DER DEUTSCHE KOHLEAUSSTIEG 2030 – MÖGLICHE AUSWIRKUNGEN AUF DIE NETZAUSBAUPLANUNG IN ÖSTERREICH

Timothy HOFMANN (*), Thomas HAYDN (*), Stephan ÖSTERBAUER, Andreas HUTTERER

APG Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien,
+43 664 88343039, timothy.hofmann@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung:

Im Koalitionsvertrag der neuen deutschen Regierung sind drei wesentliche energiepolitische Richtungsentscheidungen enthalten, um eine Erreichung der deutschen Klimaschutzziele zu ermöglichen. Es wird ein schnellerer Kohleausstieg in Deutschland bereits im Jahr 2030 anstelle 2038 angestrebt. Es wird ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) bis 2030 angedacht, um mindestens 80 % des deutschen Stromverbrauchs mit nationalem grünem Strom decken zu können. Zusätzlich soll es einen minimalen CO_2-Preis von 60 €/t geben. Diese neuen Rahmenbedingungen in Deutschland für 2030 weichen deutlich von den bisherigen Annahmen, die im Rahmen des **T**en **Y**ear **N**etwork **D**evelopment **P**lan **2020** (**TYNDP2020**) der ENTSO-E getroffen wurden, ab. Ziel dieses Beitrags ist es, die Auswirkungen dieser politischen Entscheidungen und die damit verbundenen veränderten Rahmenbedingungen auf die bisherigen Ergebnisse der europäischen Netzausbauplanung abzuschätzen. Hauptaugenmerk wird dabei auf die österreichische Gebotszone gelegt. Die Effekte in Deutschland werden nur am Rande beleuchtet. [1] [2]

Mit den in der Studie getroffenen Annahmen wird nur in 3 der 35 Wetterjahre bei Umsetzung aller Maßnahmenpakete das 80 % Ziel des Koalitionsvertrages erreicht. Deutschland wird aus der Position eines moderaten Exporteurs zu einem dominanten europäischen Importeur im Median von -56 TWh. Es kommt in der Kombination aller Maßnahmen zu wesentlichen CO_2-Einsparungen in Europa. In Österreich werden hingegen zusätzliche CO_2-Emissionen produziert. Die durchschnittlichen Marktpreise steigen im Median in Österreich mit 57 €/MWh stärker als in Deutschland mit 54 €/MWh an. Österreich wird zu einem noch stärkeren Exporteur. Es kommt zu einem höheren Einsatz der Gaskraftwerke im Median von rund +2 TWh und **P**ump**s**peicher**k**raft**w**erke (**PSKW**) im Median von ebenfalls rund +2 TWh in Österreich.

Auch zeigt sich in den Auswertungen, dass zukünftig wesentliche Begleitmaßnahmen zur Unterbindung von signifikanten Mengen an ENS und Dumped Energy in Deutschland erforderlich sind. Dies kann durch eine verstärkte europäische Vernetzung oder den Ausbau der Speicherkapazitäten erfolgen. Zusätzlich kann durch den Zubau von Spitzenlastkraftwerken die Menge an ENS reduziert werden.

Keywords: Kohleausstieg Deutschland 2030, Netzausbauplanung, ENTSO-E TYNDP, APG-Simulationsplattform „VAMOS“

1 Methodische Vorgangsweise und zentrale Fragestellung

Als Grundlage des Basisfalls “Basislast” und aller auf den Basisfall aufbauender Sensitivitäten und damit zur Beantwortung der Fragestellung wird das Szenario **N**ational **T**rends **2030** (**NT2030**) des TYNDP2020 herangezogen. Dieses Szenario entspricht den Zielvorgaben der Nationalen Energie- und Klimapläne in Europa und damit für Österreich auch dem **E**rneuerbaren-**A**usbau-**G**esetz (**EAG**) für den Zeithorizont 2030. Das im Rahmen des TYNDP2020 erstellte europäische Marktmodell wird ansonsten unverändert übernommen. [3]

Insbesondere umfasst dies die im Rahmen des TYNDP2020 Prozesses erstellten 35 Wetterjahre der **P**an **E**uropean **C**limate **D**atabase (**PECD**). Die darin enthaltenen normierten Zeitreihen für Wind und **P**hoto**v**oltaik (**PV**) sind mit einer fortschreitenden Technologieentwicklung des Erzeugungsparks je Gebotszone und Zeithorizont unterlegt. Dies führt zu einem höheren Spektrum an Volllaststunden für 2030 als aus der Historie bekannt. Die Berechnungen erfolgen auf Basis aller 35 Wetterjahre.

Die Brennstoffpreise werden ebenfalls vom TYNDP2020 aus dem Szenario NT2030 übernommen. Die **P**ower**2G**as (**P2G**) Anlagen produzieren grünen Wasserstoff bis zu einem Marktpreis von 15 €/MWh. Dies entspricht den Grenzkosten der letzten CO_2-freien Technologiegruppe Kernkraft. Es gibt keine weiteren Vorgaben wie Mindestproduktionsmengen von grünem Wasserstoff. [4]

Negative Marktpreise werden, wie im TYNDP2020, ebenfalls methodisch ausgeschlossen. Der maximale Marktpreis entspricht dem Value of lost Load und damit dem Preis für die sogenannte **E**nergy **N**ot **S**erved (**ENS**) von 10.000 €/MWh. Bei allen weiteren Marktpreisanalysen werden die Stunden mit ENS-Strafkosten nicht berücksichtigt, da diese die Ergebnisse ansonsten zu stark verzerren. Für das Marktdesign werden mit einem **N**et **T**ransfer **C**apacities (**NTC**)-basierten Energy-Only-Marktmodell bestimmte Vereinfachungen angenommen. Als Netzausbauzustand wird das Referenznetz mit dem Zeithorizont 2025 des TYNDP2020 herangezogen. Dadurch wird die Höhe des NTC zwischen den Gebotszonen definiert. Der NTC zwischen der deutschen und österreichischen Gebotszone ist somit auf 5.400 MW in beide Richtungen begrenzt. Ausgeführt werden alle Simulationen mit dem im TYNDP-Prozess bewährten APG-Marktsimulationsmodul auf der ebenfalls eigenen Simulationsplattform „VAMOS“ (bei Fragen zur APG Simulationsplattform „VAMOS“ E-Mail an vamos@apg.at). [5] [6]

Im Szenario NT2030 ist der für die Erreichung der EAG-Ziele notwendige Ausbau von Wind und PV von 9 und 12 GW der installierten Kapazitäten von 2020 für die österreichische Regelzone bereits berücksichtigt. Weitere im Szenario NT2030 vorgenommene Begleitmaßnahmen wie der Ausbau der P2G-Anlagen auf 1 GW und der Heimbatteriespeicher auf 2,5 GW sind ebenfalls hinterlegt. Ein weiterer projektbasierter Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke und die Außerbetriebnahme alter Gaskraftwerke bestimmen die Technologieverteilung im österreichischen Kraftwerkspark mit einer fast doppelt so hohen Summenleistung als 2020 von rund 44 GW.

Sowohl der Verbrauch als auch die Spitzenlast in Österreich steigen im Durchschnitt auf rund 79 TWh und 13 GW an. Dies berücksichtigt nicht den Verbrauch der Pumpen, Batterien und P2G-Anlagen, da es sich dabei um Simulationsergebnisse und nicht Eingangsdaten handelt. [7]

Welche Auswirkung hat der deutsche Kohleausstieg 2030 gemäß Koalitionsvertrag 2021-2025 auf Österreich?

Der Koalitionsvertrag 2021-2025 “Mehr Fortschritt wagen” der neuen deutschen Bundesregierung enthält aus energiewirtschaftlicher Sicht drei wesentliche Richtungsentscheidungen. Diese Maßnahmenpakete werden einzeln und gemeinsam anhand von Sensitivitäten mit dem neuen Basisfall verglichen und analysiert. Der Fokus liegt dabei auf der deutschen und österreichischen Gebotszone. Für die Sensitivitäten des Kohleausstiegs 2030 in Deutschland werden die Eingangsdaten für die Gebotszone Deutschland im Szenario NT2030 angepasst. In Klammer sind die ursprünglichen Annahmen aus dem TYNDP2020 für das Szenario NT2030 hinterlegt. [1]

- Erhöhung des CO_2-Preises in Deutschland und Europa auf 60 €/t (28 €/t)
- Außerbetriebnahme aller dezidierten Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland (19 GW – 50 Kraftwerksblöcke)
- Erhöhung der installierten Kapazität in Deutschland auf 200 GW (91 GW) PV, 30 GW (17 GW) Offshore-Wind & 10 GW (2 GW) P2G-Anlagen

Die Abbildung 1 zeigt den Vergleich der installierten Kapazitäten in Deutschland für das Jahr 2020, der ursprünglichen Annahmen des Szenarios NT2030 und der Sensitivität mit allen Maßnahmenpaketen “Neue Ziele DE”. Es erhöht sich die gesamte installierte Kapazität in Deutschland von 218 GW in 2020 auf 372 GW. Dies entspricht einer Steigerung von rund 70 %. Wind Offshore und PV müssen zur Zielerreichung gegenüber 2020 fast vervierfacht werden. Der Kohleausstieg reduziert die Anderen Fossilen Kraftwerkskapazitäten (in Abbildung 1 braun gefärbt) um rund 60 %.

