



Auswirkungen eines partiellen Kohleausstiegs

GREENPEACE

Kurzstudie von Energy Brainpool im Auftrag von Greenpeace.

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54-10

Fax: +49 (30) 76 76 54-20

Autoren:

Philipp Götz, Marie-Louise Heddrich, Thorsten Lenck

Berlin | April 2015

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen.

Rund 590.000 Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de

Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Tobias Austrup **Foto** Daniel Müller/Greenpeace

Zur Deckung unserer Herstellungskosten bitten wir um eine Spende:

GLS Bank, IBAN DE49 4306 0967 0000 0334 01, BIC GENODEM1GLS

Gedruckt auf 100% Recyclingpapier

Vorbemerkung

Im Frühjahr 2015 ist das deutsche Klimaziel in Gefahr und über die Lösung dieses Problems ist ein veritabler Streit entbrannt: Energieminister Sigmar Gabriel hat unlängst einen Vorschlag vorgelegt, wie sich die Emissionen der dreckigsten und ältesten Kohlekraftwerke reduzieren lassen. Doch der Sturm der Entrüstung ließ nicht lange auf sich warten. Selbst dieser längst nicht ausreichende Vorschlag wird von Gewerkschaften, Bundesländern und Teilen der CDU heftig mit teils völlig haltlosen Horrorszenarien bekämpft. Dabei ist dieser Vorschlag nur ein Tropfen auf den heißen Stein und hilft beispielsweise flexiblen und emissionsarmen Gaskraftwerken kein bisschen aus ihrer Misere.

Umso wichtiger wäre eine Lösung, die gleich mehrere Probleme angeht. Denn Probleme gibt es derzeit zuhauf: Deutschland überflutet seine Nachbarländer mit dreckigem Kohlestrom, flexible Gaskraftwerke verdienen kaum noch Geld und deutsche Kohlekraftwerke emittieren trotz Energiewende CO₂ und Quecksilber auf Rekordniveau.

Aber das müsste nicht sein: Deutschland kann rund 35 der ältesten Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 15 Gigawatt abschalten, um die Klimaziele zu erreichen und den Strommarkt zu stärken, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Dieses entspricht beinahe der Hälfte der Braunkohlekraftwerke und einem Fünftel der Steinkohlekraftwerke. Die Studie zeigt: Diese Kraftwerke werden nicht benötigt. Sie produzieren vornehmlich für den Export.

70 Millionen Tonnen CO₂ könnten in Deutschland im Jahr 2015 eingespart werden, wenn diese Kraftwerke aus dem Markt genommen und in eine Strategische Reserve verschoben werden, also nur noch für Ausnahmesituationen vorgehalten werden. Allerdings zeigt die Studie auch, dass eine Strategische Reserve in dieser Größe für die Versorgungssicherheit nicht gebraucht wird. Viele Kraftwerke können direkt abgeschaltet werden. Positiver Nebeneffekt: Gaskraftwerke wären wieder „im Geld“ und ihre Einsatzzeiten stiegen massiv. Selbst die restlichen verbleibenden Kraftwerke würden deutlich höhere Einnahmen erzielen können. Für die Kraftwerksbetreiber wäre diese Maßnahmen also mitnichten ein reines Minusgeschäft.

Das Gute daran: Die Auswirkungen auf den Börsenstrompreis sind gering. Der Preisanstieg liegt im Durchschnitt unter einem Cent pro Kilowattstunde – wohlgemerkt: ausgehend von den derzeitigen rekordniedrigen Strompreisen im Großhandel. Zudem lässt die moderate Preissteigerung an der Strombörse gleichzeitig die EEG-Umlage sinken, sodass die Haushaltsstrompreise um gerade einmal drei Prozent steigen.

Sigmar Gabriel hat also alle Karten in der Hand. Er kann seinen Vorschlag der Klimaschutzabgabe durchsetzen – oder er kann den großen Wurf wagen: Beherzt Kohlekraftwerke abschalten, um Platz für Gaskraftwerke zu machen. Und damit gleichzeitig Deutschland und Kanzlerin Merkel vor der internationalen Blamage bewahren, die eigenen Klimaziele krachend zu verfehlen.

Tobias Austrup, Greenpeace

AUSWIRKUNGEN EINES PARTIELLEN KOHLEAUSSTIEGS



Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.

Berlin, 4. Mai 2015

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung und Ziel der Studie.....	1
2.	Zusammensetzung der Strategischen Reserve	3
2.1.	Bestimmung der Höhe der strategischen Reserve.....	3
2.2.	Auswahl der Kraftwerke für die strategische Reserve.....	4
3.	Auswertung für das Jahr 2015	6
3.1.	Einsatz der strategischen Reserve.....	6
3.2.	Strompreisveränderungen und Extrempreise.....	6
3.3.	Konventionelle Kraftwerke – Erlöse und Wirtschaftlichkeit.....	8
3.4.	Auswirkungen auf Erneuerbare Energien	11
3.5.	Veränderung der Im- und Exportsituation.....	11
3.6.	Stromtausch mit Tschechien.....	14
3.7.	Stromtausch mit Österreich.....	15
3.8.	Konsequenzen für die CO ₂ -Emissionen	17
4.	Auswertung für das Jahr 2023	19
4.1.	Einsatz der strategischen Reserve.....	19
4.2.	Strompreisveränderungen und Extrempreise.....	20
4.3.	Konventionelle Kraftwerke – Erlöse und Wirtschaftlichkeit.....	21
4.4.	Auswirkungen auf Erneuerbare Energien	23
4.5.	Veränderung der Im- und Exportsituation.....	23
4.6.	Stromtausch mit Tschechien.....	25
4.7.	Stromtausch mit Österreich.....	27
4.8.	Konsequenzen für die CO ₂ -Emissionen	28
5.	Zusammenfassung und Fazit	29
6.	Anhang	32
6.1.	Kraftwerkliste der strategischen Reserve	32
6.2.	Hintergrund der MOdellierung und Aufbau Power2Sim.....	33
	Quellenverzeichnis.....	38
	Kurzportrait Energy Brainpool	39

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Herleitung der Größe der strategischen Reserve für das Jahr 2015	4
Abbildung 2: Inbetriebnahmejahr und Technologie der Kraftwerke in der strategischen Reserve	5
Abbildung 3: Veränderung des Strompreises Base auf Monatsbasis für 2015	7
Abbildung 4: Merit-Order der Jahreshöchstlaststunde im Jahr 2015 (Modellergebnis)	8
Abbildung 5: Installierte Leistungen sowie Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke mit und ohne strategische Reserve 2015.....	9
Abbildung 6: Strommarkterlöse der Kraftwerkstechnologien mit und ohne strategische Reserve 2015	10
Abbildung 7: Grenzkuppelkapazitäten Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2015.....	12
Abbildung 8: Im- und Exportbilanzen Deutschlands und seiner Nachbarstaaten mit und ohne strategische Reserve 2015	13
Abbildung 9: Vergleich der Im- sowie der Exporte ausgewählter Länder mit Deutschland mit und ohne strategische Reserve 2015	14
Abbildung 10: Zusammensetzung des tschechischen Kraftwerksparks 2015	15
Abbildung 11: Zusammensetzung der tschechischen Stromproduktion 2015.....	15
Abbildung 12: Zusammensetzung des österreichischen Kraftwerksparks 2015	16
Abbildung 13: Zusammensetzung der österreichischen Stromproduktion 2015	16
Abbildung 14: Veränderungen der europäischen Emissionen durch Einführung einer strategischen Reserve 2015	17
Abbildung 15: Merit-Order bei Einsatz der strategischen Reserve	19
Abbildung 16: Veränderung des Strompreises Base auf Monatsbasis für 2023	20
Abbildung 17: Häufigkeit und Höhe von Extrempreisen über 150 EUR/MWh im Reserveszenario im Jahr 2023	21
Abbildung 18: Installierte Leistungen sowie Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke mit und ohne strategische Reserve 2023.....	22
Abbildung 19: Strommarkterlöse der Kraftwerkstechnologien mit und ohne strategische Reserve 2023	23
Abbildung 20: Im- und Exportbilanzen Deutschlands und seiner Nachbarstaaten mit und ohne strategische Reserve 2023	24

Abbildung 21: Vergleich der Im- sowie der Exporte ausgewählter Länder mit Deutschland mit und ohne strategische Reserve 202325

Abbildung 22: Zusammensetzung des tschechischen Kraftwerksparks 202326

Abbildung 23: Zusammensetzung der tschechischen Stromproduktion 2023.....26

Abbildung 24: Zusammensetzung des österreichischen Kraftwerksparks 202327

Abbildung 25: Zusammensetzung der österreichischen Stromproduktion 202327

Abbildung 26: Veränderungen der europäischen Emissionen durch Einführung einer strategischen Reserve 202328

Abbildung 27: Funktionsschema Power2Sim34

Abbildung 28: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und Stromnachfrage Deutschland36

Abbildung 29: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien37

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kraftwerksparameter und Fixkosten10

1. EINLEITUNG UND ZIEL DER STUDIE

Die Ziele der EU auf der 20-20-20-Agenda und auch die Maßnahmen der deutschen Bundesregierung im Rahmen der Energiewende, festgehalten im Energiekonzept 2010, beinhalten eine Einsparung von klimaschädlichen Emissionen zum Schutze des Klimas und der Reduzierung von schädlichen Umwelteinflüssen. Auch die Stromerzeugung ist als CO₂- sowie weitere Schadstoffe emittierender Sektor von diesen Vorgaben betroffen. Um die deutsche und europäische Stromerzeugung nachhaltiger zu gestalten, wird als eine wichtige Option der Brennstoffwechsel zunächst hin zu den weniger CO₂-intensiven, fossilen Brennstoffen, d. h. von Kohle zu Erdgas, bis schließlich zu einer Umstellung auf erneuerbare Energieträger angestrebt. In den vergangenen Jahren wurde der Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten deshalb in großem Stil gefördert, ohne jedoch alte, konventionelle Kapazitäten (mit Ausnahme nuklearer Kraftwerke im Rahmen des Kernenergieausstiegs) aus dem Markt zu nehmen. Als Resultat ergibt sich ein Strommarkt mit Überkapazitäten, die in harter Konkurrenz zueinander stehen. Dabei sind Kohlekraftwerke den Gaskraftwerken aufgrund des niedrigeren Brennstoffpreises überlegen und verdrängen diese Technologie zunehmend aus dem Markt. Viele der Kohlekraftwerke haben bereits ein hohes Alter erreicht und stehen am Ende ihrer wirtschaftlichen Nutzungszeit.

Ziel dieser Studie ist in diesem Kontext für die Jahre 2015 und 2023 zu ermitteln, wie viele Kohlekraftwerkskapazitäten aus dem heutigen Markt heraus in eine strategische Reserve überführt werden können, ohne das Funktionieren des Marktes zu beeinträchtigen. Einerseits soll so der Markt von einem Teil der Überkapazitäten bereinigt sowie gleichzeitig durch die gezielte Auswahl besonders emissionsintensiver Kraftwerke die deutsche Stromerzeugung in nachhaltigere Bahnen gelenkt werden. Um jedoch die Versorgungssicherheit nicht zu beeinträchtigen, wird der ausgewählte Kraftwerkspool nicht sofort stillgelegt, sondern in eine Reserve überführt, die dem Strommarkt in Knappheitssituationen zur Verfügung steht. Die Kosten zur Vorhaltung der strategischen Reserve hängen im Wesentlichen von der politischen Ausgestaltung des Instruments der strategischen Reserve ab und sind mit alternativen Ausgestaltungsformen einer Reserve zu vergleichen, was über den Untersuchungsumfang dieser Studie hinausgeht. Daher werden die Vorhaltekosten der strategischen Reserve im Folgenden nicht betrachtet. Den Untersuchungsschwerpunkt dieser Studie bildet vielmehr die Frage, ob die Funktionsfähigkeit des Strommarktes bei Bildung einer strategischen Reserve erhalten bleibt. Hierzu stehen die Strompreishöhe und die Versorgungssicherheit gemessen an der Einsatzhäufigkeit der strategischen Reserve im Vordergrund. Weiterhin werden die wirtschaftlichen Auswirkungen auf die

im Strommarkt verbleibenden Akteure im In- und Ausland dargestellt. Schließlich wird untersucht, welche Emissionseinsparungen sich aus der Reduzierung von Kohlestromerzeugung ergeben.

2. ZUSAMMENSETZUNG DER STRATEGISCHEN RESERVE

2.1. BESTIMMUNG DER HÖHE DER STRATEGISCHEN RESERVE

Eine strategische Reserve, wie beispielsweise in Schweden, dient primär der Gewährleistung der Versorgungssicherheit für den Fall, dass die dem Markt zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten nicht ausreichen, die Nachfrage nach Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt zu decken. Kraftwerke, die sich in der strategischen Reserve befinden, nehmen folglich nicht am Strommarkt teil, sondern werden neben diesem für den Notfall vorgehalten. Damit haben sie bis auf den Einsatzfall keinen Einfluss auf den Marktpreis und produzieren nur im Ausnahmefall Strom.

Zusätzlich zur primären Funktion einer strategischen Reserve kann ein weiteres Ziel durch gezielte Auswahl von bestehenden Kraftwerken für die Reserve verfolgt werden, welches die Ausgangsbasis dieser Studie bildet: die Reduktion von Emissionen. Um die Versorgungssicherheit auch bei Abbau heute am Markt vorhandener Überkapazitäten nicht zu gefährden, kann es sinnvoll sein, eine bestimmte Kraftwerkskapazität trotz schädlicher Umwelteinflüsse nicht direkt stillzulegen, sondern für Ausnahmesituationen in Form einer strategischen Reserve vorzuhalten. Mit diesem Vorgehen können beide Ziele erreicht werden: die Versorgungssicherheit bleibt weiterhin auf ihrem hohen Niveau erhalten; außerdem wird ein Beitrag zu einer klimafreundlicheren Stromversorgung geleistet, da die emissionsstärksten Kraftwerke nicht mehr dauerhaft am Markt agieren.

Zur Bestimmung der Höhe einer strategischen Reserve muss zunächst eine Definition für „Versorgungssicherheit“ gefunden bzw. ein bestimmtes Level an Versorgungssicherheit festgelegt werden.

Eine Möglichkeit zur Berechnung einer bestimmten Versorgungssicherheit bietet der Wert des „Loss of load expectation“ (LOLE), der die Anzahl der Stunden eines Jahres angibt, in denen die inländische Nachfrage mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit nicht durch den inländischen Kraftwerkspark gedeckt werden kann. Dies ist explizit nicht gleichbedeutend mit einem Blackout in den LOLE-Stunden, da ebenfalls auf Importe aus dem Ausland zurückgegriffen werden kann. Viele europäische Staaten lassen nur sehr niedrige LOLE zu, wie beispielsweise die Niederlande einen LOLE von 4 Stunden/Jahr¹. Dies zeigt das Bestreben, die Nachfrage möglichst durch eigene Kraftwerkskapazitäten decken zu können. Aus diesem Grund spielt die Menge der

¹ Tennet Niederlande (2012): <http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=327>

Stromimporte in Deutschland bei der Abschätzung der Größe der strategischen Reserve eine wichtige Rolle.

Für die vorliegende Studie wurde für das Jahr 2015 untersucht, wie viele Kraftwerke, die sich heute im Markt befinden, in eine Reserve überführt werden können, ohne dass die Reserve regelmäßig aktiviert werden muss oder Deutschland zu stark von ausländischen Importen abhängt. Folglich wurde ein Level an Versorgungssicherheit gewählt, dass einerseits ersteres Kriterium erfüllt sowie Deutschland, traditionell Netto-Exporteur, eine nahezu ausgeglichene Import-/Exportbilanz verschafft, d. h. Im- und Exporte gleichen sich in Summe über das Jahr in etwa aus. Aus diesen beiden Anforderungen ergibt sich die Größe der strategischen Reserve mit rund 15 GW installierter Kraftwerksleistung, wie sich anhand der Abbildung 1 nachvollziehen lässt.

