

Klimaneutralität 2040 – Ein Paradigmenwechsel für die Netzentwicklung

Stephan Österbauer, Thomas Haydn¹, Timothy Hofmann¹, David Böhm

APG – Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19 1220 Wien, 43 (0) 50 320 56367,
stephan.oesterbauer@apg.at, thomas.haydn@apg.at, timothy.hofmann@apg.at,
david.boehm@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung:

Zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 ist eine Verdreifachung der installierten Gesamtleistung im Vergleich zu 2019 in Österreich notwendig. Dies führt dazu dass sich Österreich bis 2040 von einem Importeur zu einem Exporteur mit einer Exportbilanz von bis zu 21 TWh entwickelt. Durch die noch zu geringe Produktion von maximal 17 TWh grünen Wasserstoff im Modell ist aber zu erwarten, dass dieser Überschuss zum überwiegenden Teil für die weitere stoffliche Nutzung von Wasserstoff eingesetzt wird. Die auftretende Spreizung der Residuallast von +24 GW bis -14 GW in Kombination mit der saisonalen energetischen Über- und Unterdeckung von bis zu $\pm 4,5$ TWh je Monat innerhalb eines Jahres stellt die Speicher- und Transportinfrastruktur von immense Herausforderungen. Die Überprüfung des EAG 100 % Ziels für 2030 mit 35 Wetterjahren ergibt, dass nur in 60 % der Fälle das Ziel auch tatsächlich erreicht wird. Durch die Erhöhung der installierten Leistung vor allem bei den Erneuerbaren Energieträgern sind weitere strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz der APG zu erwarten. Der für die Behebung dieser zusätzlichen strukturellen Engpässe notwendige Netzausbaubedarf wird Teil des weiteren Planungsprozesses und in den jeweiligen Planungsinstrumenten (TYNDP & NEP) dargelegt werden.

Keywords: Netzplanung, ENTSO-E TYNDP, APG NEP, Klimaneutralität 2040

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die bisherigen maßgebenden politischen Ziele und gesetzlichen Rahmenbedingungen in Österreich für die Planungsannahmen in der Netzausbauplanung gingen von der Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 aus. Das aktuelle Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) setzt sich im Gegensatz dazu das ausdrückliche Ziel, die Klimaneutralität Österreichs bereits 10 Jahre früher und damit bis 2040 zu erreichen. [1]

Einen so umfassenden Umbau des Energiesystems – wie es die Klimaneutralität voraussetzt – um 10 Jahre zu beschleunigen, beeinflusst die langfristigen Szenarien der Netzentwicklung von APG entscheidend. Obwohl das Ziel des EAG für 2030 national bilanziell 100% des österreichischen Stromverbrauchs mit Erneuerbaren Energien (EE) zu decken bereits ein Teil der Szenarien von APG ist, bringt das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 neue Fragestellungen in den Netzplanungsprozess. Eine erste vereinfachte Analyse auf Basis der aktuellen Daten

¹ Jungautor

und Modelle des Ten Year Network Development Plan 2020 (TYNDP2020) der ENTSO-E kann erste Indikatoren über die Größenordnungen und mögliche Herausforderungen dieses Paradigmenwechsels liefern. [2]

Die Szenarien und Simulationen des TYNDP2020 berücksichtigen sowohl die bisherigen nationalen Energie- und Klimapläne, als auch den Ansatz eines europäischen CO₂-Budgets. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien 2018 ging man zwar auch in Österreich von einem weiteren starken Ausbau der EE bis 2040 aus, es wurde aber keine Klimaneutralität bis 2040 unterstellt. Ziel der Fragestellung ist es daher auch, den Konsultationsprozess der Szenarien des nächsten TYNDP 2022 im Herbst 2021 zu unterstützen.

2 Methodische Vorgangsweise

Als Basisfall aller Analysen und Sensitivitäten zur Beantwortung der Fragestellung wird das Szenario National Trends 2030 (NT) des TYNDP2020 herangezogen. Dieses Szenario entspricht den Zielvorgaben des EAG für den Zeithorizont 2030. Auch die im Rahmen des TYNDP2020 erstellten europäischen Marktmodelle für 2030 und 2040 werden unverändert übernommen. Für die Sensitivität der Klimaneutralität muss aber das Modell für die Gebotszone Österreich für das Szenario NT2040 angepasst werden um die Klimaneutralität (CN) für Österreich zu analysieren. Dafür wurden die installierten Kapazitäten des TYNDP 2022 für Österreich herangezogen. Die Annahmen für den TYNDP 2022 fußen auf umfassenden internen Studien und Analysen und stehen im Rahmen des öffentlichen Konsultationsprozesses der Szenarien des TYNDP 2022 ab Mitte September bis Ende Oktober 2021 zur Diskussion. (<https://consultations.entsoe.eu/>)

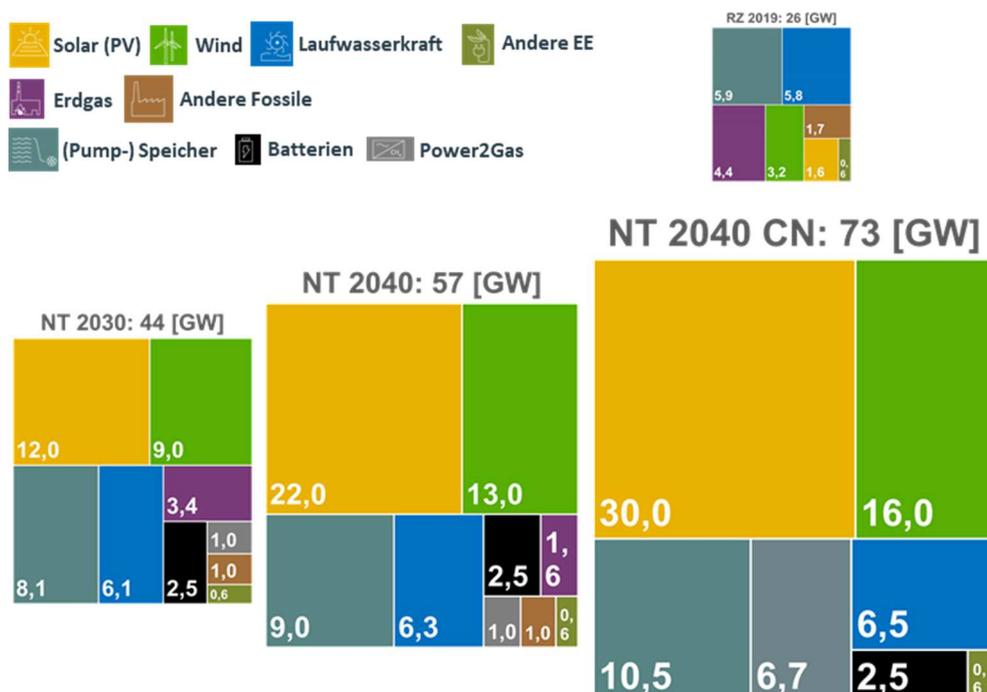


Abbildung 1 Installierte Leistung je Technologie für Regelzone AT 2019, TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 & NT 2040 Klimaneutral (CN) (eigene Darstellung und Daten [3])

In der Abbildung 1 sind die installierten Leistungen in der Gebotszone Österreich für 2019 (RZ 2019) und dem TYNDP 2020 National Trends Szenario für die Zeithorizonte 2030 und 2040 je

Technologiegruppe in Form eines Kacheldiagramms dargestellt (veröffentlicht und konsultiert im Rahmen des TYNDP 2020 und für Österreich zusammengefasst im APG Netzentwicklungsplan [4] Seite 38 Tabelle 2 und Anhang A). Wobei die Größenverhältnisse der einzelnen Kacheldiagramme zueinander das Gesamtleistungsverhältnis wiedergeben. Auf dem rechten Kacheldiagramm in der Abbildung 1 befindet sich die Darstellung der installierten Leistungen je Technologiegruppe für die Sensitivität des Szenarios NT Österreich Klimaneutral (CN) 2040.

Zur Erreichung der Klimaneutralität wird zusätzlich in AT 2040 die installierte Kapazität von Wind von 13 auf 16 GW und jene von (Photovoltaik) PV von 22 auf 30 GW erhöht. Bei den (Pump-) Speichern wird eine Steigerung von 9,1 auf 10,4 GW berücksichtigt. Wobei das TYNDP AT Pumpspeicherkraftwerksprojekt 1001 „Kaunertal Extension Projekt“ zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse nicht berücksichtigt wurde. Alle fossilen Kraftwerke in Österreich werden außer Betrieb genommen. Außerdem werden die sich derzeit im Modell befindlichen Power-2-Gas Anlagen (P2G) von 1 auf ~7 GW hochskaliert. Auch die Lasten werden um zusätzliche Band- und Spitzenlastverbraucher (Industrie, E-Mobilität, Raumwärme, exklusive P2G und Speicherverluste) ergänzt und steigt im Median von rd. 90 TWh auf 95 TWh (siehe Anhang A Abbildung 11 und nachfolgend Wetterjahre). Ein erster Indikator für die Netzausbauplanung ist, dass sich damit die Summe der gesamten installierten Leistung in Österreich im Vergleich zu 2019 gegenüber NT2040 mehr als verdoppelt. Zur Erreichung der Klimaneutralität der Sensitivität NT2040 CN erfolgt eine zusätzliche Steigerung der installierten Gesamtleistung um weitere 30 % im Vergleich zu NT2040. Dies entspricht damit einer **Verdreifachung der installierten Gesamtleistung im Vergleich zu 2019**.