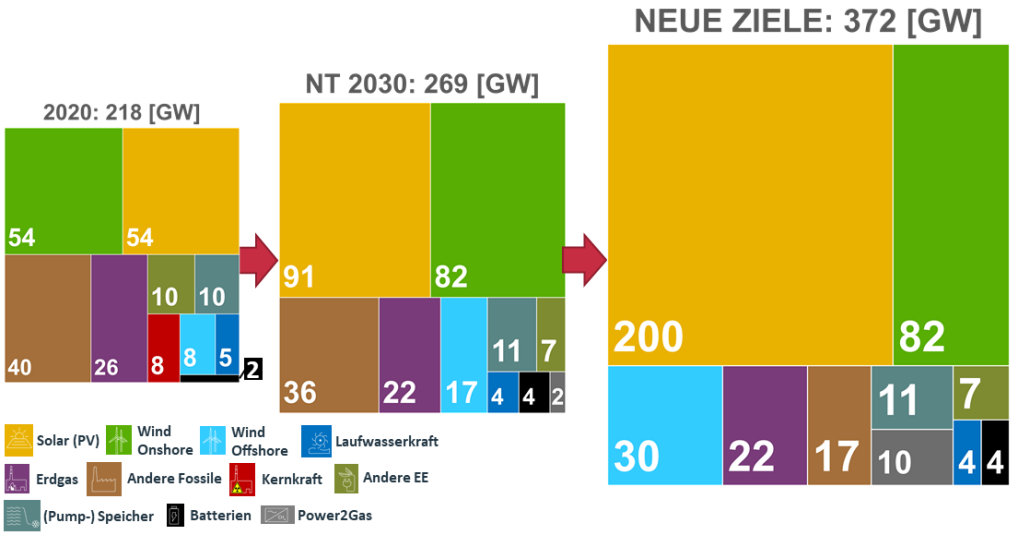

Abbildung 1 – Installierte Kapazitäten Deutschland 2020, TYNDP2020 Szenario National Trends 2030 & Sensitivität ”Neue Ziele DE“ (eigene Darstellung; Daten entnommen aus DE NEP Szenariorahmenentwurf 2023, TYNDP2020 und Koalitionsvertrag 2021-2025) [8] [4] [1]

Die im TYNDP2020 verwendeten Lastzeitreihen der ENTSO-E für Deutschland müssen vorab an den im Koalitionsvertrag vorgegebenen höheren Stromverbrauch angepasst werden. Die Variation der Jahressummen der Lastzeitreihen des Szenarios NT2030 der 35 Wetterjahre liegt im Bereich von 537-559 TWh. Dieser Wertebereich wird mittels linearer Interpolation auf die im Koalitionsvertrag geforderten 680-750 TWh angepasst. Die Simulationsergebnisse der

angepassten Lastzeitreihen dient als neuer Basisfall “Basislast“ für den weiteren Vergleich und die Analysen der Sensitivitäten. [9]

In den Sensitivitäten selbst erfolgt keine über der im Szenario NT2030 angenommen Steigerung des Ausbaus der Onshore-Windkraftanlagen, da es dazu keinen Hinweis im Koalitionsvertrag gibt. Ein Ausbau der Gaskraftwerke wird zwar im Koalitionsvertrag angedacht, aber nicht quantifiziert. Daher werden die Eingangsdaten für die Gaskraftwerke des Szenarios NT2030 unverändert übernommen. Die noch verbleibenden anderen fossilen Kraftwerke (Other Non RES) werden ebenfalls unverändert übernommen, da es sich dabei laut Technologiegruppendefinition um Gaskraftwerke handelt. Diese Technologiegruppe ist in zwei Untergruppen aufgeteilt und wird unverändert aus dem TYNDP2020 übernommen. Rund 10 GW werden unabhängig von Preissignalen des Marktes mithilfe eines Erzeugungsprofils aufgrund einer im Winter notwendigen Wärmeauskopplung modelliert. Die übrigen rund 5 GW sind mit minimalen Grenzkosten von rund 100 €/MWh eingepreist.

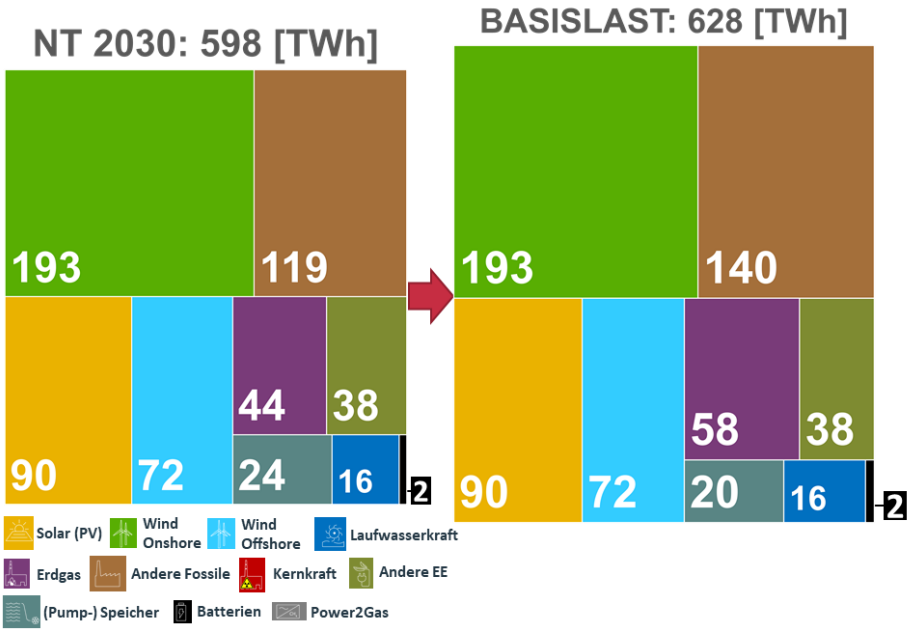

Abbildung 2 – Erzeugte Energiemengen Deutschland TYNDP2020 Szenario National Trends 2030 & im Basisfall “Basislast” – jeweils für das Wetterjahr 2007 (eigene Darstellung; Daten entnommen aus TYNDP2020 und Koalitionsvertrag) [4]

In der Abbildung 2 sind beispielhaft für das Wetterjahr 2007 die erzeugten Energiemengen je Technologiegruppe für das TYNDP Szenario NT2030 dem Basisfall “Basislast” mit zusätzlichem Verbrauchssteigerungen in Deutschland gegenübergestellt. In Deutschland steigt der Verbrauch um 151 TWh auf 691 TWh. Dies führt zu einem vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken, Kohlekraftwerken und anderen fossilen Erzeugungseinheiten in der Größenordnung von rund 30 TWh. Die CO_2-Emissionen in Deutschland steigen dadurch um rund 22 Mt. Deutschland wird zu einem starken Importeur mit einer negativen Bilanz von rund -95 TWh. Im Szenario NT2030 war Deutschland noch ein leichter Exporteur mit +6 TWh. Die Dumped Energy und damit die Einschränkung der EE geht signifikant von rund 14 TWh auf rund 4 TWh zurück. Die Werte für ENS sind sehr klein, aber mit 40 GWh trotzdem vorhanden. Die Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke geht stark zurück. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch P2G-Anlagen wird halbiert. Die durchschnittlichen Grenzkosten in Deutschland steigen um etwa 13 €/MWh und in Europa im Schnitt um 5 €/MWh.

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der 80% EE-Zielerreichung DE sowie der Einfluss der Maßnahmen aus dem Koalitionsvertrag auf das europäische Umfeld, Deutschland und Österreich basierend auf den oben beschriebenen Rahmenbedingungen überprüft und analysiert. In Anbetracht aller Sensitivitäten und Wetterjahre werden in Summe 175 europäische Jahressimulationen auf Stundenbasis durchgeführt. Eine Jahresberechnung entspricht der im TYNDP2020 festgelegten normierten Jahreslänge von 364 Tagen. Für die Auswertung werden klassische marktseitige Eckdaten wie Import-, Exportenergiemengen und Leistungsspitzen, Extremwerte der Residuallast sowie bereits durch den Markt eingeschränkte Erzeugung aus EE (Dumped Energy) oder Lastdeckungsprobleme (ENS) betrachtet.

2 Überprüfung der Erreichung des 80 % EE-Ziels des deutschen Koalitionsvertrages 2021-2025

Der Koalitionsvertrag setzt sich zum Ziel eine Versorgung aus 80 % erneuerbarem Strom bis 2030 national bilanziell sicherzustellen. Die Definition dieses Ziels im Koalitionsvertrag lässt aber noch Spielraum für Interpretation. Für die Überprüfung dieser Vorgabe wurde die Jahreserzeugung der Technologiegruppe Andere EE (Biomasse & Biogas in DE), Laufwasserkraft, die erzeugte Energie aus den Speicherkraftwerken, PV und Windkraft (Onshore & Offshore) dem Jahresverbrauch inklusive des Speicherbedarfs (PSKW und Batterien) und der steuerbaren Lasten (Demand Side Response) sowie des Stromverbrauchs für P2G gegenübergestellt. Als Basis dieser Untersuchung dient die Sensitivität mit kombinierter Umsetzung aller Maßnahmen (“Alle Ziele DE”). Die Überprüfung erfolgt für alle 35 Wetterjahre einzeln und die Zielvorgabe wird als erfüllt angesehen, sobald die Summe dieser Technologien 80 % des Jahresverbrauches deckt. [1]

In der folgenden Gegenüberstellung (Abbildung 3) ist die Erreichung des 80 %-Ziels je Wetterjahr mit einem grünen oder roten Hintergrund farblich gekennzeichnet. Daraus ergibt sich, dass in 32 Wetterjahren oder 91 % der Fälle eine Unterdeckung und in **3 Wetterjahren oder 9 % der Fälle eine Überdeckung und damit die Zielerreichung erfolgt.** Die maximale Unterdeckung beträgt dabei rund 82 TWh und die maximale Überdeckung rund 2 TWh. Die Unterdeckung ist vor allem der geringeren Erzeugung aus Wind und Photovoltaik und höheren Verbrauchswerten in den betroffenen Wetterjahren mit Unterdeckung geschuldet.

