

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN & NETZE,  
DIGITALISIERUNG & ENERGIEWIRTSCHAFT  
LEHRSTUHL FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE UND  
ENERGIEWIRTSCHAFT

STUDIENABSCHLUSSBERICHT FÜR

**WIEN ENERGIE GmbH und VERBUND Energy4Business GmbH**

Aachen, 19. Januar 2023



**FLEXIBILITÄTSOPTIONEN FÜR DEN BETRIEB DES  
ZUKÜNFTIGEN ÖSTERREICHISCHEN  
STROMSYSTEMS**

STUDIE 1: FLEXIBILITÄTSOPTIONEN FÜR DEN BETRIEB DES ZUKÜNFTIGEN  
ÖSTERREICHISCHEN STROMSYSTEMS

STUDIE 2: PROBABILISTISCHE BEWERTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT AM  
STROMMARKT FÜR 2030

Der **Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft** des **Instituts für Elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (IAEW)** gehört zur Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen University. Unter Leitung von **Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser** bilden die mathematische Modellierung, Optimierung und Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Ausbaus und Betriebs von Energieversorgungssystemen Schwerpunkte in Forschung, Lehre und Industrieprojekten. Der Fokus gilt insbesondere den Märkten, der Versorgungssicherheit und Energieübertragung sowie der Systemstabilität im elektrischen Übertragungsnetz.

Durch langjährige Erfahrung als Forschungsinstitut in der Markt-, Netz- und Systemanalyse verfügt das IAEW über detaillierte Kenntnisse und ausgereifte Modelle zur Bewertung von Marktmechanismen, Netzbetriebsstrategien und Netzausbaumaßnahmen sowie der Versorgungssicherheit und Systemstabilität in sektorengesetzten Energiesystemen. Das IAEW hat in Deutschland und im europäischen Ausland eine Reputation in der professionellen und verständlichen Kommunikation energiewirtschaftlicher und netztechnischer Sachverhalte erworben und ist als objektiver Gutachter in strategischen Fragen – auch gegenüber der Regulierungsbehörde – anerkannt.

## **Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser**

Institutsleiter

Schinkelstr. 6, 52062 Aachen

+49 (0) 241 80 97653

[info@iaew.rwth-aachen.de](mailto:info@iaew.rwth-aachen.de)

## **Ansprechpartner**

<b>Studie 1</b>	Sirkka Porada Oberingenieurin + 49 (0) 241 80 97654 <a href="mailto:s.porada@iaew.rwth-aachen.de">s.porada@iaew.rwth-aachen.de</a>	Marius Siemonsmeier Gruppenleiter Energiemärkte + 49 (0) 241 80 97622 <a href="mailto:m.siemonsmeier@iaew.rwth-aachen.de">m.siemonsmeier@iaew.rwth-aachen.de</a>	Peter Wirtz Wissenschaftlicher Mitarbeiter +49 (0) 241 80 92474 <a href="mailto:p.wirtz@iaew.rwth-aachen.de">p.wirtz@iaew.rwth-aachen.de</a>
<b>Studie 2</b>	Jonas Mehlem Oberingenieur + 49 (0) 241 80 97654 <a href="mailto:j.mehlem@iaew.rwth-aachen.de">j.mehlem@iaew.rwth-aachen.de</a>	Kevin Pacco Wissenschaftlicher Mitarbeiter + 49 (0) 241 80 97885 <a href="mailto:k.pacco@iaew.rwth-aachen.de">k.pacco@iaew.rwth-aachen.de</a>	

## Überblick

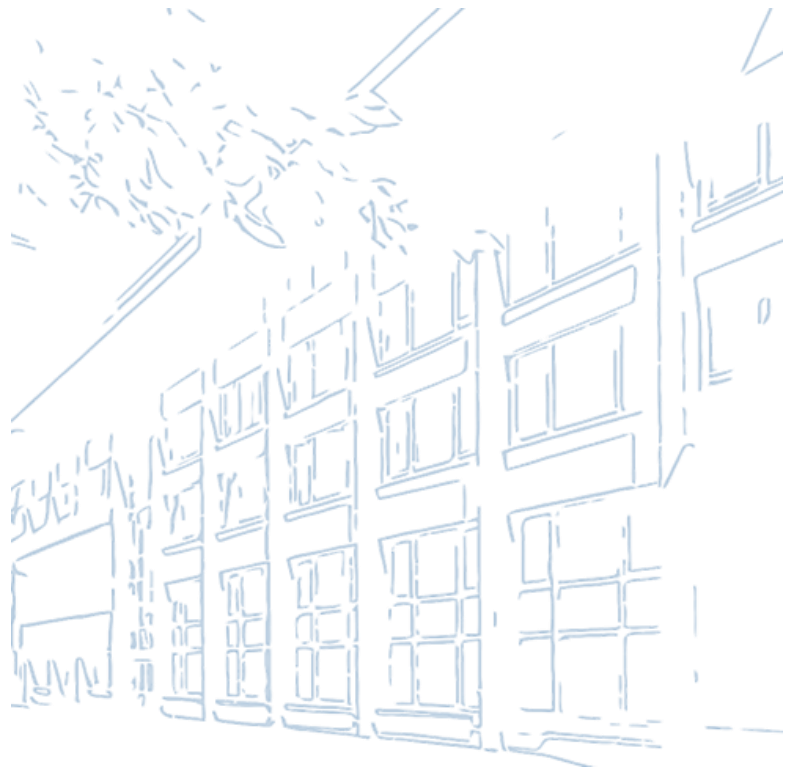
Die Gesamtstudie umfasst die Studien „Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems“ (im Folgenden als **Studie 1** bezeichnet) und „Probabilistische Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt für 2030“ (im Folgenden als **Studie 2** bezeichnet).