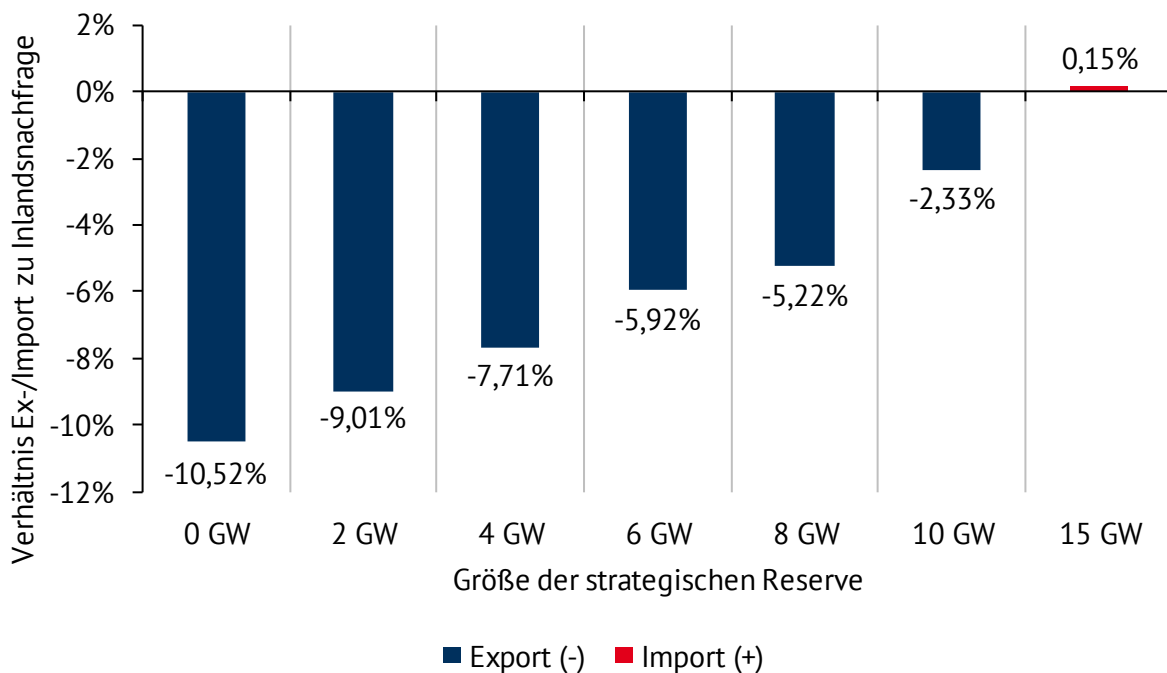


Abbildung 1: Herleitung der Größe der strategischen Reserve für das Jahr 2015

2.2. AUSWAHL DER KRAFTWERKE FÜR DIE STRATEGISCHE RESERVE

Da das Ziel der Bildung einer strategischen Reserve im Rahmen dieser Studie die Reduktion von CO₂-Emissionen ist, wurde die Kraftwerksauswahl anhand zweier Kriterien getroffen: verwendeter Brennstoff und Wirkungsgrad bzw. Alter der Kraftwerke. Besonders CO₂-intensiv ist die Stromproduktion aus Kohlekraftwerken, weshalb der Fokus auf Braun- und Steinkohlekraftwerken liegt. Anschließend wurden anhand des zweiten Kriteriums, beginnend mit den ältesten Kraftwerken gemessen am Jahr der Inbetriebnahme, Kraftwerksblöcke größer 100 MW in die

Reserve verschoben, bis die vorgegebenen 15 GW Leistung erreicht wurden. Dabei wird berücksichtigt, dass einzelne Blöcke eines Kraftwerkes zusammen in die Reserve wechseln. Dadurch ergibt sich folgendes Bild: 6,3 GW Steinkohle-Kraftwerke und 8,6 GW Braunkohle-Kraftwerke bilden die strategische Reserve.

In Abbildung 2 kann nachvollzogen werden, welche Kraftwerkstechnologien mit ihrem entsprechenden Inbetriebnahmejahr in der Studie Berücksichtigung finden.

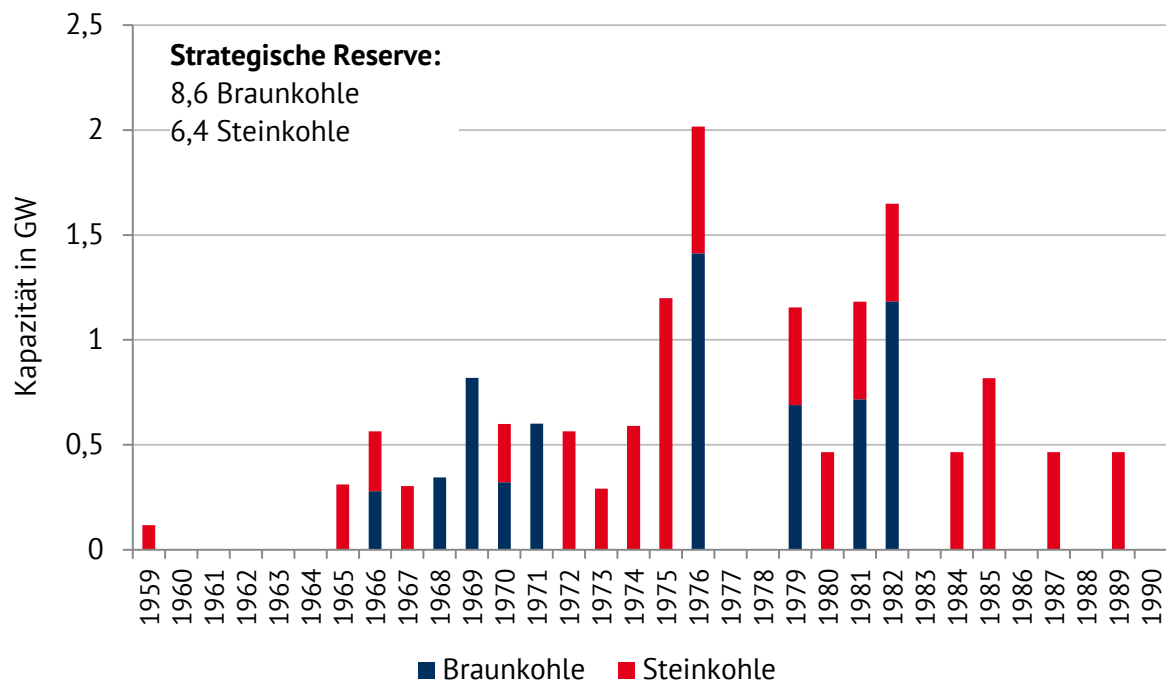


Abbildung 2: Inbetriebnahmejahr und Technologie der Kraftwerke in der strategischen Reserve

Das älteste Kraftwerk in der strategischen Reserve ist bereits seit 1959 in Betrieb, das jüngste seit 1989. Im Szenario wird davon ausgegangen, dass Reservekraftwerke eine Nutzungsdauer von insgesamt 55 Jahren haben, sodass die Reserve von 2015 zu 2023 bereits um rund 1 GW aufgrund von endgültigen Stilllegungen abnimmt.

3. AUSWERTUNG FÜR DAS JAHR 2015

3.1. EINSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE

Die strategische Reserve kommt im Jahr 2015 nicht zum Einsatz. Um die hohen Aktivierungskosten abzubilden, wurde der Gebotspreis, mit dem Kraftwerke der Reserve am Strommarkt bieten, im Modell auf 300 EUR/MWh² gesetzt. Das bedeutet, dass die Kraftwerke nur in einer realen Knappheitssituation, wenn auch die Beschaffungsmöglichkeit über den Import von Strom ausgereizt ist, einen Zuschlag erhalten und Strom produzieren. Dieser hohe Preis wird jedoch einerseits von anderen deutschen Kraftwerkstechnologien unterboten. Andererseits wird in zahlreichen Stunden auch über Stromimporte preiswerter Strom aus den Nachbarländern bezogen, sodass auch der verbleibende deutsche Kraftwerkspark normalerweise nicht vollständig ausgenutzt wird. Dies wird in den Kapiteln 3.5 und 3.6 näher untersucht.

3.2. STROMPREISVERÄNDERUNGEN UND EXTREMPREISE

Der Abbau von Überkapazitäten am Markt durch die Bildung einer strategischen Reserve hat einen erkennbaren Einfluss auf den Strompreis. Da ausschließlich Braun- und Steinkohlekraftwerke in die Reserve verschoben werden, sind vor allem preiswerte Erzeugungskapazitäten aus dem Markt genommen. Somit lässt sich ein preissteigernder Effekt feststellen. In Abbildung 3 ist dargestellt, wie sich der Strompreis Base über die verschiedenen Monate des Jahres 2015 bei Einführung einer Reserve erhöht. Vor allem in den Wintermonaten ist eine Differenz von über 10 EUR/MWh festzustellen. Im Durchschnitt steigt der Preis um 9 EUR/MWh oder 0,9 ct/kWh, von rund 32 EUR/MWh auf rund 41 EUR/MWh. Dies entspricht in etwa dem Preisniveau des Jahres 2012.

² Dieser Preis ist dabei aus Modellsicht höher, als die fundamentalen Erzeugungskosten aller übrigen Technologien. Bei Einführung einer strategischen Reserve sollte der Gebotspreis durch den Regulator verbindlich festgelegt werden und läge, anders als im Modell, bei einem viel höheren Wert.

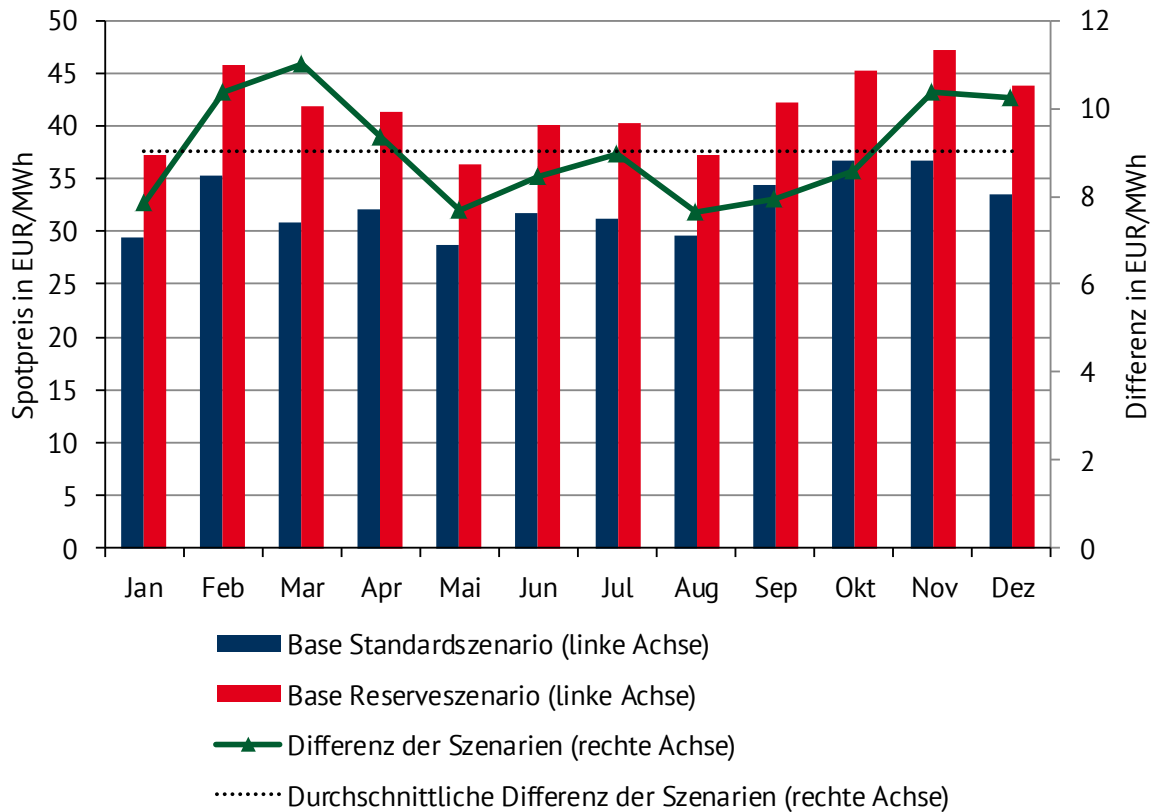


Abbildung 3: Veränderung des Strompreises Base auf Monatsbasis für 2015

Extrempreise, d. h. Preise größer 150 EUR/MWh sind dagegen nicht zu verzeichnen. Der in der Berechnung maximal auftretende Preis beläuft sich auf rund 81 EUR/MWh. Dieser Wert wurde am Markt der EPEX Spot dieses Jahr bereits um rund 3 Euro übertroffen (Stand April 2015). Im heutigen Markt sind somit unter Annahme durchschnittlicher Witterungsbedingungen und Kraftwerksverfügbarkeiten keine fundamental begründbaren Extremsituationen, die die Preise nach oben treiben, bei Bildung einer Reserve festzustellen.

Zur weiteren Konkretisierung wird die Angebotssituation am Markt in der Jahreshöchstlaststunde untersucht. Die höchste Nachfrage tritt an einem Januarabend auf und beträgt in dieser Stunde rund 95 GWh, wie Abbildung 4 zu entnehmen ist. Zu dieser Zeit sind rund 12 GWh erneuerbare Energien im Netz (links in der Merit-Order), die zur Nachfragedeckung beitragen. Zudem kommen rund 13 GWh aus Stromimporten (pink). Die restlichen Mengen werden durch die deutschen konventionellen Kraftwerke gedeckt: auch Gaskraftwerke liefern rund 24 GWh.

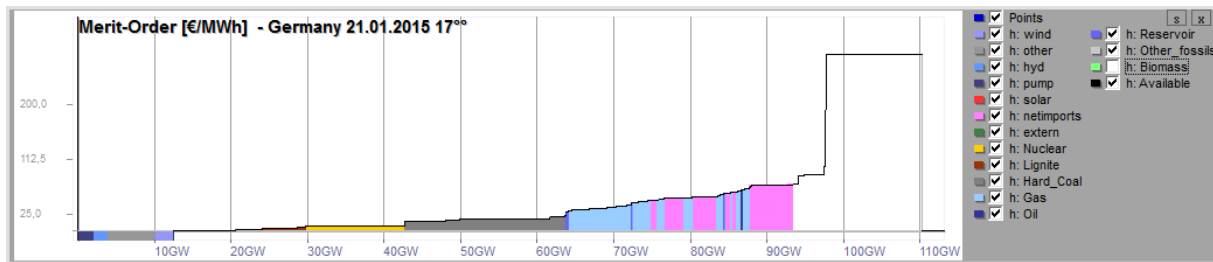


Abbildung 4: Merit-Order der Jahreshöchstlaststunde im Jahr 2015 (Modellergebnis)

Aufgrund des aktuell niedrigen Gaspreises und der günstigen Importmengen beträgt der errechnete Strompreis in dieser Stunde nur rund 74 EUR/MWh.

3.3. KONVENTIONELLE KRAFTWERKE – ERLÖSE UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

Durch das Verschieben von 15 GW Braun- und Steinkohlekapazitäten verändert sich die Auslastung der im Markt verbleibenden Kraftwerke. In Abbildung 5 ist dargestellt, welche Kraftwerkskapazitäten der einzelnen Technologien sich in beiden Szenarien am Markt befinden. Der Vergleich der blauen und roten Balken zeigt, dass Gas- und Kernkraftwerkskapazitäten in gleicher Höhe bestehen bleiben, wohingegen fast die Hälfte der Braunkohle- und ein Fünftel der Steinkohlekapazitäten in die Reserve verschoben und damit faktisch aus dem Markt genommen werden.