Die Berechnungen werden in allen drei Fällen (NT2030, NT2040 & NT2040 CN) immer mit den gesamten 35 zur Verfügung stehenden Wetterjahren (ENTSO-E PECD - Pan European Climate Data Base - 1982 bis 2016) durchgeführt. Das bedeutet, dass zur Auswertung und Analyse 105 Jahresmarktsimulationsergebnisse für 59 Gebotszonen (ENTSO-E Perimeter) und 47 Erzeugungs- und Speichertechnologien in Stundenaufösung zur Verfügung stehen. In der PECD werden dabei die Einspeisezeitreihen von PV, Wind, der natürliche Zufluss der Wasserkraftwerke (LWK-Laufwasserkraft & (Pump-) Speicher) und die Abhängigkeit des eigentlichen Verbrauchs von der Temperatur variiert. Wobei sich die Volllaststunden von Wind und PV aufgrund der Technologieentwicklung je nach Zeithorizont dementsprechend erhöhen und angepasst sind. (siehe auch [5])

Die Brennstoffpreise werden ebenfalls vom TYNDP 2020 aus dem Szenario NT2040 übernommen. Insbesondere sei hier auf den aus dem TYNDP2020 übernommenen CO₂-Preis von 75 €/t für NT2040 und NT2040 CN hingewiesen ([6] Seite 48). Der CO₂ Preis ist somit ein Modellergebnis der Szenarien-Entwicklung im TYNDP 2020 und kein Ergebnis der hier vorgenommenen Simulationen.

Interne Sensitivitätsanalysen für das Szenario TYNDP 2020 NT2025 zeigen, dass es bezüglich der Höhe des CO₂ Preises zwischen 75 €/t und 100 €/t zu einer Sättigung beim „Fuel Switch“ zwischen Gas und Kohle in Europa kommt. Grund für die Sättigung sind zu etwa 25 % sogenannte „Must-Run“ Vorgaben im Modell für z.B.: die Bereitstellung von Wärme, aber vor allem zu 75 % die fehlenden Handelskapazitäten und damit der fehlende Netzausbau sowohl innerhalb als auch zwischen den Gebotszonen. Ohne den entsprechenden Netzausbau führt

ein höherer CO₂ Preis über etwa 100 €/t nur zu einer Erhöhung der Systemkosten und zu keiner weiteren CO₂ Einsparung in den Marktsimulationsergebnissen für Europa.

Als Netzausbauzustand werden jene Projekte als umgesetzt betrachtet, welche im APG-Netzentwicklungsplan 2021 mit der Inbetriebnahme 2030 oder früher gelistet sind. Für das Marktdesign werden mit einem NTC-basierten Energy-Only-Marktmodell bestimmte Vereinfachungen angenommen. Insbesondere kann dadurch die Einhaltung der Vorgaben des sogenannten Clean Energy for all European Package (CEP) der Europäischen Union – einen Mindestwert von 70 % der Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen - nicht sichergestellt werden.

Die APG Modelle und Ergebnisse der beiden Szenarien NT2030 und NT2040 wurden von der ENTSO-E im Rahmen des TYNDP 2020 Prozesses kalibriert und validiert. Ein wesentlicher Hinweis in den Modellierungsannahmen ist die vereinfachte Modellierung der P2G Anlagen im TYNDP 2020 in Form eines „Cut In“ Preises von 15 € bis zu welchem die Anlagen als Band-Last in Betrieb sind. Der Preis von 15 € entspricht den Grenzkosten des letzten als CO₂ frei definierten Technologietyps Kernenergie, um im Modell die geforderte Erzeugung von grünem Wasserstoff sicher zu stellen. Eine Mindestproduktionsmenge an Wasserstoff wurde nicht vorgegeben.

Ausgeführt wurden alle Simulationen mit der APG eigenen Simulationsplattform „VAMOS“ (bei Fragen zur APG Simulationsplattform „VAMOS“ E-Mail an vamos@apg.at).

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 betrachtet und im folgenden Kapiteln auszugsweise je Technologiegruppe analysiert.

3 Überprüfung der Erreichung des EAG Ziels 100% EE für 2030

Das EAG setzt sich zum Ziel eine Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Strom bis 2030 national bilanziell sicherzustellen. Die Definition dieses Ziels im EAG lässt aber noch Spielraum für Interpretation. Für die Überprüfung wurde die Jahreserzeugung der Technologiegruppe Andere EE (Biomasse & Biogas in AT), Laufwasserkraft, die erzeugte Energie aus den Speicherkraftwerken aufgrund des natürlichen Zuflusses, PV und Windkraft dem Jahresverbrauch exklusive der Speicherverluste (PSKW (Pumpspeicherkraftwerke) und Batterien) aber inklusive des Stromverbrauchs für P2G gegenübergestellt. Die Überprüfung erfolgt für alle 35 Wetterjahre und die Zielvorgabe wird als erfüllt angesehen, sobald die Summe dieser Technologien den Jahresverbrauch deckt.

In der Gegenüberstellung ist die Erreichung des EAG Ziels je Wetterjahr mit einem grünen oder roten Hintergrund farblich gekennzeichnet. Daraus ergibt sich, dass in 14 Wetterjahren oder 40 % der Fälle eine Unterdeckung und in **21 Wetterjahren oder 60 % der Fälle eine Überdeckung und damit die Zielerreichung erfolgt**. Die maximale Unterdeckung beträgt dabei rd. 5 TWh und die maximale Überdeckung rd. 6 TWh. Der Verbrauch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus den P2G Anlagen schwankt sehr stark bei einem Minimalwert von rd. 0,2 TWh und einen Maximalwert von 1,5 TWh bei einem Median von 0,6 TWh. Daher ist eine Sicherstellung der Erzeugung der geforderten 5 TWh (~6 TWh Verbrauch an grünen

Strom bei einem Wirkungsgrad von 0,85) an grünen Gasen alleine durch P2G Anlagen unter den gegebenen Annahmen mit maximal 1.500 Volllaststunden nicht gegeben. Die Unterdeckung ist vor allem den wetterabhängigen Schwankungen der Wasserkraft mit rd. ± 5 TWh bei einer gleichzeitig ungünstigen Kombination aus geringerer Erzeugung der anderen EE und höheren Verbrauchswerten in den betroffenen Wetterjahren mit Unterdeckung geschuldet.

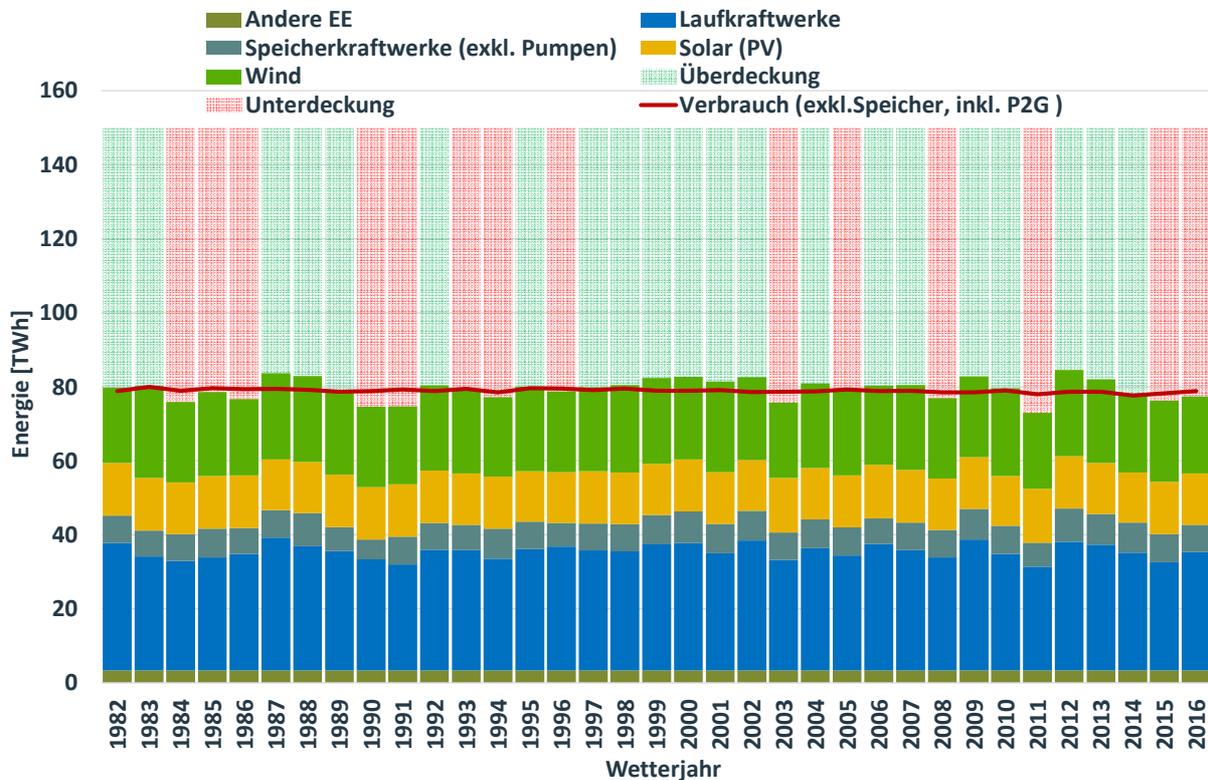


Abbildung 2 Erzeugte erneuerbare Jahresenergiemenge ohne Speicher und erwarteter Verbrauch, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030 Gegenüberstellung

4 Gegenüberstellung der Jahresenergiemengen

Dieser Kapitel konzentriert sich vor allem auf die Analyse der Energiemengen für ausgewählte Technologiegruppen. Wobei der Aufbau der Abbildungen identisch ist. Im Anhang A werden alle weiteren hier nicht näher beschriebenen Technologiegruppen dargestellt.