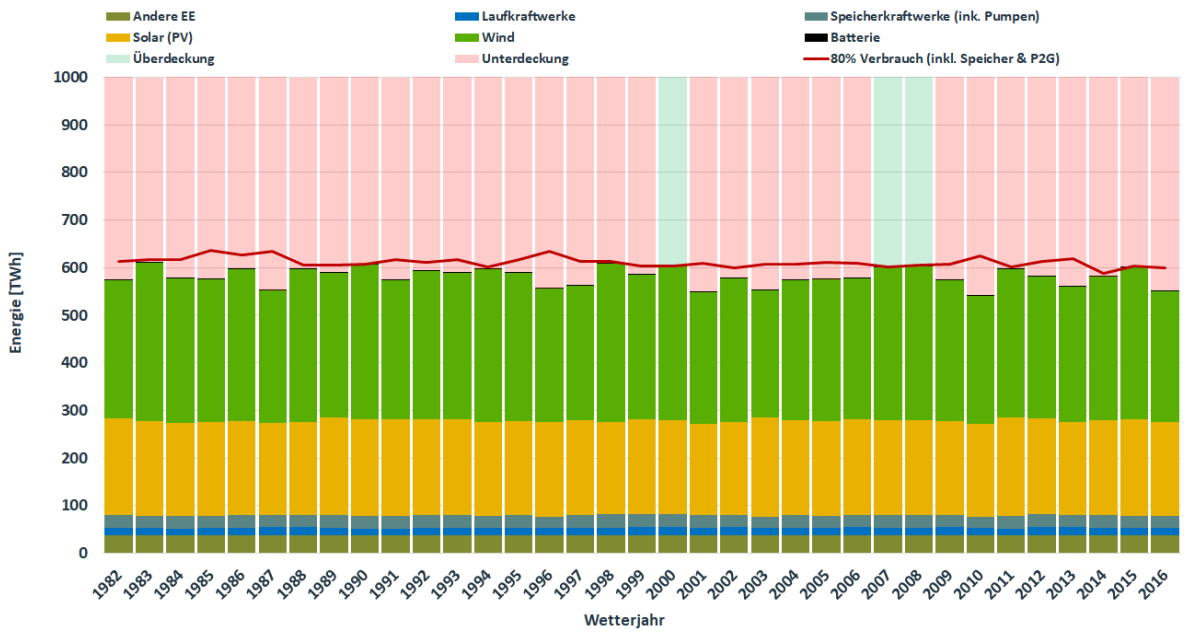

Abbildung 3 – Erzeugte erneuerbare Jahresenergiemenge der "Alle Ziele DE"-Sensitivität und 80 % des erwarteten Verbrauchs gemäß Koalitionsvertrag 2021-2025, 35 Wetterjahre Gegenüberstellung

Es ist anzumerken, dass in den verwendeten Bilanzen (EE-Erzeugung und Verbrauch) keine Rücksicht auf Dumped Energy und ENS genommen wird. Unter Berücksichtigung dieser beiden Kenngrößen würde das 80 %-Ziel in keinem Wetterjahr erreicht werden. Sowohl Dumped Energy als auch ENS sind erste Anzeichen für unzureichende Speicherkapazitäten, zu geringe Kapazitäten an Spitzenlastkraftwerken oder zu geringe Handelskapazitäten bzw. einen unzureichenden gebotszonenübergreifenden Netzausbau. Wobei der gebotszonenübergreifende Netzausbau im überwiegenden Teil der Fälle die volkswirtschaftlich effizienteste Maßnahme ist. Außerdem sei hier nochmal darauf hingewiesen, dass in der Untersuchung das Referenznetz 2025 die Höhe der NTC's zwischen Deutschland und seine Nachbarn bestimmt. [10] [6]

3 Der Einfluss auf das Europäische Energiesystem

Der vorzeitige Kohleausstieg und die begleitenden Maßnahmen haben einen massiven Einfluss sowohl auf das deutsche als auch auf das europäische Energiesystem. Im folgenden Abschnitt wird auf die Haupteffekte der einzelnen Sensitivitäten in einem europäischen Kontext eingegangen. Anschließend folgt eine detaillierte Ergebnisdiskussion für Deutschland und Österreich.

Der Effekt des Kohleausstiegs an sich wird in der Sensitivität "ohne Kohle" betrachtet. Da es bereits durch die angenommene Laststeigerung im Basislastfall zu einer erheblichen Unterdeckung in Deutschland kommt, wird die durch den Kohleausstieg zusätzlich fehlende Erzeugung von 76 TWh für das Wetterjahr 2007 zu großen Teilen durch das europäische Umfeld Deutschlands gedeckt. Dieser Zusammenhang ist in nachfolgender Abbildung 4 dargestellt.

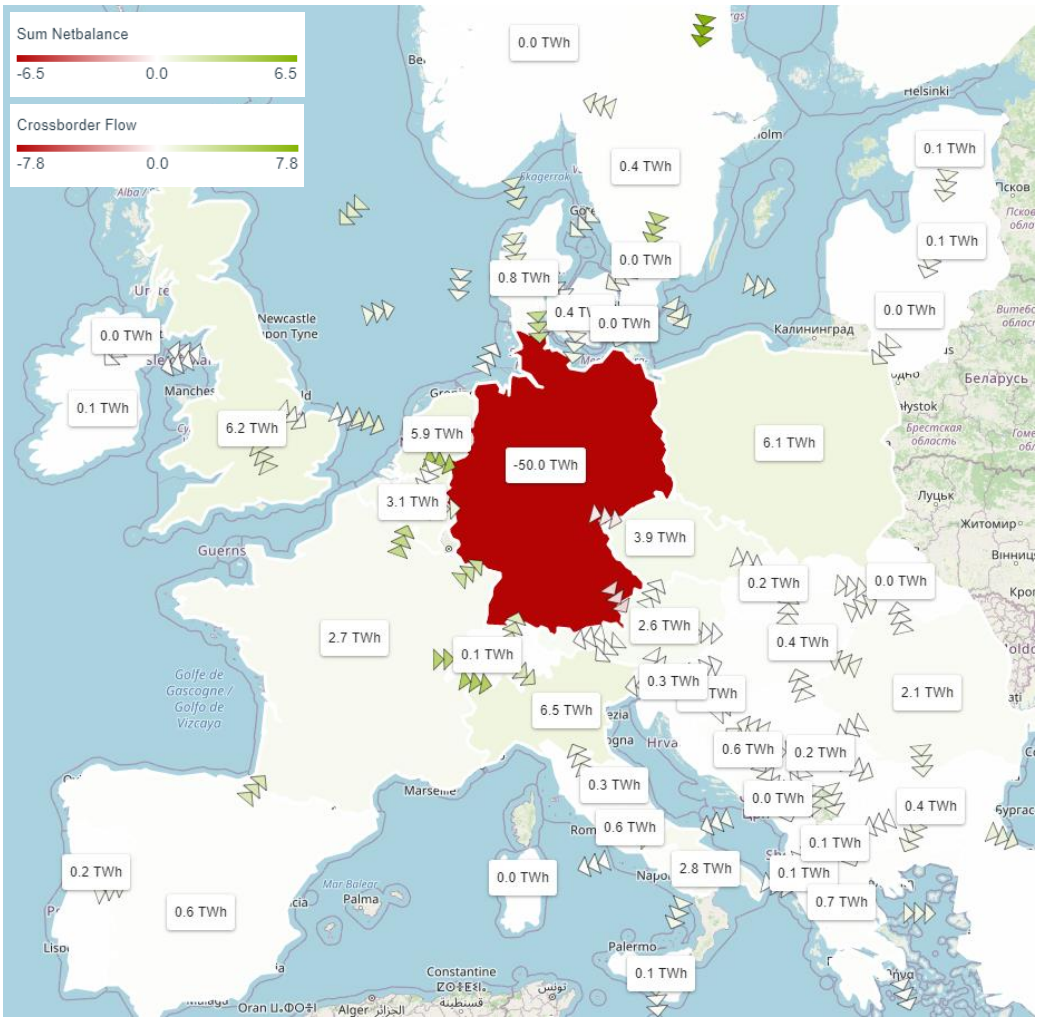

Abbildung 4 – Änderung der Länderbilanzen Europas zufolge des Kohleausstiegs in DE (Differenz der Länderbilanz der Sensitivität "ohne Kohle" und Basislast exemplarisch dargestellt für das Wetterjahr 2007)

Die Menge an fehlender Energie, die durch die jeweiligen Nachbarn ausgeglichen wird, ist einerseits von den verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und andererseits von den jeweiligen Handelskapazitäten abhängig. Die Färbung sowie die Zahlen geben Auskunft über die Änderung der Jahresbilanz der jeweiligen Länder und die Farbe der Pfeile gibt den bilanziellen Energiefluss an (grüne Pfeile entsprechen einem Energiefluss in Pfeilrichtung, rote Pfeile zeigen einen entgegengesetzten Energiefluss).

Eine nähere Betrachtung der Sensitivität "EE Ausbau" zeigt, dass es zufolge des Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung zu markanten Veränderungen des Marktpreisgefüges in ganz Europa kommt. Diese werden mit Grenzkosten von 0 €/MWh modelliert und führen daher zu einer Reduktion des Marktpreises Deutschlands und dessen Nachbarn. Der Einfluss auf die benachbarten Länder steht in direktem Zusammenhang mit den verfügbaren Handelskapazitäten. Während für das Wetterjahr 2007 der durchschnittliche Marktpreis in Deutschland durch den EE-Ausbau von 44 €/MWh auf 32 €/MWh sinkt, kommt es in Österreich aufgrund der starken Marktkopplung noch zu einer durchschnittlichen Preisreduktion von 9 €/MWh (von 45 auf 36 €/MWh).

In der Sensitivität "CO_2 Preis" werden die Auswirkungen für einen europaweiten CO_2-Preis von 60 €/tCO_2 betrachtet. Die Erhöhung des CO_2-Preises auf 60 €/tCO_2 führt zu einer

entscheidenden Veränderung in der Merit Order. Während bei einem CO_2-Preis von 28 €/tCO_2, wie er im Szenario NT2030 und somit auch im Basisfall angenommen wurde, die Erzeugung aus Kohle und Gas in Europa auf einem ähnlichen Niveau liegt (Stromerzeugung aus Kohle gesamt 416 TWh bzw. aus Gas gesamt 396 TWh; Wetterjahr 2007), ergibt sich bei 60 €/tCO_2 eine deutliche Verschiebung in Richtung Gas aufgrund der geringeren CO_2-Emissionen. In dieser Sensitivität kommt es zu einer europäischen Stromerzeugung aus Kohle von 274 TWh und einer Gaserzeugung von 525 TWh (Wetterjahr 2007). Durch diese veränderte Erzeugungsstruktur kommt es zu einer Einsparung von 89 MtCO_2 bzw. 13% (683 vs. 594 MtCO_2).

