutlich geringeren Stromerzeugung für den Rahmendatensatz B (und der damit verbundenen Stilllegungsdynamik) deutlich geringer als für den Rahmendatensatz A. Wie schon für den Rahmendatensatz A gleicht sich die verfügbare Kapazität auch für den Rahmendatensatz B zwischen den Szenarien an; im MLZV-Szenario ist die verfügbare Leistung im Jahr 2030 um lediglich 3,1 GW größer als im OLZV-Szenario, wohingegen die verfügbare Kernenergiekapazität um mehr als 12 GW höher ist als im OLZV-Szenario.

Abb. 4-40: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)



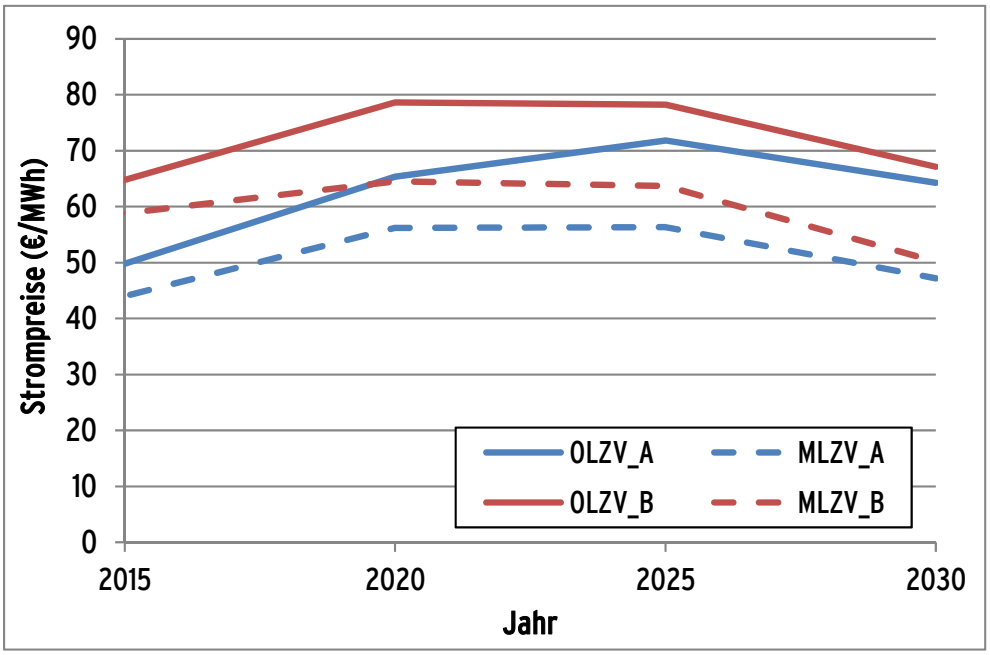
Quelle: Modellergebnisse ELIAS

4.3 Vergleich der Ergebnisse der Rahmendatensätze A und B

4.3.1 Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES

Die verwendeten Rahmendatensätze unterscheiden sich wie in Abschnitt 3 beschrieben zunächst in der Nettostromnachfrage. Während für den Rahmendatensatz A von einer nahezu konstanten Nettostromnachfrage von ca. 590 TWh ausgegangen wird, sinkt die Stromnachfrage im Rahmendatensatz B bis 2030 auf 520 TWh. Gleichzeitig ist ein deutlich stärkerer Anstieg der Brennstoffpreise (mit Ausnahme der Braunkohle- und Uranpreise) im Rahmendatensatz B unterstellt (vgl. Abb. 3-1). Trotz der geringeren Stromnachfrage resultieren aus den höheren Brennstoffpreisen damit für den Rahmendatensatz B höhere Strompreise (vgl. Abb. 4-41).

Abb. 4-41: Vergleich der mittleren Strompreise am Spotmarkt im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B

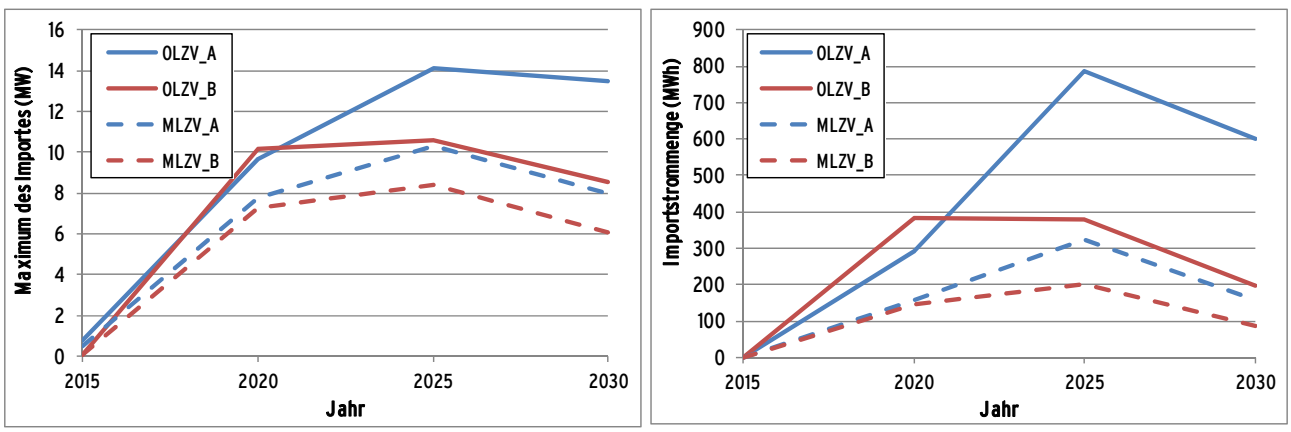


Quelle: Modellergebnisse MICOES

Der größte Unterschied tritt dabei im Jahr 2015 (die Stromnachfrage liegt 2015 auch für den Rahmendatensatz B noch auf recht hohem Niveau) auf, während sich die Strompreise der Szenarien zwischen den Rahmendatensätzen A und B bis 2030 annähern, da die sinkende Stromnachfrage im für den Rahmendatensatz B preissenkend wirkt, da seltener teurer Spitzenlastkraftwerke betrieben werden müssen.

Durch die geringere Stromnachfrage ist der Importbedarf in den Szenarien mit Rahmendatensatz B ab 2025 geringer als in den Szenarien mit Rahmendatensatz A. Die größte Differenz tritt dabei im Szenario OLZV auf, wo im Szenario mit Rahmendatensatz B 5 GW Import im Maximum weniger benötigt werden. Dies macht deutlich, dass Effizienzmaßnahmen den Bedarf an Spitzenlastkapazität in nicht unerheblichem Maß reduzieren können (Abb. 4-42).

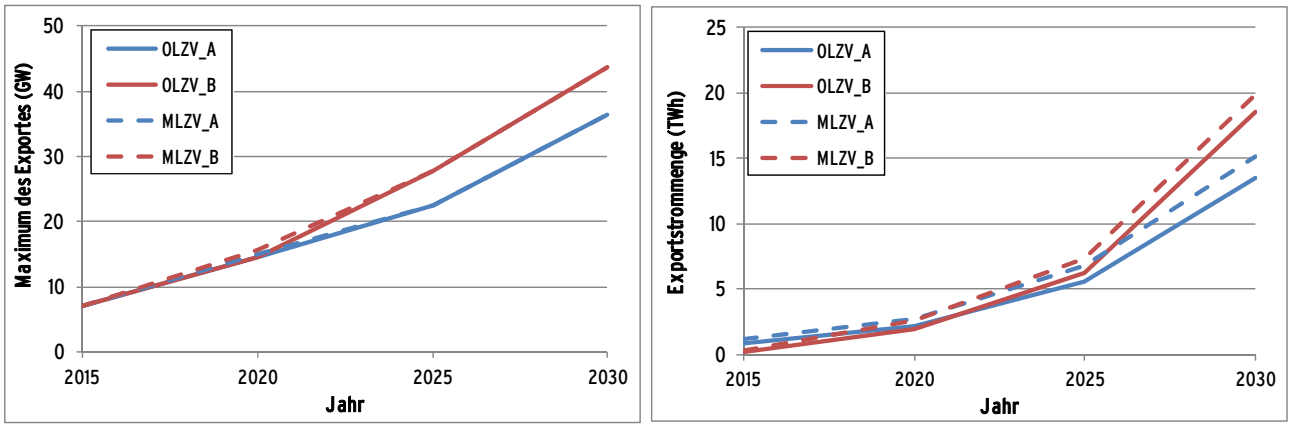
Abb. 4-42: Vergleich der maximalen Importhöhen sowie der gesamten Importstrommenge im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Umgekehrt gibt es in den Szenarien mit Rahmendatensatz B durch die geringere Residuallast (vgl. Abb. 3-5) häufiger Zeiten, in denen Strom exportiert werden muss. Die zusätzlichen Exportstunden durch die geringere Stromnachfrage für den Rahmendatensatz B resultieren in einer Steigerung der Exportstrommengen um etwa 38 % im OLZV-Szenario und 30 % im MLZV-Szenario im Jahr 2030. Die maximalen Exporthöhen (einschließlich notwendiger Abregelung, wenn 17 GW Kuppelstellenkapazität bereits ausgeschöpft sind) liegen in den Szenarien mit Rahmendatensatz B in den Jahren 2025 und 2030 deutlich über den Werten für den Rahmendatensatz A (vgl. Abb. 4-43).

Abb. 4-43: Vergleich der maximalen Exporthöhen sowie der gesamten Exportstrommenge im Vergleich der Szenarien mit Rahmendatensätzen A und B



Quelle: Modellergebnisse MICOES

Trotz der im Rahmendatensatz B angenommenen höheren CO_2-Zertifikatspreise (vgl. Abb. 3-2), gibt es in der Merit Order zwischen den Rahmendatensätzen A und B keine großen Verschiebungen. Insbesondere bleiben die Braunkohlekraftwerke in der Reihenfolge noch vor den Steinkohlekraftwerken, da Steinkohle zusätzlich im Rahmendatensatz B einem stärkeren Brennstoffpreisanstieg unterliegt als Braunkohle. Lediglich einige neue GuD-Kraftwerke können sich aufgrund des guten Wirkungsgrades im Rahmendatensatz B vor die ältesten Steinkohlekraftwerke schieben (vgl. Abb. 4-21). Diese neueren GuD-Kraftwerke erreichen im Rahmendatensatz B dennoch keine höhere Auslastung als für den Rahmendatensatz A, da aufgrund der generell niedrigeren Stromnachfrage die Auslastung insgesamt geringer ist.

4.3.2 Ergebnisse des Kraftwerksinvestitionsmodells ELIAS

Tab. 4-7 vergleicht die Stromerzeugung und die CO_2-Emissionen für das Szenario ohne Laufzeitverlängerung für die Rahmendatensätze A und B (Vergleich der installierten Leistung in Tab. A-25 im Anhang).

Tab. 4-7: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen ohne Laufzeitverlängerung zwischen Rahmendatensatz A und B (OLZV_B-OLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	0,0	1,3	-0,1	-0,3	0,0
Braunkohle	0,0	3,2	12,5	12,2	3,9
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,5	17,2	23,7	21,4
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	4,8	4,8
davon alte Kondensations-KW	0,0	1,9	-4,4	-15,2	-20,4
davon alte KWK	0,0	0,8	-0,4	-1,1	-1,9
Steinkohle	0,0	-34,5	-59,2	-62,5	-54,9
davon neue Kondensations-KW	0,0	-1,0	-5,8	-8,1	-8,6
davon alte Kondensations-KW	0,0	-31,6	-50,2	-49,9	-43,0
davon alte KWK	0,0	-1,9	-3,3	-4,4	-3,3
Erdgas	0,0	-1,5	-2,8	-12,7	-13,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	1,0	-0,9	-2,3	-2,7
davon alte Kondensations-KW	0,0	-1,3	0,3	-4,3	-4,5
davon alte KWK	0,0	-1,3	-2,4	-6,2	-6,2
Erneuerbare	0,0	-0,3	1,1	-0,5	-0,8
Sonstige	0,0	-0,2	0,8	-0,3	-0,5
Import	0,0	0,0	0,1	-0,4	-0,4
Summe	0,0	-32,0	-47,8	-64,5	-65,9
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	0,0	-2,4	-5,9	-11,5	-11,3
davon Export	0,0	-0,7	-0,3	0,6	5,1
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0,0	-26,4	-37,1	-49,3	-51,1

Quelle: Eigene Berechnungen

Grundsätzlich ist die Stromnachfrage für den Rahmendatensatz B deutlich geringer (mehr als 60 TWh im Jahr 2030). Da sich der Unterschied zwischen den Brennstoffpreisen für Erdgas und Steinkohle einerseits und Braunkohle andererseits für den Rahmendatensatz B stärker auseinanderentwickeln als für den Rahmendatensatz A (vgl. Abb. 3-1), entfällt der Rückgang der fossilen Stromerzeugung zur Kompensation des Nachfragerückgangs vor allem auf Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, während Braunkohlekraftwerke sogar geringfügig dazugewinnen können. Der im Rahmendatensatz B stärker steigende CO_2-Preis wirkt dieser Entwicklung nur dämpfend entgegen, ändert jedoch nicht grundsätzlich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit der vorrangigen Einlastung von Braunkohlekraftwerken. Ebenfalls ersichtlich ist der Ersatz eines Teils der Stromerzeugung in alten Braunkohlekraftwerken durch neue Braunkohlekraftwerke. Der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher unter „Erneuerbare“ sowie Öl unter „Sonstige“) und an Import unterscheidet sich nicht grundsätzlich zwischen den Rahmendatensätzen. Aufgrund der geringeren Stromnachfrage für den Rahmendatensatz B nimmt der Export aufgrund einer geringeren Residuallast zu. Aufgrund der insgesamt sinkenden Stromnachfrage und entsprechend geringerer Einlastung fossiler Kraftwerke für den Rahmendatensatz B sinken die CO_2-Emissionen im Vergleich zum Rahmendatensatz A um rund 50 Mio. t im Jahr 2030.