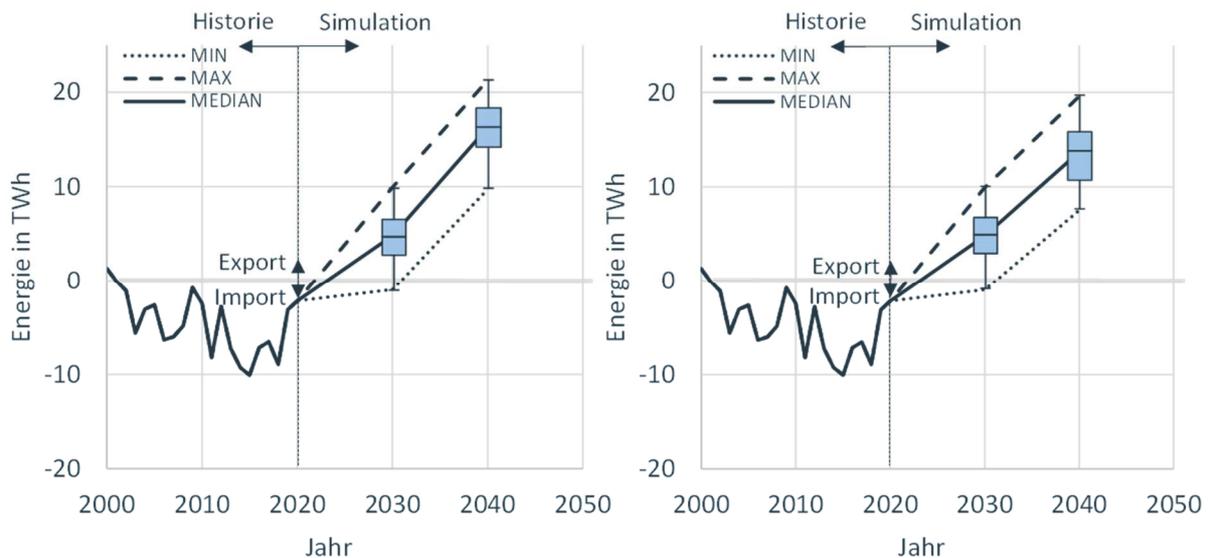


Abbildung 3 Bilanz AT 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

Wie in der Abbildung 3 über die Bilanz in AT, sind auf der linken Seite die historischen Werte von 2000 bis 2020 in Kombination mit den Simulationsergebnissen für NT2030 und NT2040 dargestellt. Auf der rechten Seite befindet sich die gleiche Darstellung, aber anstelle der NT2040 Ergebnisse werden die Ergebnisse der Sensitivität zur Klimaneutralität NT2040 CN gezeigt. Die Simulationsergebnisse der 35 Wetterjahre sind immer in der Form von Box-Plots für den jeweiligen Zeithorizont veranschaulicht. Dabei zeigt die Linie in der Box den Median, die Grenzen der Box das obere und untere Quartil und die Whisker die beiden Extremwerte.

Für die Bilanz in der Abbildung 3 zeigt sich Österreich historisch betrachtet ein Stromimportland von bis zu -10 TWh. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist Österreich hingegen dazu im Szenario NT2030 in einem überwiegenden Anteil der Wetterjahre ein Stromexportland von bis zu +10 TWh. Dabei beträgt der Anteil der fossilen Energien an der Strombilanz im Jahr 2030 noch immer bis zu +7,5 TWh (siehe auch Anhang A Abbildung 13). Durch den weiteren Ausbau der EE im Szenario NT2040 wird Österreich in allen Wetterjahren ein Stromexportland von +10 TWh bis zu +21 TWh. Im Fall der Sensitivität NT2040 CN verschiebt sich der Maximalwert der Bilanz von AT etwas nach unten auf +19,5 TWh aufgrund der fehlenden Erzeugung aus den fossilen Anlagen und dem erhöhten Verbrauch der P2G Anlagen.

Der Schlüssel zur notwendigen Erreichung der Klimaneutralität in Österreich ist die historische beispiellose Steigerung der Erzeugung aus PV (Abbildung 4) und Wind (Abbildung 5). Für PV bedeutet das eine Steigerung um den Faktor 7 von rund 2 TWh im Jahr 2020 auf 14 TWh im Szenario NT2030. Für das Szenario NT2040 beläuft sich die Steigerung auf den Faktor 12 im Vergleich zum Jahr 2020. Zur Erreichung der Klimaneutralität beläuft sich die Steigerung sogar auf den Faktor 2,5 im Vergleich zum Szenario NT2030 und den Faktor 18 im Vergleich zum Jahr 2020 und damit eine erzeugte Energiemenge aus PV von minimal 34 TWh bis zu maximal 37 TWh.

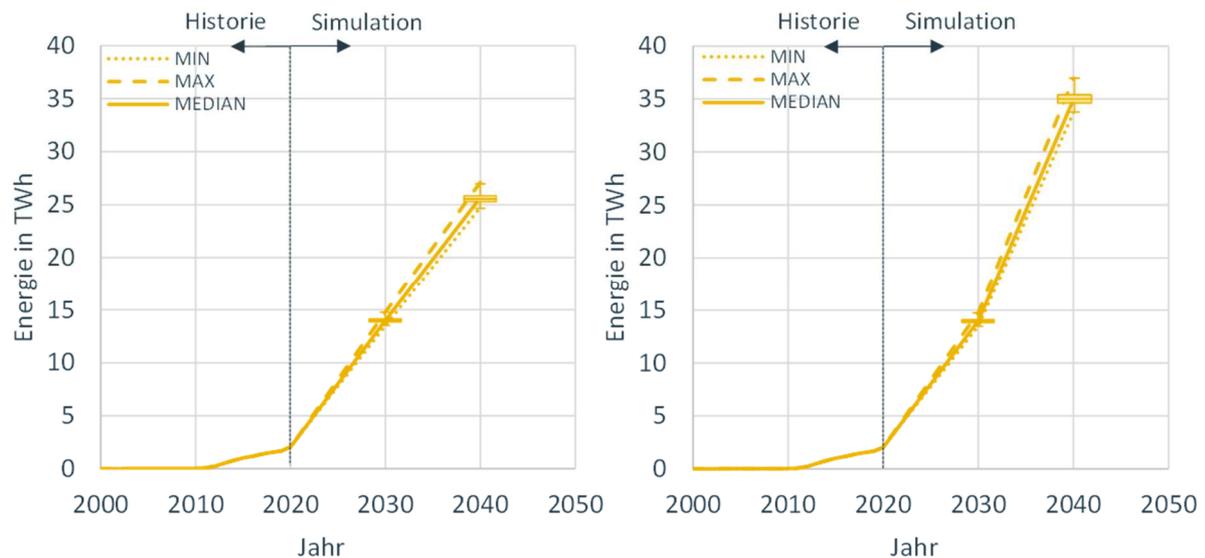


Abbildung 4 Jahreserzeugung Photovoltaik 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

Bei der Windkraftherzeugung zeigt sich ein ähnliches Bild. Wobei die Steigerungen aufgrund der bereits 2020 vergleichsweise hohen erzeugten Energiemengen aus Windkraft von fast 8 TWh den Steigerungsfaktor von rd. 3 auf etwa 23 TWh im Szenario NT2030 und einen Steigerungsfaktor von 5 bzw. 6 in den Szenarien NT2040 und NT2040 CN voraussetzen. Dadurch beläuft sich die erzeugte Energiemenge aus Windkraft für die Erreichung der Klimaneutralität im Szenario NT2040 CN auf minimal rd. 40 TWh und maximal rd. 49 TWh