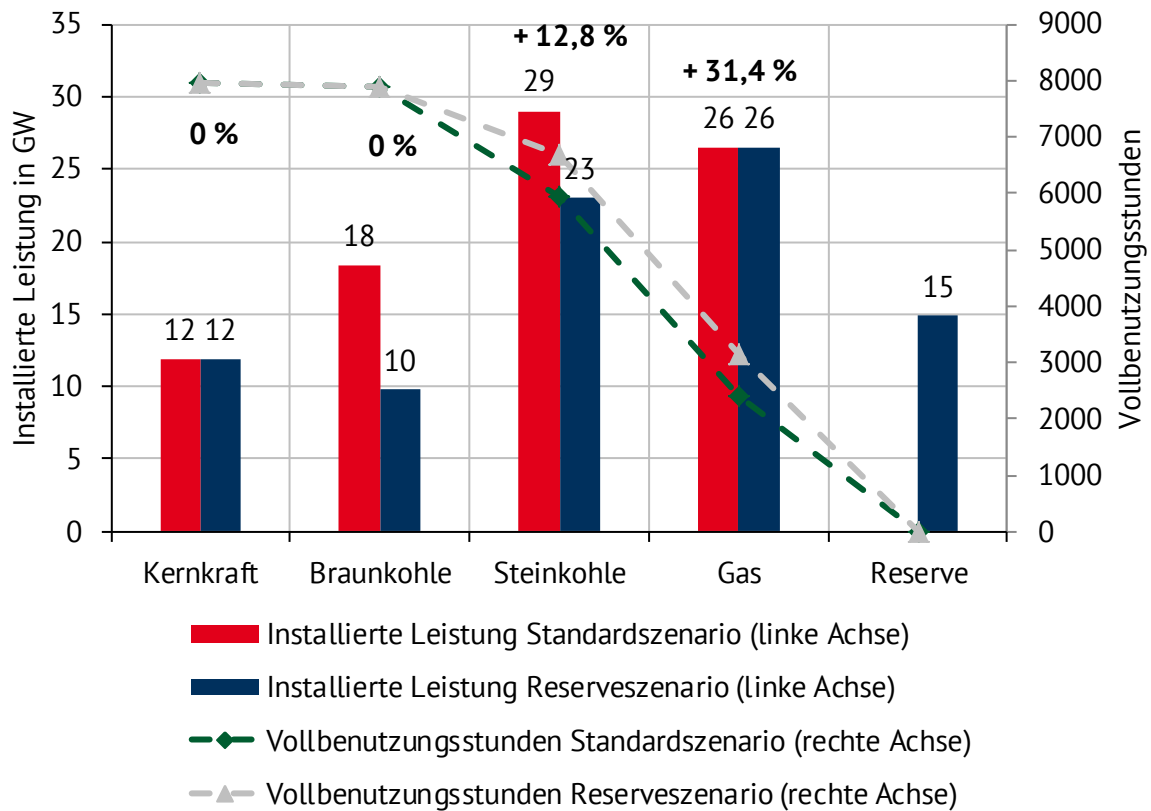


Abbildung 5: Installierte Leistungen sowie Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke mit und ohne strategische Reserve 2015

Die Vollbenutzungsstunden der im Markt verbleibenden Kraftwerke steigen damit tendenziell, da weniger günstig produzierende Konkurrenzkraftwerke vorhanden sind. Braunkohle- und Kernkraftwerke weisen bereits eine sehr hohe Zahl an Vollbenutzungsstunden von rund 8000 h/a auf: als Grundlastkraftwerke liefern sie fast durchgängig Strom, unterbrochen nur von Wartungsperioden oder eventuell auftretenden technischen Ausfällen. Ihre Vollbenutzungsstunden steigen deshalb nur marginal. Dagegen weisen Steinkohle- und Gaskraftwerke deutlich höhere Vollbenutzungsstunden als im Szenario ohne Reserve auf: Der Einsatz von Gaskraftwerken steigt um mehr als 31 %, jedoch von einem sehr geringen Niveau von rund 2400 h/a ausgehend auf 3100 h/a.

Aufgrund höherer Marktpreise und längerer Einsatzzeiten hat die Bildung einer strategischen Reserve auch Einfluss auf die Kraftwerkserlöse. In Abbildung 6 sind diese für die einzelnen Kraftwerkstechnologien abgebildet. Es ist dabei ein eindeutiger Trend hin zu deutlich höheren Erlösen festzustellen.

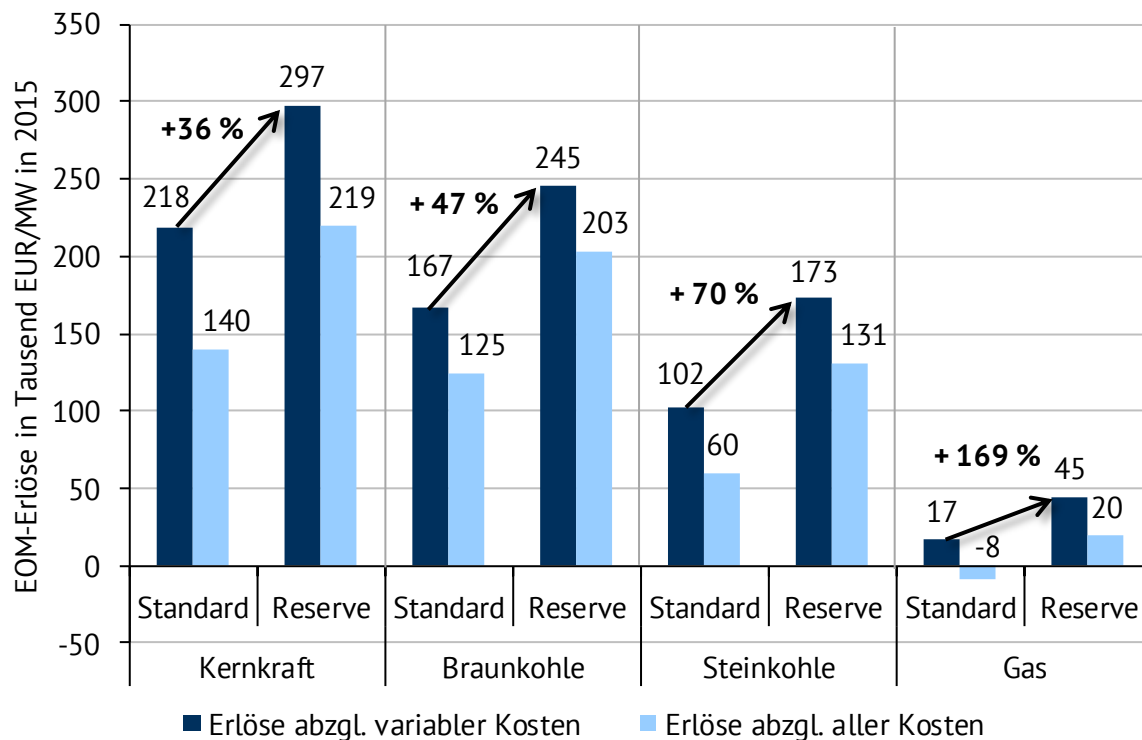


Abbildung 6: Strommarkterlöse der Kraftwerkstechnologien mit und ohne strategische Reserve 2015

In Abbildung 6 dargestellt sind dabei einerseits die reinen Kraftwerkserlöse am Energy-Only-Market (EOM) abzüglich der Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikate, genannt Clean Spreads (in dunkelblau), unter der Annahme, dass die Kraftwerke stets bei einem Marktpreis oberhalb der eigenen, „sauberen“ Grenzkosten produzieren. Zieht man von diesen Erlösen weiterhin die Kraftwerksfixkosten ab, wie in Tabelle 1 dargestellt, erhält man die Gewinne, die die Kraftwerke realisieren (in hellblau).

Typ	Wirkungsgrad in %	Emissionsfaktor (t CO ₂ /MWh _{th})	Fixkosten (ohne Kapitalkosten) in €/MW/a
Kernkraft	33	0	78.000
Braunkohle	39	0,36	42.000
Steinkohle	43	0,34	42.000
Gas	60	0,2	25.000

Tabelle 1: Kraftwerkparameter und Fixkosten³

Bereits ohne strategische Reserve können die Kraftwerke mit Ausnahme der Gaskraftwerke Gewinne verzeichnen. Durch die Erhöhung der Marktpreise und Einsatzhäufigkeiten bei Bildung einer strategischen Reserve können auch die Gaskraftwerke wieder vollkostendeckend Strom produzieren.

³ Fixkosten entnommen aus: R2B Leitstudie Strommarkt (2014).

3.4. AUSWIRKUNGEN AUF ERNEUERBARE ENERGIEN

Die Strompreise am Großhandelsmarkt steigen im Mittel um rund 28 %. Aufgrund ihrer Erzeugungssystematik können die Erneuerbaren nur einen Teil der Mehrerlöse realisieren. Die Markterlöse der erneuerbaren Energien steigen daher leichter an und erhöhen sich um rund 21 %.

Erneuerbare Energien werden in Deutschland durch das EEG-Umlagesystem gefördert. Dabei wird für verschiedene Technologien und Anlagentypen ein Vergütungssatz definiert, der über die Förderlaufzeit je produzierter Megawattstunde an die Anlagen ausgezahlt wird. Die Stromerzeugung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird, wie die konventioneller Kraftwerke, am Markt verkauft. Die Differenz der Markterlöse zum festen Fördersatz, die sogenannten Differenzkosten, wird durch die Stromverbraucher in Form der EEG-Umlage finanziert. Somit gilt: je höher die Marktpreise, desto geringer sind die Gelder, die in Form der EEG-Umlage zusätzlich erhoben werden müssen, um die feste Vergütung der Erneuerbaren sicherzustellen. Da mit Bildung der strategischen Reserve die Strompreise am Markt und folglich die Erlöse der Anlagen steigen, verringern sich die Differenzkosten: diese nehmen um rund 6,5 % ab. Diese im Vergleich zur Strompreiserhöhung nur unterproportionale Ersparnis lässt sich zum einen aus der Höhe der Differenzkosten erklären: bei einer Solaranlage, die einen festen Vergütungssatz von 300 EUR/MWh erhält, spielen die Markterlöse von rund 40 EUR/MWh prozentual nur eine untergeordnete Rolle. Andererseits können, wie bereits dargelegt, die Erneuerbaren aufgrund ihrer Erzeugungssystematik nur teilweise von den Preiserhöhungen profitieren, da sie häufig nicht dann viel Strom erzeugen, wenn der Strompreis am höchsten ist (Merit-Order-Effekt).

Insgesamt verringern sich bei Bildung einer strategischen Reserve die Differenzkosten um rund 1,4 Mrd. EUR, welche folglich nicht in die EEG-Umlage fließen und durch den Stromabnehmer zu zahlen sind. Damit sinkt durch die Bildung einer strategischen Reserve die EEG-Umlage um rund 0,3 ct/kWh. Die Steigerung des Strompreises am Großhandelsmarkt um 0,9 ct/kWh wird somit durch eine sinkende EEG-Umlage teilkompensiert, sodass der Strompreis für Privatkunden um lediglich 0,6 ct/kWh steigt.

3.5. VERÄNDERUNG DER IM- UND EXPORTSITUATION

Durch Deutschlands geografische Lage in der Mitte Europas ergibt sich ein reger grenzüberschreitender Austausch von Strom mit den Nachbarländern. In Abbildung 7 sind die Höhe der Grenzkuppelkapazitäten länderscharf in beide Richtungen, d. h. Im- und Exportkapazitäten, ab-

getragen. Insgesamt hat Deutschland eine Export-Grenzkuppelkapazität von rund 18 GW sowie eine Import-Grenzkuppelkapazität von rund 20 GW, die für den Stromhandel genutzt werden können.

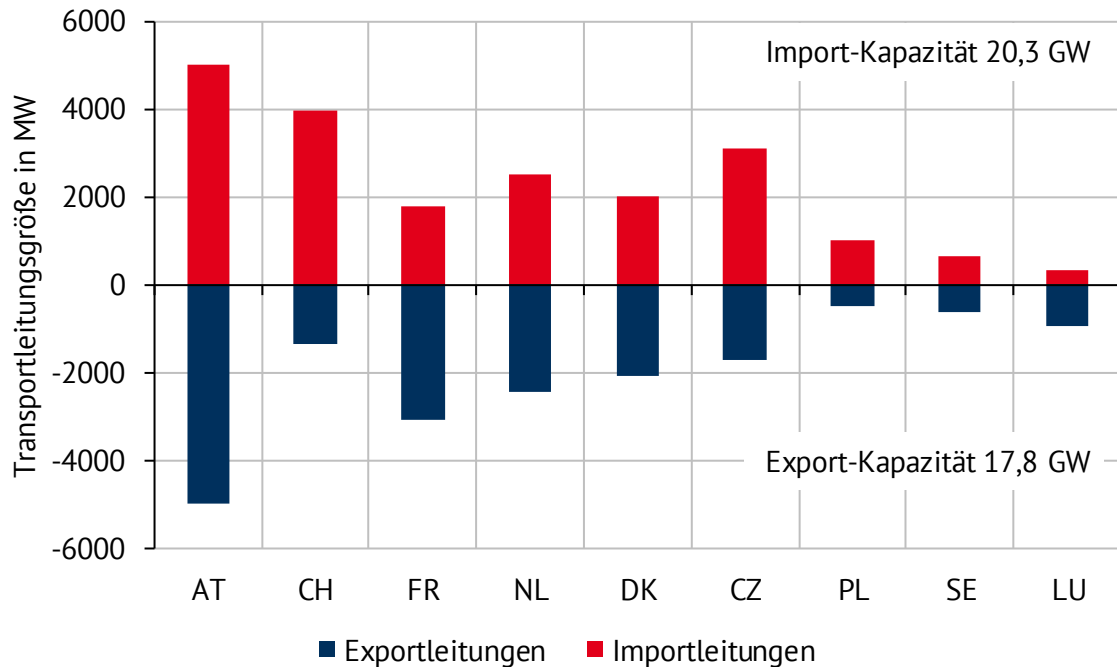


Abbildung 7: Grenzkuppelkapazitäten Deutschlands mit seinen Nachbarländern 2015

Die Grenzkuppelleitungen werden je nach Marktsituation zum Import von Strom aus Ländern mit niedrigeren Strompreisen als den deutschen oder zum Export von Strom in Länder mit höheren Strompreisen als den deutschen genutzt. Teilweise dienen die Leitungen auch der Durchleitung von Strom, beispielsweise von Frankreich in die Schweiz. Über das Jahr betrachtet ergibt sich für jedes Land, mit dem Deutschland Strom austauscht, eine Handelsbilanz, die in Abbildung 8 dargestellt ist.

Deutschland ist traditionell Nettoexporteur von Strom, d. h., dass aufgrund eines häufig geringeren Preisniveaus als in anderen europäischen Ländern, mehr Strom exportiert als importiert wird. Mit der Bildung der strategischen Reserve verschiebt sich diese Stellung. Da zahlreiche günstige Erzeugungskapazitäten aus dem Markt genommen werden und der Preis für deutschen Strom im Reserveszenario im Mittel steigt, wird häufiger Strom aus den Nachbarländern importiert und deutlich weniger Strom ins Ausland verkauft. Dies lässt sich in Abbildung 8 an den niedrigeren Exportbilanzen mit der Schweiz, Frankreich, den Niederlanden und Luxemburg sowie den steigenden Importbilanzen mit Tschechien und Polen ablesen.

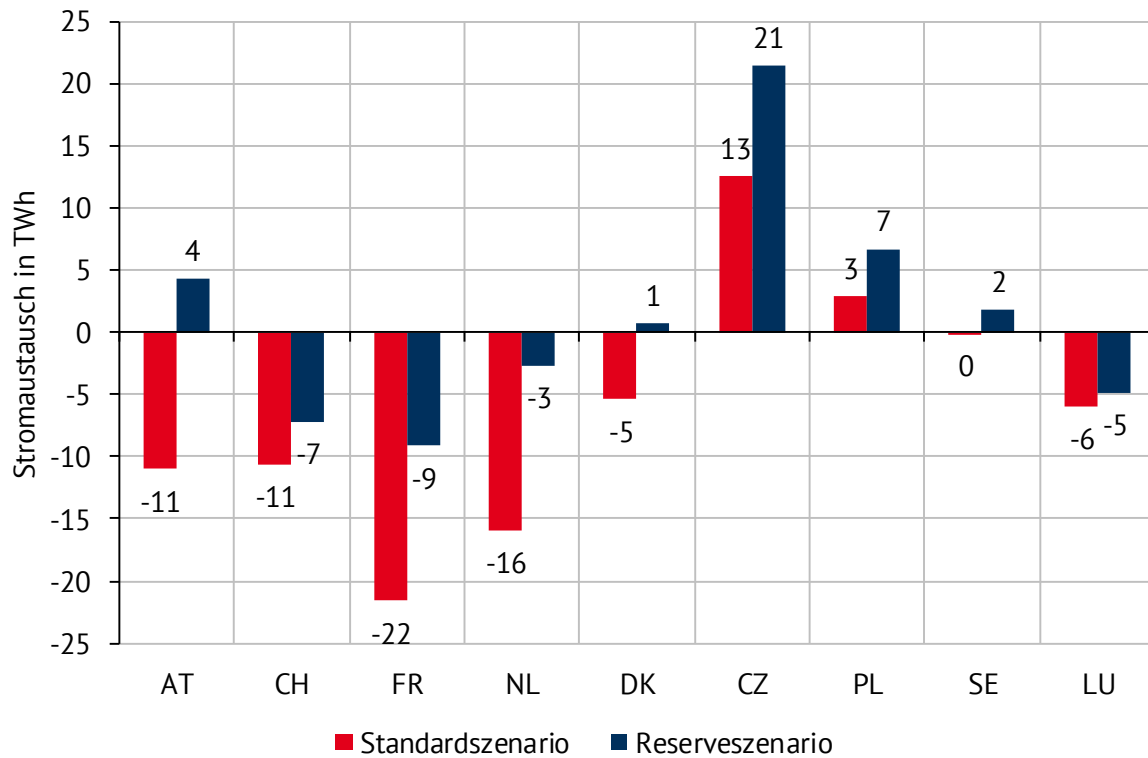


Abbildung 8: Im- und Exportbilanzen Deutschlands und seiner Nachbarstaaten mit und ohne strategische Reserve 2015

Die grundsätzliche Richtung der meisten Handelsbilanzen mit den Nachbarländern bleibt bei Bildung einer strategischen Reserve bestehen. Ausnahmen bilden lediglich Dänemark, Schweden und Österreich, deren negativer Saldo sich leicht ins Positive dreht.