Tab. 4-8 vergleicht die Stromerzeugung und die CO_2-Emissionen für das Szenario mit Laufzeitverlängerung für die Rahmendatensätze A und B. Wie schon für das OLZV-Szenario ist für den Rahmendatensatz B grundsätzlich die Stromnachfrage deutlich geringer (mehr als 60 TWh im Jahr 2030), womit die CO_2-Emissionen um rund 40 Mio. t im Jahr 2030 unter denen für den Rahmendatensatz A liegen. Aufgrund der generell geringen Auslastung von Erdgaskraftwerken durch die Laufzeitverlängerung, nimmt die Erdgasverstromung trotz geringerer gesamter

Stromnachfrage im Rahmendatensatz B nur geringfügig ab. Aufgrund der deutlich schlechteren Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken für den Rahmendatensatz B sind diese vor allem vom Rückgang der Stromerzeugung betroffen. Durch die insgesamt geringere Residuallast für den Rahmendatensatz B und die Verfügbarkeit von Kernenergiekapazität werden jedoch auch Braunkohlekraftwerke in Teillast betrieben oder müssen abgeschaltet werden (vgl. beispielsweise Abb. 4-30 und Abb. 4-31), so dass hier die Stromerzeugung für den Rahmendatensatz B ebenfalls unter dem für Rahmendatensatz A liegt. Wie bereits beim OLZV-Szenario unterscheiden sich Import und Einlastung von Spitzenkraftwerken nur geringfügig, wohingegen der Export aufgrund der geringeren Residuallast für den Rahmendatensatz B zunimmt.

Tab. 4-8: Vergleich der Nettostromerzeugung und CO_2-Emissionen mit Laufzeitverlängerung zwischen Rahmendatensatz A und B (MLZV_B-MLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Kernenergie	0,0	3,8	-1,4	-4,8	-7,7
Braunkohle	0,0	-0,5	-0,3	-11,1	-12,9
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,7	-8,7	-17,9	-17,5
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,5
davon alte Kondensations-KW	0,0	-1,6	8,7	7,2	7,6
davon alte KWK	0,0	0,4	-0,2	-0,5	-0,6
Steinkohle	0,0	-35,7	-46,8	-45,9	-41,4
davon neue Kondensations-KW	0,0	-3,3	-6,8	-6,4	-8,0
davon alte Kondensations-KW	0,0	-28,0	-36,6	-35,6	-30,2
davon alte KWK	0,0	-4,4	-3,8	-4,2	-3,4
Erdgas	0,0	0,4	0,2	-2,3	-3,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	-0,2	4,4	3,6	2,1
davon alte Kondensations-KW	0,0	-1,0	0,0	-0,1	-0,1
davon alte KWK	0,0	1,6	-4,2	-5,7	-5,0
Erneuerbare	0,0	-0,2	0,3	0,0	0,1
Sonstige	0,0	-0,2	0,3	0,1	0,0
Import	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Summe	0,0	-32,3	-47,6	-64,2	-65,0
davon KWK (Bestand und neu, ohne erneuerbare KWK)	0,0	-2,3	-7,9	-10,1	-8,8
davon Export	0,0	-0,8	-0,1	0,5	4,6
CO_2-Emissionen (Mio. t)	0,0	-29,4	-34,3	-44,5	-40,6

Quelle: Eigene Berechnungen

4.4 Vergleich der Ergebnisse mit dem Leitszenario 2010

Im Folgenden sollen die Ergebnisse der Szenarien mit und ohne Laufzeitverlängerung für die Rahmendatensätze A und B mit den Ergebnissen des Leitszenarios 2010 verglichen werden. Die im Leitszenario verwendete Parametrisierung (Brennstoff- und CO_2-Preise[19], Gesamtstromerzeugung) wurde als Rahmendatensatz B ebenfalls im Rahmen dieser Studie verwendet (Kapitel 3) neben dem Rahmendatensatz A auf Basis anderer Quellen. Des Weiteren basiert das Leitszenario auf dem ursprünglichen (von der rot-grünen Bundesregierung beschlossenen) Ausstieg aus der Kernenergie. Damit entspricht das Szenario OLZV_B dieser Studie am ehesten den Annahmen des Leitszenarios 2010. Da die Einspeisung erneuerbarer Energien in den in dieser Studie entwickelten Szenarien aus dem Leitszenario übernommen wurde, fokussiert der Vergleich auf

[19] Preispfad „A: Deutlich“.

die fossile Stromerzeugung. Tab. 4-9 zeigt einen Vergleich der fossilen Nettostromerzeugung. Tab. A- 27 und Tab. A- 28 im Anhang enthalten einen Vergleich der installierten Leistung sowie der durchschnittlichen Benutzungsstunden für die einzelnen Kraftwerkstypen.

Tab. 4-9: Vergleich der Nettostromerzeugung im Jahr 2030 der Szenarien OLZV_A, OLZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010

	OLZV_A	OLZV_B	MLZV_A	MLZV_B	Leitszenario 2010
			TWh		
Braunkohle	114,7	118,6	81,0	68,1	
davon Kondensations-KW	103,3	109,1	73,2	60,8	
davon KWK-Anlagen	11,4	9,4	7,8	7,3	
Steinkohle	82,2	27,3	60,6	19,2	
davon Kondensations-KW	69,5	17,9	50,1	11,9	
davon KWK-Anlagen	12,6	9,3	10,5	7,3	
Erdgas	36,2	22,9	18,6	15,6	
davon Kondensations-KW	13,6	6,4	0,1	2,1	
davon KWK-Anlagen	22,6	16,6	18,5	13,5	
Öl	2,7	2,2	1,9	1,8	
davon Kondensations-KW	2,7	2,2	1,9	1,8	
davon KWK-Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	
Kohlen	196,8	145,8	141,6	87,3	98,0
davon Kondensations-KW	172,8	127,1	123,3	72,8	74,9
davon KWK-Anlagen	24,0	18,7	18,3	14,6	23,1
Erdgas/Öl	38,9	25,1	20,5	17,4	77,4
davon Kondensations-KW	16,2	8,6	2,0	3,9	24,2
davon KWK-Anlagen	22,6	16,6	18,5	13,5	53,2
Fossil gesamt	235,7	170,9	162,1	104,7	175,4
davon Kondensations-KW	189,1	135,6	125,3	76,7	99,1
davon KWK-Anlagen	46,6	35,3	36,9	28,1	76,3

Quelle: (Nitsch, 2010a), eigene Berechnungen

Die gesamte fossile Stromerzeugung stimmt im Szenario OLZV_B gut mit der entsprechenden Stromerzeugung im Leitszenario 2010 überein. In den anderen Szenarien liegt die fossile Stromerzeugung zum Teil über (OLZV_A) und zum Teil unter (MLZV_A, MLZV_B) der des Leitszenarios.

Das Leitszenario unterscheidet sich jedoch in zwei wesentlichen Aspekten von den hier abgeleiteten Ergebnissen:

- Grundsätzlich ist die Kohleverstromung im Leitszenario im Jahr 2030 zum Teil deutlich niedriger als in den hier abgeleiteten Szenarien, mit Ausnahme des Szenarios MLZV_B. Die Stromerzeugung aus Erdgas- (und Öl-) Kraftwerken, vor allem KWK-Anlagen liegt im Leitszenario in allen Fällen über den Ergebnissen dieser Studie. Da die Erdgaspreise für das Leitszenario (Rahmendatensatz B) über denen des Rahmendatensatzes A liegen und der Unterschied zwischen Erdgas- und Steinkohlepreis und dem Braunkohlepreis im Leitszenario größer ist als für den Rahmendatensatz A, ist grundsätzlich zu erwarten, dass die Einlastung von Braunkohlekraftwerken im Leitszenario deutlich attraktiver gegenüber Steinkohle- und Erdgaskraftwerken ist. Die Modellierungsergebnisse im Rahmen dieser Studie zeigen diese vorrangige Einlastung von Braunkohlekraftwerken aufgrund der (in beiden Rahmendatensätzen) vergleichsweise geringen Brennstoffpreise. Auch die unterstellten steigenden CO_2-Preise verändern nicht grundsätzlich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Vor diesem

Hintergrund kann die Größenordnung der Stromerzeugung in Erdgas-Kraftwerken im Leitszenario nicht mit den vorliegenden Berechnungsergebnissen verifiziert werden.

- Der Ausbau der KWK-Stromerzeugung beruht bislang zu einem wichtigen Anteil auf der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen des KWKG. Diese wurde im Rahmen der vorliegenden Studie bei der Investitionsrechnung für die Laufzeit des Gesetzes berücksichtigt (Abschnitt 3.7). Aufgrund der vergleichsweise hohen Erdgas-Preise und der damit verbundenen geringen Einlastung (vor allem in Zeiten, in denen KWK-Anlagen stromgeführt betrieben werden können), sind die Vollkosten von KWK-Anlagen trotz Förderung jedoch stets deutlich höher als die anderer Kraftwerksoptionen (v.a. Braunkohle-Kraftwerke). Einen entsprechenden Ausbau der KWK-Stromerzeugung wie in der Leitstudie ermittelt, kann deshalb in dieser Studie nicht plausibilisiert werden.

Ein genauerer Vergleich der Ergebnisse dieser Studie mit den Ergebnissen des Leitszenarios kann jedoch aufgrund nicht vollständiger Information bezüglich der methodischen Basis und der verwendeten Parametrisierung beispielsweise hinsichtlich des Stilllegungs-, Einsatz- und Investitionskalküls nicht durchgeführt werden.

5 Vermarktung von Ökostrom

5.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden zunächst in einer Hintergrundanalyse einige wesentliche Besonderheiten des Ökostrommarkts dargestellt, wie beispielsweise die daran geknüpften Verbrauchererwartungen und die damit zusammenhängenden politischen Zielstellungen. Darauf aufbauend werden die unterschiedlichen Optionen vorgestellt, welche für die Vermarktung von Ökostrom, insbesondere Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom), unter besonderer Berücksichtigung dieser Ökostromeigenschaft grundsätzlich bestehen und welche allgemeinen wirtschaftlichen Effekte sich durch deren Anwendung ergeben. Die Ausführungen ergänzen sich dabei mit einer Analyse der Direktvermarktungsoptionen für EE-Strom an konventionellen Strommärkten ohne die explizite Vermarktung der Ökostromeigenschaft, welche im selben Projektkontext durchgeführt wurde (Ecofys et al., 2012).

Weiterhin werden in einem zweiten Teil die Vermarktungsoptionen mit den unterschiedlichen Fördermechanismen dargestellt, welche sich aus Anbietersicht aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2012) ergeben, namentlich der klassischen EEG-Einspeisevergütung, der neu eingeführten gleitenden Marktprämie, der Nutzung des Ökostromprivilegs sowie der sonstigen Direktvermarktung. Hier wird diskutiert, inwiefern diese Strommengen dem Endkunden gegenüber explizit als Ökostrom ausgewiesen werden können und sollen. Außerdem wird eine allgemeine ökonomische und ökologische Bewertung der verschiedenen Vermarktungsoptionen aus Sicht der Endverbraucher vorgenommen und kurz analysiert, durch welche Maßnahmen der Gesetzgeber die Rolle des Ökostrommarkts in Abgrenzung zur öffentlichen Förderung durch das EEG stärken könnte.

5.2 Hintergrund

5.2.1 Ansprüche an Ökostromprodukte aus Verbrauchersicht

Die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien als Ökostrom zeichnet sich insbesondere durch den Mehrwert aus, welchen die Endkunden in der speziell umweltfreundlichen Art und Weise der Erzeugung sehen und hierfür freiwillig zu zahlen bereit sind. Hierdurch ergibt sich zusätzlich zum eigentlichen Marktpreis der elektrischen Energie eine zusätzliche Einnahmemöglichkeit für den Erzeuger. Die Höhe der Zahlungsbereitschaft von Endkunden hängt dabei anders als bei den grundsätzlichen Möglichkeiten zur bloßen Vermarktung der „grauen" Energie von weiteren Faktoren ab. Zunächst bestehen entsprechend der Art und Weise der jeweils zugrundeliegenden Erzeugung (Eligibility) und der Zusätzlichkeit eines damit verbundenen Umweltnutzens (Additionality) Unterschiede im Marktwert. Außerdem ist ganz grundsätzlich die Glaubwürdigkeit der Produkte von hoher Bedeutung, welche unter anderem durch ein hohes Maß an Transparenz sichergestellt werden muss.

Differenzierung nach der vermarkteten Erzeugungsart (Eligibility)

Eligibility bezeichnet hierbei die Frage, welche Erzeugungsart generell als ökologisch vorteilhaft betrachtet wird. Im freiwilligen Ökostrommarkt umfasst dies neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zum Teil auch Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Bei der

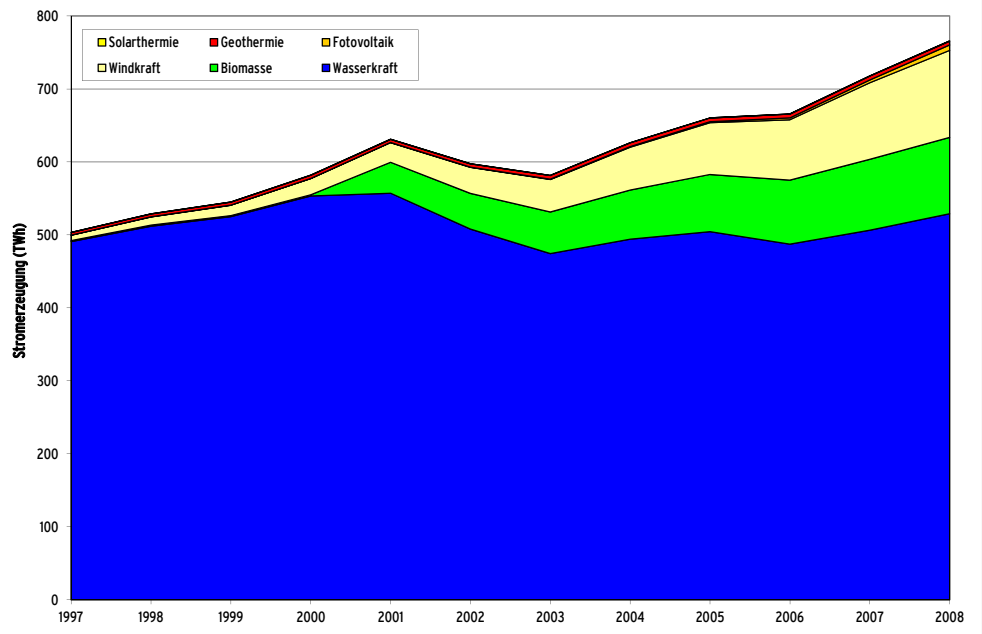
Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird dabei z.T. weiter differenziert, bspw. allgemein zwischen einzelnen Energieträgern wie Wind, Wasser und Biomasse oder spezifischer durch den Ausschluss gewisser Biomassesorten oder durch Präferenzen für Wasserkraftanlagen bestimmter Größenklassen. Außerdem kann sich die geographische Lage der Erzeugungsanlagen auf den Vermarktungswert auswirken, da bei Verbrauchern z.T. eine Präferenz für inländische oder regionale Anlagen besteht.