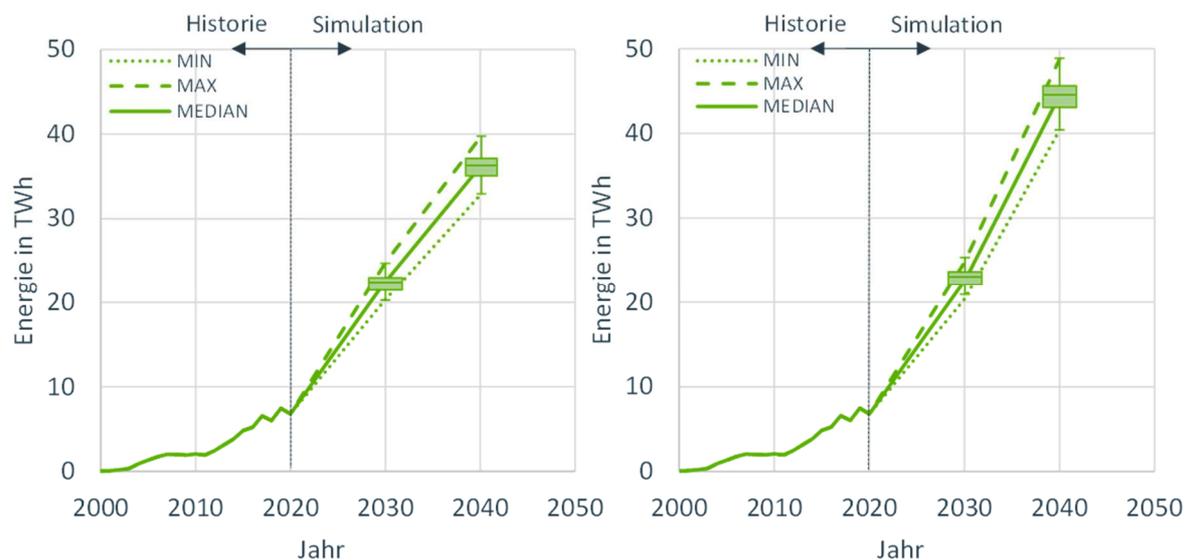


Abbildung 5 Jahreserzeugung Windkraft 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

Entscheidend für die Netzausbauplanung sind aber nicht die zu transportierenden Energiemengen, sondern die dafür notwendigen installierten Leistungen von Wind und PV von 46 GW was einer Steigerung um den Faktor 10 im Vergleich zu 2019 entspricht.

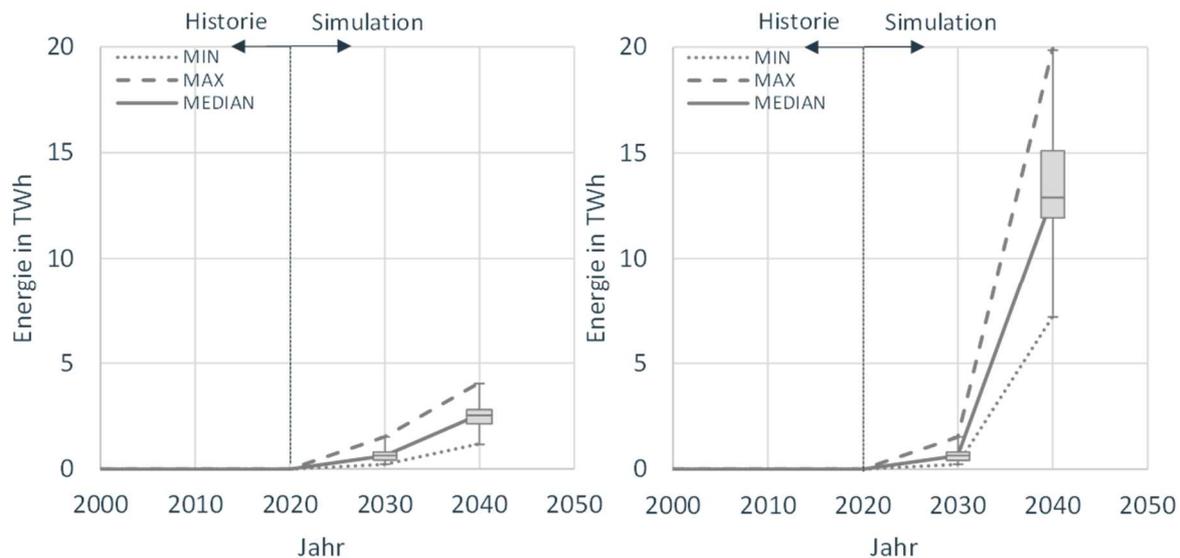


Abbildung 6 Jahreserzeugung Power 2 Gas Verbrauch 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

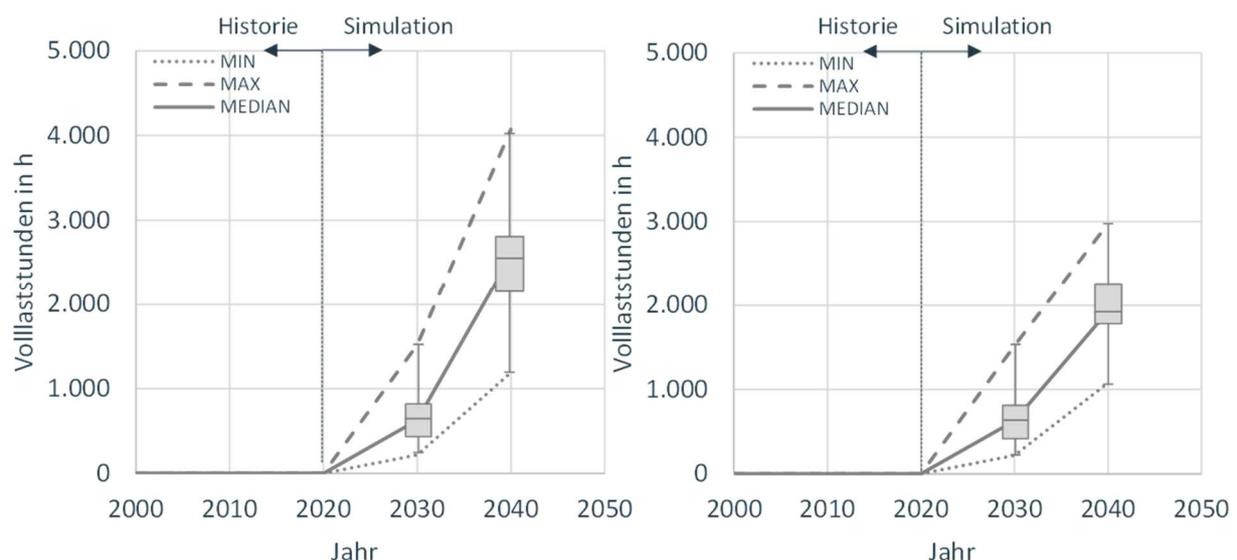


Abbildung 7 Volllaststunden Power 2 Gas Verbrauch 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

Wesentlicher Faktor für die Erreichung der Klimaneutralität ist die zur Verfügungstellung von ausreichend grünem Wasserstoff zur stofflichen Nutzung vor allem für die Industrie. Daher wurde in der Sensitivität NT2040 CN die installierte Leistung von P2G Anlagen im Modell auf 6,7 GW gesteigert. Wie in der Abbildung 6 dargestellt kann so im Median rd. 11 TWh und maximal 17 TWh an grünem Wasserstoff (Wirkungsgrad 0,85) bei einem Energieeinsatz von bis zu 20 TWh zur Verfügung gestellt werden. Wobei der Energieeinsatz und damit dementsprechend die Wasserstoffproduktion stark schwanken und bis auf 7 TWh zurückfallen können. Das hat Auswirkung auf die Volllaststunden der Anlagen die dadurch zwischen 1.000 h und 3.000 h liegen (siehe Abbildung 7). Um einen geschätzten minimalen Bedarf von rund 20 TWh an grünem Wasserstoff 2040 national decken zu können, ist daher die Steigerung der durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen notwendig. Der dafür

notwendige zusätzliche Energieeinsatz würde die gezeigten exportierten Energiemengen bilanziell über das Jahr stark reduzieren.

5 Der Flexibilitätsbedarf und die saisonale Verschiebung

Der zwingend notwendige Ausbau von volatilen Erneuerbaren Energien in den oben beschriebenen Größenordnungen zur Erreichung der Klimaneutralität erfordert mindestens ebenso ambitionierten und umfangreichen Ausbau der Transport- und Speicherinfrastruktur.

Eine erste Abschätzung in welchen Größenordnungen und Zeitpunkten sich der Leistungsbedarf bewegen wird, ist in Abbildung 8 veranschaulicht. Die gezeigte Residuallast je Monat setzt sich dabei als die stündliche Summe von PV, Wind, Andere EE und Laufwasserkraft, Erzeugung der reinen Speicherkraftwerke (aufgrund des natürlichen Zuflusses exklusive aller Pumpspeicherkraftwerke) abzüglich der eigentlichen Last und P2G zusammen. Die Schwankungsbreite umfasst alle 35 Wetterjahre des jeweiligen Monats. Ein positiver Wert zeigt somit einen Bedarf für Speicherung oder Export an und ein negativer Wert führt entweder zu einer Speicherentnahme oder den Import der benötigten Leistung in der jeweiligen Stunde. Das über das Jahr auftretende Maximum beträgt dabei im Szenario NT2030 13 GW und im Szenario NT2040 CN 24 GW. Zum Vergleich liegt der bisherige Exportrekord vom 13.05.2021 in der APG-Gebotszone bei rund 4,5 GW. [8]

Minimalen Extremwerte belaufen sich im Szenario NT2030 auf -11 GW und im Szenario NT2040 CN auf bis zu -14 GW. Über das Jahr gesehen kommt es zu einem deutlichen höheren positiven Flexibilitätsbedarf in den Sommermonaten als im Winter. Wobei sich das Maximum vom März aufgrund des höheren PV Anteils in den Juni verschiebt. Aber selbst in Monaten mit den positiven Extremwerten wie bei NT2040 CN treten im gleichen Monat negative Werte von -12 GW auf.