Die **Studie 1** fokussiert sich auf die Untersuchung des Betriebs des zukünftigen österreichischen Stromsystems und dessen Flexibilitätsoptionen. Ziel des Projekts ist die Analyse des zukünftigen Bedarfs der verschiedenen Flexibilitätsoptionen zur Stromversorgung Österreichs im gesamteuropäischen Kontext. Im Fokus stehen dabei die Bedarfe, die sich am Strommarkt und im operativen Netzengpassmanagement ergeben.

Die **Studie 2** beschäftigt sich mit den verfügbaren Flexibilitätsoptionen Österreichs im Kontext der Versorgungssicherheit. Folglich ist das Ziel dieser Studie die Versorgungssicherheit des Stromversorgungssystems im Jahr 2030 mit Hilfe eines probabilistischen Simulationsverfahrens zu untersuchen und zu analysieren. Ein weiterer Aspekt der Studie ist die Untersuchung, welchen Einfluss eine Anpassung der Erzeugungskapazität auf die Versorgungssicherheit hat. Der besondere Fokus der Auswertungen liegt auf der Evaluation der Stromimportabhängigkeit von Österreich in Situationen höchster Knappheit.

# **Studie 1:**

## **Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems**



# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>iv</b>
<b>1 Ziel und Vorgehen der Studie</b>	<b>1</b>
<b>2 Szenarien</b>	<b>3</b>
2.1 Überblick.....	3
2.2 Szenarioannahmen für Österreich .....	4
2.3 Szenarioannahmen für das europäische Ausland.....	7
2.4 Weitere Annahmen .....	8
<b>3 Heutiger und zukünftiger Flexibilitätsbedarf</b>	<b>10</b>
<b>4 Einsatz von Flexibilitätsoptionen</b>	<b>13</b>
4.1 Stromerzeugung in Österreich und dem europäischen Ausland.....	13
4.2 Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Vergleich .....	17
4.3 Importe und Exporte elektrischer Energie als Flexibilitätsoption .....	18
4.4 Einsatz hydraulischer Speicher und Batteriespeicher .....	19
4.5 Einsatz gasgefeuerter Anlagen und Power-to-Gas-Anlagen.....	20
4.6 Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen .....	22
4.7 Einfluss steigender Gaspreise .....	26
<b>5 Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur operativen Netzengpassbehebung</b>	<b>31</b>
5.1 Annahmen zur Simulation der operativen Netzengpassbehebung .....	31
5.2 Ergebnisse der operativen Netzengpassbehebung .....	32
<b>6 Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>38</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>41</b>

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>44</b>
<b>Anhang A Szenariorahmen</b>	<b>45</b>
<b>Anhang B Verwendete Modelle und Methoden</b>	<b>51</b>

# 1 Ziel und Vorgehen der Studie

Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens und den Klimaschutzzielen der Europäischen Union verfolgt Österreich eine ambitionierte Klima- und Energiestrategie: Bis 2030 soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 100% des nationalen Gesamtstromverbrauchs bilanziell decken, bis 2050 wird gar der Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft angestrebt. Dies hat einen fundamentalen Wandel im österreichischen Elektrizitätsversorgungssystem zur Folge. Auf Erzeugungsseite werden fossil-gefeuerte Kraftwerke stillgelegt und Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien ausgebaut. Auf Nachfrageseite wird sich die Nachfragestruktur durch Elektrifizierung im Rahmen der Sektorenkopplung stark verändern. Angesichts dieses Wandels steht das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem vor Herausforderungen. Um die Versorgungssicherheit Österreichs und einen sicheren Netzbetrieb auch in Zukunft zu gewährleisten, bedarf das zukünftige österreichische Stromsystem weiterhin ausreichend Flexibilitätsoptionen, um das Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt sicherstellen zu können. Zur Flexibilitätsbereitstellung können neben den bestehenden, häufig großskaligen und zentralen Flexibilitätsoptionen ebenfalls neue, bisher ungenutzte Flexibilitätsoptionen einen Beitrag leisten. So können Im- und Exporte sowie die etablierten gasgefeuerten Erzeugungsanlagen und hydraulischen Speicherkraftwerke um Optionen der Sektorenintegration von Gasen (Power-to-Gas) und Wärme (Power-to-Heat, Kraft-Wärme-Kopplung) ergänzt werden. Zudem können dezentral angeschlossene Anlagen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher als Flexibilitätsoptionen dienen. Insgesamt weisen die Flexibilitätsoptionen aufgrund ihrer Charakteristik unterschiedliche Potentiale zum untertägigen bis jährlichen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage auf.