Betrachtet man für ausgewählte Länder die einzelnen Im- und Exportmengen wie in Abbildung 9 dargestellt, zeigt sich nochmals, dass gleichzeitig sowohl die Exportmengen ab- und die Importmengen in den betrachteten Ländern zunehmen, was zu einer abnehmenden Export- bzw. zunehmenden Importbilanz führt.

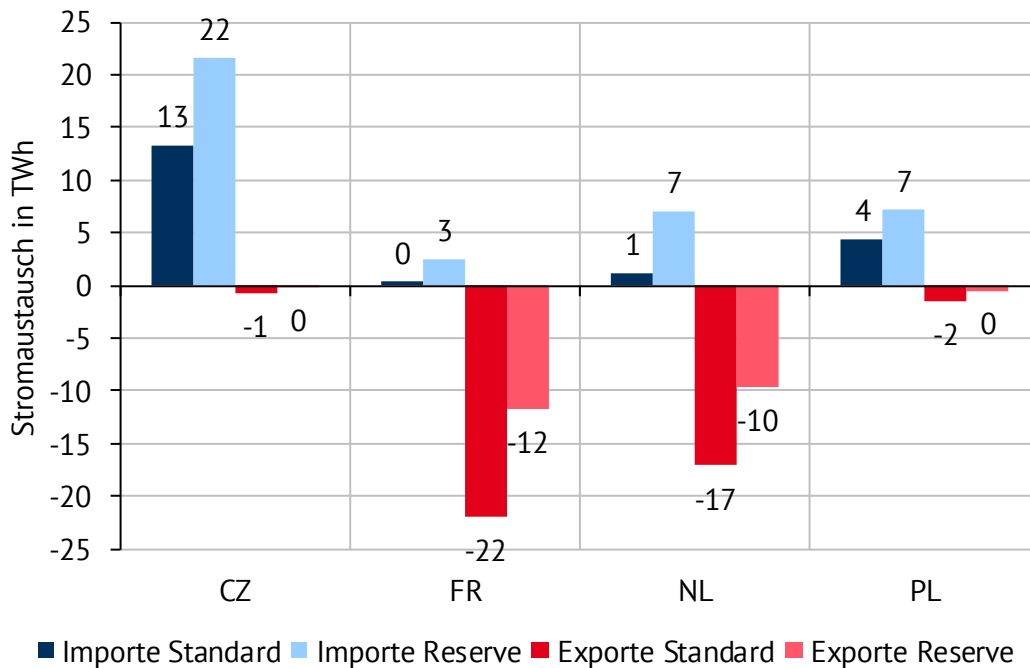


Abbildung 9: Vergleich der Im- sowie der Exporte ausgewählter Länder mit Deutschland mit und ohne strategische Reserve 2015

Die Auswertung der Abbildung 8 und Abbildung 9 verdeutlicht, dass Deutschland bei Bildung einer strategischen Reserve vor allem aus Tschechien größere Mengen Strom importiert, wohingegen fast nie Strom von Deutschland nach Tschechien exportiert wird.

Eine genauere Untersuchung zeigt, dass fast die gesamte mögliche Kapazität zum Stromimport aus Tschechien genutzt wird: die Grenzkuppelleitung mit einer Größe von rund 3.000 MW wird in 93 % der Jahresstunden teilweise oder vollständig genutzt und ist im Durchschnitt zu rund 82 % ausgelastet.

3.6. STROMAUSTAUSCH MIT TSCHECHIEN

Da tschechischer Strom eine wichtige Rolle für die deutsche Stromversorgung bei Bildung einer strategischen Reserve spielt, soll die Zusammensetzung der tschechischen Strommengen näher untersucht werden. Tschechiens Stromversorgung basiert, wie Abbildung 10 zu entnehmen ist, zu großen Teilen auf Kern- und Kohlekraftwerken.

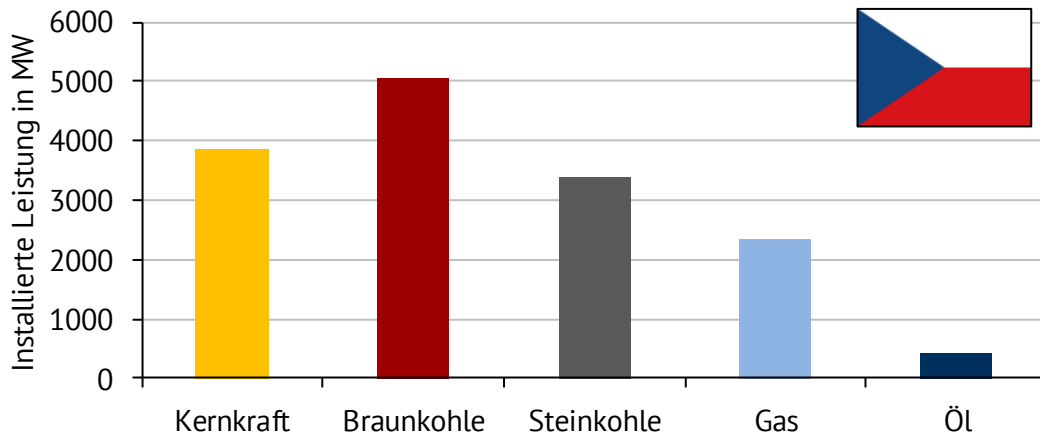


Abbildung 10: Zusammensetzung des tschechischen Kraftwerksparks 2015

Diese Technologien erzeugen rund 85 % des tschechischen Stroms. Erneuerbare Energien sowie Gaskraftwerke spielen in Tschechien nur eine untergeordnete Rolle. Abbildung 11 verdeutlicht dies nochmals.

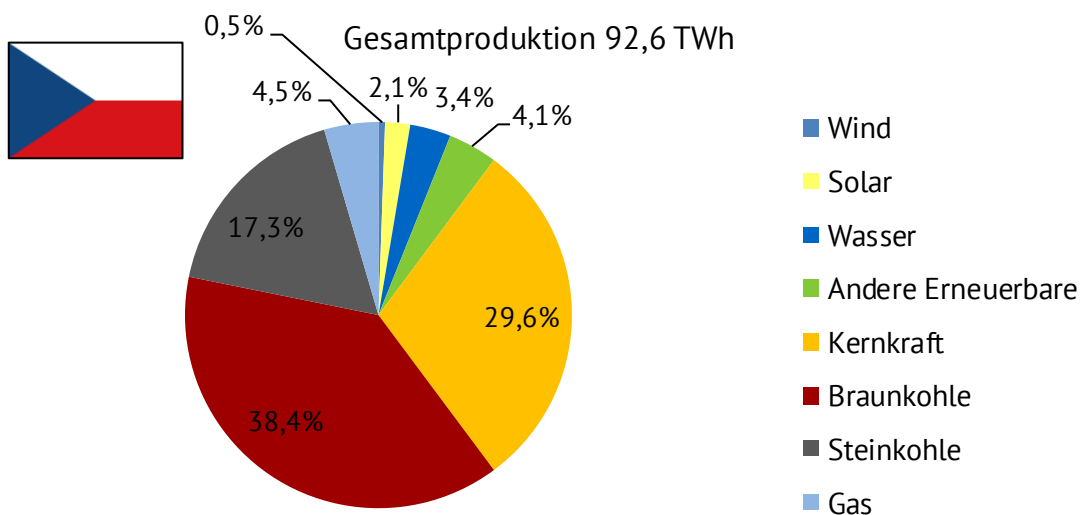


Abbildung 11: Zusammensetzung der tschechischen Stromproduktion 2015

Durch die Bildung einer strategischen Reserve in Deutschland erhöht sich die tschechische Kraftwerkserzeugung, da es lohnenswert ist, den Strom nach Deutschland zu exportieren. Somit wird in Tschechien vor allem deutlich mehr Strom aus Steinkohle- (Produktionssteigerung um 40 %, entspricht 5 % der Gesamtproduktion) und Gaskraftwerken (Produktionssteigerung um 80 %, entspricht 2 % der Gesamtproduktion) erzeugt als zuvor.

3.7. STROMAUSTAUSCH MIT ÖSTERREICH

Auch Österreich ist, wie in Abbildung 7 an der Größe des Grenzkuppelleitungen abzulesen, physisch ein wichtiger Handelspartner für Deutschland. Aus diesem Grund soll auch die Verände-

rung in der österreichischen Erzeugungsstruktur bei Schaffung einer strategischen Reserve in Deutschland betrachtet werden.

Abbildung 12 ist dabei zu entnehmen, dass der konventionelle Kraftwerkspark Österreichs hauptsächlich aus Gaskraftwerken besteht. Kohlestromerzeugung nimmt hier eine Randposition ein. Kernkraftwerke kommen in Österreich nicht zum Einsatz. Nicht abgebildet sind die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, die einen Großteil der österreichischen Kapazitäten stellen, hier vor allem Wasserkraft.

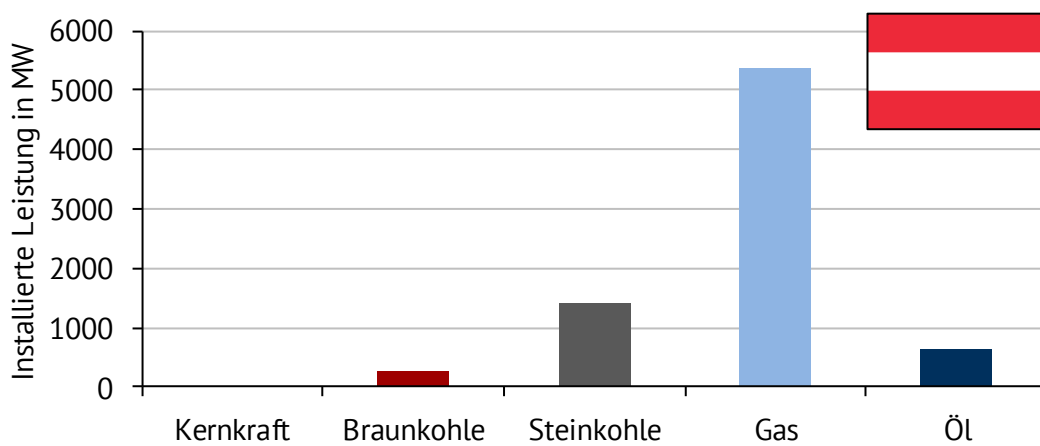


Abbildung 12: Zusammensetzung des österreichischen Kraftwerksparks 2015

Bei Betrachtung der Abbildung 13 wird deutlich, dass Wasserkraft insgesamt eine bedeutende Rolle in der Stromversorgung spielt. Alle erneuerbaren Strommengen in Summe stellen über 50 % der österreichischen Stromproduktion.

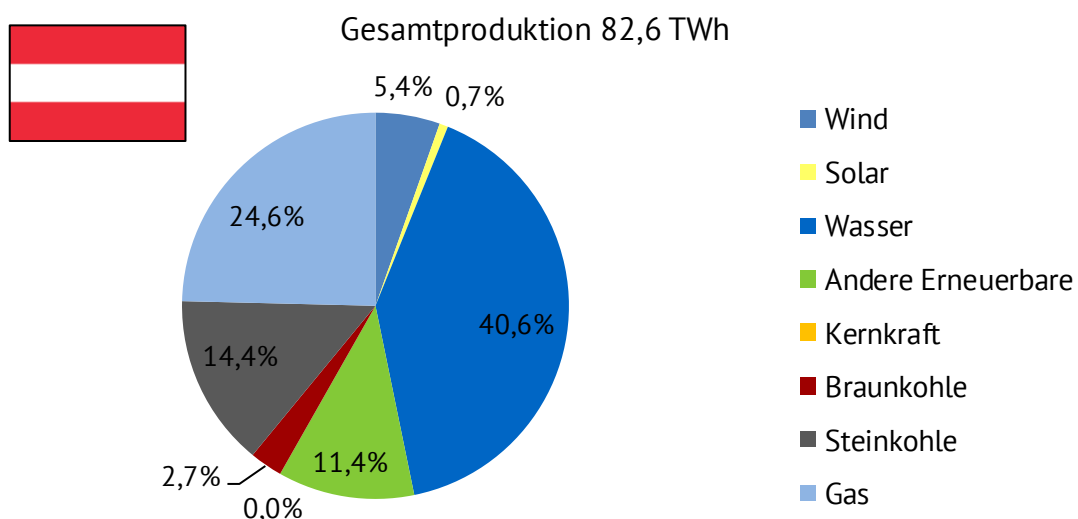


Abbildung 13: Zusammensetzung der österreichischen Stromproduktion 2015

Durch die Einführung einer strategischen Reserve in Deutschland steigt die österreichische Stromproduktion um rund 7 GWh im Jahr 2015 an. Diese stammen zu einem Großteil aus Gaskraftwerken, deren Produktionsmenge sich damit um rund 50 % erhöht. Weitere Strommengen werden von Steinkohlekraftwerken erzeugt.

3.8. KONSEQUENZEN FÜR DIE CO₂-EMISSIONEN

Ein Ziel der Bildung einer strategischen Reserve ist, die Emissionen des deutschen Kraftwerksparcs zu reduzieren, indem vor allem emissionsintensive Kraftwerke aus dem Markt genommen werden. Dieses Ziel wird für Deutschland, wie in Abbildung 14 dargestellt, erreicht: In 2015 werden rund 70 Megatonnen CO₂ weniger ausgestoßen. Damit sinken die CO₂-Emissionen auf europäischer Ebene ebenfalls um rund 36 Megatonnen.

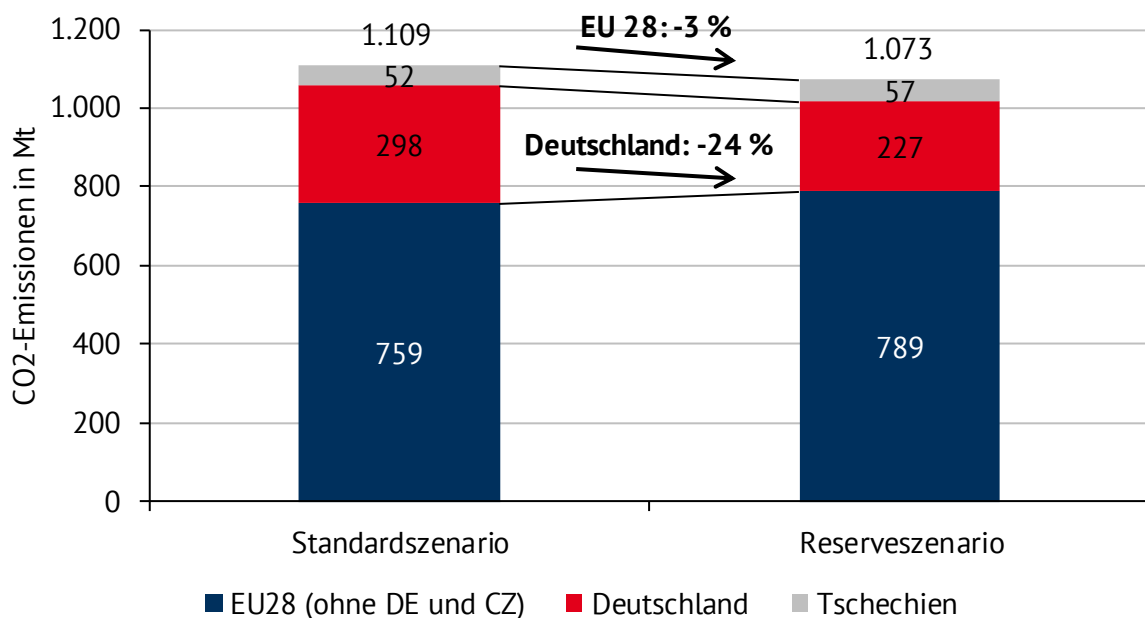


Abbildung 14: Veränderungen der europäischen Emissionen durch Einführung einer strategischen Reserve 2015

Die Emissionen, die in Deutschland eingespart werden, werden teilweise durch steigende Emissionen in den Nachbarländern kompensiert. Sowohl in Tschechien als auch in den restlichen EU28-Ländern steigen die Emissionen leicht. Damit können durch die Bildung einer strategischen Reserve nicht automatisch die Emissionen der in die Reserve verschobenen Kraftwerke komplett eingespart werden. Zu beachten sind daher auch die Wechselwirkungen mit der Stromerzeugung in anderen Ländern.