Diese Leistungsspitzen müssen dann natürlich ebenfalls zu den jeweiligen Speicherstandorten oder Gebotszonengrenzen transportiert werden und benötigen eine dementsprechend dimensionierte Infrastruktur.

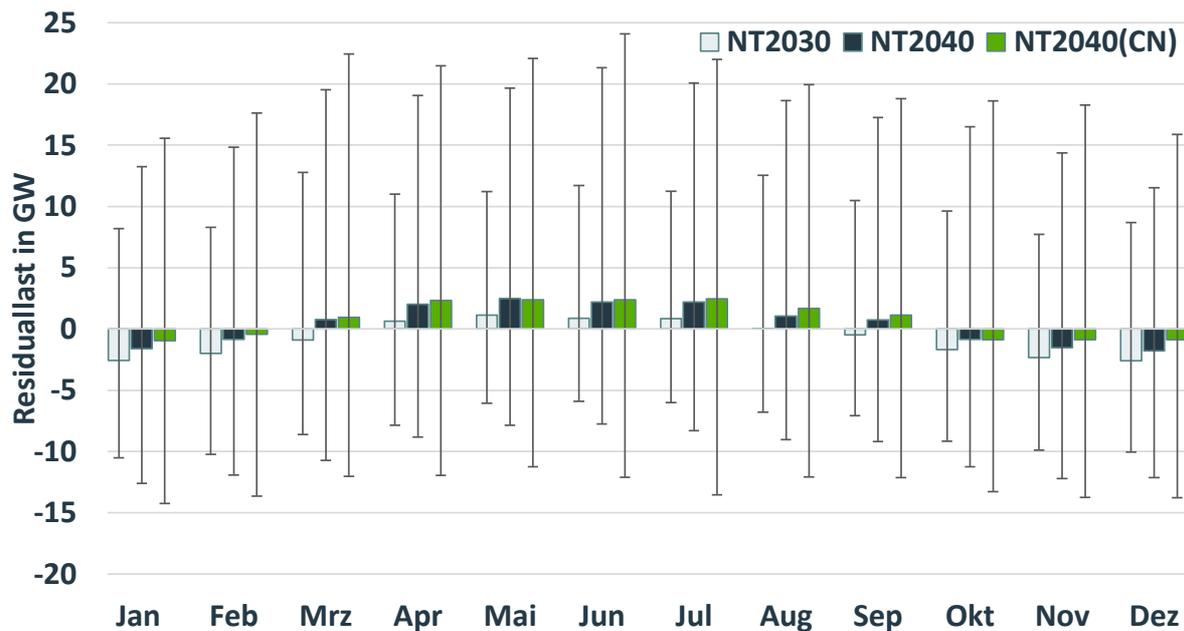


Abbildung 8 Median, Maximale und Minimale Leistung der Residuallast je Monat über alle 35 Wetterjahre für NT2030, NT2040 & NT2040 CN (eigene Darstellung und Daten)

Die Charakteristik eines hohen saisonalen Überschusses in der Mitte des Jahres zeigt sich auch in der Auswertung der energetischen Über- und Unterdeckung in der Abbildung 9 je Monat der Residuallast von bis zu 4,5 TWh im Juli NT2040 CN. Dies übersteigt die theoretische Speicherkapazität der heutigen Pumpspeicherkraftwerke von rund 3 TWh erheblich. Vor allem die über mehrere Monate in Folge auftretenden hohen Überschussmengen und die ebenfalls über mehrere Monate in Folge auftretenden hohen Unterdeckungen sind eine Herausforderung für die Speicherung, aber auch den Transport. Sowohl im Vergleich von NT2030 zu NT2040 als auch im Vergleich von NT2040 mit NT2040 CN tritt eine massive Verstärkung dieser Effekte auf. Dies führt in weiterer Folge bereits im Marktmodell zu einer Abschaltung von EE in der Größenordnung von 0,05 bis 0,39 TWh und Lastabschaltungen von bis zu 0,02 TWh. Auf dem ersten Blick relativ kleine Zahlen, aber bedenklich in Hinblick auf die fehlende Berücksichtigung der innerösterreichischen Netzrestriktionen aufgrund der Vereinfachungen in den Marktsimulationen.

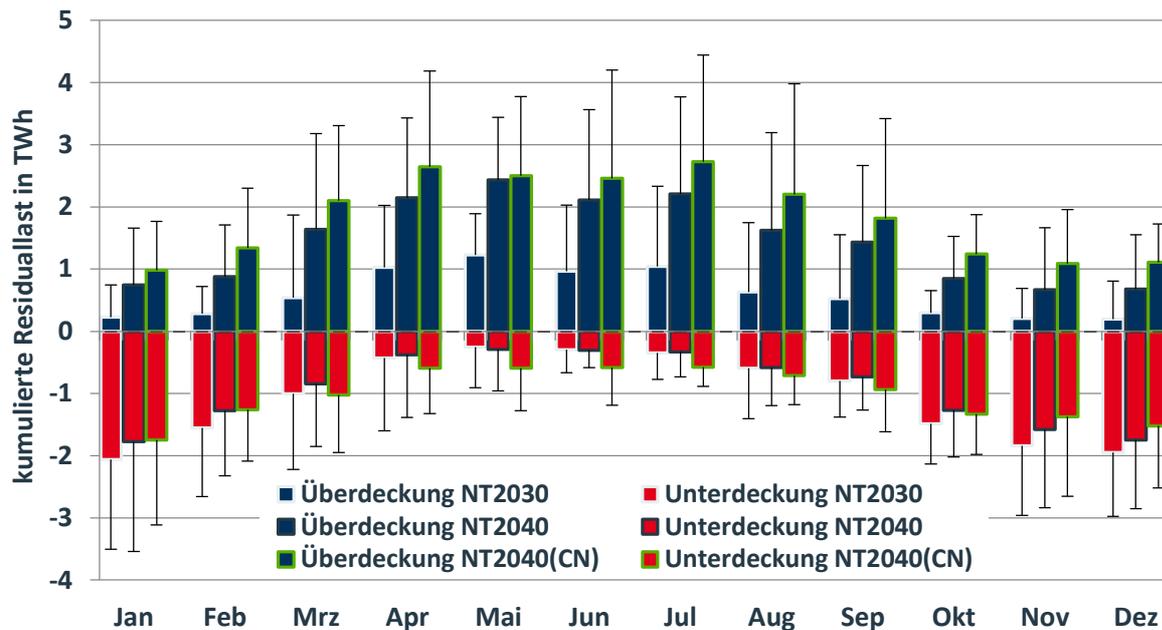


Abbildung 9 Median, Maximale und Minimale Energiemenge der Residuallast je Monat über alle 35 Wetterjahre für NT2030, NT2040 & NT2040 CN (eigene Darstellung und Daten)

6 Schlussfolgerungen

Wesentlicher Treiber des EAG und damit der Energie- und Klimapolitik in Österreich ist die möglichst schnelle und nachhaltige Reduktion des CO₂ Ausstoßes zur Prävention der negativen Auswirkungen des Klimawandels. Die Erreichung der Klimaneutralität 2040 kann zumindest aus Sicht der hier durchgeführten Marktsimulationen durch den weiteren massiven Ausbau der EE gelingen (siehe Abbildung 10). Die CO₂ Emissionen werden aber im Szenario NT2040 CN nur durch die vorgegebene Abschaltung aller fossiler Erzeugungsanlagen auf 0 reduziert. Ansonsten würden die österreichischen Gaskraftwerke durch den hohen CO₂ Preis sowohl 2030 als auch 2040 weiterhin mit hohen Volllaststunden in Betrieb sein.

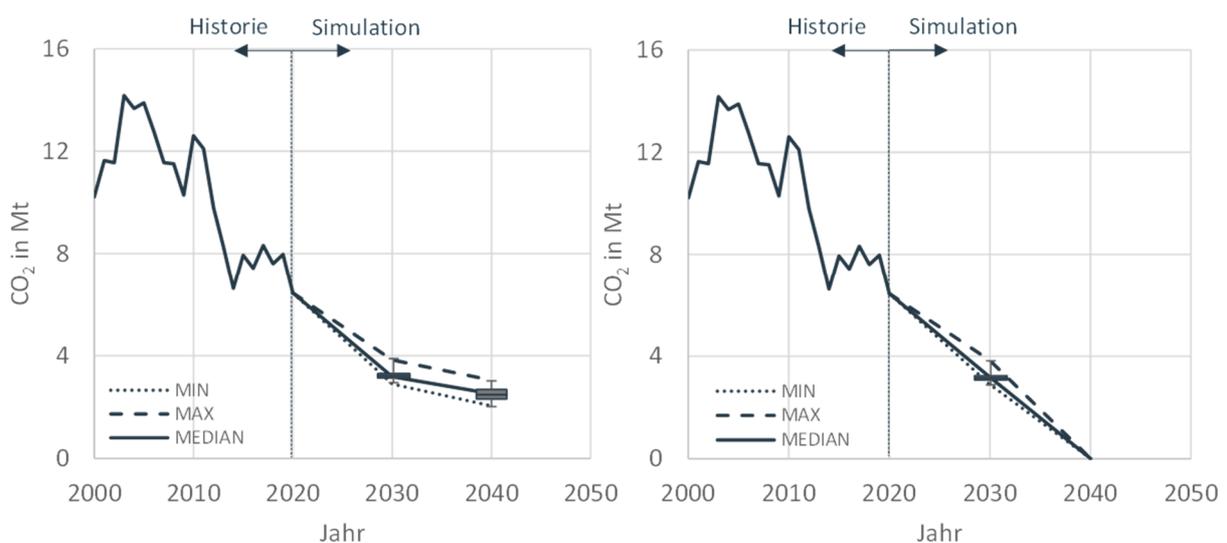


Abbildung 10 CO₂ Emissionen 2000 bis 2020 mit Daten aus [9] hochgerechnet, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Energiedaten entnommen aus [7])