Zusätzlicher Umweltnutzen (Additionality)

Additionality bezeichnet das Maß, in welchem das betreffende Ökostromprodukt tatsächlich den weiteren Ausbau der Ökostromerzeugung fördert, statt lediglich ohnehin bestehende Erzeugungsmengen gesondert an einzelne Kundengruppen auszuweisen. Die Schlüsselmotivation für die meisten Ökostrom-Kunden ist es, durch ihre Kaufentscheidung zum Ausbau der erneuerbaren Energien beizutragen. Das bedeutet, dass Ökostromprodukte derart ausgestaltet werden müssen, dass sie zusätzlich zu den EE-Anlagen, welche ohnehin schon bestehen bzw. in Zukunft ohnehin gebaut werden würden, den Zubau weiterer Erzeugungskapazitäten bewirken. Dementsprechend hat die Additionality von Ökostrom einen grundlegenden Einfluss auf die Glaubwürdigkeit des Produktes und damit auf die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher.

Um zu erkennen, wie entscheidend dieser Aspekt im Ökostrommarkt ist, muss man berücksichtigen, dass es sich hier nicht um einen rein deutschen Markt handelt, sondern um einen gemeinsamen europäischen Markt. Somit ist der Einfluss einer Nachfragesteigerung in Deutschland nach EE-Strom nicht auf Deutschland beschränkt, sondern wirkt vielmehr auf den europäischen Markt. Aus Abb. 5-1 ist ersichtlich, dass in Europa ohnehin eine Stromerzeugung aus älteren Wasserkraftwerken in einer Größenordnung verfügbar ist, welche mit ca. 500 TWh jährlich dem Stromverbrauch in Deutschland vergleichbar ist.

Abb. 5-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa (EU-27, Schweiz und Norwegen), 1997-2008

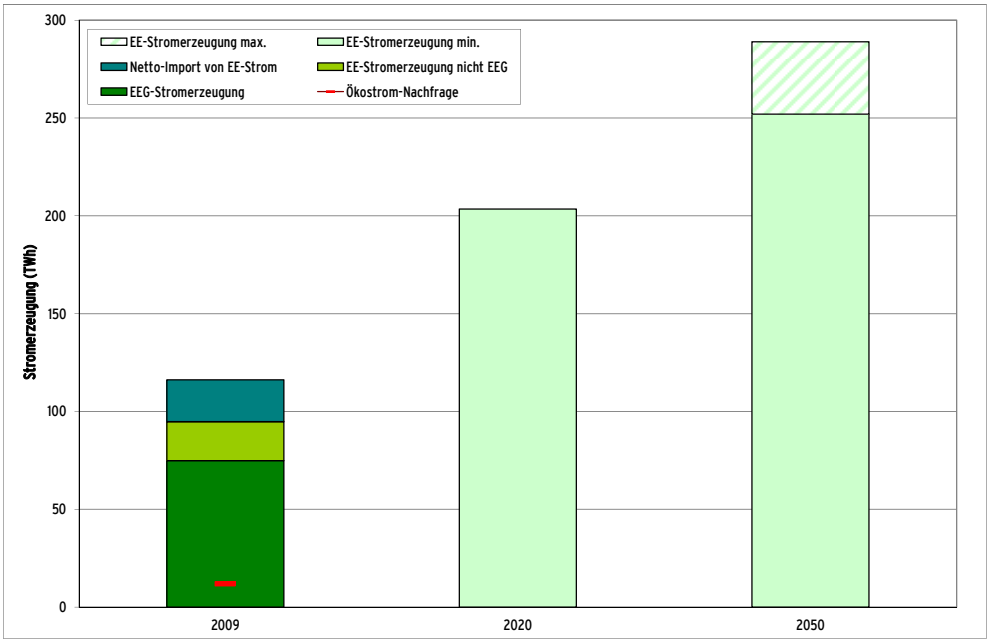


Quelle: Berechnungen Öko-Institut, basierend auf (Eurostat, 2010)

Die Nachfrage der Verbraucher in Deutschland insbesondere nach EE-Strom bewirkt schon jetzt große Importe insbesondere aus Nordeuropa und den Alpenländern. Allein im Rahmen des European Energy Certificate System (EECS) wurden im Jahr 2010 ca. 26,75 TWh Herkunftsnachweise nach Deutschland importiert (CMO.grexel, 2011). Darüber hinaus bestehen bilaterale Lieferbeziehungen von EE-Strom nach Deutschland, die mit Herkunftsnachweisen außerhalb des EECS oder ganz ohne die Nutzung von Herkunftsnachweisen realisiert werden. Leider gibt es keine zuverlässigen Daten über die auf diese Weise importierten Mengen an EE-Strom.

Abb. 5-2 stellt auf Basis der verfügbaren Daten die in Deutschland heute verfügbaren und künftig erwarteten Strommengen aus erneuerbaren Energien dar. Abb. 5-1 und Abb. 5-2 verdeutlichen, dass auch eine stark erhöhte gezielte Nachfrage von Endkunden nach EE-Strom (ohne die Anwendung besonderer Additionality-Ansprüche) durch bestehende oder ohnehin zugebaute EE-Kapazitäten gedeckt werden könnte. Sie führt somit zunächst zu einer gezielten Zuordnung von bestehenden (zumeist abgeschriebenen und ohnehin produzierenden) Kapazitäten, nicht aber zu einem direkten Ausbau der erneuerbaren Energien. Selbst wenn die Nachfrage über das Maß des ohnehin bestehenden Angebots steigt und somit ein Ausbauanreiz entsteht, so ist die Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden nur sehr ineffizient zum Ausbau der Erneuerbaren genutzt. Vielmehr führt sie zu beträchtlichen Mitnahmeeffekten.

Abb. 5-2: Strom aus erneuerbaren Energien: Vergleich zwischen Angebot und expliziter Nachfrage durch den freiwilligen Markt in Deutschland, 2009 – 2050



Quellen: (EWI, 2010), (Energie&Management, 2010), (CMO.grexel, 2011), eigene Abschätzungen und Erhebungen Öko-Institut; Berechnungen Öko-Institut

Vor dem Hintergrund der Einführung umfassender Ausbauziele für EE in der EU bis 2020 im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EU, 2009) stellt dieser Anspruch eine große Herausforderung dar.[20] Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Ausbauziele insbesondere durch die gezielte Gestaltung öf-

[20] Für Deutschland beträgt diese Ausbauziel 18 % EE, bei einem Anteil von voraussichtlich 38,6 % EE im Strombereich.

fentlicher Fördermechanismen erreicht werden, aber auch, dass die vorgegebenen Ziele nicht übererfüllt werden. Betrachtet man also diese vorgegebenen Ausbauziele als Business-as-Usual-Entwicklung, ist es nach aktueller Sachlage nicht möglich, weiterhin Ökostrom-Produkte zu gestalten, die eine rein marktinduzierte Ausbauwirkung auf die EE über diese EU-Ausbauziele hinaus haben. Somit können also auch anspruchsvolle Ökostromprodukte nur insofern eine ökologische Wirkung entfalten, dass sie einen Beitrag zum Erreichen der Ausbauziele für EE leisten. Bei der Bewertung einer solchen Zusätzlichkeit muss dabei immer das Verhältnis zu sonstigen Aktivitäten wie insbesondere staatlichen Fördermechanismen berücksichtigt werden, um eine möglichst gezielte Förderwirkung durch die freiwilligen Märkte zu erreichen, statt nur zu Entlastungen allgemeiner Fördermechanismen (wie in Deutschland der EEG-Umlage) oder zu Mitnahmeeffekten durch einzelne Erzeuger zu führen.

Glaubwürdigkeit durch Transparenz

Bei der Vermarktung von Ökostrom an Endverbraucher handelt es sich aus Kundensicht um die Vermarktung eines Qualitätsmerkmals, welches sich nur bei der Erzeugung äußert, nicht aber bei der Nutzung durch den Kunden selbst. Die Zahlungsbereitschaft der Kunden beruht in aller Regel auf der Motivation, hierdurch einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Dieser Effekt ist aber für den einzelnen Kunden kaum überprüfbar, weshalb der Glaubwürdigkeit des Ökostrommarktes eine zentrale Rolle zukommt. Entscheidend hierfür sind unabhängige Zertifizierungen (z.B. im Rahmen der ok power-Zertifizierung[21], siehe auch (Bürger, 2007)) sowie (als grundlegendes gesetzliches Instrument) die Stromkennzeichnung.

Entsprechend § 42 EnWG sind Stromanbieter in Deutschland verpflichtet, ihren Kunden gegenüber auszuweisen, aus welchen Energieträgern der gelieferte Strom erzeugt wird. Die Information „Erneuerbare Energie“ in der Stromkennzeichnung entspricht dabei der rein bilanziellen Zuordnung dieser Eigenschaft, nicht aber dem ökologischen Nutzen eines bestimmten Produkts. Die Stromkennzeichnung allein erlaubt also noch keine Antwort auf die Ausbauwirkung des gelieferten Produkts hinsichtlich erneuerbarer Energien. Wie oben dargestellt, führt selbst eine massive Nachfragesteigerung ohne gezielte Additionality-Ansprüche primär zu Mitnahmeeffekten, erst sehr spät zu echtem Ausbaudruck. Somit erfolgt lediglich eine sehr ineffiziente Lenkungswirkung für die Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden. Bedingt durch die Erzeugungsstruktur im europäischen Strommarkt (große schon bestehende EE-Kapazitäten!) und die politischen Rahmenbedingungen (Business-as-Usual-Ausbau durch öffentliche Förderung!) wirkt also die Stromkennzeichnung nur eingeschränkt als verbesserte Verbraucherinformation und als sinnvolle Entscheidungshilfe. Nichtsdestotrotz wirkt die Stromkennzeichnung als „sanftes“ Instrument, welches aufgrund der allgemeinen Verpflichtung aller Energieversorger zumindest eine grundlegende Differenzierung nach unterschiedlichen Energieträgern erlaubt und somit auch insbesondere zur Verbrauchersensibilisierung und Bewusstseinsbildung von Bedeutung ist.

Sowohl für anspruchsvolle EE-Stromprodukte mit Zusätzlichkeitskriterien als auch für die allgemeine Stromkennzeichnung ist dabei in jedem Fall eine zuverlässige und konsistente Bilanzierung und Darstellung der Stromkennzeichnungsinformation entscheidend. Ansonsten besteht die Gefahr eines Glaubwürdigkeitsverlusts für Ökostrom im Allgemeinen

[21] Siehe www.ok-power.de

Besonders relevant in diesem Zusammenhang ist das Instrument der Herkunftsnachweise. Dieses Bilanzierungsinstrument wurde durch die Erneuerbaren-Richtlinie 2001/77/EC (EU, 2001) eingeführt und wird mit der Umsetzung der neuen Erneuerbaren-Richtlinie 2009/28/EG (EU, 2009) entscheidend gestärkt. Durch eine vollständige Bilanzierung von EE-Erzeugungseigenschaften und deren Anwendung für die Stromkennzeichnung in elektronischen Datenbanken ermöglichen Herkunftsnachweise eine zuverlässige und transparente Gestaltung von Ökostromprodukten (dies gilt besonders im Rahmen von Händlermodellen, siehe Abschnitt 5.3).

5.2.2 Zielstellungen für eine Förderung der Direktvermarktung von EE-Strom aus politischer Sicht

Aus Sicht des Gesetzgebers kann der Ökostrommarkt und allgemeiner die Direktvermarktung von EE-Strom wünschenswerte Effekte haben, welche zwar teilweise mit den Anforderungen individueller Endkunden übereinstimmen, aber auch davon abweichen können. Daher sollen die möglichen Zielstellungen für eine Förderung der Direktvermarktung von EE-Strom aus politischer Sicht hier nochmals kurz getrennt betrachtet werden.

- **Marktdifferenzierung**: In Anbetracht der oligopolistischen Strukturen im deutschen Energiemarkt bietet die Produktdifferenzierung entsprechend ökologischer Qualitäten eine Möglichkeit, neben dem reinen Preiskriterium eine größere Produkt- und auch Anbietervielfalt im deutschen Strommarkt zu unterstützen und damit auch insgesamt den Wettbewerb zu fördern.
- **Additionality**: Die direkten Ausbaueffekte für EE-Stromerzeugung sind eine weitere mögliche relevante Zielstellung. Ein echter ökologischer Zusatznutzen ist allerdings nur bei anspruchsvollen Ökostromprodukten mit gesonderten Additionality-Kriterien gegeben. Allerdings kann politisch auch das Ziel verfolgt werden, durch die Erschließung der Zahlungsbereitschaft freiwilliger Ökostromkunden in erster Linie nicht weitere EE-Stromerzeugung anzuregen, sondern vielmehr eine Kostenverlagerung weg von der Allgemeinheit (in Deutschland den EEG-verpflichteten Endverbrauchern) hin zu den ökologisch motivierten Einzelkunden zu erreichen. Somit werden diese öffentlichen Fördermechanismen finanziell entlastet und steigen tendenziell in ihrer politischen Akzeptanz.
- **Zusatzeffekte in der Systemoptimierung**: Mittel- bis langfristig ist zu bedenken, dass bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien, insbesondere der intermittierenden Energiequellen, ein Druck zur Anpassung des Gesamtsystems besteht. Zum einen ist es wichtig, dass Anlagenbetreiber darauf vorbereitet sind, den erzeugten Strom auch nach Ablauf der festen EEG-Förderung vermarkten zu können und sich daher mit den Marktmechanismen vertraut machen. Zum anderen soll durch Direktvermarktung schon heute ein Beitrag hin zu einer verbesserten Systemintegration geleistet werden, insbesondere durch verbessertes Einspeisemanagement, aber auch durch ausgleichende Mechanismen wie Speicher, Back-Up-Kapazitäten und Demand Side Management. Dabei sprechen jedoch einige Argumente dafür, dass eine öffentliche Förderung der Direktvermarktung nur eingeschränkt geeignet ist, um eine solche Systemintegration effektiv und effizient zu unterstützen:
    - Eine Mikrooptimierung der Einspeisung durch einzelne Akteure (Marktintegration) folgt im Allgemeinen sicherlich denselben Signalen wie die notwendige Makrooptimierung (Systemintegration); allerdings gehen hierbei die statistisch ausgleichenden Wirkungen des Gesamtsystems verloren, so dass insgesamt der Optimierungsaufwand für alle Akteure höher ist als bei einer weitgehend zentralisierten Optimierungsstrategie.