Die EU-Mitgliedsstaaten haben sich im Zuge der 20-20-20-Ziele verpflichtet, bis 2020 20 % Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 einzusparen. Im Zuge dessen wird dem Emissionsaus-

stoß in den einzelnen EU-Mitgliedsländern eine Obergrenze vorgegeben, sodass sie nicht rein marktgetrieben ihre Emissionen erhöhen können. Wenn durch die Einführung der strategischen Reserve in Deutschland das Erreichen der nationalen Emissionsziele beeinträchtigt wird, besteht in den Nachbarländern, die zur Versorgung Deutschlands ihre Stromproduktion erhöhen, ein gewisser Anpassungsdruck hin zu emissionsarmer Stromproduktion. Somit entsteht ein zweiter Hebel zur Einsparung von CO₂-Emissionen.

Insgesamt ergibt sich eine Einsparung von CO₂-Emissionen in Europa durch Bildung einer strategischen Reserve in Deutschland.

4. AUSWERTUNG FÜR DAS JAHR 2023

4.1. EINSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE

Die strategische Reserve kommt im Jahr 2023 sechs Stunden zum Einsatz. Anders als im Jahr 2015 sind in Deutschland durch die Abschaltung aller Kernkraftwerke bis 2022 weniger Kraftwerksüberkapazitäten am Markt vorhanden. Aus diesem Grund wird die Reserve dann benötigt, wenn Wind- und Solaranlagen nur geringe bis keine Mengen liefern und die Nachfrage nach Strom entsprechend hoch ist. In diesen Situationen mit hoher Residuallast reichen – ohne den Neubau von Kraftwerken – die regelbaren Kraftwerke am Markt sowie die Importe aus den Nachbarländern nicht zur Nachfragedeckung aus.

Typischerweise kommt die Reserve an Winterabenden im Januar, November und Dezember zum Einsatz. Charakteristisch für diese Situationen ist die geringe Einspeisung von Windenergie. Solarenergie kann aufgrund der nur begrenzten täglichen Sonneneinstrahlung im Winter nicht zur Deckung der winterlichen Nachfragespitzen am Abend beitragen.

Die Zusammensetzung der Merit-Order einer Stunde, in der die Reserve zum Einsatz kommt, kann der Abbildung 15 entnommen werden. Hier werden rund 4.000 MW der Reservekapazitäten genutzt.

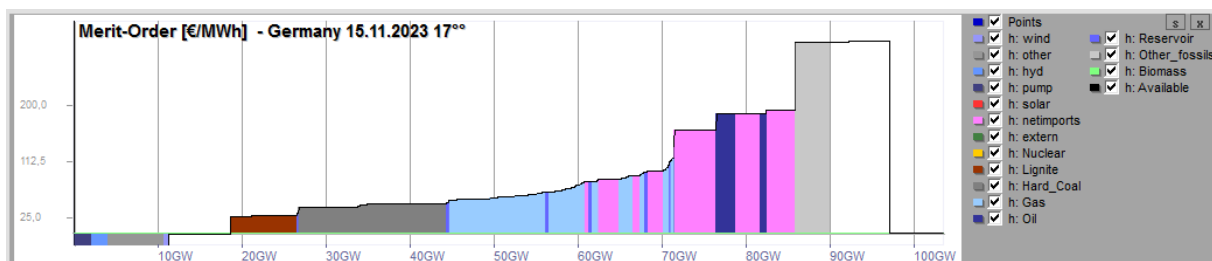


Abbildung 15: Merit-Order bei Einsatz der strategischen Reserve

Die Nachfrage in der exemplarisch dargestellten Stunde beläuft sich auf rund 90 GWh, rund 4 GWh weniger als in der Jahreshöchstlaststunde, in welcher die strategische Reserve nicht zum Einsatz kommt. Damit wird deutlich, dass die Nachfrage allein zukünftig nicht mehr als Indikator ausreicht, sondern zunehmend die Residuallast betrachtet werden muss.

In Abbildung 15 wird ebenfalls ersichtlich, dass sehr viel Strom aus dem Ausland bezogen wird (pink). Beachtet werden muss hier folglich, dass ohne diese Kapazitäten bzw. bei nationaler Betrachtung der Versorgungssicherheit ein weitaus größerer Teil der strategischen Reserve zum Einsatz käme.

In den übrigen Stunden, in denen die Reserve genutzt wird, werden meist weniger als 1.000 MW benötigt.

Da die Reservekraftwerke technisch stillstehen, ist ein Einsatz für jeweils nur eine Stunde, auch unter Beachtung entsprechender Vor- und Nachlaufzeiten, wahrscheinlich mit deutlich höheren Kosten verbunden, als hier angenommen wurde.

4.2. STROMPREISVERÄNDERUNGEN UND EXTREMPREISE

Die preissteigernde Wirkung des Abbaus von Überkapazitäten durch die Bildung einer strategischen Reserve setzt sich auch im Jahr 2023 fort. Hier ist ein deutlicher Unterschied zwischen Sommer- und Wintermonaten zu beobachten, der sich auf den Einsatz der Reserve zurückführen lässt, die den durchschnittlichen Börsenpreis im Winter anhebt. Im Jahresmittel steigen die Preise am Markt von rund 56 EUR/MWh auf rund 63,50 EUR/MWh und sind damit rund 7,50 EUR/MWh oder 0,75 ct/kWh höher als in einem Szenario ohne strategische Reserve. Dies entspricht in etwa dem Preisniveau des Jahres 2008.

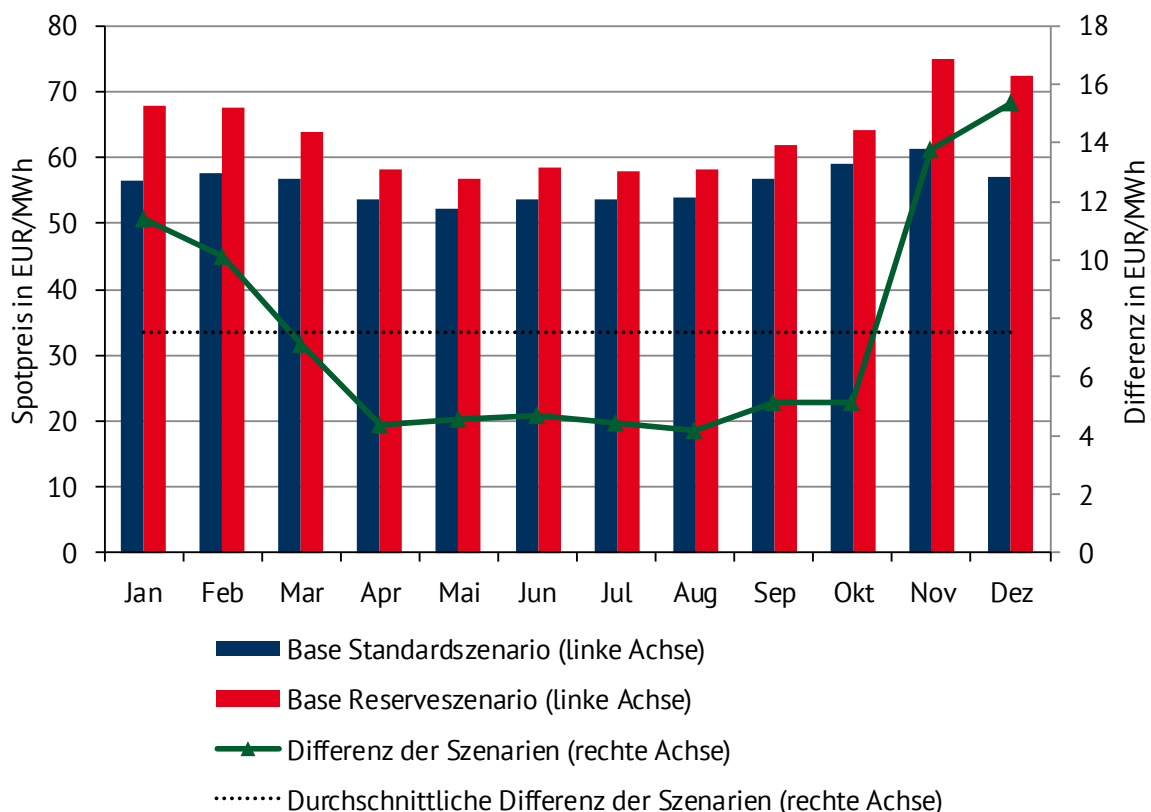


Abbildung 16: Veränderung des Strompreises Base auf Monatsbasis für 2023

Extrempreise, d. h. Preise größer 150 EUR/MWh, treten in 2023 mehrmals auf. Einerseits kommen sehr hohe Preise in den Stunden zustande, in denen die strategische Reserve eingesetzt wird. Andererseits können bei geringer Erzeugung aus Wind und Solar sowie hoher Stromnach-

frage ebenfalls hohe Marktpreise zustande kommen, bspw. wenn das preissetzende Kraftwerk ein Gaskraftwerk mit geringer Effizienz oder ein Ölkraftwerk ist. Diese werden, wie in Kapitel 4.3 dargelegt, deutlich häufiger als in 2015 eingesetzt.

In Abbildung 17 ist dargestellt, wie häufig und in welcher Höhe Extrempreise am Markt auftreten. Sie sind ausschließlich in den Wintermonaten vorzufinden. Die maximalen Preise in den Sommermonaten bewegen sich bei rund 90 EUR/MWh.

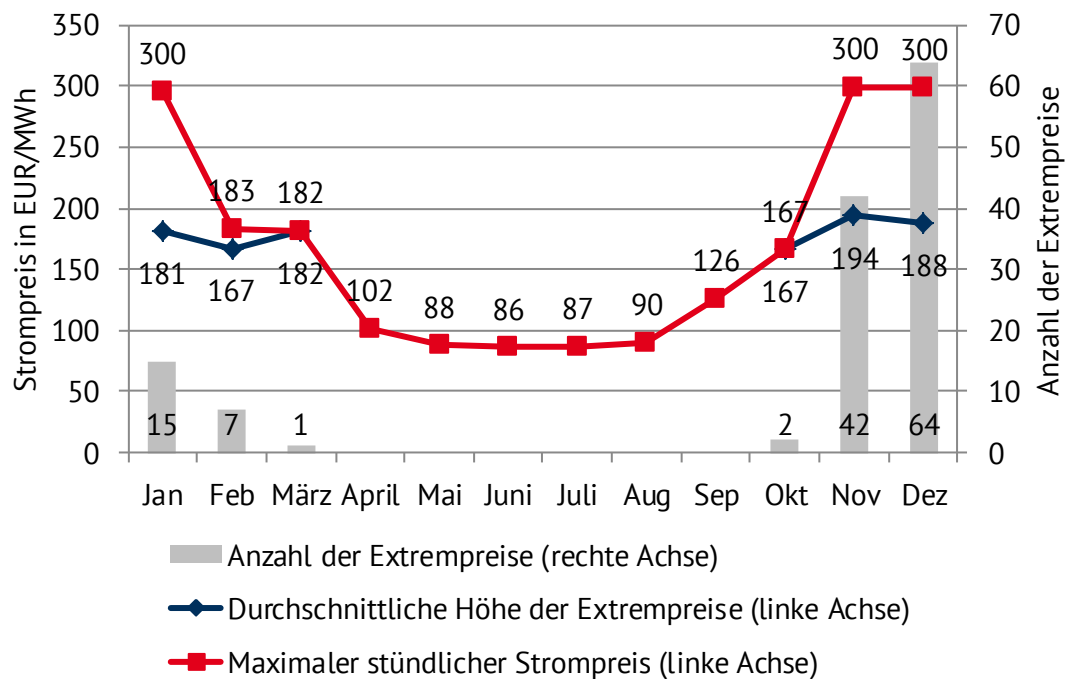


Abbildung 17: Häufigkeit und Höhe von Extrempreisen über 150 EUR/MWh im Reserveszenario im Jahr 2023

4.3. KONVENTIONELLE KRAFTWERKE – ERLÖSE UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

In Abbildung 18 wird ersichtlich, dass auch in 2023 die am Markt agierenden Kraftwerke von der Bildung einer strategischen Reserve profitieren. Bei allen betrachteten Technologien erhöhen sich die Volllaststunden im Vergleich zu einer Situation ohne strategische Reserve. Vor allem Gaskraftwerke können ihre Erzeugungsmenge um rund 25 % steigern.

Aufgrund eines höheren CO₂-Preises in 2023 und einer gestiegenen Erzeugung aus erneuerbaren Energien sind die Volllaststunden der Kohlekraftwerke jedoch insgesamt geringer als in 2015. Hingegen werden Gaskraftwerke auch bereits ohne die strategische Reserve deutlich häufiger eingesetzt.

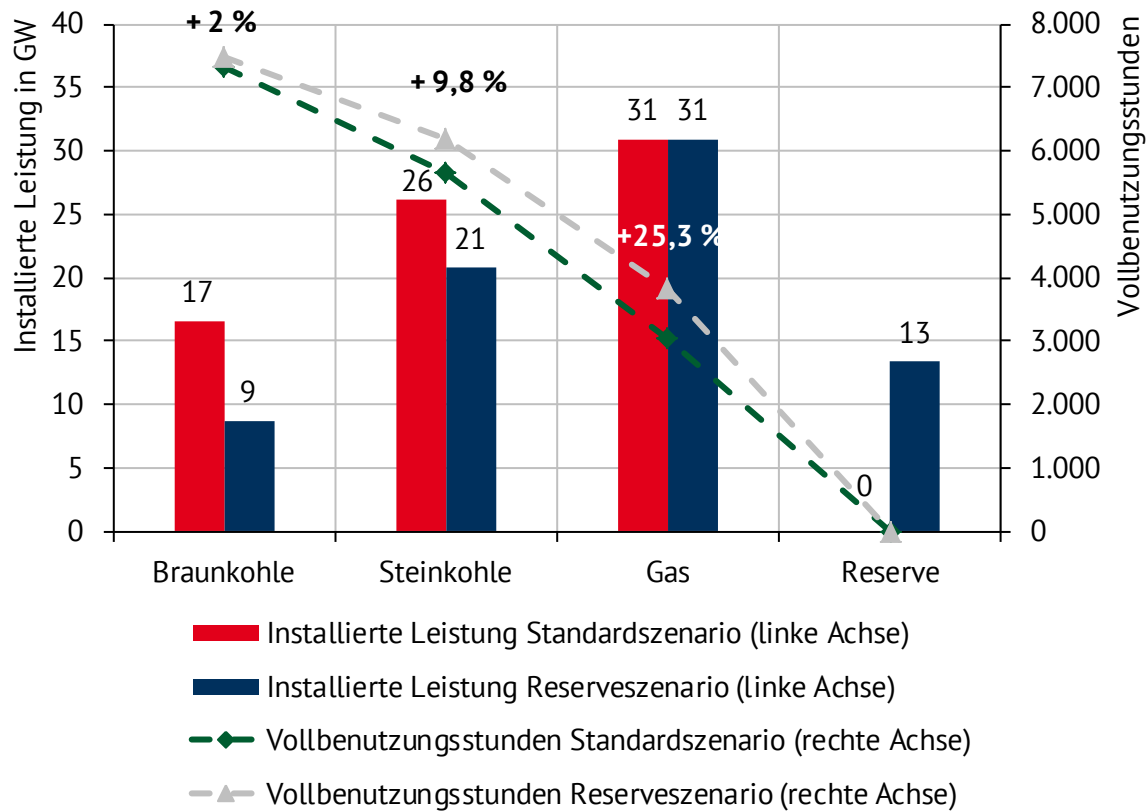


Abbildung 18: Installierte Leistungen sowie Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke mit und ohne strategische Reserve 2023

Die Strommarkterlöse der einzelnen Kraftwerkstechnologien steigen mit Bildung einer strategischen Reserve aufgrund des höheren Preisniveaus an, wie Abbildung 19 zu entnehmen ist. In 2023, das ein insgesamt höheres Marktpreisniveau als 2015 aufweist, können die Fixkosten der Gaskraftwerke bereits über die Markterlöse auch im Szenario ohne strategische Reserve gedeckt werden.