Diese Studie fokussiert sich auf die Untersuchung des Betriebs des zukünftigen österreichischen Stromsystems und dessen Flexibilitätsoptionen. Ziel des Projekts ist die Analyse des zukünftigen Bedarfs der verschiedenen Flexibilitätsoptionen zur Stromversorgung Österreichs im gesamteuropäischen Kontext.

Vor diesem Hintergrund stellen sich die folgenden Forschungsfragen, die im Rahmen dieser Studie beantwortet werden:

- Wie verändert sich der Flexibilitätsbedarf im österreichischen Stromsystem von heute zu zukünftigen, stark regenerativ geprägten Szenarien?

- Welchen Beitrag können flexible Kraftwerke und Speicher zur Flexibilitätsbereitstellung liefern und wie werden diese eingesetzt?
- Inwiefern beeinflusst die Einhaltung der österreichischen Regierungsziele den Einsatz der flexiblen Kraftwerke und Speicher?

Untersucht wird dazu sowohl der Flexibilitätsbedarf als auch der Einsatz von Flexibilitätsoptionen im gegebenen und zukünftigen österreichischem Elektrizitätsversorgungssystem. Im Fokus stehen dabei die Bedarfe, die sich am Strommarkt und im operativen Netzengpassmanagement ergeben. Andere Flexibilitätsbedarfe des Elektrizitätsversorgungsystems wie die Erbringung von Regelleistung oder anderen Systemdienstleistungen finden Berücksichtigung, stehen aber nicht im Fokus der Studie. Als Flexibilitätsoptionen stehen zentrale flexible Kraftwerke und Speicher im Vordergrund der Untersuchungen. Zudem finden weitere Flexibilitätsoptionen Berücksichtigung, wie der Im- und Export elektrischer Energie im europäischen Strombinnenmarkt, Technologien der Sektorenkopplung sowie der Einsatz dezentraler flexibler Erzeugungsanlagen und Speicher.

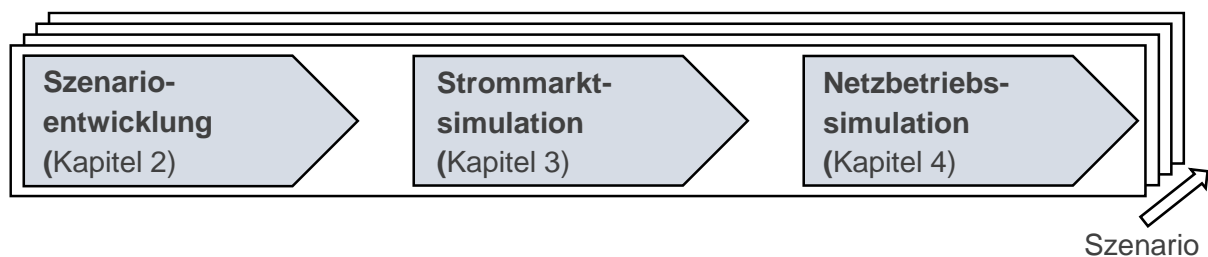


Abbildung 1.1: Übersicht zum Vorgehen der Studie

Das Vorgehen zur Studie gliedert sich grob in Szenarioentwicklung, Markt- und Netzbetriebs-simulation. Die Untersuchungen im Rahmen der Studie erfolgen auf Basis eines europäischen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens und zusätzlicher abgestimmter Parameter, die in Kapitel 2 vorgestellt werden. Für jedes Szenario erfolgt eine Regionalisierung und Zeitreihengenerierung zu den jeweiligen Erzeugungs- und Verbraucheranlagen. Auf dieser Basis werden je Szenario Marktsimulationen durchgeführt, um den Einsatz der Flexibilitätsoptionen an den Strommärkten zu simulieren (vgl. Kapitel 4). Zuletzt werden für jedes Szenario ausgehend von den Ergebnissen der Strommarktsimulation Netzbetriebssimulationen durchgeführt, um Netzengpässe zu identifizieren und deren Behebung im Rahmen der operativen Netzengpassbehebung zu simulieren (vgl. Kapitel 5).