Durch die Erhöhung der installierten Leistung vor allem bei den Erneuerbaren Energieträgern sind weitere strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz der APG zu erwarten. Der für die Behebung dieser zusätzlichen strukturellen Engpässe notwendige Netzausbaubedarf wird Teil des weiteren Planungsprozesses und in den jeweiligen Planungsinstrumenten (TYNDP & NEP) dargelegt werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesgesetzblatt BGBl. I Nr. 150/2021, „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG,“ 27. 07. 2021. [Online]. Available: <https://ris.bka.gv.at/Ergebnis.wxe?Abfrage=BgblAuth&Titel=EAG&Bgblnummer=&SucheNachGesetzen=False&SucheNachKundmachungen=False&SucheNachVerordnungen=False&SucheNachSonstiges=False&SucheNachTeil1=False&SucheNachTeil2=False&SucheNachTeil3=False&Einbringer=&>. [Zugriff am 01.09.2021].
- [2] ENTSO-E, „TYNDP 2020,“ 2020. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/>. [Zugriff am 03.2021].
- [3] ENTSO-E & ENTSO-G, „TYNDP 2020 - Scenarios,“ [Online]. Available: <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>. [Zugriff am 30.03.2021].
- [4] APG-Austrian Power Grid AG, „APG Netzentwicklungsplan 2020,“ 08.2020. [Online]. Available: <https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=e3108007-0a11-4b43-81ab-bc00206783e0>. [Zugriff am 25.05.2021].
- [5] ENTSO-E, „TYNDP 2020 Scenario Data,“ 06.2020. [Online]. Available: <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/download-data/>. [Zugriff am 02.09.2021].
- [6] ENTSO-E & ENTSO-G, „TYNDP 2020 Scenario Report - Final,“ 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].
- [7] 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].
- [8] APG-Austrian Power Grid AG, „PA Erneuerbare Energien bringen Export-Rekord,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/media-center/presse/2021/05/18/erneuerbare-energien-bringen-export-rekord>. [Zugriff am 05.2021].
- [9] E-Control Austria, „Stromkennzeichnungsbericht 2020,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Stromkennzeichnungsbericht-2020.pdf/1f27276a-9743-4607-c163-59558b735b42?t=1604916217802>. [Zugriff am 29.08.2021].

Anhang A

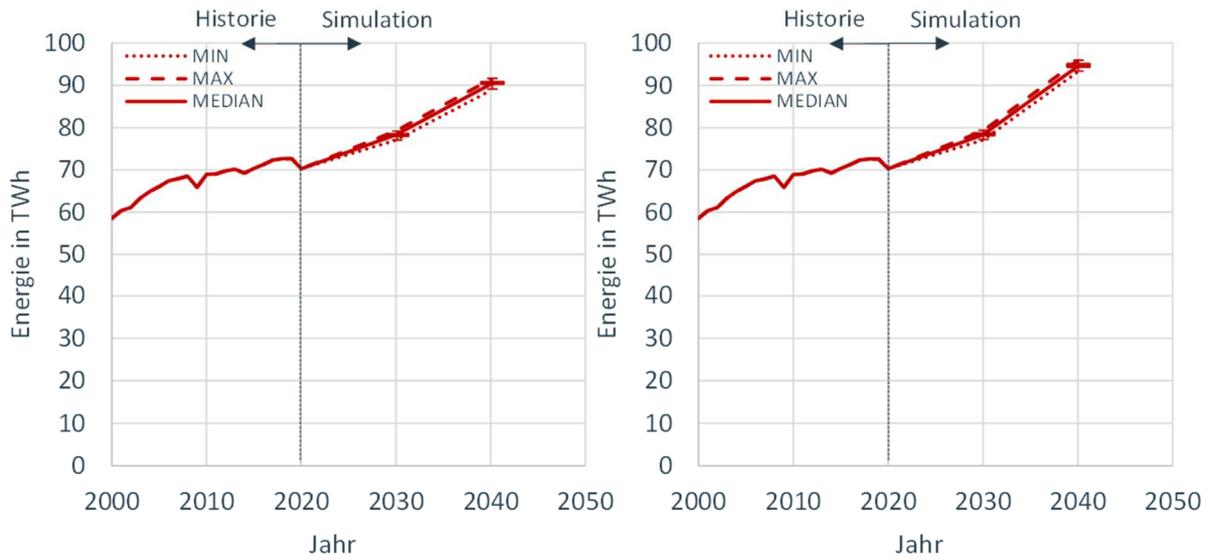


Abbildung 11 Jahresstromverbrauch ohne Speicher 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

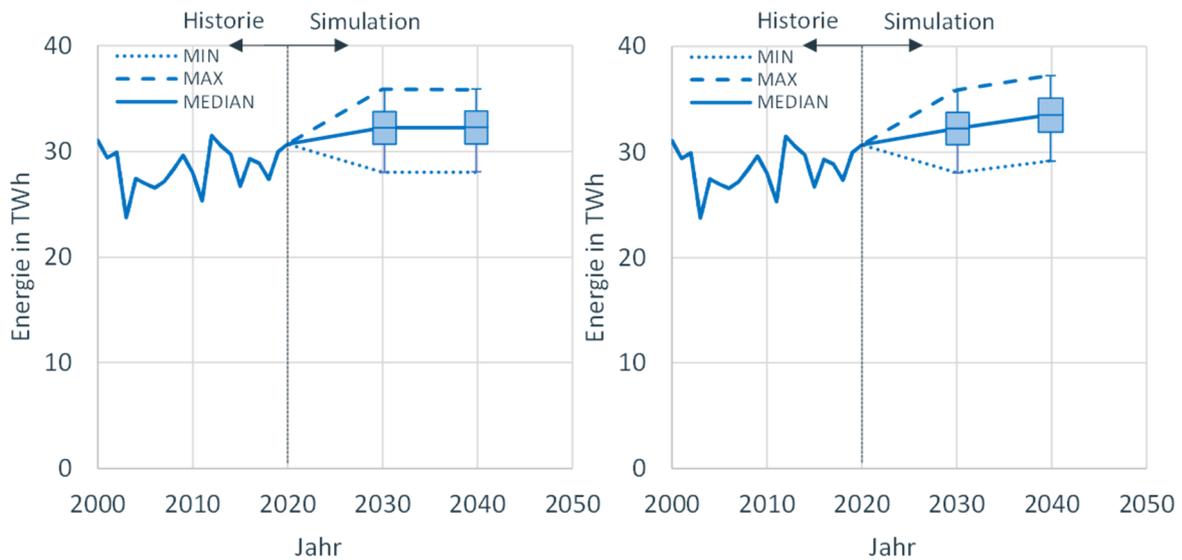


Abbildung 12 Jahreserzeugung Laufwasserkraft 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

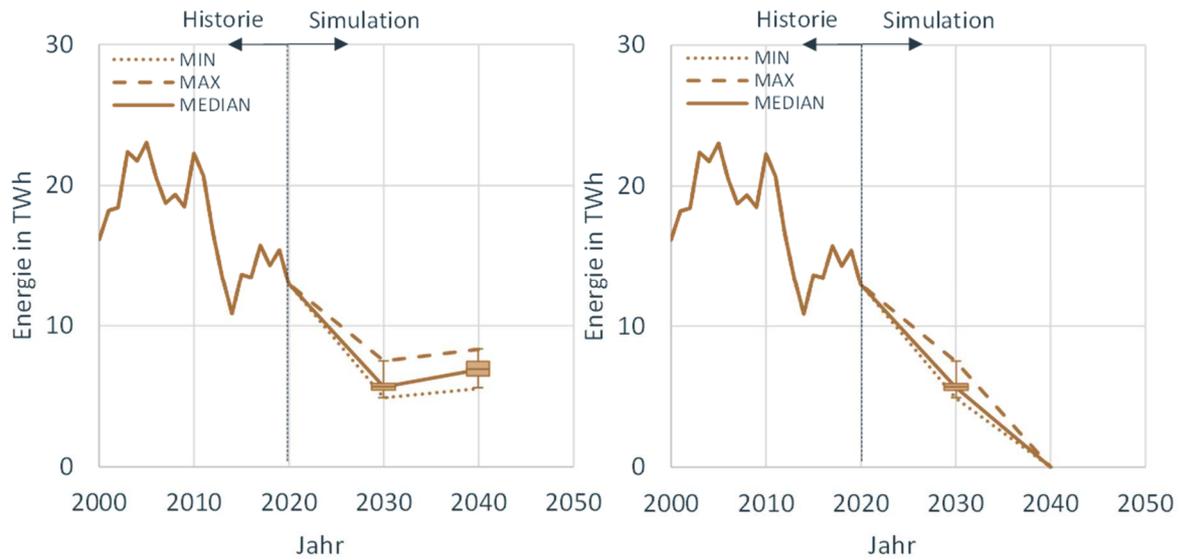


Abbildung 13 Jahreserzeugung Alle Fossile 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