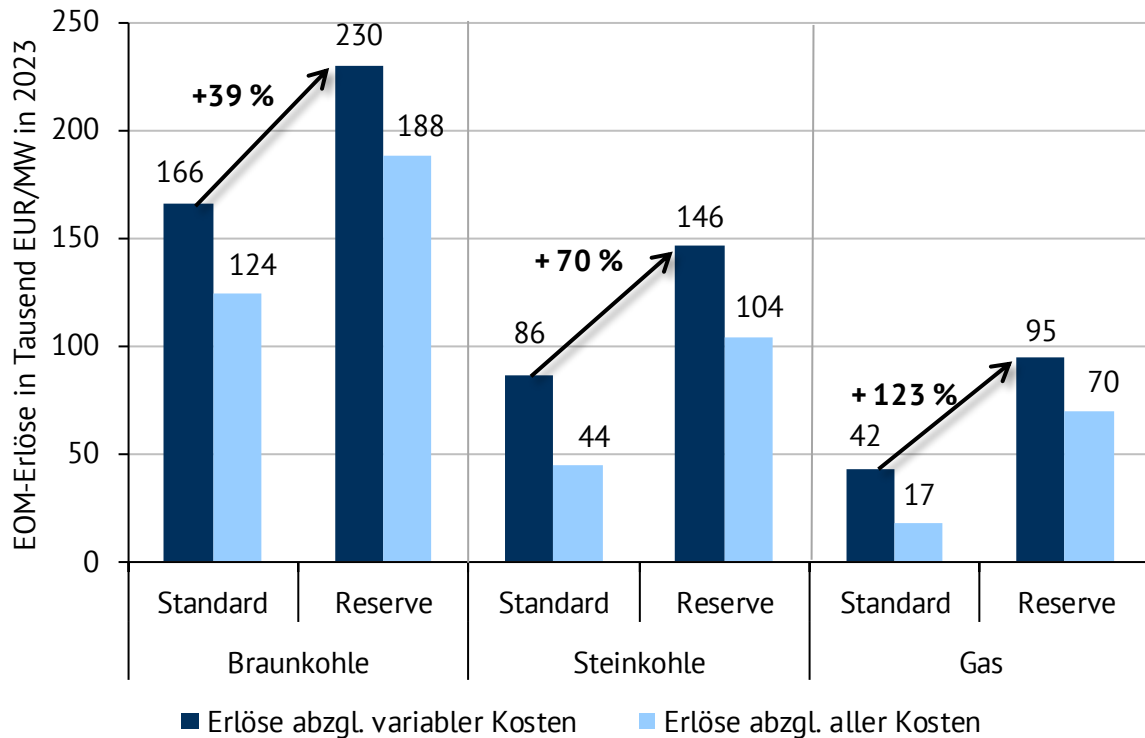


Abbildung 19: Strommarkterlöse der Kraftwerkstechnologien mit und ohne strategische Reserve 2023

4.4. AUSWIRKUNGEN AUF ERNEUERBARE ENERGIEN

Die Markterlöse der erneuerbaren Energien steigen bei Einführung einer strategischen Reserve aufgrund des höheren Preisniveaus ebenfalls an und erhöhen sich 2023 um rund 10 %. Die Strompreise selbst steigen im Mittel um rund 13 %, sodass die Erneuerbaren wiederum aufgrund ihrer Erzeugungssystematik nur einen Teil der Mehrerlöse realisieren können.

Die Differenzkosten, die die Förderkosten für erneuerbare Energien darstellen, verringern sich mit steigenden Marktpreisen um rund 9 %. In absoluten Zahlen entspricht dies rund 1,3 Mrd. EUR, welche nicht in die EEG-Umlage fließen und durch den Stromabnehmer zu zahlen sind. Damit sinkt durch die Bildung einer strategischen Reserve die EEG-Umlage auch in 2023 um rund 0,3 ct/kWh.

4.5. VERÄNDERUNG DER IM- UND EXPORTSITUATION

Deutschland bleibt auch in 2023 ohne strategische Reserve ein Nettoexporteur von Strom, da der Strom, vor allem aus erneuerbaren Energien und Kohle, im europäischen Vergleich weiterhin günstig erzeugt werden kann. Mit Bildung einer strategischen Reserve jedoch wird Deutschland vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur. Insgesamt werden dann rund 23 TWh importiert. Dies entspricht in etwa auch der Größenordnung, in der Großbritannien Strom aus den Nachbar-

ländern bezieht. In Abbildung 20 ist für die einzelnen Handelspartner die Handelsbilanz abgetragen. Die grundsätzliche Richtung der einzelnen Bilanzen bleibt mit strategischer Reserve mit Ausnahme der Niederlande und Österreich gleich. Jedoch gehen Exportbilanzen zurück und die Importbilanzen erhöhen sich deutlich. Vor allem aus Tschechien und den Niederlanden werden große Mengen Strom importiert. Als Exportpartner bleiben nur die Schweiz, wobei dies jedoch auch auf die Durchleitung von Strom zurückzuführen sein kann, und Luxemburg. Die Handelsbilanz mit Frankreich, welches ohne strategische Reserve der größte Abnehmer deutschen Stroms ist, ist mit strategischer Reserve nahezu ausgeglichen.

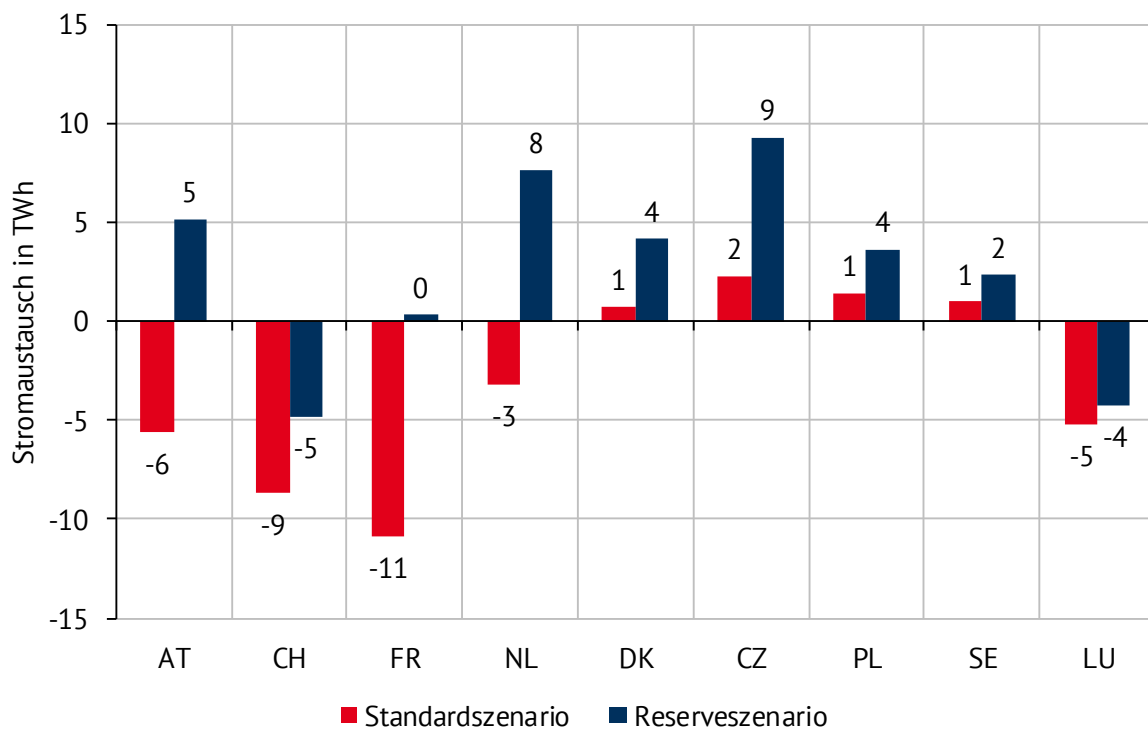


Abbildung 20: Im- und Exportbilanzen Deutschlands und seiner Nachbarstaaten mit und ohne strategische Reserve 2023

In Abbildung 21 sind wiederum die mit ausgewählten Nachbarstaaten gehandelten Mengen, nach Im- und Exporten getrennt, aufgeschlüsselt. Auch hier wird deutlich, dass Importe im ähnlichen prozentualen Maß zunehmen (Verdopplung der Importmengen), wie Exporte abnehmen (Halbierung der Exportmengen). Mit einigen Ländern wie beispielsweise Polen, Tschechien und den Niederlanden wird der Stromhandel bei Bildung einer strategischen Reserve intensiviert, wohingegen andere Länder als Handelspartner preislich unattraktiver werden, wie beispielsweise Frankreich.

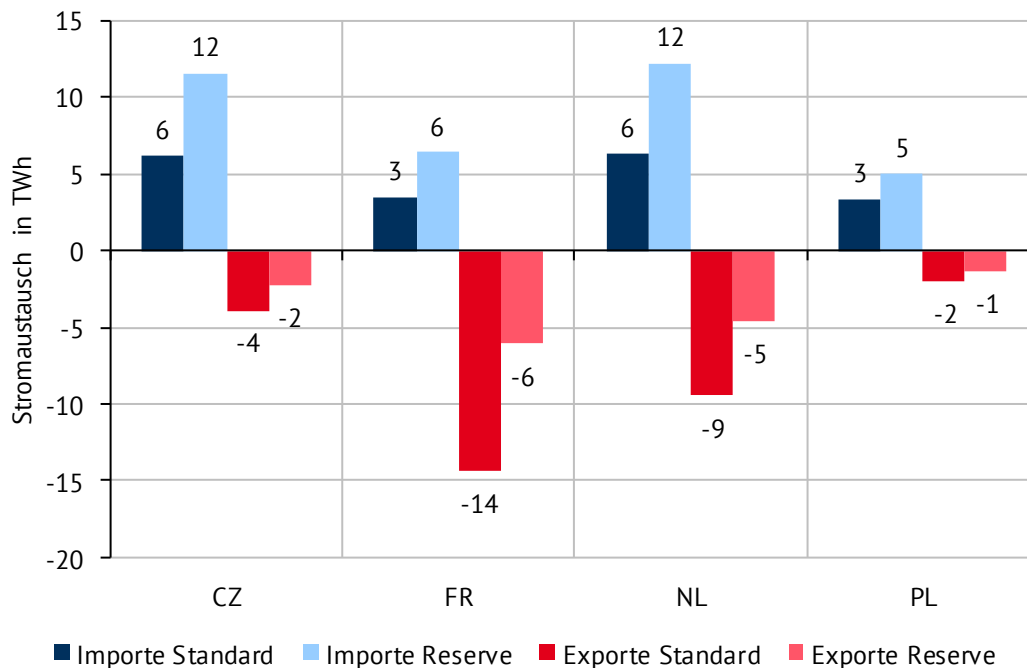


Abbildung 21: Vergleich der Im- sowie der Exporte ausgewählter Länder mit Deutschland mit und ohne strategische Reserve 2023

Tschechien bleibt wie oben dargestellt und wie auch im Jahr 2015 ein sehr wichtiger Handelspartner für Deutschland, wenn eine strategische Reserve geschaffen wird. Die Grenzkuppelleitung wird in 93 % der Jahresstunden für den Stromtransport nach Deutschland genutzt. Im Gegensatz zu 2015, wo die Grenzkuppelleitung nahezu vollständig ausgelastet ist, ist sie mit durchschnittlich 62 %, d. h. einer durchschnittlich durchgeleiteten Strommenge von 1.860 MW, jedoch deutlich weniger ausgelastet.

4.6. STROMAUSTAUSCH MIT TSCHECHIEN

Als wichtiger Handelspartner soll die Stromerzeugung in Tschechien auch im Jahr 2023 näher untersucht werden. Die Zusammensetzung des tschechischen Kraftwerksparks verändert sich in den Jahren zwischen 2015 bis 2023. Wie Abbildung 22 im Vergleich zur Abbildung 10 zu entnehmen ist, geht die Braunkohlekapazität um rund 1 GW zurück, wohingegen Steinkohlekapazitäten leicht, um rund 0,6 GW, zunehmen. Für die übrigen Technologien sind nur marginale Kapazitätsveränderungen zu vermerken.

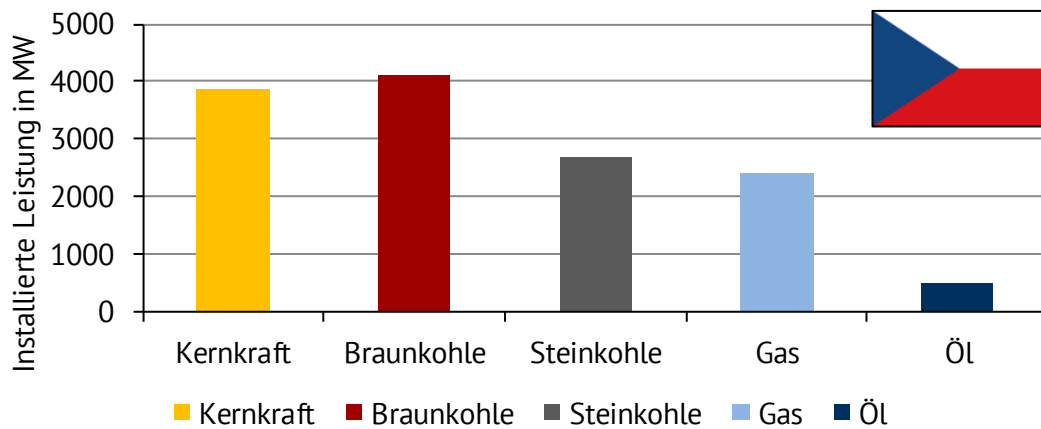


Abbildung 22: Zusammensetzung des tschechischen Kraftwerksparks 2023

Wie in Abbildung 23 zu erkennen ist, sind die vorherrschenden Stromerzeugungstechnologien weiterhin konventionelle Kraftwerke wie Kohle- und Kernkraftwerke, welche 77 % der Stromerzeugung ausmachen. Erneuerbare Energien spielen mit rund 13,5 % eine untergeordnete Rolle. Dagegen tragen Gaskraftwerke prozentual deutlich mehr zur tschechischen Stromerzeugung als in 2015 bei. Die Stromproduktion insgesamt geht um rund 12 TWh gegenüber 2015 zurück. Im gleichen Zeitraum verringern sich die Stromexporte nach Deutschland um rund 10 TWh.

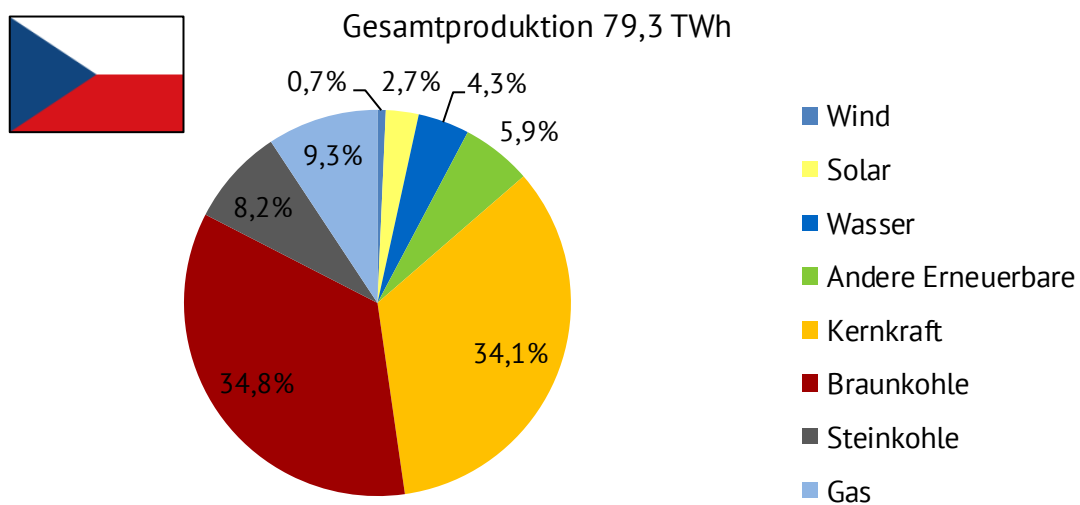


Abbildung 23: Zusammensetzung der tschechischen Stromproduktion 2023

Im Vergleich zu einem Szenario ohne strategische Reserve in Deutschland werden in Tschechien rund 5 TWh Strom mehr erzeugt, die zu ungefähr gleichen Teilen aus Steinkohle- und aus Gaskraftwerken stammen.