- Einspeisemanagement kann nur bei steuerbaren EE-Technologien wie bspw. aus Biomasse sinnvoll ansetzen, nicht aber bei der Stromerzeugung aus den intermittierenden Energiequellen Wind und Sonne. Dies spricht dafür, dass eine Förderung der Direktvermarktung den optimierten Betrieb solcher steuerbarer EE-Technologien unterstützen sollte.

5.3 Vermarktungswege für Ökostrom

5.3.1 Ökostrommodelle aus Endkundensicht

Im Folgenden werden unterschiedliche Ökostrommodelle vorgestellt, wie sie den Endkunden gegenüber vermarktet werden. Vermarktungswege werden dabei zunächst als Möglichkeit betrachtet, die zusätzliche Zahlungsbereitschaft ökologisch motivierter Endkunden abzuschöpfen. Somit dienen die verschiedenen Vermarktungsmodelle gegenüber Endkunden als Ausgangspunkt, um von diesen dann in Kapitel 5.3.2 auf die Handlungsoptionen für den einzelnen Anlagenbetreiber schließen zu können. Die dargestellten Modelle sind „Reinformen“, jedoch können die einzelnen Modelle auch als Mischmodell konzipiert werden und Elemente der einzelnen Ansätze miteinander verbinden. Möglich sind insbesondere auch Mischformen mit den Direktvermarktungswegen ohne Ökostromaspekte, wie sie in (Ecofys et al., 2012) dargestellt sind. Da im Zusammenhang mit der Direktvermarktung von EE-Strom in erster Linie das sogenannte Händlermodell relevant ist, liegt hierauf das Hauptaugenmerk. Weitere Optionen werden dennoch mit aufgeführt, um die Förderwirkung für den Ausbau der EE-Erzeugung im Gesamtkontext darstellen zu können.

Händlermodell

Bei Ökostromprodukten, welche nach dem Händlermodell ausgestaltet sind, werden Endkunden mit Strom aus ökologisch vorteilhaften Anlagen beliefert. Ansprüche hinsichtlich der Eligibility und der Additionality beziehen sich somit auf die Charakteristika dieser Lieferanlagen. Auch hier ergibt sich hinsichtlich der Eligibility eine Differenzierung je nach zugrunde liegenden Energiequellen, wobei de facto fast der gesamte an freiwillige Ökostromkunden vermarktete EE-Strom aufgrund der geringen Gestehungskosten aus Wasserkraft stammt. Biomasse und Windkraftstrom werden in aller Regel höchstens als kleinerer Anteil beigemischt, zumindest wenn keine separate öffentliche Förderung für diese Erzeugung stattfindet und der Endkunde somit die vollen Kosten tragen muss. Hinsichtlich der Additionality können Kriterien wie die Abgrenzung gegenüber der Wirksamkeit öffentlicher Förderinstrumente sowie Neuanlagenkriterien angewandt werden.

Als weiteres differenzierendes Element im Ökostrommarkt wird außerdem zwischen zeitgleicher Lieferung und einer Jahresbilanz unterschieden, also der Frage, ob Ökostromkunden zu jedem Zeitpunkt aus „zulässiger“ Erzeugung beliefert werden oder ob bspw. über den Zeitraum eines Kalenderjahres eine Nettobilanz erstellt wird. Zeitgleiche Versorgung wird dabei in aller Regel durch nach oben offene Lieferverträge aus Wasserkraft dargestellt, welche flexibel an die kurzfristig prognostizierten Verbräuche der Kunden angepasst werden können. Bei der Anwendung einer Jahresbilanz muss selbstverständlich dennoch die physische Versorgung der Kunden sichergestellt sein, diese kann jedoch durch Bezug aus der Börse oder von sonstiger Erzeugung gehedgt werden. Bei Versorgern, welche nicht ausschließlich Ökostromprodukte liefern, kann eine Mischbilanzierung mit den sonstigen Kundengruppen erfolgen. Insbesondere

für die Vermarktung von intermittierender EE-Erzeugung ist eine zeitgleiche Lieferung mit erheblichem Aufwand verbunden.

Als Nachweis der Stromqualität werden sowohl Herkunftsnachweise als auch bilaterale Lieferverträge („physische Lieferung“) oder Kombinationen aus beidem genutzt. Da Herkunftsnachweise in aller Regel nur für längere Erzeugungsperioden ausgestellt werden (ein Tag bis ein Jahr), ist für den Nachweis einer zeitgleichen Lieferung in jedem Fall eine gezielte Bilanzierung mit separatem Nachweis notwendig. In sonstiger Hinsicht können Herkunftsnachweise allerdings flexibel eingesetzt werden. Während im Normalfall dem Endkunden ein komplettes Produkt bestehend sowohl aus Strom als auch einem Nachweis der Ökostromqualität (bspw. in Form eines Herkunftsnachweises) verkauft wird, ist es unter Verwendung von Herkunftsnachweisen außerdem grundsätzlich möglich, dieses Produkt auch entkoppelt von der eigentlichen Stromversorgung des Kunden zu vermarkten. In diesem Fall erfolgt eine reine Lieferung der ökologischen Güte in Form von Herkunftsnachweisen (die Stromkennzeichnungsinformation), womit grundlegende Anforderungen an Ökostromvermarktung erfüllt werden: dem Kunden gegenüber wird nachgewiesen, dass Stromerzeugung in einer bestimmten Menge und Qualität für ihn stattgefunden hat, und Anlagenbetreiber erhalten die Möglichkeit zu zusätzlichen Einnahmen und somit einen Anreiz für weitere umweltfreundliche Aktivitäten. Mit einem solchen entkoppelten Produkt können zusätzliche Kundengruppen erreicht werden, insbesondere gewerbliche Großverbraucher, die auf diese Art zentral Herkunftsnachweise für den Stromverbrauch an mehreren Unternehmensstandorten beschaffen können, unabhängig von den lokal differenzierten Stromlieferverträgen.

Fondsmodell

Beim Fondsmodell erhebt der Stromanbieter einen Preisaufschlag auf den Preis für die eigentliche Versorgung mit Strom, welche aus EE oder auch aus konventioneller Erzeugung stammen kann. Mit den Mitteln aus dem Preisaufschlag werden ökologische Maßnahmen wie beispielsweise der Bau und Betrieb von EE-Anlagen gefördert. Eligibility- und Additionalityansprüche beziehen sich beim Fondsmodell somit auf die geförderten Maßnahmen, also beispielsweise die Bezuschussung neuer Anlagen, welche außerhalb der Wirkung öffentlicher Förderinstrumente stehen bzw. durch diese nicht ausreichend gefördert werden. Häufig basiert im Rahmen des Fondsmodells die Lieferung außerdem auf EE-Erzeugung. Solche Produkte können dementsprechend als Mischform zwischen Fonds- und Händlermodell betrachtet werden.

Initiierungsmodell/Revolving Funds

Beim Initiierungsmodell oder sogenannten „Revolving Funds“ findet, ähnlich wie beim Fondsmodell, eine Förderung der EE-Stromerzeugung unabhängig von der tatsächlichen Belieferung der Kunden statt. Die Besonderheit des Initiierungsmodells besteht darin, dass durch den Stromanbieter auch und vor allem öffentlich geförderte EE-Anlagen durch Beteiligung an der Finanzierung und u.U. auch an Bau und Betrieb initiiert werden. Es findet somit also eine doppelte Förderung durch die Ökostromkunden und das öffentliche Fördersystem statt. Dies ist dann aus Umwelt- und Verbrauchersicht gerechtfertigt, wenn die mit den entsprechenden Anlagen erzielten Erlöse wiederum zur Finanzierung weiterer EE-Anlagen verwendet werden. Da es sich in Anbetracht der Abschreibungsdauern von EE-Anlagen um ein langfristiges Versprechen des Anbieters handelt, ist in solchen Fällen die Glaubwürdigkeit des Anbieters beim Verbraucher eine grundlegende Voraussetzung.

5.3.2 Vermarktungswege für Ökostrom aus Sicht der Anlagenbetreiber

Für den einzelnen Anlagenbetreiber ergeben sich ausgehend von den oben dargestellten Optionen zur Vermarktung von Ökostrom an Endkunden mehrere Vermarktungswege, wie sie im Folgenden dargestellt werden. In allen Fällen gilt dabei die Annahme, dass die Ökostromeigenschaft (z.B. in Form der EE-Stromkennzeichnungseigenschaft) dabei gezielt mit vermarktet wird. Für alle dargestellten Optionen gilt gleichermaßen, dass die zu erwartenden zusätzlichen Erlöse für die Ökostromqualität stark abhängig sind von den angelegten Maßstäben der Eligibility und Additionality, also beispielsweise der Differenzierung zwischen einzelnen Energieträgern, der Präferenz für regionale Erzeugung, der Anteile an Neuanlagen oder der Abgrenzung gegenüber öffentlichen Fördersystemen. Für Ökostrom existiert - zumindest bisher - kein gesonderter zentraler Marktplatz (wie z.B. eine Ökostrombörse). Dies ist aufgrund der starken Marktdifferenzierung auch naheliegend. Aus diesem Grund beziehen sich die beschriebenen Ökostromvermarktungswege zu weiten Teilen auf direkte bilaterale Handelsbeziehungen.

Vermarktung der Stromerzeugung (physisch oder gekoppelt) im Händlermodell mit Zeitgleichheit

Hierbei erfolgt eine physische Lieferung der Stromerzeugung entweder in Verbindung mit Herkunftsnachweisen (gekoppelt) oder mit einer sonstigen bilateralen Qualitätszusage in Form von Langzeitlieferverträgen an einen Stromversorger.

Muss aufgrund der Produktkonfiguration eine (quasi-)zeitgleiche Lieferung stattfinden, so ist dieser Vermarktungsweg hauptsächlich für steuerbare oder gut prognostizierbare EE-Erzeugung möglich, also bspw. für Wasserkraft, Biomasse oder Geothermie. Für intermittierende Energiequellen wie Windkraft oder Solarstrom sind aus Anbietersicht erhöhte Anstrengungen notwendig, um eine ausreichende Ausregelung sicherzustellen. Zur Anpassung an nur kurzfristig prognostizierbare Absatzschwankungen sind (zumindest innerhalb des Gesamtportfolios eines Endkundenproduktes) nach oben offene Lieferverträge oder eigene Erzeugungskapazitäten z.B. aus Wasserkraft notwendig, um Unsicherheiten abzusichern und Lieferausfälle zu vermeiden. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, nicht ausgeschöpfte Resterzeugungsmengen ohne spezifische EE-Qualität bspw. an der Börse zu vermarkten. Eine solche Börsenvermarktung könnte entweder durch den Anlagenbetreiber, den abnehmenden Ökostromanbieter oder einen sonstigen Akteur geschehen.

Vermarktung der Stromerzeugung (physisch oder gekoppelt) im Händlermodell ohne Zeitgleichheit

Dieser Vermarktungsweg entspricht in seinen Grundzügen der oben dargestellten Möglichkeit, durch den Verzicht auf die Anforderung der Zeitgleichheit ergeben sich aber weitere Optionen. So ist auch die Vermarktung intermittierender Erzeugung besser möglich, da lediglich eine Unsicherheit hinsichtlich der jährlichen Nettoproduktion besteht, nicht aber hinsichtlich des tatsächlichen Einspeiseprofils. Somit kann eine größere Menge an EE-Erzeugung als Ökostrom vermarktet werden. Das Hedging der Einspeisemengen mit sonstigen Erzeugungsmengen (z.B. von der Börse) kann dabei vom Stromanbieter durchgeführt werden – es kann aber auch durch den Anlagenbetreiber direkt als Dienstleistung angeboten werden.

Vermarktung der Herkunftsnachweise für EE-Strom im Händlermodell und separate Direktvermarktung der physischen Strommengen

Dieser Vermarktungsweg wiederum stellt eine weitere Flexibilisierung dar. Auch hier bestehen im Rahmen der Ökostromvermarktung keine Ansprüche an die Zeitgleichheit. Herkunftsnach-

weise werden erst nach erfolgter Stromerzeugung ausgestellt und können auch prinzipiell noch nachträglich nach stattgefundener Erzeugung gehandelt werden (in Deutschland muss entsprechend der bestehenden Stromkennzeichnungsregelungen nach § 42 EnWG erst zum 1. November des Folgejahres der Stromkennzeichnungsmix berechnet sein und den Endkunden gegenüber ausgewiesen werden). Somit kann die ökologische Qualität für die vollständige Erzeugung durch den Anlagenbetreiber vermarktet werden. Parallel dazu muss der physische Strom durch den Anlagenbetreiber vermarktet werden. Hierbei bestehen keine Einschränkungen hinsichtlich der grundsätzlichen Vermarktungsoptionen auf den allgemeinen Strommärkten. Für eine Übersicht dieser Vermarktungsoptionen siehe (Ecofys et al., 2012).

Förderung durch Fondsmodell bei Direktvermarktung der Erzeugungsmengen

Bisher werden im Rahmen von Fondsmodellen in Deutschland im Allgemeinen Anlagen zusätzlich bezuschusst, welche die klassische EEG-Mindestvergütung erhalten. Generell kann dieser Ansatz aber auch auf EE-Anlagen mit Direktvermarktung übertragen werden, so dass die Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Erlösen aus der allgemeinen Direktvermarktung zusätzliche Erlöse erzielen können. Hierbei gälte es insbesondere, den „konventionellen" Marktwert der Anlagen zu bewerten und somit die zusätzliche „Zuschusswürdigkeit" aus Sicht eines Ökostrom-Fonds abschätzen zu können. Außerdem ist in dem Fall sicherzustellen, dass eine Anlage nicht mehrfach einzelnen Ökostromkunden gegenüber vermarktet wird (z.B. parallel in einem Händlerprodukt und einem separaten Fondsprodukt), da ansonsten aus Sicht der Endkunden eine für sie kaum erkennbare Mehrfachförderung stattfinden würde.

Vermarktung in einem Initiierungsmodell

Im Rahmen des Initiierungsmodells ergeben sich für die Direktvermarktung keine weiteren Möglichkeiten zur Vermarktung der Ökostromqualität, welche nicht schon durch die oben genannten Optionen zur Vermarktung im Händlermodell und der Förderung im Fondsmodell abgedeckt werden.