In der Sensitivität "Neue Ziele DE" kommt es zu einer Überlagerung dieser Effekte. In nachfolgender Grafik sind die durchschnittlichen Marktpreise für Deutschland und Österreich in den unterschiedlichen Sensitivitäten als Boxplot über alle Wetterjahre dargestellt. Die Boxplot-Antennen entsprechen den Extremwerten des Ergebnisspektrums. Die Boxgrenzen stellen das obere und untere Quartil dar (diese Darstellungsform gilt für alle folgenden Boxplots).

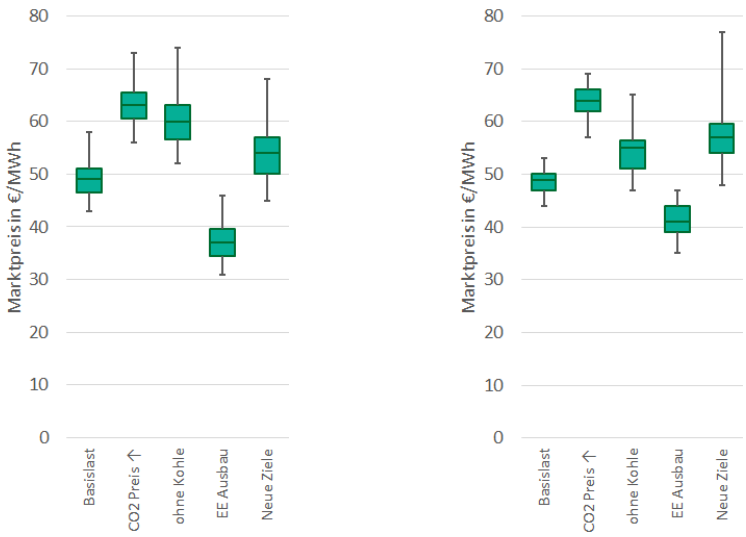

Abbildung 5 – Durchschnittliche Marktpreise in Deutschland (links) und Österreich (rechts) für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

Aufgrund der relativ starken Kopplung der beiden Märkte über die vorhandenen Handelskapazitäten kommt es zu einem sehr ähnlichen Bild: Während der Ausbau der EE zu einer Reduktion des durchschnittlichen Marktpreises gegenüber dem Basisfall führt, kommt es in den Sensitivitäten "CO_2 Preis" und "ohne Kohle" zu einem Anstieg des Marktpreises. Dies kann einerseits durch die fehlende Erzeugung aus Kohlekraftwerken, die durch Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten bereitgestellt werden muss, begründet werden und andererseits kommt es durch die höheren Kosten für CO_2-Emissionen für die gesamte Erzeugung aus Fossilen Energieträgern zu höheren Gestehungskosten. In der Sensitivität "Neue Ziele DE" zeigt sich folglich in Summe ein vergleichsweise geringerer Anstieg des Marktpreises. Allerdings kommt es zu einer deutlich stärkeren Streuung über alle Wetterjahre vor allem in Österreich. Dies lässt sich durch die starke Wetterabhängigkeit der erneuerbaren Erzeugung (inkl. Wasserkraft), sowie der Zusammensetzung des österreichischen Kraftwerksparks (hoher Anteil EE) und dem hohen zusätzlichen Bedarf durch die fehlende Erzeugung aus Kohlekraftwerken in DE begründen.

3.1 Auswirkungen auf das Energiesystem Deutschlands

Eine der wichtigsten Kenngrößen in Bezug auf den Kohleausstieg Deutschlands stellt ENS dar. Wie in nachfolgender Abbildung dargestellt kommt es in der Sensitivität “ohne Kohle” in Abhängigkeit vom Wetterjahr zu massiven Unterdeckungen von bis zu 9 TWh. Auch die durch den Ausbau der EE zusätzliche Erzeugung, welche im Szenario “Neue Ziele DE” zum Kohleausstieg überlagert wird, kann die Lastdeckung nicht sicherstellen. Da eine Unterdeckung jedenfalls zu vermeiden ist, müssen hier Maßnahmen gesetzt werden.

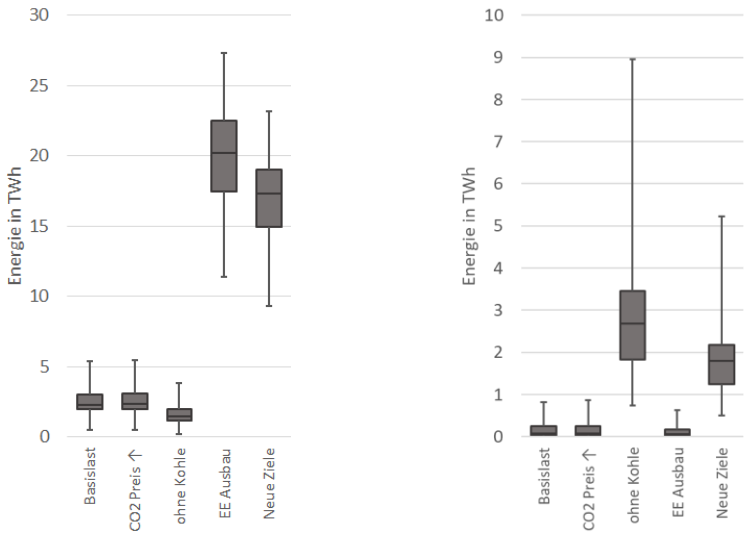

Abbildung 6 – Dumped Energy (links) und ENS (rechts) in Deutschland für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

In der Regel handelt es sich bei Dumped Energy um Erzeugung aus EE, welche die Nachfrage übersteigt und aufgrund fehlender freier Handelskapazitäten eingeschränkt werden muss. Die Menge der Überschussenergie steht in direktem Zusammenhang mit dem energetischen Anteil der EE, da aufgrund der geringen Volllaststunden zufolge des Dargebots an Wind bzw. Sonne, sehr hohe installierte Leistungen nötig sind, um entsprechende Energiemengen bereitzustellen (vgl. Ausbauziele EE in DE & AT).

3.1.1 Kraftwerkseinsatz der deutschen Kraftwerke

Im folgenden Abschnitt werden die erzeugten Jahresenergiemengen in Deutschland für ausgewählte Technologiegruppen untersucht. Es wird ein Vergleich der einzelnen Sensitivitäten mit dem Basislastszenario, welches die im Koalitionsvertrag 2021-2025 angegebenen Werte berücksichtigt, gezogen.

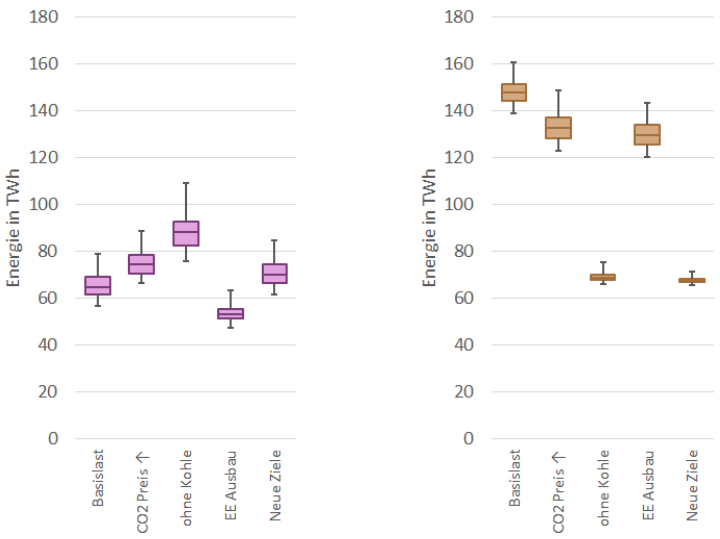

Abbildung 7 – Stromerzeugung der Technologiegruppen Erdgas (links) und alle anderen Fossile Energieträger (Braun- und Steinkohle, Öl & Other Non RES) (rechts) in Deutschland für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

Die Abbildung 7 legt dar wie sich die betrachteten Maßnahmen auf die Stromerzeugung aus erdgasbefeuerten und sonstigen fossilen Kraftwerken auswirkt. Bei Erhöhung des CO_2-Preises auf 60 €/tCO_2 steigen die Stromgestehungskosten der Kohlekraftwerkstypen stärker als jene der Gaskraftwerke. Dementsprechend ist ein Anstieg der Jahreserzeugung bei Gaskraftwerken und ein Rückgang bei Kohlekraftwerken zu verzeichnen. Durch einen vollkommenen Wegfall von Kohlekraftwerken ist folglich der Einsatz von Gaskraftwerken noch stärker gefragt, wie in der "ohne Kohle"-Sensitivität abgebildet. Der "EE Ausbau" verdrängt den Einsatz der Kohle- wie auch der Gaskraftwerke, wodurch in der Gesamtheit aller Sensitivitäten, der "Neue Ziele DE"-Sensitivität, um +8 % mehr Strom aus Erdgas gegenüber dem Basislastfall erzeugt wird.

Sowohl im "Basislast"-Szenario wie auch in den Sensitivitäten "CO_2 Preis" und "ohne Kohle" können sehr geringe P2G-Aktivitäten beobachtet werden. Dies ist auf den erhöhten durchschnittlichen Marktpreis zurückzuführen. Sobald zusätzliche EE zur Verfügung steht, sowie es in den Sensitivitäten "EE Ausbau" und "Neue Ziele DE" der Fall ist, sinkt der durchschnittliche Marktpreis und die Volllaststunden von P2G-Anlagen steigen. Zusätzlich wird in diesen beiden Sensitivitäten, entsprechend dem Koalitionsvertrag, ein Zubau von P2G auf 10 GW angenommen. Im Median steigen die Volllaststunden von 850 h im Basisfall auf 1.900 h unter Berücksichtigung aller Maßnahmen (Sensitivität „Neue Ziele DE").