4.7. STROMAUSTAUSCH MIT ÖSTERREICH

Im österreichischen Kraftwerkspark nehmen im konventionellen Bereich vor allem Steinkohle- und Ölkraftwerkskapazitäten bis 2023 ab, wie in Abbildung 24 dargestellt ist. Die Gaskraftwerkskapazitäten nehmen leicht zu und bleiben damit insgesamt auf einem vergleichsweise hohen Niveau.

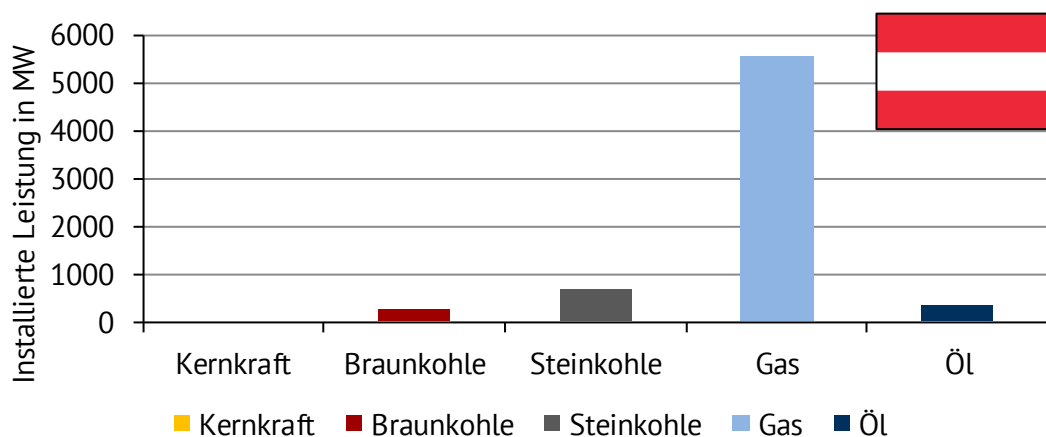


Abbildung 24: Zusammensetzung des österreichischen Kraftwerksparks 2023

Somit weist auch die österreichische Stromerzeugung im Mix eine geringe Quote an konventionellen Energien auf. Erneuerbare Energien dominieren mit rund 65 % an der Gesamterzeugung den Markt, wie Abbildung 25 zu entnehmen ist. Dabei ist vor allem Wasserkraft als Erzeugungstechnologie mit dem höchsten Anteil an der Gesamtproduktion hervorzuheben. Im Bereich der konventionellen Erzeugung spielt Gas die mit Abstand wichtigste Rolle.

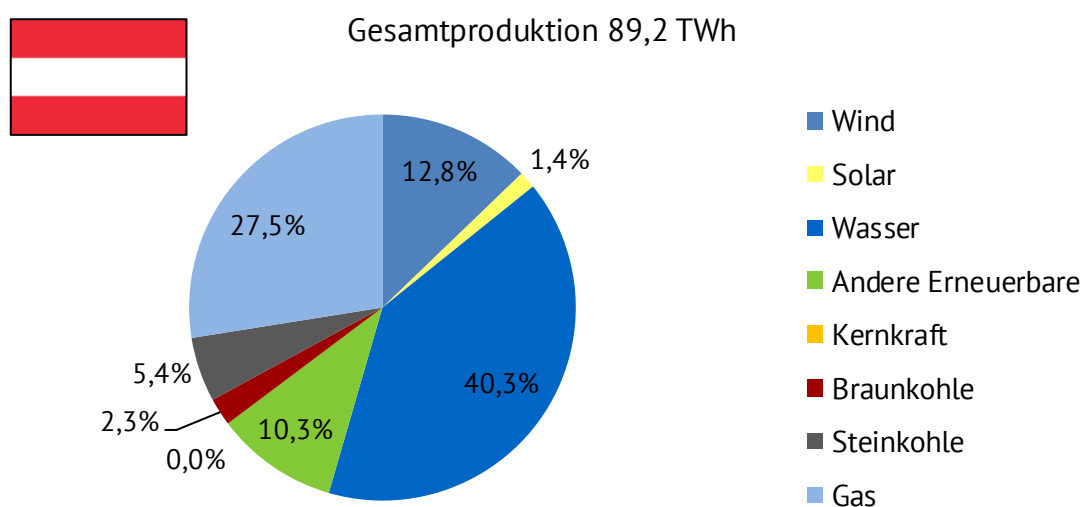


Abbildung 25: Zusammensetzung der österreichischen Stromproduktion 2023

Mit Bildung einer strategischen Reserve in Deutschland werden in Österreich im Jahr 2023 rund 5 TWh mehr Strom erzeugt. Diese stammen fast ausschließlich aus Gaskraftwerken.

4.8. KONSEQUENZEN FÜR DIE CO₂-EMISSIONEN

Abbildung 26 zeigt den starken Rückgang deutscher Emissionen sowie einen leichten Anstieg der tschechischen. Auch im übrigen Europa steigen die CO₂-Emissionen bei Bildung einer strategischen Reserve in Deutschland an. Der Rückgang deutscher Emissionen geht folglich auch in 2023 mit einem Anstieg der Emissionen in anderen Ländern einher.

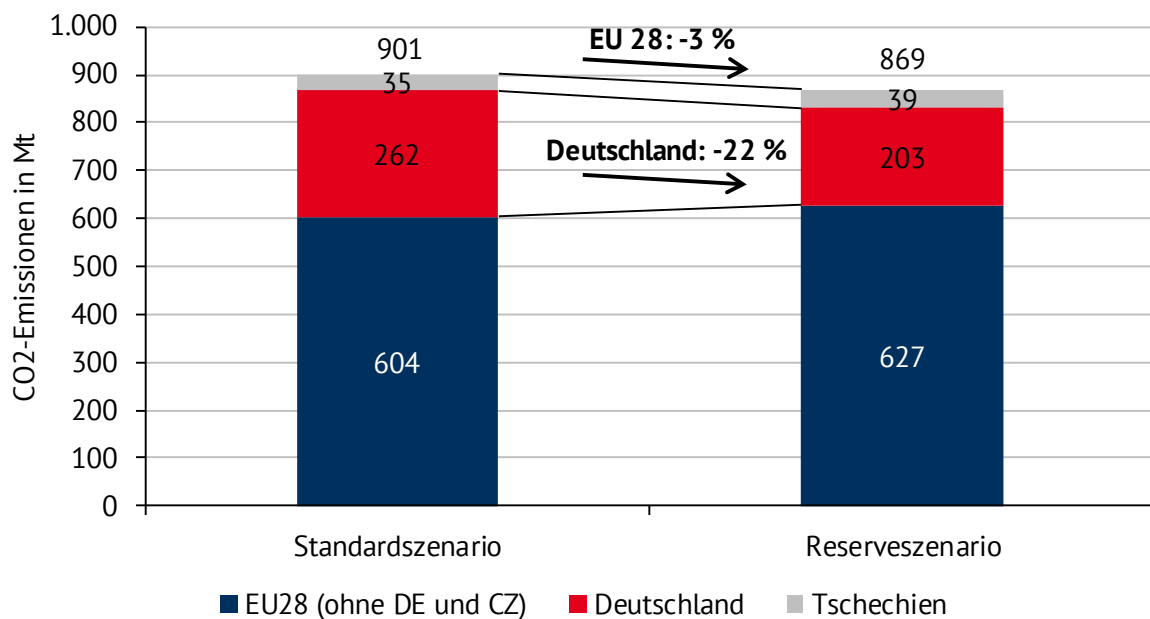


Abbildung 26: Veränderungen der europäischen Emissionen durch Einführung einer strategischen Reserve 2023

Durch die Bildung einer strategischen Reserve sinken die europaweiten CO₂-Emissionen dennoch insgesamt um rund 32 Mt, rund 3 %, in 2023.

5. ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Die vorliegende Arbeit zeigt auf, wie viel Kraftwerkskapazität an emissionsstarken Braun- und Steinkohlekraftwerken aus dem heutigen Markt in eine strategische Reserve überführt werden kann, ohne die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gefährden, und welche Auswirkungen auf dem Markt zu beobachten sind.

Die Höhe der strategischen Reserve wird im betrachteten Szenario anhand des Kriteriums der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Herkunft der in Deutschland genutzten Strommengen bestimmt. Dabei wird die Höhe der Reserve an dem Punkt festgemacht, ab dem Deutschland in 2015 vom Nettoexporteur zu einer nahezu ausgeglichenen Stromhandelsbilanz gelangt. Diese Grenze liegt bei 15 GW Kraftwerksleistung in der Reserve.

Da ausschließlich Kohlekraftwerke und somit vergleichsweise günstige Erzeugungskapazitäten (hinsichtlich der kurzfristigen Grenzkosten) dem Markt entnommen werden, lässt sich sowohl in 2015 als auch in 2023 eine strompreissteigernde Wirkung durch die Bildung einer strategischen Reserve feststellen, die zu einer Erhöhung des Jahresbase um 9 bzw. 7,5 EUR/MWh (entspricht 0,9 bzw. 0,75 ct/kWh) am Großhandelsmarkt führt. Die absoluten Marktpreise bewegen sich damit im Rahmen der in den letzten Jahren beobachteten Werte (Jahr 2008 bzw. 2011).

Die Studie zeigt weiterhin, dass extreme Preisausschläge an Tagen mit hoher Residuallast im Jahr 2015 nicht sowie in 2023 nur in Ausnahmefällen vorzufinden sind. Grund für überdurchschnittlich hohe Preise ist zumeist der Einsatz der Reserve selbst. Diese wird in keinem der Szenarien, unter Annahme durchschnittlicher Nachfragesituationen und Kraftwerksverfügbarkeiten, zur Gänze genutzt. So werden in 2023 maximal rund 4 GW der Reserve eingesetzt. Jedoch stammen zu diesem Zeitpunkt rund 20 % der zur Nachfragedeckung benötigten Strommengen aus dem Ausland. Ohne diese Importe würde die Reserve komplett ausgeschöpft.

Die Erhöhung des Strompreisniveaus hat für die übrigen, am Markt verbleibenden Energieerzeuger verschiedene Auswirkungen. Für konventionelle Erzeuger steigen die Einnahmen aus dem Stromverkauf in 2015 wie 2023 deutlich. Dies gilt vor allem für Gaskraftwerke, deren Vollbenutzungsstunden ebenfalls am meisten Zuwachs verzeichnen – ausgehend jedoch von einem niedrigen Niveau. Der Abbau von Überkapazitäten durch die Schaffung einer strategischen Reserve schafft somit Platz am Markt für andere bzw. neuere Kraftwerkstechnologien mit vermindertem CO₂-Ausstoß. Weitere Vorteile ergeben sich für die Förderung erneuerbarer Energien. Auch diese Anlagen können über den Markt höhere Einnahmen realisieren, sodass sich die Förderkosten, die durch den Stromabnehmer in Form der EEG-Umlage zu zahlen sind, in beiden

Jahren um rund 0,3 ct/kWh reduzieren. Ein Teil der Preissteigerung von 0,9 ct/kWh bzw. 0,75 ct/kWh durch die Erhöhung der Marktkomponente des Strompreises kann somit für die Stromabnehmer bereits kompensiert werden, sodass die Stromkosten für Privatkunden um lediglich 0,6 ct/kWh im Jahr 2015 bzw. um 0,45 ct/kWh im Jahr 2023 steigen. Für die Endkunden bedeutet ein solcher Preisanstieg (ohne Berücksichtigung der Kosten für die Vorhaltung der strategischen Reserve) bei heutigen Endkundenpreisen eine Erhöhung um maximal 3 % der Gesamtsumme.

Einen weiteren Untersuchungsschwerpunkt bildet die Veränderung der Rolle Deutschlands im internationalen Kontext durch den Abbau von Kraftwerkskapazität. Klassischerweise ist Deutschland Nettoexporteur, da deutscher Strom häufig günstiger als in den Nachbarländern produziert werden kann. Wird dem deutschen Markt günstige Erzeugungskapazität entzogen, dreht sich dies um: Die Stromerzeugung in den Nachbarländern ist häufiger zu einem niedrigeren Preis möglich, sodass Deutschland zunehmend importiert anstatt mit eigenen Kapazitäten erzeugt. Im Jahr 2015 führt die strategische Reserve von 15 GW zu einer nahezu ausgeglichen Bilanz von Importen und Exporten. Im Jahr 2023 importiert Deutschland knapp 4 % der Bruttostromnachfrage, was rund 23 TWh entspricht. Die meisten Importe stammen dabei in beiden betrachteten Jahren aus Tschechien. Auch Österreich, Polen und die Niederlande sind wichtige Handelspartner. Die Stromerzeugung dieser Länder erhöht sich mit Einführung einer strategischen Reserve. Aus diesem Grund wird der Strommix in zwei ausgewählten Ländern, Tschechien und Österreich, näher untersucht. Ein Großteil tschechischer Mehrmengen stammt aus Steinkohle- sowie in Gaskraftwerken, wohingegen die in Österreich zusätzlich produzierten Mengen fast ausschließlich in Gaskraftwerken erzeugt werden.

Das übergeordnete Ziel der Bildung einer strategischen Reserve – die Einsparung von CO₂-Emissionen – wird für Deutschland sowohl in 2015 als auch in 2023 mit einem Emissionsrückgang von rund 25 % erreicht. Auch auf europäischer Ebene gehen die Emissionen um rund 3 % zurück. Jedoch sinken diese nicht im selben Ausmaß wie in Deutschland, da ein Rückgang konventioneller deutscher Erzeugung durch eine Erhöhung der Kraftwerkserzeugung von Steinkohle- und Gaskraftwerken im Ausland kompensiert wird.

Unter den getroffenen Annahmen kann insgesamt nachgewiesen werden, dass mit der Bildung einer strategischen Reserve mit 15 GW Kapazität, exakt das Ziel zu erreichen ist, welches am Anfang definiert wurde: Die europäischen CO₂-Emissionen gehen zurück bei einem gleichbleibend hohen Niveau an Versorgungssicherheit. Bei Betrachtung der geringen Einsätze der strategischen Reserve kann zudem erwogen werden, diese noch weiter zu verringern und einen

Teil der älteren Braun- bzw. Steinkohlekraftwerke direkt stillzulegen. Eine adäquate Höhe der Reservekapazität sollte daher weitergehend analysiert werden. Über die energiewirtschaftlichen Auswirkungen hinaus, die im Fokus dieser Studie stehen, sollten die arbeits- und strukturpolitischen Dimensionen einer strategischen Reserve untersucht werden.

6. ANHANG

6.1. KRAFTWERKSLISTE DER STRATEGISCHEN RESERVE

Kraftwerksname	Installierte Leistung (netto)	Energieträger	Inbetriebnahme
HKW HERNE BLOCK 3	280	Steinkohle	01.01.1966
SCHOLVEN B	345	Steinkohle	01.01.1968
REUTER C	124	Steinkohle	01.01.1969
KRAFTWERK FARGE 1	350	Steinkohle	01.01.1969
SCHOLVEN C	345	Steinkohle	01.01.1969
KW WEST VOERDE 1	322	Steinkohle	01.01.1970
KRAFTWERK ENSDORF BLOCK 3	283	Steinkohle	01.01.1971
KW WEST VOERDE 2	318	Steinkohle	01.01.1971
WEIHER 3	655	Steinkohle	01.01.1976
WILHELMSHAVEN 1	757	Steinkohle	01.01.1976
KWM MEHRUM BLOCK 3	690	Steinkohle	01.01.1979
BERGKAMEN BKA A	717	Steinkohle	01.01.1981
VOERDE BLOCK A	695	Steinkohle	01.01.1982
MODELLKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE MKV 1	179	Steinkohle	01.01.1982
KRAFTWERK WERDOHL-ELVERLINGSEN E4	310	Steinkohle	01.01.1982
FRECHEN/WACHTBERG 1	118	Braunkohle	01.01.1959
WEISWEILER E	312	Braunkohle	02.12.1965
FRIMMERSDORF P	284	Braunkohle	20.05.1966
WEISWEILER F	304	Braunkohle	04.09.1967
FRIMMERSDORF Q	278	Braunkohle	27.04.1970
NEURATH B	288	Braunkohle	30.06.1972
NEURATH A	277	Braunkohle	14.10.1972
NEURATH C	292	Braunkohle	21.03.1973
WEISWEILER G	590	Braunkohle	14.02.1974
WEISWEILER H	592	Braunkohle	18.01.1975
NEURATH D	607	Braunkohle	24.06.1975
NEURATH E	604	Braunkohle	22.02.1976
BOXBERG N	465	Braunkohle	01.01.1979
BOXBERG P	465	Braunkohle	01.01.1980
JÄNSCHWALDE A	465	Braunkohle	01.01.1981
JÄNSCHWALDE B	465	Braunkohle	01.01.1982
JÄNSCHWALDE C	465	Braunkohle	01.01.1984
BUSCHHAUS D	352	Braunkohle	01.01.1985
JÄNSCHWALDE D	465	Braunkohle	01.01.1985
JÄNSCHWALDE E	465	Braunkohle	01.01.1987
JÄNSCHWALDE F	465	Braunkohle	01.01.1989
Summe	14988		

Installierte Leistung in MW

6.2. HINTERGRUND DER MODELLIERUNG UND AUFBAU POWER2SIM

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt. Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung von Strompreisentwicklungen. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Großhandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder stundenscharf berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion von Erzeugungsanlagen, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren auf die Strompreise. Im Power2Sim wird dabei nach konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als Merit-Order in die Berechnung eingehen, wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom wird von der Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss folglich von konventionellen Kraftwerken produziert werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind dabei stets historische Erzeugungsdaten, um die vorhandene Erzeugungssystematik möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist im Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Effizienz, Verfügbarkeit etc., aus denen ein Merit-Order-Gebotspreis abgeleitet wird, hinterlegt.