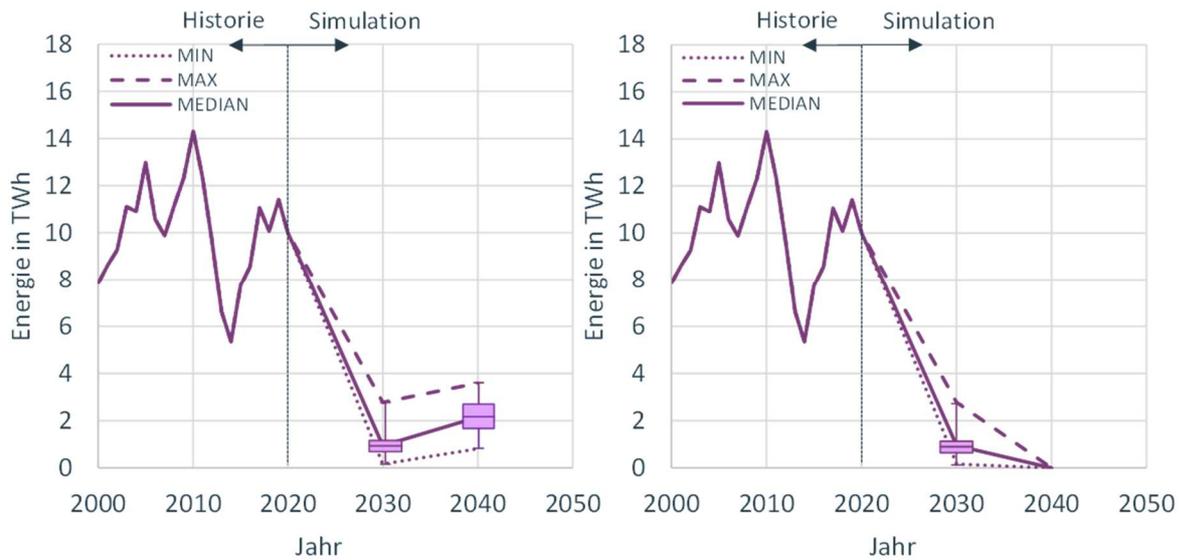


Abbildung 14 Jahreserzeugung Erdgas 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

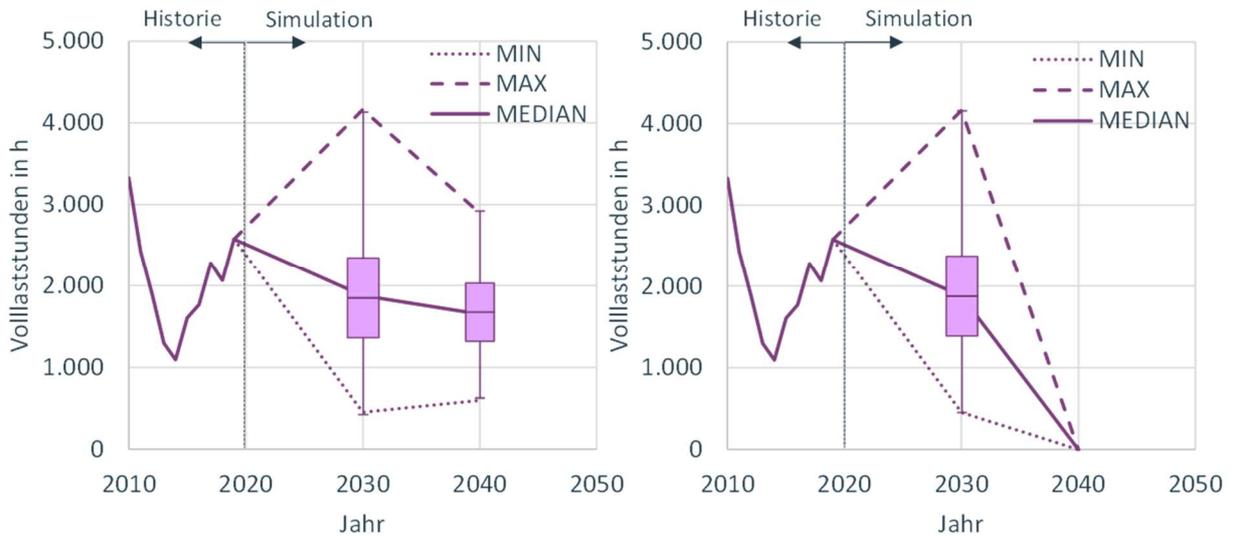


Abbildung 15 Volllaststunden Erdgas 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

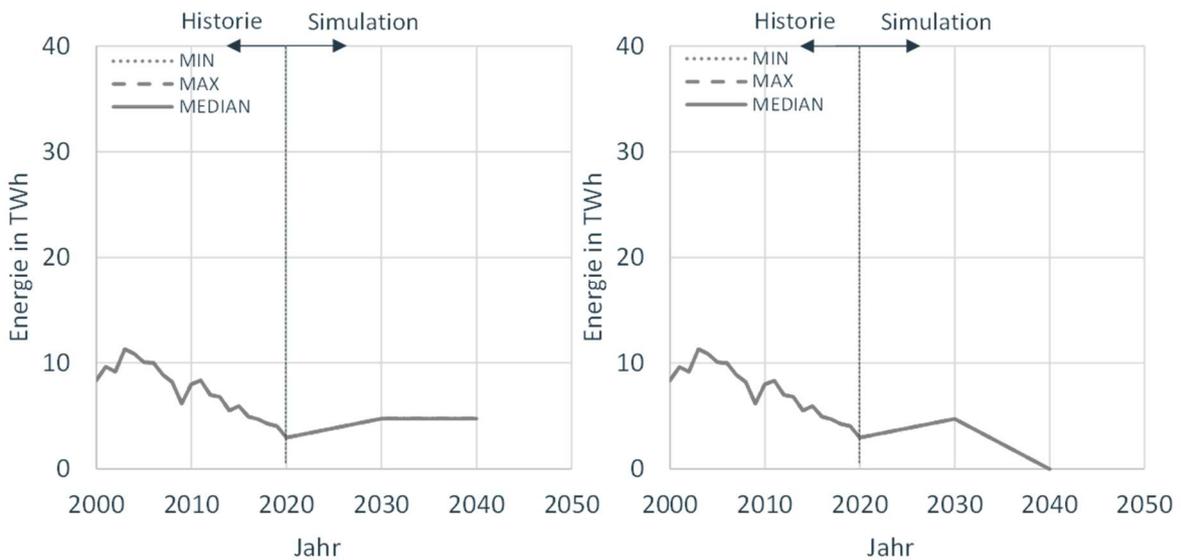


Abbildung 16 Jahreserzeugung Andere Fossile 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

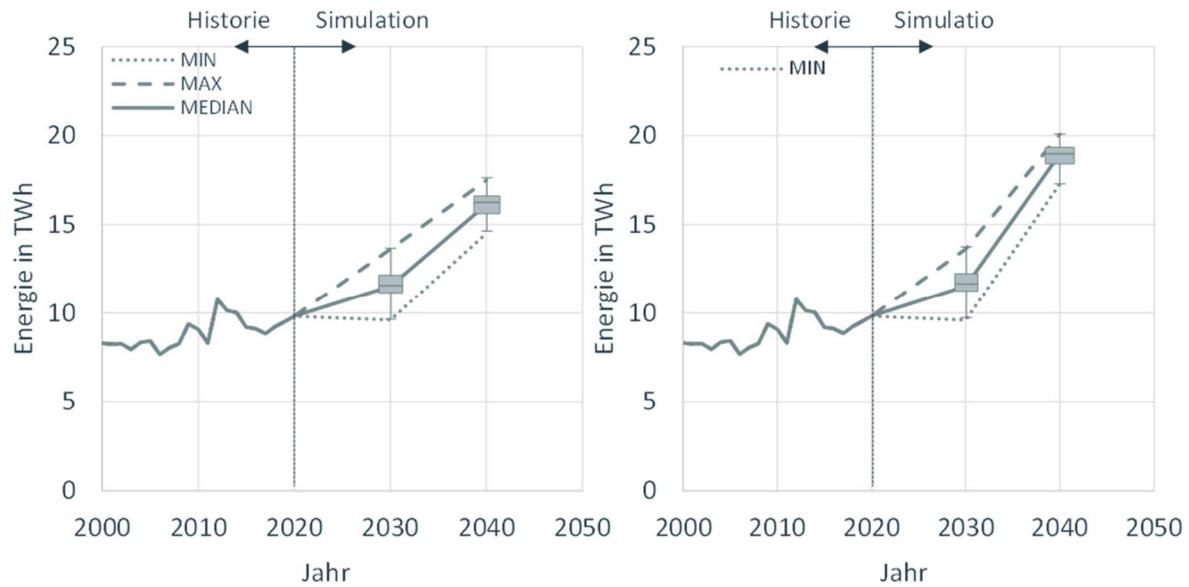


Abbildung 17 Jahreserzeugung (Pump-) Speicher Turbine 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