Der Stromverbrauch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus den P2G-Anlagen schwankt für die Sensitivität "Neue Ziele DE" sehr stark bei einem Minimalwert von rd. 13 TWh und einen Maximalwert von 30 TWh. Im Median liegt dieser bei 19 TWh. Für die Ermittlung der produzierten Wasserstoffmenge ist der Wirkungsgrad der P2G-Anlagen noch zu berücksichtigen (z.B. 70% laut [11]). Der aktuelle deutsche Wasserstoffbedarf liegt bei rund 55 TWh (Stand Juni 2020) und wurde für 2030 laut aktueller deutscher Wasserstoffstrategie auf ca. 90 bis 110 TWh festgelegt. [12] [8]

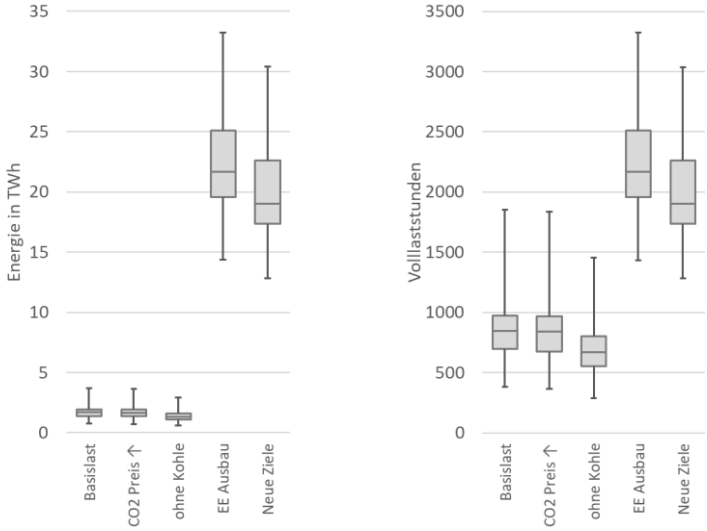

Abbildung 8 – Stromverbrauch (links) und Volllaststunden (rechts) von P2G in Deutschland für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

3.1.2 Handelsbilanzen DE

In nachfolgender Abbildung sind die Jahresenergiemengen der Austäusche von Deutschland mit seinen Nachbarn für den Basislastfall und die Sensitivität “Neue Ziele DE” für das Wetterjahr 2007 dargestellt.

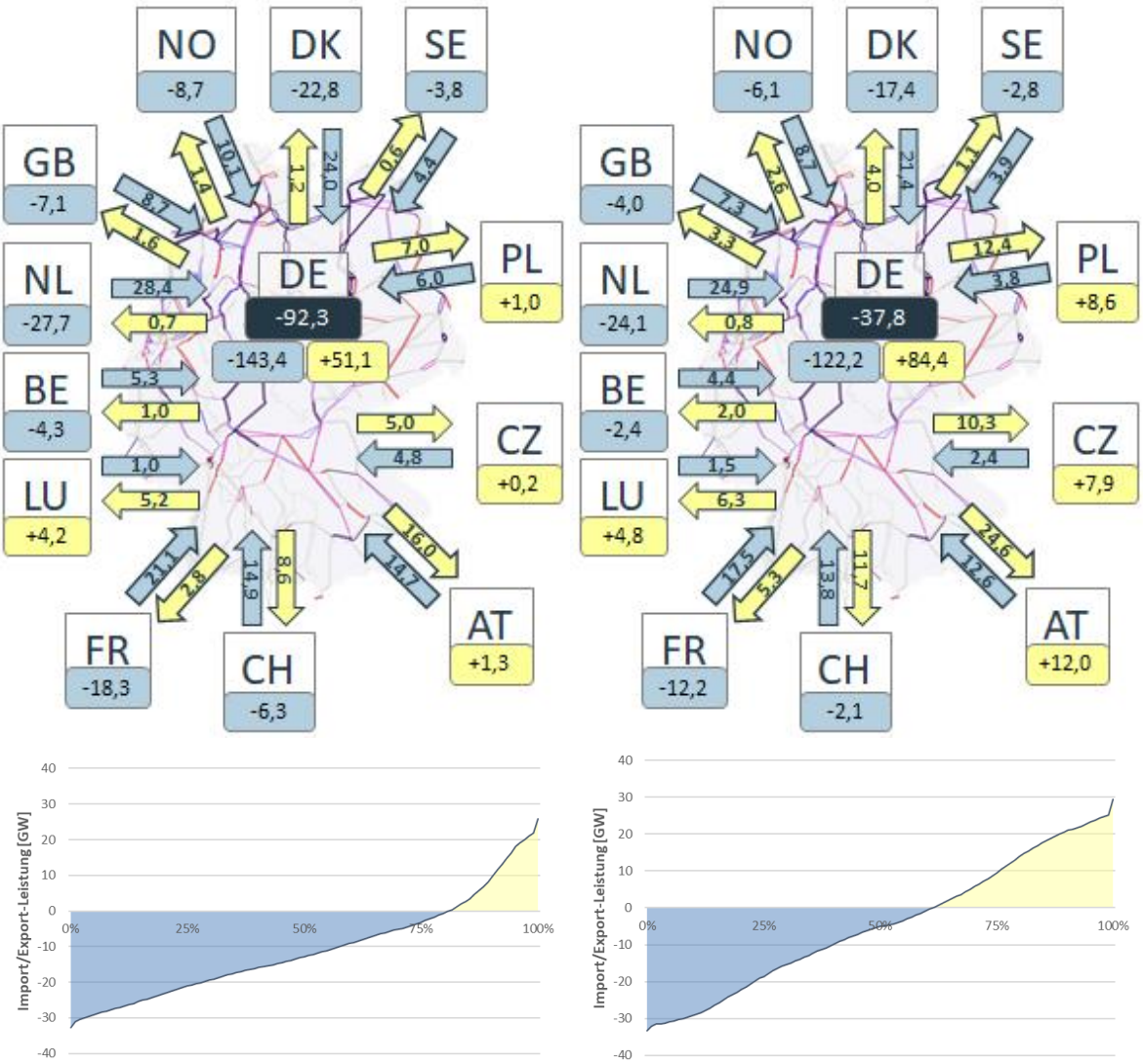

Abbildung 9 – Gehandelte Jahresenergiemengen Deutschlands mit den jeweiligen Nachbarstaaten für den Basislastfall (links) und die Sensitivität "Neue Ziele DE" (rechts) für das Wetterjahr 2007. Hintergrundgrafik aus [13]. Unterhalb ist die zugehörige Jahresdauerlinie der Import-/Exportleistung angeführt. Positive Leistung entspricht dem Export aus Deutschland.

Es ist ersichtlich, dass es zu einem Anstieg der Exportenergiemenge sowie einem Rückgang der Importenergiemenge kommt, was insgesamt zu einer ausgewogeneren Jahresbilanz führt. Der Hauptgrund dafür ist der massive Ausbau der EE, da die Erzeugung und vor allem die Überdeckung aus EE direkt auf die Exporte wirken. Dies zeigt sich auch in der Jahresdauerlinie der Import-/Exportleistung. In dieser wird die stündliche Import-/Exportleistung nach Größe sortiert aufgetragen. Die jeweilige Fläche unter der Kurve ergibt die bilanzielle jährliche Import- bzw. Exportleistung. Hier kommt es zu einem Anstieg der maximalen Exportleistung von 26 GW im Basislastfall auf fast 30 GW bei der Sensitivität "Neue Ziele DE".

Dies spiegelt sich auch in der Bilanz Deutschlands wider, wie nachfolgende Abbildung 10 zeigt. In der Sensitivität "CO_2 Preis" wird die Kohleerzeugung Deutschlands teilweise durch Erzeugung aus Gaskraftwerken der Nachbarländer kompensiert, wodurch es zu einer Zunahme der Importe kommt.

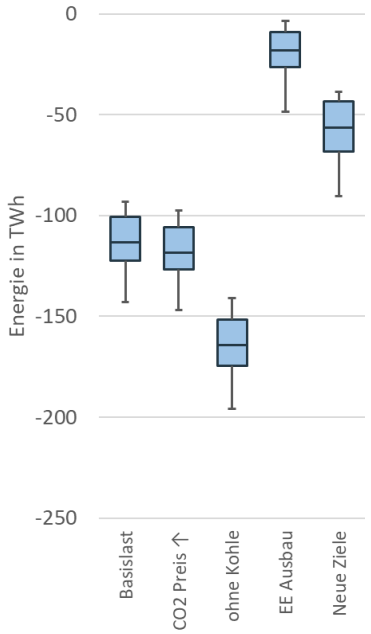

Abbildung 10 – Bilanz in Deutschland für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

In der Sensitivität “ohne Kohle” wird ein Großteil der fehlenden Erzeugung über Importe gedeckt. Lediglich durch den zusätzlichen EE-Ausbau in der entsprechenden Sensitivität kommt es zu einer Verschiebung der Handelsbilanz Deutschlands in Richtung Export. Da der Effekt des Ausbaus der EE am stärksten ausfällt, kommt es für die Sensitivität “Neue Ziele DE”, bei der alle Maßnahmen gemeinsam umgesetzt werden, ebenso zu einer Verschiebung der Handelsbilanz Deutschlands in Richtung Export. Insgesamt bleibt Deutschland aber in allen betrachteten Sensitivitäten im Gegensatz zu den Ergebnissen des Szenarios NT2030 des TYNDP (DE Bilanz von +6 TWh Export für das Wetterjahr 2007) bilanzieller Stromimporteur.