5.4 Wirtschaftliche Effekte unterschiedlicher Vermarktungswege

5.4.1 Einzelwirtschaftliche Effekte

Durch die Vermarktung der Ökostromeigenschaft ergeben sich zusätzlich zum Marktwert der physischen Energie auf den konventionellen Strommärkten zusätzliche Margen, welche durch den Anlagenbetreiber abgeschöpft werden können. Aufgrund der Differenzierung der Angebote im Ökostrommarkt, der Unterschiede in der individuellen Zahlungsbereitschaft von Kunden und der Abhängigkeit des Ökostrommarkts von den zuvor diskutierten Fragen der Glaubwürdigkeit lassen sich diese Zusatzerlöse jedoch schwerlich beziffern.

In Deutschland wird bei der derzeitigen Fördersituation durch das EEG, also der grundlegenden Möglichkeit einer festen Vergütung für EE-Erzeugung in Verbindung mit einer Abnahmegarantie, die jeweils gültige Einspeisevergütung zzgl. eines Risikoaufschlags für die wegfallende Abnahmegarantie immer als Mindestpreis zu betrachten sein, welchen ein Anlagenbetreiber auf dem freien Markt verlangen wird. Eine Ausnahme könnten hier u.U. Anlagenbetreiber mit einem großem Portfolio an Anlagen bilden, welche Erfahrung in der Direktvermarktung sammeln wollen, um sich auf die Zeit nach Ablauf der EEG-Förderung vorzubereiten. Bei Wasserkraft bestehen schon jetzt umfangreiche Erfahrungen bei den Marktakteuren, welche in gewis-

sem Rahmen sicher auf Geothermie und Biomasse übertragen werden können. Somit ist dieser Ansatz, eine evtl. finanziell nicht vorteilhafte Direktvermarktung zu Lernzwecken einer EEG-Mindestvergütung vorzuziehen, vor allem für die intermittierenden Energieträger Windkraft und Sonnenenergie von Bedeutung.

Hat ein Anlagenbetreiber die Auswahl zwischen unterschiedlichen Vermarktungswegen (inkl. der garantierten Abnahme mit EEG-Mindestvergütung), so wird er in aller Regel die Option wählen, welche ihm (inkl. evtl. unterschiedlicher Aufschläge für die Risiken der freien Vermarktung) die höchsten Gewinne verspricht. Geht man davon aus, dass die EEG-Mindestvergütung in aller Regel die Vollkosten der Erzeugung von EE-Strom abdeckt, so sind diese Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers weitgehend als Mitnahmeeffekte zu betrachten. Direkte ökologische Effekte durch einen zusätzlich stimulierten Ausbau und Betrieb von EE-Anlagen ergeben sich erst dann, wenn durch die optimierte Nutzung unterschiedlicher Vermarktungswege einzelne Projekte wirtschaftlich werden und realisiert werden, bei welchen dies vorher nicht gegeben war.

5.4.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Wie oben schon erläutert, werden Anlagenbetreiber bei einer Wahlmöglichkeit zwischen unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten in aller Regel ihre Gewinne optimieren. Können die Betreiber deutscher EE-Anlagen im freiwilligen Markt von einzelnen Verbrauchern höhere Erlöse erzielen als durch die konventionelle EEG-Vergütung, so findet primär eine Kostenverlagerung statt. Die allgemeine EEG-Umlage wird in aller Regel durch das „Herausoptieren“ EEG-fähiger Erzeugung entlastet.[22] Demgegenüber zahlen die gezielt nachfragenden Ökostromkunden an die Anlagenbetreiber mindestens den durch die EEG-Vergütung definierten EEG-Buy-Out-Preis zuzüglich eines Aufschlags für die Transaktionskosten und Risiken der freien Vermarktung. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten steigen durch die Wahlmöglichkeit der Anlagenbetreiber zwischen unterschiedlichen Vermarktungswegen also an.

Demgegenüber steht die Erwartung, dass durch die Direktvermarktung die Anlagenbetreiber und Stromanbieter Anreize haben, ihre Anlagen durch optimiertes Einspeisemanagement besser in das Stromsystem zu integrieren, und so bspw. durch die Vermeidung von Regelenergie oder kostenintensiver Spitzenlasterzeugung ein zumindest langfristig preisdämpfender Effekt besteht (siehe hierzu auch Abschnitt 5.2.2).

5.5 Vermarktungsoptionen gemäß EEG

Das EEG 2012 eröffnet mehrere Optionen, wie Strom aus erneuerbaren Energien durch den Anlagenbetreiber vermarktet werden kann und dabei ggf. unterschiedliche Arten der Förderung erhält. Im Einzelnen handelt es sich hierbei um eine „einfache“ Direktvermarktung, die klassische EEG-Einspeisevergütung, die neu eingeführte optionale Marktprämie sowie die Inanspruchnahme des Ökostromprivilegs gemäß §37 EEG. Aus Kundensicht stellen diese Vermarktungsoptionen in jedem Fall Händlermodelle dar, unabhängig von den detaillierten Ausgestaltungsmöglichkeiten, wie sie in Kapitel 5.3.2 genannt sind. Im Folgenden sollen die im EEG

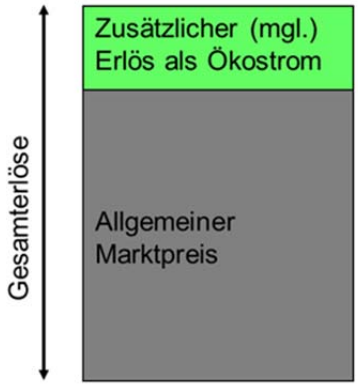
[22] Dies gilt zumindest für die absolute Höhe der EEG-Umlage. Die Anwendung des sogenannten Ökostromprivilegs gemäß §39 EEG hat den Effekt, dass die Anzahl der verpflichteten Endkunden relativ stärker sinkt als die absoluten EEG-Kosten. Somit werden durch dieses Instrument die einzelnen verbleibenden voll verpflichteten Stromkunden stärker belastet. Siehe hierzu auch Abschnitt 5.5.4.

2012 definierten Vermarktungsoptionen in kurzer Form dargestellt und ökonomisch eingeordnet werden. Außerdem soll bewertet werden, inwiefern die in Abschnitten 5.2.1 und 5.2.2 genannten Anforderungen an Ökostrom erfüllt werden bzw. erfüllt werden können.

5.5.1 „Einfache" Direktvermarktung

Unter einfacher Direktvermarktung wird hier eine Vermarktung von EE-Strom durch den Anlagenbetreiber und seine Handelspartner bezeichnet, ohne dass eine öffentliche Förderung hierfür stattfindet.[23] Abb. 5-3 stellt dar, dass sich die möglichen Gesamterlöse aus dem allgemeinen Marktpreis für die physische Energie sowie evtl. mögliche Zusatzerlöse durch die Vermarktung speziell als Ökostrom zusammensetzen. Eine öffentliche Förderung findet nicht statt.

Abb. 5-3: Zusammensetzung der Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der „einfachen" Direktvermarktung



Quelle: Öko-Institut

Die Direktvermarktung hat mehrere grundsätzlich positive Effekte hinsichtlich einer verbesserten Marktintegration. Hierzu gehört die verbesserte Erstellung von Prognosen, Lerneffekte beim Zugang zu Handelsplätzen und bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie. Prinzipiell ist die Direktvermarktung in dieser Form also zu begrüßen. Im Sinne einer zuverlässigen Stromkennzeichnung sollte die Vermarktung als EE-Strom inklusive der damit zusammenhängenden Stromkennzeichnungsinformation an die Nutzung von Herkunftsnachweisen gebunden sein, wie es durch das EEG 2012 auch grundsätzlich festgelegt wurde. Für die Anlagenbetreiber besteht durch die Direktvermarktung ein erhöhter Aufwand für die Vermarktung und Vertragsabwicklung im Vergleich zu einer evtl. Inanspruchnahme der EEG-Förderoptionen. Wenn der allgemeine Marktpreis für Strom die Kosten des Anlagenbetreibers (Stromgestehungskosten sowie Vermarktungsaufwand) abdeckt, so ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ausreichend gesichert. Aus Endverbraucherperspektive stellt sich in jedem Fall die Frage, weshalb er gezielt dieses Produkt kaufen und statt eines öffentlichen Fördermechanismus für evtl. Mehrkosten aufkommen sollte. Um seine Zahlungsbereitschaft ökologisch effizient einzusetzen, sollte er in diesem Fall darauf achten, dass das bezogene Ökostromprodukt einen weitergehenden ökologischen Zusatznutzen aufweist, bspw. im Rahmen eines Fonds- oder Initiierungsmodells.

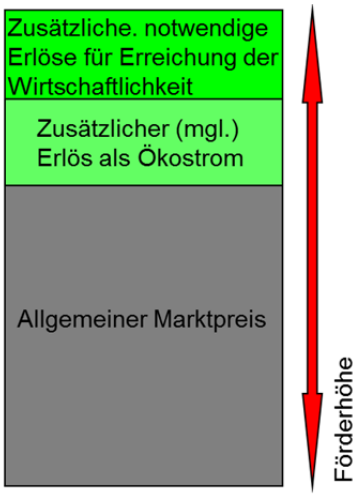
[23] In EEG § 33b, Absatz 3 wird diese Vermarktungsform als „sonstige Direktvermarktung" bezeichnet.

5.5.2 EEG-Einspeisevergütung

Die klassische EEG-Einspeisevergütung mit technologiespezifischen Mindestvergütungen ist konzipiert, um im Regelfall die Vollkosten für die Stromerzeugung aus unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen abzudecken und somit einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu sichern. Das Verhältnis der Förderung zu sonstigen Erlösmöglichkeiten ist in Abb. 5-4 dargestellt. Im Allgemeinen wird ein Anlagenbetreiber diese Vergütungsoption bevorzugen, solange der allgemein zu erwartende Marktpreis inklusive möglicher zusätzlicher Erlöse für die Ökostromeigenschaft nicht höher ist als die Mindestvergütung inklusive eines Aufschlags für die zusätzlichen Kosten und Risiken der freien Vermarktung. Die damit zusammenhängende Finanzierung durch die Allgemeinheit entspricht dem allgemeinen Verursacherprinzip und ist somit grundsätzlich sinnvoll, solange die EE-Erzeugung auf zusätzliche Erlöse über den allgemeinen Marktpreis hinaus angewiesen ist.

Durch die vorrangige Einspeisung zum festen Vergütungssatz wird durch diese Vermarktungsform insbesondere der unmittelbare Ausbau und Betrieb von EE-Anlagen gefördert. Das Ziel einer Optimierung der Bedarfsgerechtigkeit der Stromerzeugung und Netzeinspeisung von EE-Strom bleibt dahinter zurück.

Abb. 5-4: Zusammensetzung der Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der klassischen EEG-Einspeisevergütung



Quelle: Öko-Institut

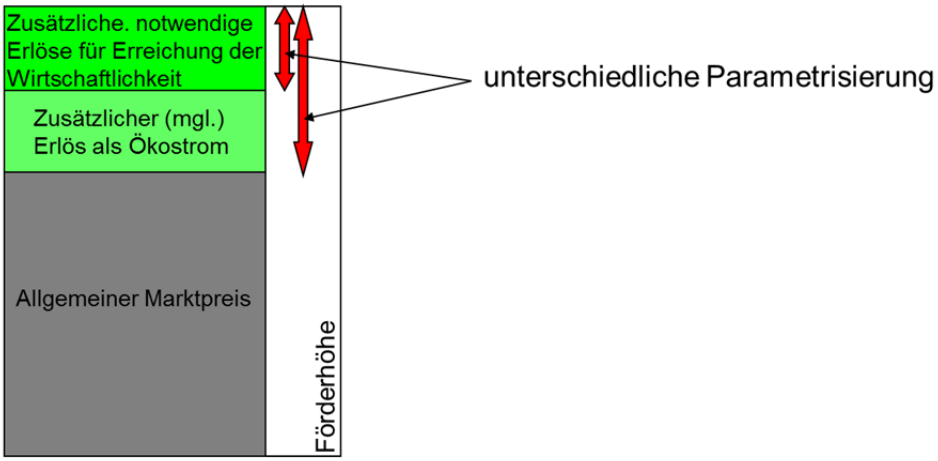
Die Ausweisung dieser Strommengen in der Stromkennzeichnung erfolgt gemäß EEG 2012 gegenüber den EEG-verpflichteten Endverbrauchern. Entscheidend ist, dass die Ausweisung als „EE-Strom, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ stattfindet. Somit kann der Endkunde unterscheiden zwischen den obligatorisch zugewiesenen EE-Strommengen aus dem EEG und den Mengen, welche durch den Stromanbieter aktiv erzeugt bzw. beschafft wurden. Hierdurch wird die Differenzierung des Strommarkts durch die Stromkennzeichnung unterstützt.

5.5.3 Gleitende Marktprämie

Marktprämien sind grundsätzlich dazu geeignet, Deckungslücken zwischen dem allgemeinen Marktpreis für Strom und den Vollkosten für die EE-Stromerzeugung zu füllen und somit einerseits durch den Markt Anreize zur Markt- und Systemintegration zu bieten, andererseits die „gesellschaftliche“ Aufgabe der Förderung von EE-Erzeugung zu erfüllen. Je nach Parametrisierung (also Höhe) der Marktprämie deckt diese Förderung die vollständigen Mehrkosten zwi-

schen dem Marktpreis (z.B. an der Börse) und den Vollkosten ab, oder auch nur die Mehrkosten, welche verbleiben, wenn eine explizite Vermarktung als Strom aus EE stattfindet und hierdurch Mehreinnahmen durch den Anlagenbetreiber erzielt werden können. Das Verhältnis der Förderung zu sonstigen Erlösmöglichkeiten ist in Abb. 5-5 dargestellt.

Abb. 5-5: Zusammensetzung der möglichen Gesamterlöse für Ökostrom im Fall der gleitenden Marktprämie



Quelle: Öko-Institut

In Deutschland wurde die Marktprämie mit der EEG-Novelle für 2012 eingeführt. Durch die Ausgestaltung als *gleitende* Marktprämie orientiert sich die Förderung an der Vergütung der klassischen EEG-Einspeisung für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien. Somit sind hier im Regelfall die vollständigen Mehrkosten der Stromerzeugung über den allgemeinen Marktpreis abgedeckt. Sinnvollerweise ist durch EEG und EnWG dementsprechend auch geregelt, dass die durch die Marktprämie geförderten Strommengen gemeinsam mit den „klassisch" geförderten Strommengen in einem Umlageverfahren den EEG-verpflichteten Endkunden gegenüber in der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden.