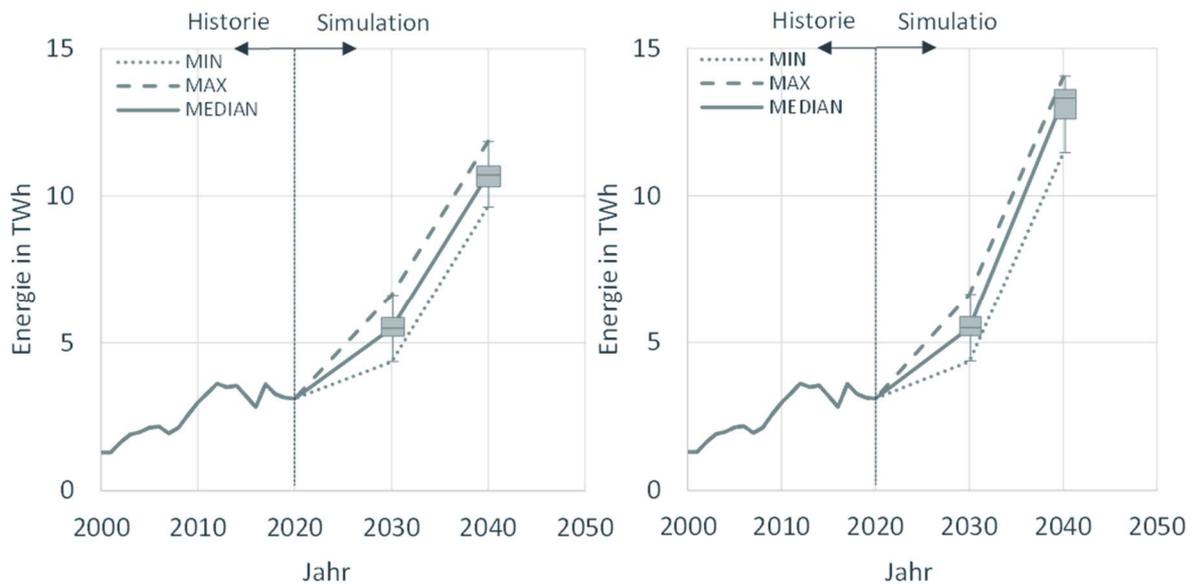


Abbildung 18 Jahreserzeugung (Pump-) Speicher Pumpe 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

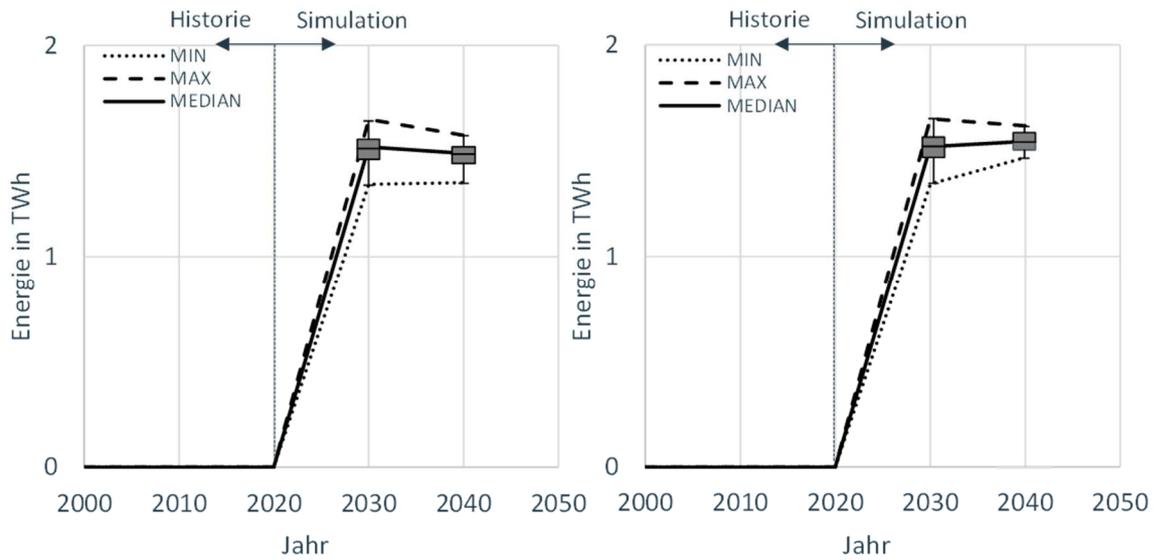


Abbildung 19 Jahreserzeugung Batterien 2000 bis 2020, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Simulationen, Historische Daten entnommen aus [7])

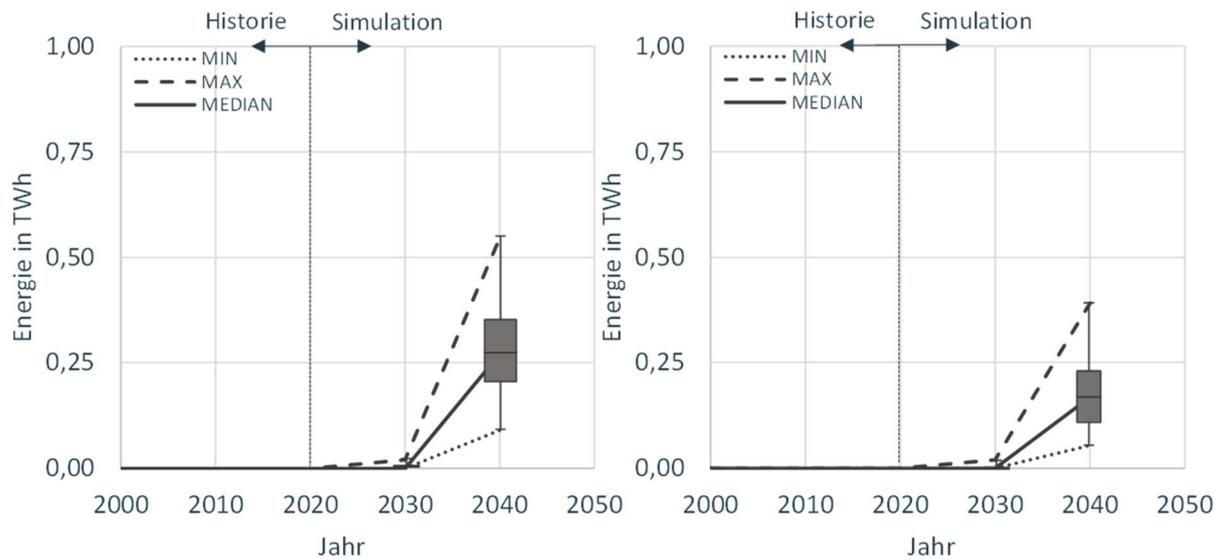


Abbildung 20 Weggeworfene Energie aus EE, 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Marktsimulationen)

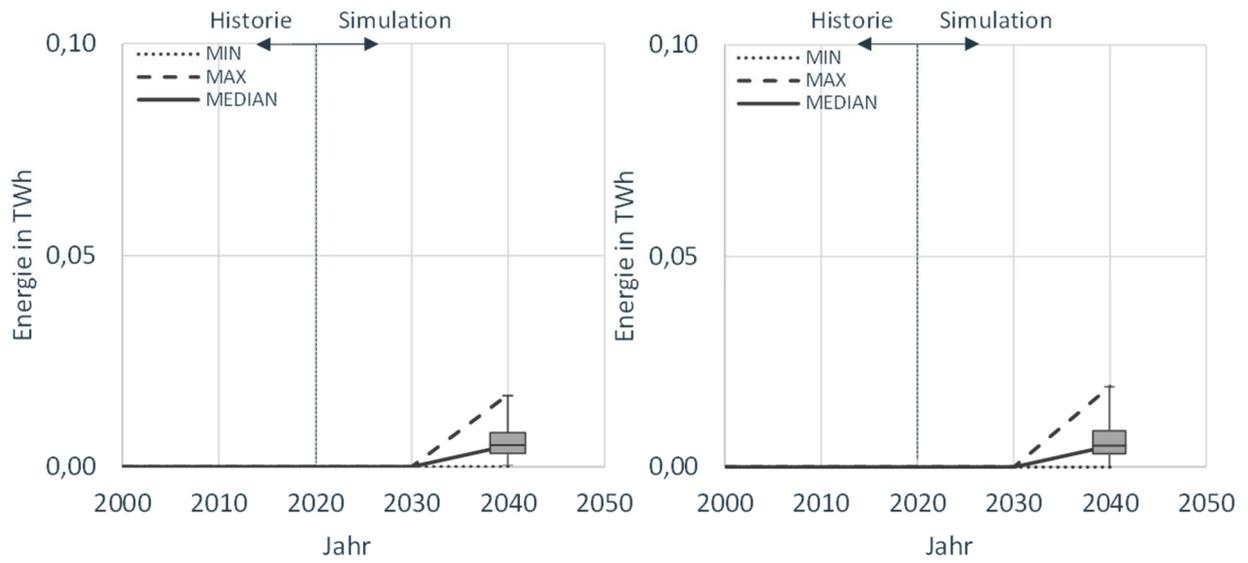


Abbildung 21 Nicht gedeckter Verbrauch für 35 Wetterjahre TYNDP 2020 NT2030, NT 2040 (links) & NT 2040 Klimaneutral (rechts) (eigene Darstellung und Marktsimulationen)