3.2 Auswirkungen auf das österreichische Energiesystem

3.2.1 Kraftwerkseinsatz der österreichischen Kraftwerke

Im folgenden Abschnitt werden die erzeugten Jahresenergiemengen in Österreich für ausgewählte Technologiegruppen untersucht. Es wird ein Vergleich der einzelnen Sensitivitäten mit dem Fall “Basislast” welcher die im Koalitionsvertrag 2021-2025 angegebenen Verbrauchsteigerungen berücksichtigt, gezogen.

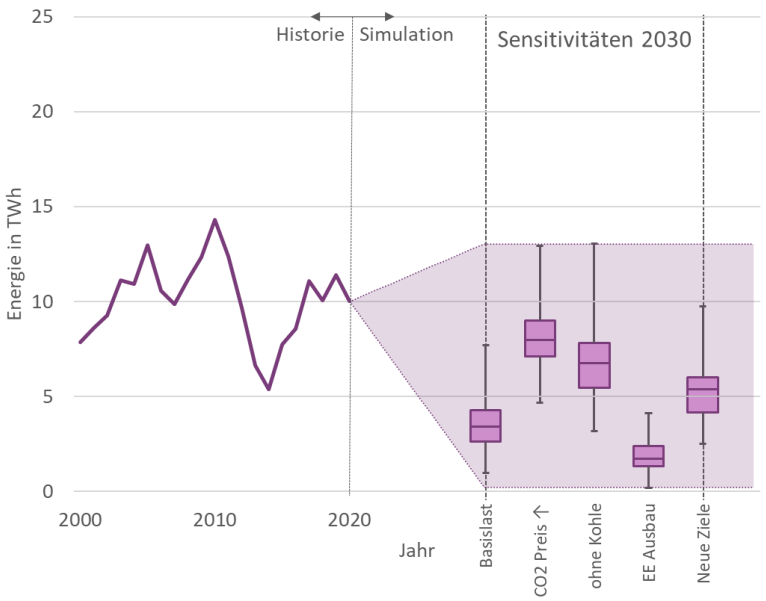

Abbildung 11 – Jahreserzeugung Erdgas in Österreich für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots. Historische Daten von 2000 bis 2020 aus [14] (eigene Darstellung und Simulationen)

In Abbildung 11 ist im linken Teil des Diagrammes der historische Verlauf der Erzeugung elektrischer Energie aus Erdgas in Österreich von 2000 bis 2020 dargestellt. Im rechten Teil des Diagrammes wird das Ergebnis aus den Simulationen des Basislastfalls sowie den vier Sensitivitäten für alle betrachteten 35 Wetterjahre in Form von Boxplots abgebildet.

Grundsätzlich ist eine Abwärtsbewegung des Gaskraftwerk-Einsatzes von den historischen Werten auf den Basislastfall zu erkennen. Dies ist auf den - im EAG und somit auch im TYNDP2020 angenommenen - Ausbau der EE in Österreich und die Reduktion der fossilen Erzeugungseinheiten zurückzuführen. In der Sensitivität “CO_2 Preis” kommt es zu einer höheren Auslastung für Gaskraftwerke. Erzeugung aus Fossilen Energieträgern der umliegenden Marktgebiete mit hohen Emissionsfaktoren (z.B. Kohle) werden mit erhöhten Grenzkosten belastet, wodurch es in diesen zu höheren Marktpreisen kommt. Der jährliche Export aus Österreich steigt um 18 % zu jenem des Basislastfalls. Diesen Exportbedarf kann Österreich mit den flexiblen Gaskraftwerken decken, womit der starke Anstieg der Erzeugung in Abbildung 11 begründet ist. In der Sensitivität “ohne Kohle” steigt die Unterdeckung in Deutschland noch zusätzlich zu dem Basislastfall mit erhöhten Jahresverbrauchsmengen. Ähnlich wie die “CO_2 Preis”-Sensitivität bewirkt dies einen Exportanstieg in Österreich. Insbesondere der Export nach Deutschland steigt stark, sodass sich der Austausch (AT → DE) in Summe von -1,3 TWh auf +9,1 TWh wendet. Auch in dieser Sensitivität bewirkt der zusätzliche Exportbedarf die höhere Erzeugung flexibler Gaskraftwerke. Wenn die deutschen Erneuerbaren Energien gemäß Koalitionsvertrag 2021-2025 ausgebaut werden, führt dies zu einer erhöhten Anzahl an Stunden der Überdeckung. Der Import aus Deutschland nach Österreich steigt stark und ist preislich attraktiver als interne Gaskraftwerke zu betreiben. In der Abbildung 11 ist ersichtlich, dass die Wirkung aller einzelnen Sensitivitäten insgesamt zu einer Erhöhung der Erzeugung aus Erdgas führt. Der Median der Jahreserzeugung steigt von dem Basislastfall mit 3,4 TWh auf 5,4 TWh in der “Neue Ziele DE”-Sensitivität um +60 %.

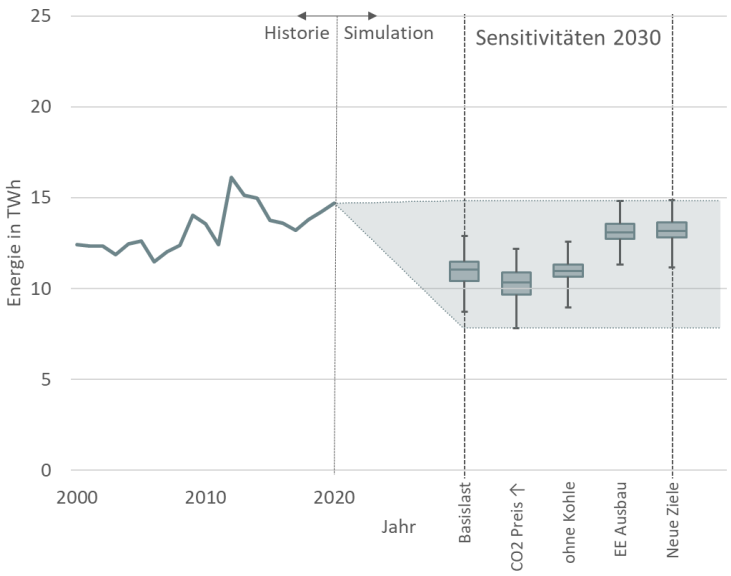

Abbildung 12 – Jahreserzeugung Speicherkraftwerke in Österreich für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots. Historische Daten von 2000 bis 2020 aus [14] (eigene Darstellung und Simulationen)

Die Abbildung 12 zeigt auf, welchen Einfluss die Sensitivitäten auf die Speicheraktivität der Wasserspeicher haben. Speicherkraftwerke können in Stunden mit niedrigen Marktpreisen Energie aufnehmen und diese zu Spitzenlastzeiten mit entsprechend hohen Marktpreisen wieder abgeben. Im "CO_2 Preis"-Fall kommt es im Vergleich zum Basislastfall zu einer geringeren Ausnutzung der Speicher. Im "ohne Kohle"-Fall kommt es zu einer ähnlichen Ausnutzung wie im Basislastfall, wohingegen in der "EE Ausbau"-Sensitivität mehr Energie in den Wasserspeicher umgewälzt wird.

Die Kombination aller Effekte in der Sensitivität „Neue Ziele DE" führt zu einer Erhöhung der Umwälzung der PSKW von rund 2 TWh. Im Median steigt die Erzeugung aus Speicherkraftwerken von 11 TWh auf 13 TWh und die zum Pumpen verbrauchte Energie von 5 TWh auf 8 TWh (bei einem Wirkungsgrad von 75 %). Grund ist eine höhere nutzbare Preisspanne in Österreich durch die kombinierten Effekte der einzelnen Maßnahmenpakete in Deutschland.

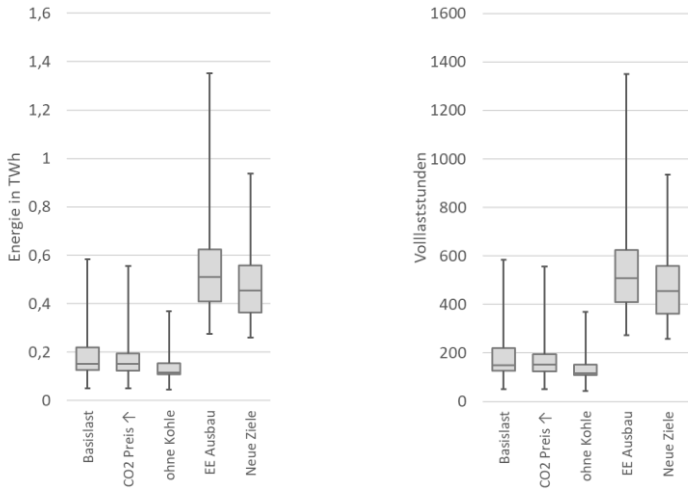

Abbildung 13 – Stromverbrauch (links) und Volllaststunden (rechts) von P2G in Österreich für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots

Aufgrund der zusätzlichen Last für Deutschland im Vergleich zu den Szenarien aus TYNDP2020 entsteht auch ein höherer Marktpreis im österreichischen Marktgebiet. Der P2G-Aktivierungspreis wird hierdurch seltener unterschritten und dies führt zu geringen Volllaststunden. Der Basislastfall erreicht für P2G 282 Volllaststunden im Referenz-Wetterjahr 2007. Im TYNDP2020 NT2030 sind diese Einheiten mit 1.119 Volllaststunden im Einsatz. Durch den Ausbau der deutschen EE und der erhöhten Anzahl an Stunden des Marktpreises unter dem Aktivierungspreis steigt der Einsatz von P2G-Anlagen. Wird der Basislastfall mit der Sensitivität „Neue Ziele DE“ verglichen bedeutet dies eine Änderung des Medians aller Wetterjahre von 150 auf 455 Volllaststunden. Daher ist eine Sicherstellung der Erzeugung der im EAG geforderten 5 TWh (~7 TWh Verbrauch an grünem Strom bei einem Wirkungsgrad von 70 % für 2030 entsprechend dem IEA G20 Hydrogen Report) an grünen Gasen alleine durch die P2G-Anlagen in Österreich unter den gegebenen Annahmen in keinem Fall (maximal 1,4 TWh Verbrauch im Fall „EE Ausbau“) gegeben. [11]

3.2.2 Handelsbilanzen AT

Für Österreich zeigt sich ein anderes Bild als für Deutschland, wie nachfolgende Grafik aufzeigt.