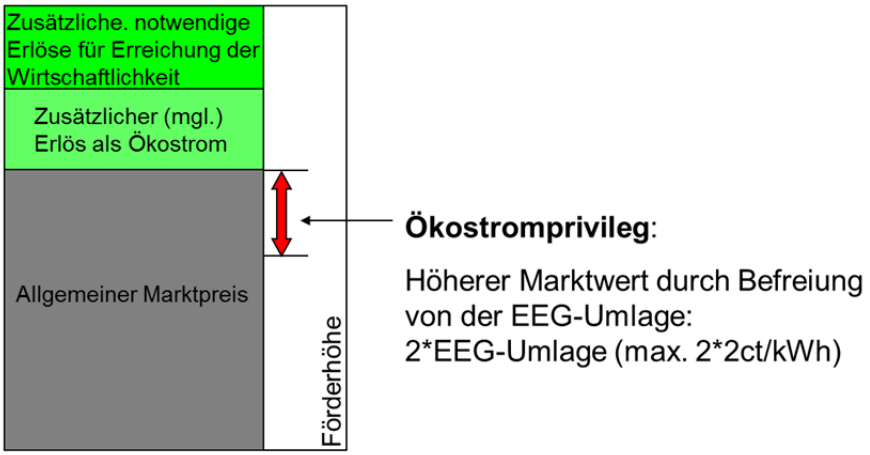
Dabei soll darauf hingewiesen werden, dass im europäischen Ausland häufig Strom, welcher bspw. durch Marktprämien oder im Rahmen von Quotenmodellen gefördert wurde, noch frei vermarktet und auch nach Deutschland als EE-Strom verkauft werden kann. Somit erfolgt hier eine mögliche „Doppelförderung" durch öffentliche Mechanismen und durch den Verbraucher, ohne dass dies für den Verbraucher ersichtlich ist. Die ausländische Stromerzeugung wird gegenüber deutschen Strommengen unter der Marktprämie bevorteilt. Perspektivisch sollte also durch den Gesetzgeber geprüft werden, inwiefern auch für ausländische Erzeugung eine Darstellung separat zu „sonstigen EE" (z.B. als „im Ausland geförderte EE") praktikabel ist. Der Nachweis dieser Information ist basierend auf der verpflichtenden Verwendung von Herkunftsnachweisen gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie (EU 2009) und dem dort obligatorischen Fördervermerk leicht möglich.

5.5.4 Ökostromprivileg

Durch das Ökostromprivileg gemäß § 39 des EEG werden Stromversorger und ihre Kunden von der EEG-Umlage bis zu einer Höhe von 2ct/kWh befreit, sofern sie über 50 % ihres Stroms aus „herausoptierten" EEG-fähigen Anlagen direkt beziehen, und der Anteil an intermittierender Erzeugung hierbei mindestens 20% beträgt. Den Vermarktungsvorteil in Höhe der genannten 2 Cent je Kilowattstunde verkauften Stroms kann der Anbieter beschaffungsseitig gezielt an die

Anlagenbetreiber der EEG-fähigen Anlagen weitergeben, von welchen er 50 % seines Stroms bezieht. Dies entspricht also bis zu 4 Cent je Kilowattstunde bezogenen EEG-fähigen Stroms. Die Förderung erfolgt also durch eine Kostenentlastung des Stromversorgers, der diesen Vorteil an die Erzeuger in Form eines höheren Marktpreises weitergeben kann. Das Verhältnis dieses Fördermechanismus zu sonstigen Erlösmöglichkeiten ist in Abb. 5-6 dargestellt.

Abb. 5-6: Zusammensetzung der möglichen Gesamterlöse für Ökostrom im Fall des Ökostromprivilegs



Quelle: Öko-Institut

Für den Anlagenbetreiber ist diese Vermarktungsoption vorteilhaft, wenn seine Stromgestehungskosten weniger als 4ct/kWh über dem ansonsten allgemein erzielbaren Marktpreis liegen. Da es entsprechend EEG und EnWG möglich ist, die über das Ökostromprivileg vermarkteten EE-Strommengen in der Stromkennzeichnung als EE-Strom auszuweisen, kann hierdurch noch ein weiterer Erlös generiert werden. Durch die Wahlmöglichkeit des Anlagenbetreibers zwischen den unterschiedlichen Vermarktungsformen entstehen somit (vorbehaltlich einer optimierten Einspeisung und Verdrängung von teurem Spitzenlaststrom) grundsätzlich volkswirtschaftliche Mehrkosten in Höhe dieser zusätzlichen Erlöse. Aufgrund der in Abschnitt 5.2.2 genannten Argumente erscheint es fraglich, ob durch die Nutzung des Ökostromprivilegs das Einspeisemanagement entscheidend verbessert wird und somit langfristig eine markt- und systemgerechtere Einspeisung effizient gefördert wird.

Aus Sicht des Endkunden sind Produkte nach dem Ökostromprivileg in besonderem Maß nicht durch die Kunden gefördert, welche diese Produkte beziehen, sondern durch die „erlassene“ EEG-Umlage, welche nun verstärkt von anderen nicht ökostromprivilegierten Stromkunden getragen werden muss. Zumindest aus Verbraucherschutzgründen erscheint es somit fragwürdig, eine solche Kostenverlagerung ohne besonderen Hinweis zuzulassen. Perspektivisch sollte also durch den Gesetzgeber geprüft werden, ob entsprechende Produkte in der Stromkennzeichnung beispielsweise durch einen Hinweis „EE-Strom gefördert durch Befreiung von der EEG-Umlage“ ausgewiesen werden können.

6 Quellenverzeichnis

AtG. (2011). Atomgesetz - Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren.

BMU. (2009). Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Zahlen. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.

BMU. (2011). Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/2720/.

BMWi, & BMU. (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*.

Bagemihl, J. (2003). *Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasmarkt*. Stuttgart.

Bejan, A., Tsatsaronis, G., & Moran, M. (1996). *Thermal Design & Optimization*. John Wiley & Sons, Inc.

Bruckner, T., Kondziella, H., & Bode, S. (2010). Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt. *Universität Leipzig, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik*, (April).

Bundesregierung. (2000). Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen. *Bundesregierung*.

Bundesregierung. (2011). Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher , bezahlbar und umweltfreundlich -. *Bundesregierung*.

Bürger, V. (2007). *Green Power Labelling - An Instrument to enhance Transparency and Sustainability on the Voluntary Green Power Market; Final Report from the project "Clean Energy Network for Europe" (CLEAN-E)*. Freiburg.

CMO.grexel. (2011). CMO.grexel EECS database. http://www.grexel.com/need-tracking-system-energy-certificates (aufgerufen am 1. November 2011).

EEG. (2012). Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).

EEX.(2008).Stundenkontrakte. http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte | Spotmarkt Stundenauktion/spot-hours-table/2008-01-01/PHELIX (aufgerufen am 6. Juni 2011).

ENTSO-E. (2010). Data Portal. https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/ (aufgerufen am 6. Juni 2011).

ENTSO-E. (2011). Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf.

EU. (2001). Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften*, *L 283*, 33-40.

EU. (2009). Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. *Amtsblatt der Europäischen Union*, *L140* (April), 16-62.

EWI. (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Basel, Köln, Osnabrück.

Ecofys. (2010). *Einspeiseprofile für Fotovoltaik, Wind on- und offshore*. Berlin.

Ecofys, TU Dresden, & Energy Brainpool. (2012). *Analyse der Preisauswirkungen erneuerbarer Energie auf die deutschen Strommärkte*. Berlin, Dresden.

Energie&Management. (2010). 6. Ökostromumfrage. *Energie & Management vom 09.07.2010*.

Eurostat. (2010). Eurostat Online-Datenbank: Elektrizitätserzeugung unterschiedlicher Kraftwerktypen, 1997-2008. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database (aufgerufen am 30. September 2011).

FNR. (2007). Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen. *Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).*

Hundt, M. (2009). *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio: Technische und ökonomische Aspekte*. Stuttgart.

KWKG. (2009). Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).

Knopf, B., Kondziella, H., Pahle, M., Götz, M., Bruckner, T., & Edenhofer, O. (2011). Der Einstieg in den Ausstieg. Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland. *Expertisen und Dokumentationen zur Wirtschafts- und Sozialpolitik*, (August). www.fes.de/aktuell/documents2011/110610_Studie_Atomausstieg.pdf.

Kunz, F., Hirschhausen, C. von, Möst, D., & Weigt, H. (2011). Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland - sind Engpässe zu befürchten? *Electricity Markets Working Papers*, *WP-EM-44*.

Matthes, F. C. (2010). *Energiepreise für aktuelle Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe*. Berlin.

Matthes, F. C., Gores, S., Harthan, R. O., Mohr, L., Penninger, G., Markewitz, P., Hansen, P., et al. (2009). *Politikszenarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Berlin.

Nitsch, J. (2010a). *Vorläufiges Datengerüst Leitszenario 2010 (Stand vom 15.02.2010)*. Stuttgart.

Nitsch, J. (2010b). *Aktualisierte Brennstoffpreise für Leitstudie 2010 (Persönliche Mitteilung vom 03.09.2010)*. Stuttgart.

Platts. (2009). World Electric Power Plants Database. *Platts*.

R2b. (2011). Kurzfassung Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017. *r2b energy consulting GmbH*.

R2b, & EEFA. (2010). Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. *r2b energy consulting GmbH, EEFA GmbH & CO KG*.

Schneider, L. (1998). *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern*. Öko-Institut e.V.

Schröter, J. (2004). *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*. Technische Universität Berlin.

Schulz, W., Bartels, M., Gatzen, C., Lindenberger, D., Müsgens, F., Peek, M., Seeliger, A., et al. (2005). *Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose.* EWI, Prognos AG.

Schüwer, D. (2010). *Erdgas: Brücke ins regenerative Zeitalter - Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit*. Wuppertal.

Sensfuß, F, Ragwitz, M., & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, *36*(8), 3086-3094. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.035

Statistisches Bundesamt. (2008). Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung (Tabelle 066). *Statistisches Bundesamt*.

Statistisches Bundesamt. (2010). *Fachserie 4, Reihe 6.4. Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Erschienen am 6. Oktober 2009, korrigiert am 04. Februar 2010.* (Vol. 49). Wiesbaden.

Swider, D. J., Ellersdorfer, I., Hundt, M., & Voß, A. (2007). *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Stuttgart.

Traber, T., & Kemfert, C. (2009). Gone with the Wind? - Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants und Increasing Wind Energy Supply. *DIW Berlin Discussion Papers*, (Januar).

Umweltbundesamt. (2009). Kostenannahme für CO_2-Transport und -Einlagerung im Projekt “Politikszenarien V”. Persönliche Mitteilung.

ZuG 2012. (2007). Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (Zuteilungsgesetz 2012 - Zug 2012).

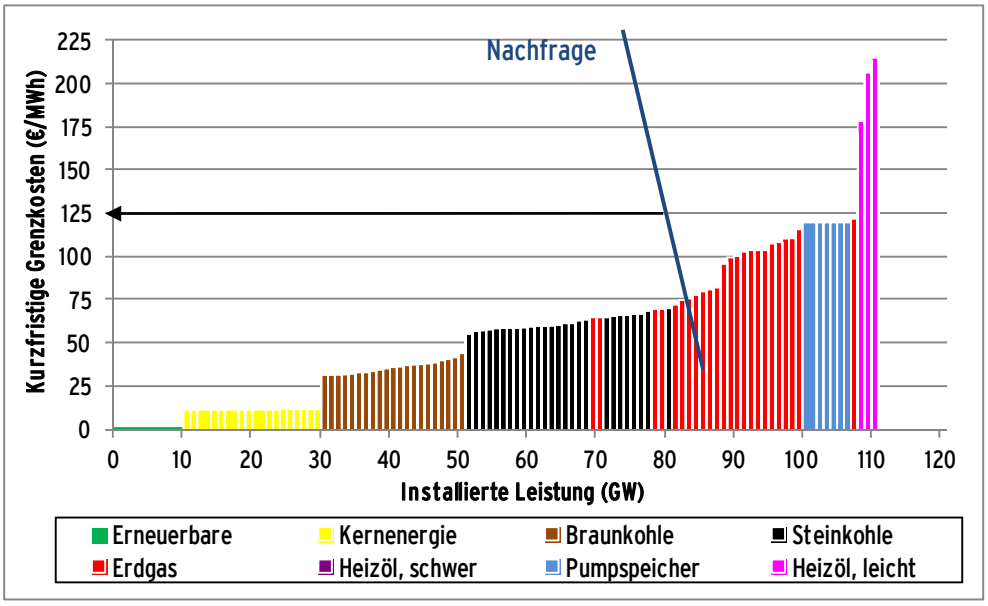
A. Anhang

A.1 Merit-Order-Effekt

Im liberalisierten Strommarkt erfolgt die Bildung des Strompreises auf Basis von Angebot und Nachfrage. Die Angebote zur Stromerzeugung von Kraftwerksbetreibern und die Stromnachfrage werden dabei an der Strombörse gesammelt. Jeder Anbieter bietet seinen Strom zu den Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks an, wobei sich diese aus den Kosten für den Brennstoff, für zu beschaffende CO_2-Zertifkate sowie sonstigen Betriebskosten zusammensetzen.

In Abb. A-1 ist für eine exemplarische Stunde eines Tages (an der Börse wird stundenweise gehandelt) das Angebot und die Nachfrage nach Strom dargestellt. Da an der Börse die einzelnen Gebote der Kraftwerksbetreiber aufsteigend nach Grenzkosten sortiert werden (dies nennt man „Merit Order"), befinden sich auf der linken Seite in diesem Diagramm zunächst die erneuerbaren Energien, die (sehr) geringe Grenzkosten aufweisen. Rechts davon sortieren sich Kernkraftwerke mit niedrigen Grenzkosten ein, anschließend folgen Braunkohlekraftwerke. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke haben höhere Grenzkosten und folgen rechts neben den Braunkohlekraftwerken. Ganz rechts in der Merit Order liegen Spitzenlastkraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke oder Ölkraftwerke.