Im Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die grenzüberschreitenden Stromflüsse iterativ berechnen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz so wesentlich genauer ermittelt werden. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder

bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind.

Die Strompreisbildung auf dem europäischen Energiemarkt wird folglich von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung von Strompreisszenarien zu berücksichtigen sind. Diese Faktoren werden im Power2Sim anhand der bereits erwähnten Untermodelle eingebracht. Abbildung 27 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

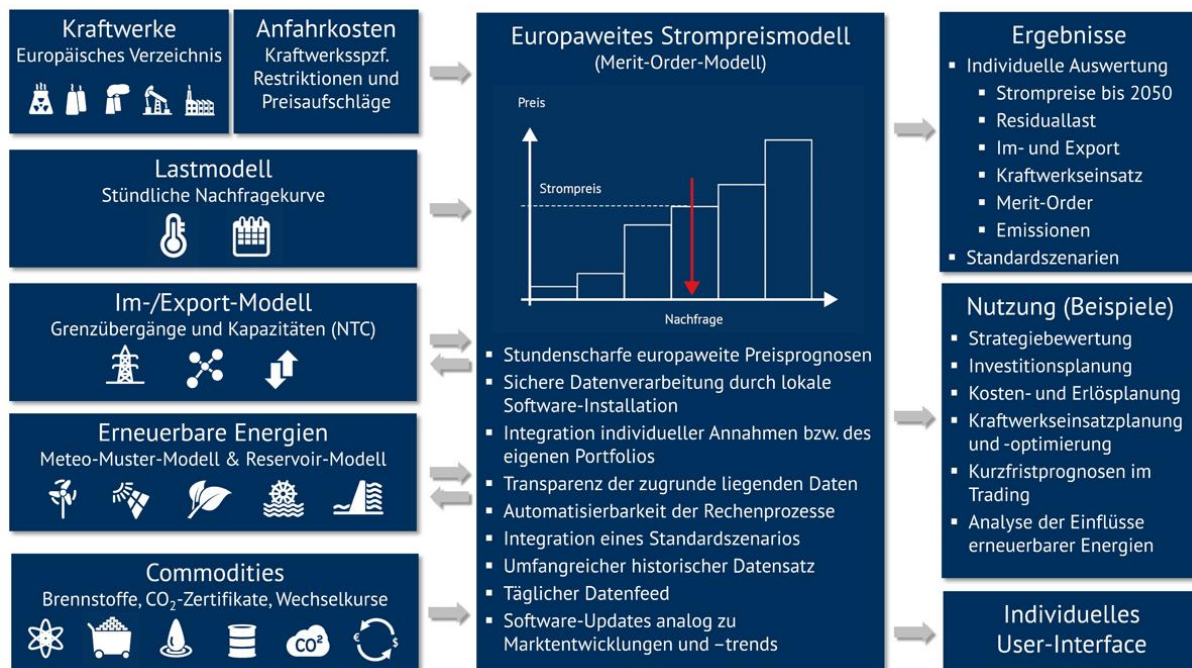


Abbildung 27: Funktionsschema Power2Sim

Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

ALLGEMEINE SZENARIOPRÄMISSEN

Das Energy Brainpool Standard-Szenario, welches den Ausgangspunkt der Untersuchungen bildet, wurde auf Basis zweier Studien erstellt:

- World Energy Outlook von 2014⁴ und
- EU energy, transport and GHG emissions – trends to 2050⁵ (im Folgenden „EU Energy Trends“)

⁴ <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2014/>

⁵ http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf

Der World Energy Outlook (WEO) ist eine jährlich erscheinende Trendprognose bis 2040 für den Weltenergiemarkt, publiziert von der Internationalen Energieagentur (IEA). Die verschiedenen Szenarien ermöglichen die Analyse zukünftiger Trends bei unterschiedlichen Preisentwicklungen der untersuchten Energieträger. Für die vorliegende Untersuchung werden die Entwicklungstrends des „New-Policies“-Szenarios verwendet, welches im WEO als Basisszenario eingesetzt wird. Es geht von einer Umsetzung der bisher veröffentlichten nationalen Pläne und Realisierung der (Selbst-) Verpflichtungen der Länder aus. Die Preisentwicklungen für die folgenden Energieträger wurden für die Erstellung des Standard-Szenarios dem WEO entnommen:

- Erdgas
- Steinkohle
- Rohöl
- CO₂-Zertifikate des EU ETS

Die Studie „EU Energy Trends“ wurde im Auftrag der Europäischen Kommission erstellt und präsentiert einen konsistenten Datensatz über die energiewirtschaftliche Entwicklung der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Jedes Land der EU 28 hat im „Reference Scenario“ einen auf das Land und auf die Europäische Union abgestimmten Trendpfad bis 2050 unter Berücksichtigung der spezifischen Ausgangsbedingungen und nationalen Pläne. Das Ergebnis ist ein konsistentes Szenario, welches einen Entwicklungspfad für alle diese Länder aufzeigt.

Die Trends beinhalten:

- Installierte Kapazitäten für Kern-, Kohle-, Erdgas-, Öl- sowie Wind- und Solarkraftwerke
- Stromnachfrage, Netzverluste und Eigenverbräuche
- Stromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen
- Emissionen der nicht stromerzeugenden Sektoren

Da für die Modellierung von Strompreisen die Entwicklung der Im- und Exportsituation des betrachteten Landes von entscheidender Bedeutung ist, stellt die Situation an den Strommärkten der Nachbarländer einen großen Einflussfaktor auf die inländischen Strompreise dar und muss entsprechend berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist die beschriebene Konsistenz der europäischen Entwicklungen eine wichtige Voraussetzung. Dies gilt vor allem auch für Deutschland, welches einen regen Stromaustausch mit seinen Nachbarländern pflegt. Bei einer Zunahme der Erzeugung aus erneuerbaren Energien kann zudem davon ausgegangen werden, dass sich der Stromaustausch intensivieren wird.

Für das Energy Brainpool Standardszenario wird das „Reference Scenario“ der „EU Energy Trends“ verwendet. Dieses gibt für Deutschland im betrachteten Zeitraum eine leicht rückläufige Stromnachfrage sowie eine rückläufige Erzeugung aus konventionellen Kraftwerkstechnologien vor. Gemessen an der installierten Leistung wird nach dem Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung Gas neben Steinkohle zunehmend die vorherrschende konventionelle Technologie. Die Veränderung in der konventionellen Kraftwerksparkzusammensetzung ist in Abbildung 28 dargestellt. Zugleich ist die Entwicklung der Stromnachfrage abgetragen.

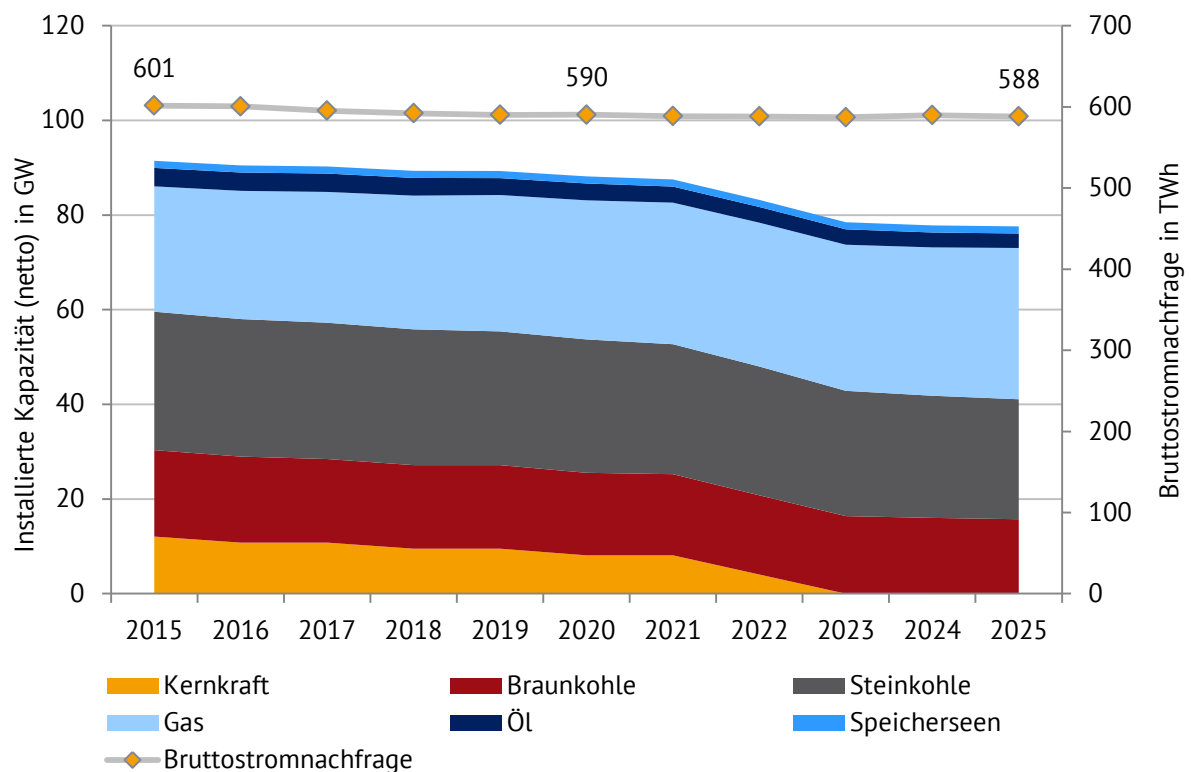


Abbildung 28: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und Stromnachfrage Deutschland

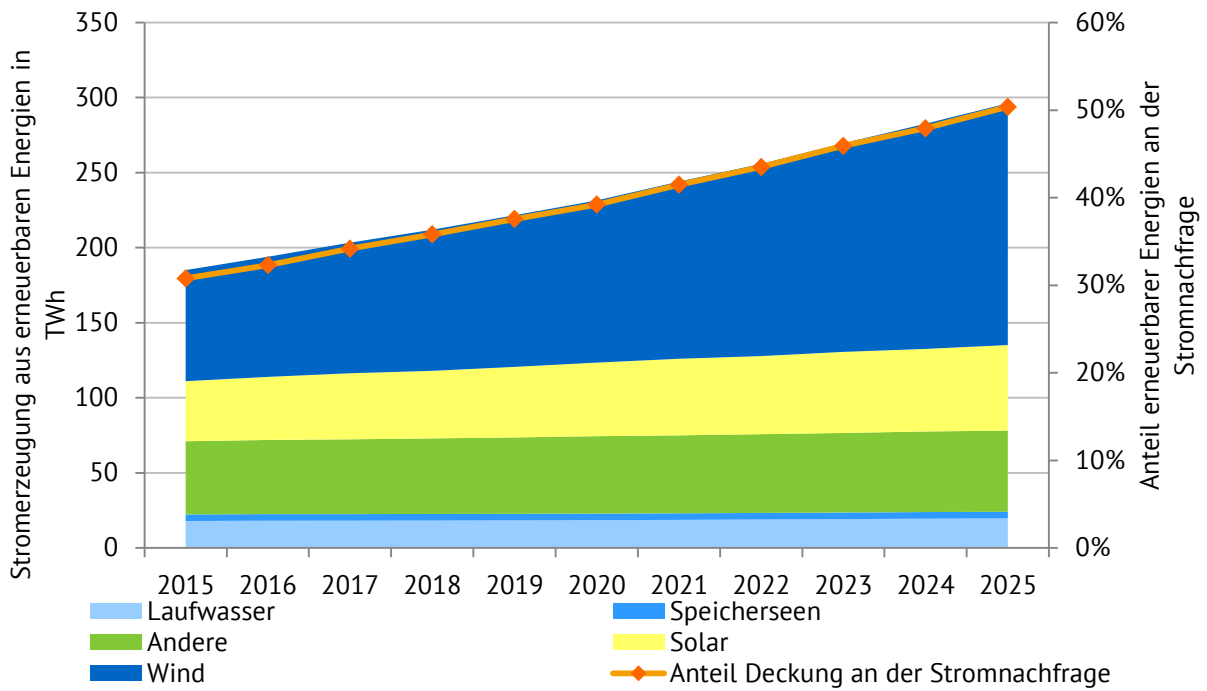


Abbildung 29: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien steigt in den folgenden Jahren weiter an. Hier sind vor allem Wind- und Solarerzeugung hervorzuheben. Das Energy Brainpool Standard-Szenario bildet die Einschätzung von Energy Brainpool basierend auf den Ausbauzielen des EEG 2014 zum Ausbau der erneuerbaren Energien ab. In Abbildung 29 kann die Zunahme der Erneuerbaren-Erzeugung verteilt auf die einzelnen Technologien nachvollzogen werden.

QUELLENVERZEICHNIS

Capros (2013): EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

[02.03.2015]

IEA (2014): World Energy Outlook 2014

R2B (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Unsere Expertise umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Seit mehr als zehn Jahren verbinden wir Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der regelbaren und fluktuierenden Energien.

UNSERE PHILOSOPHIE

Neutralität und Verlässlichkeit sowie unser tiefes Verständnis der Energiebranche und Energiemärkte bilden die Grundlage für die Lösung Ihrer Herausforderungen. Als kompetenter Partner vereinen wir Dienstleistungen für alle Themen des Strom- und Energiehandels aus einer Hand.

Unser Ziel ist es, gemeinsam mit Ihnen die Weichen für Ihre Zukunft zu stellen. Unsere Dienstleistungen sind individuell auf Ihre Bedürfnisse abgestimmt und unterstützen Sie bei der

- Effizienzsteigerung durch die Optimierung bestehender und die Erschließung neuer Geschäftsmodelle,
- Planungssicherheit zur Durchführung Ihrer Projekte,
- Erlössteigerung und Reduzierung von Risiken sowie bei
- Eintritt und Positionierung in einem sich wandelnden Marktumfeld.

INDIVIDUELLE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Unsere Vorgehensweise, Modelle und Tools haben sich während unserer langjährigen Tätigkeit am Markt etabliert.

Im Bereich der **Analyse** bieten wir mit unserem fundamentalen Energiemarktmodell Power2Sim langfristige Strompreisprognosen und -szenarien bis 2050. Unsere Spotpreisprognose dient zur Kurzfristprognose des Spotmarkts für die Kraftwerkseinsatzplanung. Stetige Marktbeobachtung sowie wirtschaftliches und politisches Know-how helfen uns, unsere Analysemodelle zu optimieren und dabei stets aktuelle Trends abzubilden.

Als Marktspezialisten liefern wir strategische und operative **Beratung** mit klarem Fokus auf die Energiebranche. Unsere Stärken liegen in Themen der Markttransformation mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien und der individuellen Entwicklung Ihres optimalen Handels-,

Beschaffungs- und Risikomanagements. Mit unserer langjährigen Fach- und Methodenkompetenz begleiten wir Sie sicher beim Wandel des Energiemarktes. Eine unabhängige Herangehensweise bildet dabei die Grundlage für unser Arbeiten, denn so können wir die für Sie besten Lösungen finden, um sich langfristig am Markt zu etablieren.

Als Experten der Energiebranche geben wir unser Wissen durch **Trainings- und Schulungsangebote** an Sie weiter. Mit individuell abgestimmten Seminaren, Trainings, praxisnahen Planspielen und Veranstaltungen unterstützen wir das Management, Experten, Neu- und Quereinsteiger der Branche.