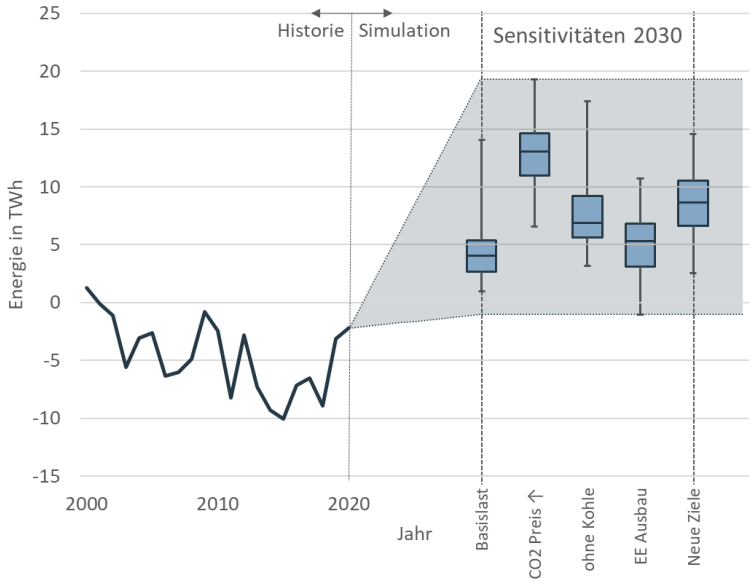

Abbildung 14 – Jahresbilanz in Österreich für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots. Historische Daten von 2000 bis 2020 aus [14] (eigene Darstellung und Simulationen). Positive Energien bedeuten Export.

In der Vergangenheit war Österreich Stromimporteur mit einer Jahresbilanz von bis zu 10 TWh Import. In den durchgeführten Analysen ergibt sich hier aber eine starke Verschiebung in Richtung Export, so wird Österreich bereits im Basislastfall zu einem Stromexporteur. In allen betrachteten Sensitivitäten liegt der Median zwischen 5 und 15 TWh Export, wobei bei Umsetzung aller Maßnahmen ein Exportwert zwischen 2 und 15 TWh abhängig vom Wetterjahr auftritt. Betrachtet man die gehandelte Energie, also die Summe aus Import- und Exportenergiemengen an den Grenzen zu den Nachbarländern, zeigt sich in Abbildung 15 und Abbildung 16 der Einfluss der Sensitivitäten auf den Austausch an den österreichischen Grenzen. Diese Energie ist ein Maß dafür wie stark Österreich an internationalen Energieaustäuschen und somit der Deckung von Lasten außerhalb Österreichs und der

Deckung des eigenen Bedarfs durch Importe beteiligt ist. Auch Transite durch Österreich tragen zu einer Erhöhung der gehandelten Energiemengen bei.

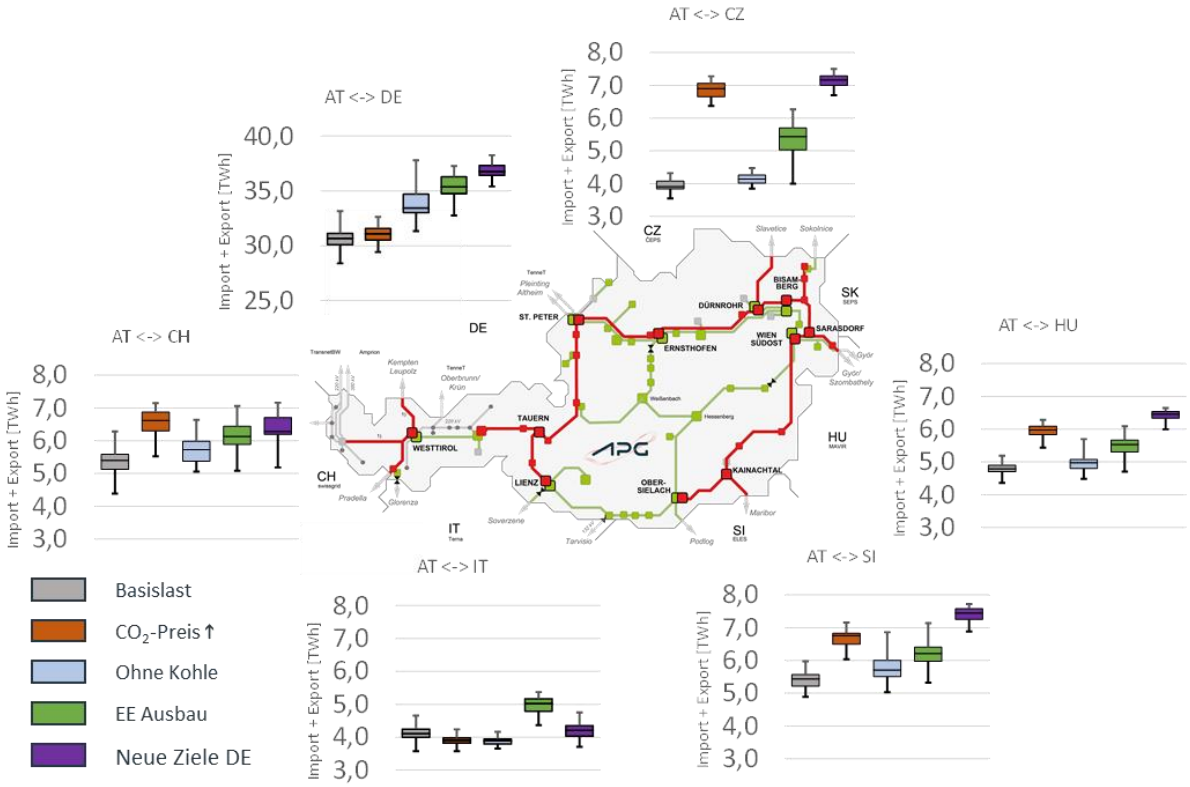

Abbildung 15 – Gehandelte Energiemengen mit den jeweiligen Nachbarstaaten

In sämtlichen Sensitivitäten kommt es an nahezu allen Grenzen zu einer Zunahme der gehandelten Energie. Lediglich an der italienischen Grenze kommt es im Fall "ohne Kohle" und "CO_2 Preis" zu einer Reduktion der gehandelten Energie. Dies liegt vorwiegend am italienischen Kraftwerkspark, der im Szenario NT2030 des TYNDP2020 über Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von über 40 GW verfügt. Durch den höheren CO_2-Preis sowie auch durch den höheren Marktpreis, welcher durch die fehlende Kohleerzeugung Deutschlands hervorgerufen wird, kommt es zu einem Anstieg der Erzeugung der italienischen Gaskraftwerke und somit zu einer Reduktion der italienischen Importe aus Österreich.

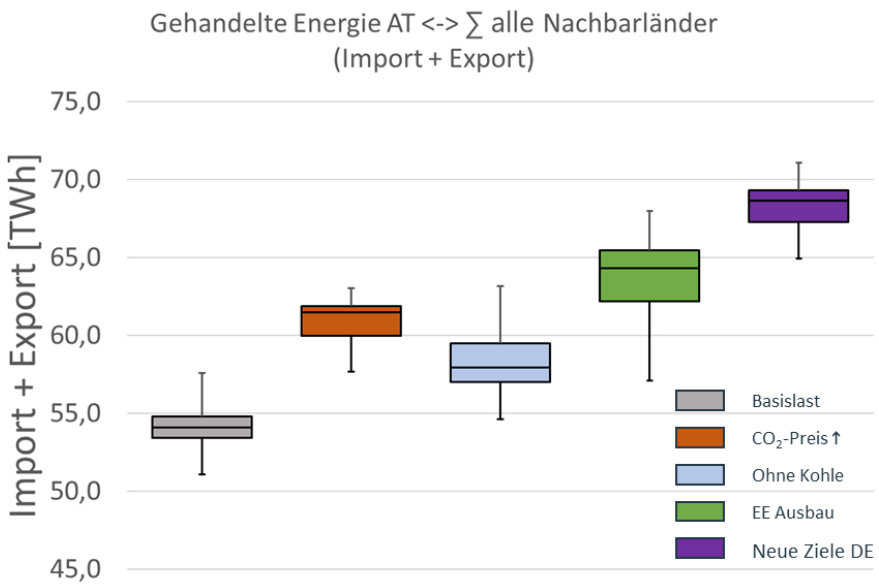

Abbildung 16 – Summe gehandelter Energie Österreichs über alle Grenzen

In der Gesamtsumme der gehandelten Energie Österreichs kommt es in allen betrachteten Sensitivitäten zu einem Anstieg gegenüber dem Basislastfall. Bei Betrachtung aller Maßnahmen in der Sensitivität "Neue Ziele DE" kommt es sogar zu einer Zunahme von durchschnittlich 26 % über alle Wetterjahre. Dies zeigt, dass die geplanten Maßnahmen Deutschlands einen erheblichen Einfluss auf die österreichischen Handelsflüsse haben.

4 Effekte auf die CO2-Emissionen

Durch einen kompletten Ausstieg aus der stein- und braunkohlebefeuerten Stromerzeugung ist zu erwarten, dass die CO_2-Emissionen innerhalb Deutschlands drastisch sinken. Dieses Ergebnis zeigt sich in der Abbildung 17 in welcher die Abnahme des Medianwertes vom Basislastfall (134 MtCO2) auf die Sensitivität "ohne Kohle" (71 MtCO2) 63 MtCO2 beträgt. Im Fall "CO2 Preis" sinkt der Medianwert der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken um 16 TWh von 84 auf 68 TWh zum Basislastfall. Die Erzeugung durch emissionsschwächere Gaskraftwerke – wie in Abbildung 7 dargestellt – steigt hingegen von 65 auf 74 TWh, wodurch der Rückgang des CO_2-Ausstoßes bedingt ist.