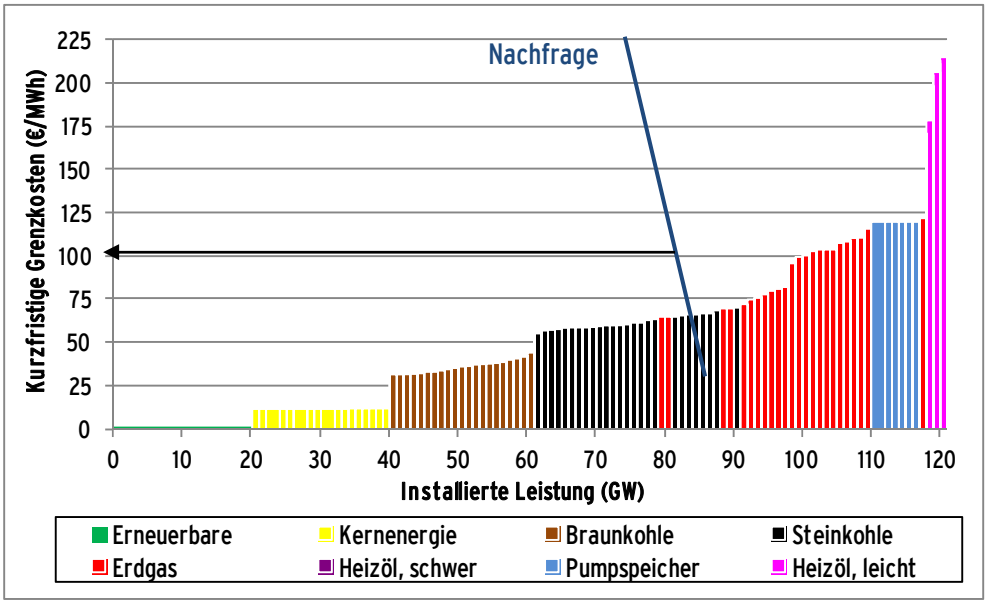
Abb. A-1: Strompreisbildung an der Strombörse (exemplarische Stunde des Jahres 2008)



Quelle: Eigene Darstellung Modell MICOES

Um den prognostizierten Strombedarf zu decken, erteilt die Börse für jede gehandelte Stunde nun allen Angeboten, beginnend mit dem Angebot mit den geringsten Grenzkosten, einen Zuschlag bis der Schnittpunkt von Angebotskurve (Merit Order) und der Stromnachfrage (in Abb. A-1 als dunkelblaue Linie dargestellt) erreicht ist. Wichtig ist dabei, dass der Strompreis („Market Clearing Price") durch das letzte Kraftwerk, welches zur Deckung der Stromnachfrage einen Zuschlag erhält, festgesetzt wird. Das bedeutet, dass auch weiter links in der Merit Order liegende Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Grenzkosten sondern nach den Grenzkosten des Grenzkraftwerks bezahlt werden.

Abb. A-2: Preisbildung an der Strombörse bei höherer Einspeisung von erneuerbaren Energien



Quelle: Eigene Darstellung Modell MICOES

In Abb. A-2 ist eine Stunde mit höherem Angebot an erneuerbaren Energien im Vergleich zu Abb. A-1 dargestellt. Bei gleicher Stromnachfragekurve werden zur Deckung der Stromnachfrage weniger thermische Kraftwerke benötigt. Das Grenzkraftwerk liegt in der Merit Order weiter links, d. h. das preissetzende Grenzkraftwerk hat in diesem Fall geringere Grenzkosten als in Abb. A-1. Durch den Merit Order-Effekt fällt der Market Clearing Price somit in diesem Fall geringer aus.

A.2 Methodik

Tab. A- 1: Technische Parameter des Kraftwerkseinsatzmodells MICOES

Kraftwerkskategorie	Verfügbarkeit	Mindestleistung in % der Maximalleistung	Lastgradienten in % pro Minute	Mindest-betriebszeit	Mindeststill-standszeit
Kernenergie	85%	45,2%	0,85%	12 h	8 h
Braunkohle	84,7%	40%	3%	8 h	8 h
Steinkohle	82,1%	38%	4%	8 h	8 h
Erdgas GuD	88,7%	33%	6%	8 h	4 h
Erdgas DKW	88,7%	38%	6%	0 h	0 h
Erdgas GT	88,7%	20%	20%	0 h	0 h
Heizöl leicht DKW	90,7%	0%	3%	0 h	0 h
Heizöl leicht GT	90,7%	0%	3%	0 h	0 h
Heizöl schwer DKW	90,7%	0%	4%	6 h	6 h
Pumpspeicher	99%	0%	25%	0 h	0 h

Quelle: (Bagemihl, 2003), (Hundt, 2009), (Schüwer, 2010) und (Swider, Ellersdorfer, Hundt, & Voß, 2007) sowie eigene Annahmen

A.3 Rahmendaten

Tab. A- 2: Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise frei Kraftwerk in Preisen von 2008 für Rahmendatensatz A und B

	2008	2015	2020	2025	2030
Rahmendatensatz A					
Uran (€$_{2008}$/GJ)	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Braunkohle (€$_{2008}$/GJ)	1,07	1,18	1,22	1,26	1,30
Steinkohle (€$_{2008}$/GJ)	4,37	3,77	4,13	4,31	4,52
Erdgas (€$_{2008}$/GJ)	9,31	9,72	10,98	11,58	12,30
Heizöl, schwer (€$_{2008}$/GJ)	9,39	9,07	10,36	10,99	11,78
Heizöl, leicht (€$_{2008}$/GJ)	17,00	14,39	16,35	17,32	18,52
CO_2-Zertifikate (€$_{2008}$/t CO_2)	22,67	22,54	31,20	33,80	36,40
Rahmendatensatz B					
Uran (€$_{2008}$/GJ)	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Braunkohle (€$_{2008}$/GJ)	1,07	1,27	1,32	1,37	1,44
Steinkohle (€$_{2008}$/GJ)	4,37	4,59	5,51	6,14	6,76
Erdgas (€$_{2008}$/GJ)	9,31	9,39	11,38	12,95	14,57
Heizöl, schwer (€$_{2008}$/GJ)	17,00	18,15	20,74	23,21	26,05
Heizöl, leicht (€$_{2008}$/GJ)	9,39	9,39	10,65	11,87	13,34
CO_2-Zertifikate (€$_{2008}$/t CO_2)	22,67	33,75	41,13	47,46	52,73

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Matthes, 2010) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010b) für Rahmendatensatz B

Tab. A- 3: Installierte elektrische Leistung an erneuerbaren Energien (netto)

Kategorie	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Wasserkraft	4,7	4,9	5,2	5,3	5,5
Windenergie	23,7	36,4	45,4	54,6	63,6
- Onshore	23,7	33,4	35,5	37,0	38,8
- Offshore		3,0	9,9	17,6	24,8
Fotovoltaik	5,9	26,8	41,6	48,3	55,0
Biomasse	3,6	5,6	6,7	7,1	7,5
- Biogas, Klärgas u.a.	1,6	2,6	3,1	3,4	3,6
- Feste Biomasse	1,0	1,9	2,5	2,7	2,9
- Biogener Abfall	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Geothermie	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6
EU-Stromverbund	0,0	0,0	0,6	3,8	7,1
- Solarthermische KW				1,2	3,0
- Wind, andere EE			0,6	2,7	4,1
EE-Strom gesamt	37,9	73,8	99,7	119,6	139,3
EE-Strom nur Inland	37,9	73,8	99,1	115,7	132,3

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Nitsch, 2010a)

Tab. A- 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (netto)

Kategorie	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh/a		
Wasserkraft	20,6	21,6	23,2	23,7	24,3
Windenergie	40,3	73,5	110,5	146,6	182,6
- Onshore	40,3	64,3	76,0	82,1	88,2
- Offshore		9,2	34,5	64,5	94,4
Fotovoltaik	4,4	21,4	34,6	41,8	49,0
Biomasse	24,9	38,3	46,6	48,9	52,0
- Biogas, Klärgas u.a.	10,5	17,1	21,0	22,5	24,1
- Feste Biomasse	10,2	16,9	21,4	22,1	23,7
- Biogener Abfall	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3
Geothermie	0,0	0,4	1,2	2,7	4,2
EU-Stromverbund	0,0	0,0	2,5	20,0	37,5
- Solarthermische KW				7,1	17,1
- Wind, andere EE			2,5	12,9	20,4
EE-Strom gesamt	90,2	155,2	218,6	283,7	349,6
EE-Strom nur Inland	90,2	155,2	216,1	263,7	312,1

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Nitsch, 2010a)

Tab. A- 5: Nettostromerzeugung bis 2030 für Rahmendatensatz A und B

	2008	2015	2020	2025	2030
			TWh		
Rahmendatensatz A	598.9	588.0	585.9	590.5	592.6
Rahmendatensatz B	598.9	556.6	538.4	524.8	520.6

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Matthes et al., 2009) für Rahmendatensatz A und (Nitsch, 2010a) für Rahmendatensatz B

A.4 Szenarienergebnisse

Tab. A- 6: Strompreise der Stützjahre 2008 bis 2030 in den einzelnen Szenarien

Szenario	2008	2015	2020	2025	2030
			in $€_{2008}$/MWh		
OLZV_A	65,76	49,76	65,32	71,83	64,24
MLZV_A	65,76	44,04	56,23	56,34	47,17
OLZV_B	65,76	64,77	78,58	78,25	67,09
MLZV_B	65,76	58,82	64,52	63,71	50,18

Quelle: Für 2008 (EEX, 2008), für 2015 bis 2030 Modellergebnisse MICOES

Tab. A- 7: Installierte elektrische Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung (Szenario 0LZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	20,5	13,4	8,2	1,3	0,0
Braunkohle	20,7	23,1	23,1	23,1	23,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,8	3,1	3,1	3,1
davon alte Kondensations-KW	18,0	18,0	17,8	17,8	17,8
davon alte KWK	2,7	2,3	2,2	2,2	2,2
Steinkohle	27,2	31,0	24,8	24,6	24,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3
davon alte Kondensations-KW	21,7	19,8	14,1	14,1	14,1
davon alte KWK	5,5	5,0	4,4	4,2	3,8
Erdgas	23,0	18,9	16,6	14,4	13,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
davon alte Kondensations-KW	8,9	4,2	2,8	2,8	2,7
davon alte KWK	14,1	12,7	11,8	9,7	8,4
Erneuerbare	43,8	79,5	105,4	125,3	145,1
Sonstige	10,1	10,7	10,8	10,7	10,7
Summe	145,3	176,7	188,9	199,4	216,1

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 8: Installierte elektrische Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	20,5	20,5	19,6	13,5	12,2
Braunkohle	20,7	23,1	18,9	21,2	23,0
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,8	5,6	8,0	9,3
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
davon alte Kondensations-KW	18,0	18,0	11,1	11,1	11,1
davon alte KWK	2,7	2,3	2,2	2,2	2,2
Steinkohle	27,2	27,4	24,7	23,2	22,8
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3
davon alte Kondensations-KW	21,7	16,1	14,1	12,7	12,7
davon alte KWK	5,5	5,0	4,4	4,2	3,8
Erdgas	23,0	18,9	16,6	14,4	13,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
davon alte Kondensations-KW	8,9	4,2	2,8	2,8	2,7
davon alte KWK	14,1	12,7	11,8	9,7	8,5
Erneuerbare	43,8	79,5	105,5	125,3	145,1
Sonstige	10,1	10,7	10,8	10,7	10,7
Summe	145,3	180,1	196,2	208,4	226,9

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 9: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_A-OLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	0,0	7,0	11,5	12,1	12,2
Braunkohle	0,0	0,0	-4,2	-1,9	-0,1
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	2,5	4,9	6,3
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,0	-6,8	-6,8	-6,8
Steinkohle	0,0	-3,7	0,0	-1,4	-1,3
davon alte Kondensations-KW	0,0	-3,7	0,0	-1,4	-1,4
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	0,0	3,4	7,2	8,9	10,8

Quelle: Eigene Berechnungen

Tab. A- 10: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
Strompreis (€/MWh)	49,8	44,0	65,3	56,2	71,8	56,3	64,2	47,2
				GW				
Braunkohle (B, wirtschaftlich)	17,9	14,4	17,8	11,1	17,8	11,1	17,7	7,0
Braunkohle (B, unwirtschaftlich)	0,1	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	4,0
Braunkohle (N, wirtschaftlich)	2,8	2,8	3,1	5,6	3,1	8,0	3,1	9,7
Braunkohle (N, unwirtschaftlich)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle (B, wirtschaftlich)	1,1	0,0	14,1	12,7	14,1	12,7	14,1	1,5
Steinkohle (B, unwirtschaftlich)	18,7	16,1	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	11,2
Steinkohle (N, wirtschaftlich)	6,3	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Steinkohle (N, unwirtschaftlich)	0,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas (B, wirtschaftlich)	0,0	0,0	1,6	0,0	2,4	0,0	2,4	0,0
Erdgas (B, unwirtschaftlich)	3,6	3,6	0,8	2,4	0,0	2,3	0,0	2,3
Erdgas (N, wirtschaftlich)	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0
Erdgas (N, unwirtschaftlich)	2,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 11: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
				GW				
Bestand	0,0	1,2	0,8	3,7	0,0	2,3	0,0	2,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	1,2	0,8	2,4	0,0	2,3	0,0	2,3
Neubau	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 12: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	bis 5 Jahre		6 - 10 Jahre		11 - 15 Jahre		15 - 20 Jahre		mehr als 20 Jahre	
	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
	GW									
Gesamt	18,1	16,0	5,6	6,2	3,6	1,5	1,9	0,2	1,7	0,1
Braunkohle	2,2	5,6	2,6	4,6	3,4	1,3	1,9	0,2	1,7	0,1
Steinkohle	14,8	10,4	3,0	1,6	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 13: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
	GW							
Braunkohle	0,0	0,0	0,1	6,9	0,1	6,9	0,1	6,9
Steinkohle	2,0	5,6	7,6	7,7	7,6	9,0	7,6	9,0
Erdgas	3,7	3,7	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 14: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	2008	2015		2020		2025		2030	
		OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
	GW								
In Betrieb	67,5	54,7	56,9	41,7	43,4	35,6	37,3	34,3	36,0
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle	18,0	18,0	18,0	17,8	11,1	17,8	11,1	17,8	11,0
Steinkohle	21,7	19,8	16,1	14,1	12,7	14,1	12,7	14,1	12,7
Erdgas	7,3	3,6	2,4	1,6	0,0	2,4	0,0	2,4	0,0
Erdgas	4,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	3,3	2,3	2,3	1,6	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
davon regulärer Betrieb	65,0	47,0	52,8	33,7	42,3	23,3	33,1	12,1	22,0
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle	16,4	13,9	13,9	9,9	9,9	8,4	8,4	6,2	6,2
Steinkohle	20,9	16,1	16,1	14,1	12,7	11,2	11,2	3,6	3,6
Erdgas	7,2	3,6	2,4	1,6	0,0	2,4	0,0	2,4	0,0
Erdgas	3,9	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	3,3	2,3	2,3	1,6	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
davon Retrofit	2,5	7,8	4,1	8,0	1,2	12,3	4,2	22,1	14,0
Braunkohle	1,5	4,1	4,1	7,9	1,2	9,4	2,6	11,6	4,8
Steinkohle	0,8	3,7	0,0	0,0	0,0	2,9	1,5	10,5	9,2
Erdgas	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kaltreserve	0,0	0,0	1,2	0,8	3,7	0,0	2,3	0,0	2,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	1,2	0,8	2,4	0,0	2,3	0,0	2,3
Erdgas	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	0,0	0,0	0,0	0,8	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3
Stillgelegt	0,0	12,7	9,3	25,0	20,3	31,8	27,9	33,2	29,2
Kernenergie	0,0	7,0	0,0	12,3	0,9	19,2	7,0	20,5	8,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,1	6,9	0,1	6,9	0,1	6,9
Steinkohle	0,0	2,0	5,6	7,6	7,7	7,6	9,0	7,6	9,0
Erdgas	0,0	3,7	3,7	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Erdgas	0,0	2,8	2,8	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Erdgas - GUD	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 15: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_A, MLZV_A)

	2008	2015		2020		2025		2030	
		OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A	OLZV_A	MLZV_A
	GW								
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle (Bestand)	18,0	18,0	18,0	17,8	11,1	17,8	11,1	17,8	11,0
Steinkohle (Bestand)	21,7	19,8	16,1	14,1	12,7	14,1	12,7	14,1	12,7
Erdgas (Bestand)	7,3	3,6	2,4	1,6	0,0	2,4	0,0	2,4	0,0
Braunkohle (Neubau)	0,0	2,8	2,8	3,1	5,6	3,1	8,0	3,1	9,7
Steinkohle (Neubau)	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Erdgas (Neubau)	0,0	2,0	2,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 16: Installierte elektrische Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung (Szenario OLZV_B)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	20,5	13,4	8,2	1,3	0,0
Braunkohle	20,7	23,1	25,9	28,3	28,8
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,8	5,8	7,4	7,9
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7
davon alte Kondensations-KW	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
davon alte KWK	2,7	2,3	2,2	2,2	2,2
Steinkohle	27,2	31,0	24,7	21,7	13,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3
davon alte Kondensations-KW	21,7	19,8	14,1	11,2	3,6
davon alte KWK	5,5	5,0	4,4	4,2	3,8
Erdgas	23,0	19,1	16,8	14,6	13,3
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,0	2,1	2,1	2,1
davon neue KWK	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
davon alte Kondensations-KW	8,9	4,4	2,8	2,8	2,7
davon alte KWK	14,1	12,7	11,8	9,7	8,4
Erneuerbare	43,8	79,5	105,4	125,3	145,1
Sonstige	10,1	10,7	10,9	10,8	10,7
Summe	145,3	176,9	191,9	201,9	211,5

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 17: Installierte elektrische Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung (Szenario MLZV_B)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	20,5	20,5	19,6	13,5	12,2
Braunkohle	20,7	23,1	21,0	21,8	22,6
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,8	4,4	5,1	6,0
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	27,2	29,5	24,8	21,7	13,7
davon neue Kondensations-KW	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon neue KWK	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Erdgas	23,0	19,1	16,6	14,4	13,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon neue KWK	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare	43,8	79,5	105,5	125,3	145,1
Sonstige	10,1	10,7	10,9	10,8	10,7
Summe	145,3	182,4	198,4	207,5	217,4

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 18: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) zwischen dem Szenario mit und ohne Laufzeitverlängerung (MLZV_B-OLZV_B)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Kernenergie	0,0	7,0	11,5	12,1	12,2
Braunkohle	0,0	0,0	-4,9	-6,5	-6,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	-1,4	-2,2	-1,9
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,7
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,0	-3,5	-3,5	-3,5
Steinkohle	0,0	-1,5	0,1	0,1	0,1
davon neue KWK	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
davon alte Kondensations-KW	0,0	-1,5	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
davon neue KWK	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Summe	0,0	5,5	6,4	5,5	5,9

Quelle: Eigene Berechnungen

Tab. A- 19: Wirtschaftlichkeit fossiler Kondensationskraftwerke (B=Bestand, N=Neubau) und Strompreis mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
Strompreis (€/MWh)	49,8	44,0	65,3	56,2	71,8	56,3	64,2	47,2
	GW							
Braunkohle (B, wirtschaftlich)	17,9	16,2	18,0	14,5	18,0	14,5	17,7	9,4
Braunkohle (B, unwirtschaftlich)	0,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	5,1
Braunkohle (N, wirtschaftlich)	2,8	2,8	5,8	4,4	8,1	5,1	8,6	6,0
Braunkohle (N, unwirtschaftlich)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle (B, wirtschaftlich)	0,5	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0
Steinkohle (B, unwirtschaftlich)	19,3	18,3	13,4	14,1	10,6	11,2	2,9	3,6
Steinkohle (N, wirtschaftlich)	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	0,0
Steinkohle (N, unwirtschaftlich)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3
Erdgas (B, wirtschaftlich)	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
Erdgas (B, unwirtschaftlich)	1,4	3,8	0,1	2,4	0,1	2,4	0,0	2,4
Erdgas (N, wirtschaftlich)	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0
Erdgas (N, unwirtschaftlich)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 20: Fossile Kondensationskraftwerke in Kaltreserve mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
	GW							
Bestand	0,0	0,0	13,5	16,4	10,6	13,6	3,0	5,9
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	13,4	14,1	10,6	11,2	2,9	3,6
Erdgas	0,0	0,0	0,1	2,4	0,1	2,4	0,0	2,4
Neubau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 21: Leistung ertüchtigter fossiler Kondensationskraftwerke und Zeitraum der Betriebsdauerverlängerung mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

	bis 5 Jahre		6 - 10 Jahre		11 - 15 Jahre		15 - 20 Jahre		mehr als 20 Jahre	
	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
	GW									
Gesamt	10,6	9,8	2,8	4,5	3,6	4,6	1,7	0,4	1,8	0,1
Braunkohle	2,2	2,5	2,6	4,3	3,4	4,4	1,7	0,4	1,8	0,1
Steinkohle	7,1	6,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	1,3	1,3	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 22: Stilllegung fossiler Kondensationskraftwerke mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B) im Vergleich zur Stilllegung nach technischer Lebensdauer („statisch")

	2015		2020		2025		2030	
	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
	GW							
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	3,5	0,0	3,5
Steinkohle	2,0	3,5	7,7	7,7	10,6	10,6	18,2	18,2
Erdgas	3,5	3,5	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 23: Betriebszustand konventioneller Kondensationskraftwerke im Bestand (regulärer Betrieb, Retrofit, Kaltreserve, stillgelegt) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

	2008	2015		2020		2025		2030	
		OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
	GW								
In Betrieb	67,5	54,9	60,5	29,1	34,1	22,2	27,9	20,9	26,6
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle	18,0	18,0	18,0	18,0	14,5	18,0	14,5	18,0	14,5
Steinkohle	21,7	19,8	18,3	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0
Erdgas	7,3	3,8	3,8	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
Erdgas	4,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	3,3	2,4	2,3	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
davon regulärer Betrieb	65,0	47,0	54,0	21,0	29,5	12,7	21,9	9,2	18,4
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle	16,4	13,9	13,9	9,9	9,9	8,4	8,4	6,2	6,2
Steinkohle	20,9	16,1	16,1	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0
Erdgas	7,2	3,6	3,6	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
Erdgas	3,9	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	3,3	2,4	2,3	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
davon Retrofit	2,5	7,9	6,5	8,1	4,5	9,5	6,0	11,7	8,2
Braunkohle	1,5	4,1	4,1	8,1	4,5	9,5	6,0	11,7	8,2
Steinkohle	0,8	3,7	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kaltreserve	0,0	0,0	0,0	13,5	16,4	10,6	13,6	3,0	5,9
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	13,4	14,1	10,6	11,2	2,9	3,6
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,1	2,4	0,1	2,4	0,0	2,4
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas - GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3
Stillgelegt	0,0	12,5	7,0	24,9	17,0	34,6	26,0	43,6	34,9
Kernenergie	0,0	7,0	0,0	12,3	0,9	19,2	7,0	20,5	8,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	3,5	0,0	3,5
Steinkohle	0,0	2,0	3,5	7,7	7,7	10,6	10,6	18,2	18,2
Erdgas	0,0	3,5	3,5	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Erdgas	0,0	2,6	2,6	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Erdgas - GUD	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 24: In Betrieb befindliche konventionelle Kondensationskraftwerke (B: Bestand, N: Neubau) mit und ohne Laufzeitverlängerung (OLZV_B, MLZV_B)

	2008	2015		2020		2025		2030	
		OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B	OLZV_B	MLZV_B
	GW								
Kernenergie	20,5	13,4	20,5	8,2	19,6	1,3	13,4	0,0	12,2
Braunkohle (Bestand)	18,0	18,0	18,0	18,0	14,5	18,0	14,5	18,0	14,5
Steinkohle (Bestand)	21,7	19,8	18,3	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0
Erdgas (Bestand)	7,3	3,8	3,8	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	0,0
Braunkohle (Neubau)	0,0	2,8	2,8	5,8	4,4	8,1	5,1	8,6	6,0
Steinkohle (Neubau)	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Erdgas (Neubau)	0,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0

Quelle: Modellergebnisse ELIAS

Tab. A- 25: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) ohne Laufzeitverlängerung zwischen dem Rahmendatensatz A und B (OLZV_B-OLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Braunkohle	0,0	0,0	2,8	5,2	5,7
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	2,7	4,3	4,8
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	-2,9	-10,5
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,0	0,0	-2,9	-10,5
Erdgas	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
davon neue KWK	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
Summe	0,0	0,2	3,0	2,5	-4,6

Quelle: Eigene Berechnungen

Tab. A- 26: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) mit Laufzeitverlängerung zwischen dem Rahmendatensatz A und B (MLZV_B-MLZV_A)

	2008	2015	2020	2025	2030
			GW		
Braunkohle	0,0	0,0	2,1	0,5	-0,4
davon neue Kondensations-KW	0,0	0,0	-1,2	-2,8	-3,4
davon neue Kondensations-KW (CCS)	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,0	3,4	3,4	3,4
Steinkohle	0,0	2,2	0,1	-1,5	-9,1
davon neue KWK	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
davon alte Kondensations-KW	0,0	2,2	0,0	-1,5	-9,2
Erdgas	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
davon alte Kondensations-KW	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
Summe	0,0	2,3	2,2	-0,9	-9,5

Quelle: Eigene Berechnungen

Tab. A- 27: Vergleich der installierten elektrischen Leistung (netto) im Jahr 2030 der Szenarien OLZV_A, OLZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010

	OLZV_A	OLZV_B	MLZV_A	MLZV_B	Leitszenario 2010
			GW		
Braunkohle	23,1	28,8	23,0	22,6	
davon Kondensations-KW	20,9	26,6	20,8	20,4	
davon KWK-Anlagen	2,2	2,2	2,2	2,2	
Steinkohle	24,1	13,6	22,8	13,7	
davon Kondensations-KW	20,3	9,8	19,0	9,8	
davon KWK-Anlagen	3,8	3,8	3,8	3,8	
Erdgas	13,1	13,3	13,2	13,2	
davon Kondensations-KW	4,7	4,8	4,7	4,7	
davon KWK-Anlagen	8,4	8,5	8,5	8,4	
Öl	5,2	5,2	5,2	5,2	
davon Kondensations-KW	5,2	5,2	5,2	5,2	
davon KWK-Anlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	
Kohlen	47,2	42,3	45,7	36,2	23,8
davon Kondensations-KW	41,2	36,4	39,8	30,2	13,8
davon KWK-Anlagen	5,9	5,9	5,9	6,0	10,0
Erdgas/Öl	18,4	18,6	18,4	18,4	21,4
davon Kondensations-KW	9,9	10,1	9,9	9,9	8,0
davon KWK-Anlagen	8,4	8,5	8,5	8,4	13,3
Fossil gesamt	65,5	60,9	64,1	54,6	45,1
davon Kondensations-KW	51,2	46,5	49,7	40,2	21,8
davon KWK-Anlagen	14,4	14,5	14,4	14,5	23,3

Quelle: (Nitsch, 2010a), eigene Berechnungen

Tab. A- 28: Vergleich der jährlichen Benutzungsstunden im Jahr 2030 der Szenarien 0LZV_A, 0LZV_B, MLZV_A und MLZV_B mit dem Leitszenario 2010

	0LZV_A	0LZV_B	MLZV_A	MLZV_B	Leitszenario 2010
			h/a		
Braunkohle	4.971	4.123	3.528	3.014	
davon Kondensations-KW	4.944	4.105	3.521	2.979	
davon KWK-Anlagen	5.231	4.340	3.601	3.344	
Steinkohle	3.410	2.009	2.661	1.408	
davon Kondensations-KW	3.418	1.828	2.634	1.217	
davon KWK-Anlagen	3.369	2.480	2.793	1.897	
Erdgas	2.753	1.718	1.416	1.184	
davon Kondensations-KW	2.882	1.325	28	444	
davon KWK-Anlagen	2.682	1.940	2.189	1.596	
Öl	513	415	358	352	
davon Kondensations-KW	513	415	358	352	
davon KWK-Anlagen					
Kohlen	4.174	3.445	3.096	2.409	4.125
davon Kondensations-KW	4.191	3.491	3.097	2.407	5.436
davon KWK-Anlagen	4.052	3.162	3.089	2.419	2.315
Erdgas/Öl	2.116	1.351	1.116	947	3.620
davon Kondensations-KW	1.635	851	202	395	3.012
davon KWK-Anlagen	2.682	1.940	2.189	1.596	3.986
Fossil gesamt	3.597	2.806	2.528	1.917	3.886
davon Kondensations-KW	3.695	2.920	2.519	1.909	4.544
davon KWK-Anlagen	3.247	2.441	2.560	1.939	3.270

Quelle: Eigene Berechnungen