Für Österreich stellt sich die CO_2-Emissionsminderung der Stromerzeugung (ohne Importemissionen) von 2003 bis 2020 in der Abbildung 17 dar. Dieser Trend bleibt sowohl für das TYNDP2020 NT2030 Szenario (Wetterjahr 2007, 3 $MtCO_2$) wie auch für die Sensitivitäten dieses Beitrages erhalten. Im Basislastfall werden in Österreich 4 $MtCO_2$ (Median) durch Fossile Erzeuger ausgestoßen. Durch den verstärkten Kraftwerkseinsatz aus Erdgas steigt in der "ohne Kohle"-Sensitivität der Ausstoß wiederum auf 5 $MtCO_2$ im Median.

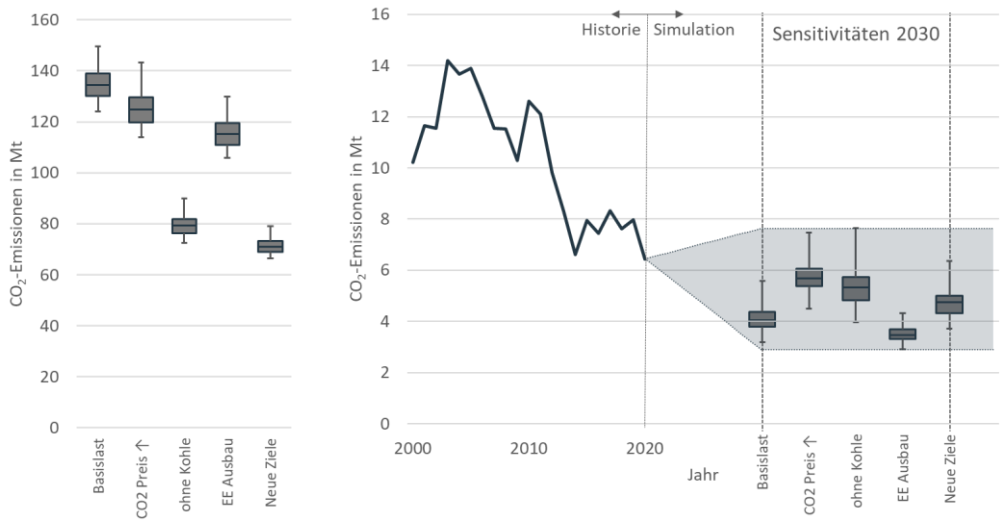

Abbildung 17 – CO2-Emissionen in Deutschland (links) und Österreich (rechts) für den Basislastfall, drei einzelne Sensitivitäten und die Kombination aller Sensitivitäten sowie 35 Wetterjahre in Form von Boxplots. 2000 bis 2020 mit Daten aus [15] *hochgerechnet (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Energiedaten entnommen aus* [14]*)*

Um zu überprüfen ob die Substituten der deutschen Kohlekraftwerke durch andere fossilen Kraftwerke in Europa die lokalen CO_2-Emissionseinsparung wieder zu Nichte machen, wird die Summe der Emissionen aller modellierten Gebotszonen für das Wetterjahr 2007 und den Sensitivitäten “Basislast” mit dem Extremfall “ohne Kohle” beispielhaft gegenübergestellt. Die deutschen CO_2-Emissionen sinken dabei von 125 $MtCO_2$ auf 73 $MtCO_2$ (-52 $MtCO_2$).

Europaweit sinken die CO_2-Emissionen von 683 $MtCO_2$ auf 652 $MtCO_2$ (-31 $MtCO_2$), womit im Marktmodell die Maßnahme des Kohleausstiegs sowohl in Deutschland als auch insgesamt zu signifikanten CO_2-Einsparungen führt.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Trotz der zusätzlichen Verbrauchsteigerung im Basisfall von rund 143 bis 211 TWh, dem höheren CO_2-Preis von 60 €/t, dem bereits festgelegten Kohleausstieg bis 2030 und dem beschleunigten EE Ausbau um den Faktor 4 im Vergleich zu 2020 wird das Ziel des Koalitionsvertrages bis 2030 80 % des deutschen Stromverbrauchs durch nationale und erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu decken praktisch nicht erreicht. In nur 3 oder 9 % der 35 Wetterjahre kann der Zielwert erreicht werden. Die Produktion von grünem Wasserstoff würde trotz der Erhöhung der P2G-Kapazitäten in keinem Fall ausreichen den heutigen oder zukünftigen Bedarf in Deutschland zu decken.

Die strukturellen Änderungen in Deutschland gehen einher mit einer Einschränkung der EE (Dumped Energy) im Median von rund 17 TWh und einer Unterdeckung der Last (ENS) im Median von rund 2 TWh im Sensitivitätsfall “Neue Ziele DE”. Insbesondere die Werte für ENS weisen auf das Fehlen zusätzlicher Begleitmaßnahmen wie dem zusätzlichen Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten oder dem Ausbau von Spitzenlastkraftwerken hin.

Deutschland wandelt sich in allen Sensitivitäten zu einem in Europa dominanten Stromimporteur. Werden alle Maßnahmenpakete wie im Koalitionsvertrag vorgesehen umgesetzt, importiert Deutschland im Median rund -56 TWh. Die durchschnittlichen Preise in

der Gebotszone Deutschland steigen dadurch im Median auf rund 54 €/MWh. In Österreich sind die durchschnittlichen Preise im Median etwas höher mit rund 57 €/MWh.

Österreich ist in allen Sensitivitäten und Wetterjahren ein Exporteur. Im Fall der Sensitivität "Neue Ziele DE" exportiert Österreich im Median rund 9 TWh, maßgeblich getrieben von der zusätzlichen Erzeugung der Gaskraftwerke. Wesentlicher Punkt als Indikation für einen zusätzlichen Netzausbaubedarf in Österreich ist die Zunahme der gehandelten Energiemengen mit den Nachbarländern von durchschnittlich 26 % im Vergleich zum Basislastfall. Wobei jede einzelne Sensitivität für sich jeweils zu einem Anstieg der gehandelten Energiemengen führt.

Wesentlicher Einfluss auf die europäischen CO_2-Einsparungen mit 89 Mt hat der höhere CO_2-Preis von 60 €/t. Hier kommt es zu einem praktischen Fuel Switch von der Kohle- zur Gaserzeugung in der europäischen Merit Order. Diese Effekte führen auch in Österreich aufgrund des vermehrten Einsatzes der Gaskraftwerke zu einem höheren nationalen CO_2-Ausstoß im Median von rund 1 Mt. Grundsätzlich führt der deutsche Kohleausstieg zu keiner Verlagerung der deutschen CO_2-Emissionen, sondern zu einer Verringerung der CO_2-Emissionen in ganz Europa und insbesondere in Deutschland.

Wesentlicher Einflussparameter, der hier nicht untersucht wurde, ist der Einfluss der Höhe der Handelskapazität zwischen Österreich und Deutschland. Die Bewertungen der TYNDP2020 Projekte zwischen Österreich und Deutschland zeigen aber einen sehr positiven Effekt auf alle hier kritisch angeführten Indikatoren wie die bessere Integration der EE, Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Reduktion der ENS und die zusätzliche Reduktion der klimakritischen CO_2-Emissionen. [16] [17]

6 Literaturverzeichnis

[1] Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN & Freie Demokraten (FDP), „Koalitionsvertrag_2021-2025," [Online]. Available: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf. [Zugriff am 02 12 2021].

[2] ENTSO-E & ENTSO-G, „TYNDP 2020 Scenario Report," 06 2020. [Online]. Available: https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf. [Zugriff am 02 09 2021].

[3] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG; Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket," 16 09 2020. [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml#tab-Uebersicht. [Zugriff am 02 12 2021].

[4] ENTSO-E, „TYNDP 2020 Scenario Data," 06 2020. [Online]. Available: https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/download-data/. [Zugriff am 02 09 2021].

[5] ENTSO-E, „2nd ENTSO-E Guideline," 27 09 2018. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf. [Zugriff am 31 01 2022].

[6] ENTSO-E, „Reference Grid 2025 - TYNDP 2020," 28 05 2021. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2020/Reference%20Grid%202025%20-%20TYNDP%202020.xlsx. [Zugriff am 31 01 2022].

[7] APG Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2021," 08 2021. [Online]. Available: https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=895d3543-cfb3-4a6e-9207-bc458cc278b7. [Zugriff am 02 02 2022].

[8] Übertragungsnetzbetreiber Deutschland, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023," 01 2022. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf. [Zugriff am 02 02 2022].

[9] ENTSO-E, „Maps & Data," [Online]. Available: https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/. [Zugriff am 02 02 2022].

[10] ENTSO-E, „Power system needs in 2030 and 2040," 11 2020. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/IoSN2020/200810_IoSN2020mainreport_beforeconsultation.pdf. [Zugriff am 02 02 2022].

[11] IEA, „The Future of Hydrogen; IEA G20 Hydrogen report: Assumptions," 12 2020. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf. [Zugriff am 02 02 2022].

[12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Deutschland, „Die Nationale Wasserstoffstrategie," 06 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20. [Zugriff am 28 01 2022].

[13] Übertragungsnetzbetreiber Deutschland, „Netzentwicklungsplan Strom 2035 Zweiter Entwurf," 26 04 2021. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf. [Zugriff am 02 02 2022].

[14] E-Control Austria, „Strom - Betriebsstatistik 2020," 06 2021. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2020. [Zugriff am 08 2021].

[15] Umweltbundesamt; E-Control Austria, „Umweltauswirkungen," 12 2012. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/stromkennzeichnung/umweltauswirkungen. [Zugriff am 28 01 2022].

[16] ENTSO-E, „313 - Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) - St.Peter (AT),“ [Online]. Available: https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/313. [Zugriff am 02 02 2022].

[17] ENTSO-E, „187 - St. Peter (AT) - Pleinting (DE),“ [Online]. Available: https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/187. [Zugriff am 02 02 2022].