## 2 Szenarien

In diesem Kapitel werden der Szenariorahmen, welcher die Eingangsdaten der Simulationen beinhaltet, sowie weitere Annahmen vorgestellt. Die betrachteten Szenarien sind in enger Abstimmung mit den Auftraggebern definiert worden.

### 2.1 Überblick

Im Rahmen des Projektes werden vier Szenarien betrachtet. Der geographische Betrachtungsbereich umfasst den europäischen Raum (siehe Abbildung 2.1). Im Fokus der Untersuchungen steht Österreich.



Abbildung 2.1: Räumlicher Betrachtungsbereich der Simulationen

Als Stützjahre werden die Jahre 2030 und 2040 verwendet (siehe Abbildung 2.2). Für jedes Stützjahr werden jeweils zwei Szenarien definiert, in denen ausschließlich Parameter in Österreich variiert werden.

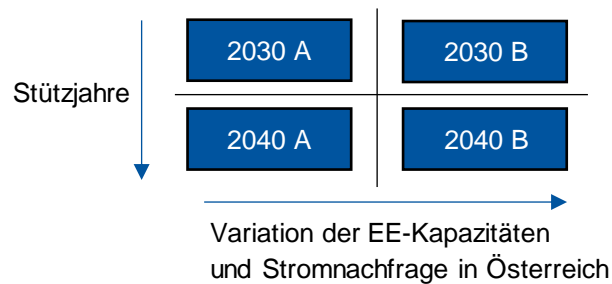


Abbildung 2.2: Schematische Szenarioübersicht (EE = erneuerbare Energien)

Für das europäische Ausland werden hingegen konsistente Parametersets je Stützjahr aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 bzw. Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) 2020 der ENTSO-E benutzt. Da der Szenariorahmen ein ambitioniertes Vorgehen zur Erreichung der Klimaziele auch im europäischen Ausland widerspiegeln soll, wird der „Distributed Energy“-Szenariopfad des TYNDP/MAF gewählt. Dieser ist durch einen starken Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) in ganz Europa, ambitionierte Stilllegungspfade konventioneller Kraftwerke sowie eine hohe Steigerung der Stromnachfrage durch die sektorenübergreifende Elektrifizierung vor. Das Szenario Distributed Energy der ENTSO-E erfüllt zudem die Anforderungen des Fit-for-55-Pakets der Europäischen Kommission. Treibhausgasemissionen werden in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 um über 55 % gegenüber des Jahres 1990 reduziert. Des Weiteren wird der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf über 40 % erhöht.

Im Fokusbereich Österreich werden in Szenario A die Parameter aus dem „Distributed Energy“-Szenariopfad für beide Betrachtungsjahre gewählt. In Szenario B werden abweichend davon Annahmen zum EE-Ausbau und zur Stromnachfrage u.a. nach den Regierungsprogrammzielen Österreichs verwendet (siehe Anhang A).

## 2.2 Szenarioannahmen für Österreich

In diesem Abschnitt werden die Szenarioannahmen der installierten Erzeugungskapazitäten der einzelnen Technologien, der Stromnachfrage und der dezentralen Flexibilitätsoptionen in den jeweiligen Szenarien und Stützjahren für den Fokusbereich Österreich beschrieben.

Die installierten Erzeugungsleistungen für die betrachteten Szenarien und Stützjahre sowie den Status quo<sup>1</sup> sind zum Vergleich in Abbildung 2.3 dargestellt. Für die thermischen Kraftwerke und Speicherkraftwerke bleiben die installierten Leistungen zwischen dem Szenario A und B je Stützjahr unverändert. Bei den gasgefeuerten Anlagen betragen diese für das Stützjahr 2030 3,4 GW und für das Stützjahr 2040 1,7 GW. Die Turbinenleistung der hydraulischen Speicher beläuft sich in beiden Szenarien und Stützjahren auf ca. 9,0 GW. Die installierten Leistungen der EE-Anlagen entsprechen im Szenario A denen des TYNDP/MAF Distributed Energy. Der Zubau von EE-Anlagen im Szenario B wird entsprechend Regierungsprogrammzielen Österreichs angenommen und weist für 2030 leicht geringere installierte Leistungen auf. Für das Stützjahr 2040 wird im Szenario B ein Zubau von Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) so abgeschätzt, dass unter Berücksichtigung markt- und netzbedingter Abregelungen i.H.v. 10 TWh/a Österreichs Stromverbrauch bilanziell zu 100 % mit der Erzeugung von EE-Anlagen gedeckt werden kann.

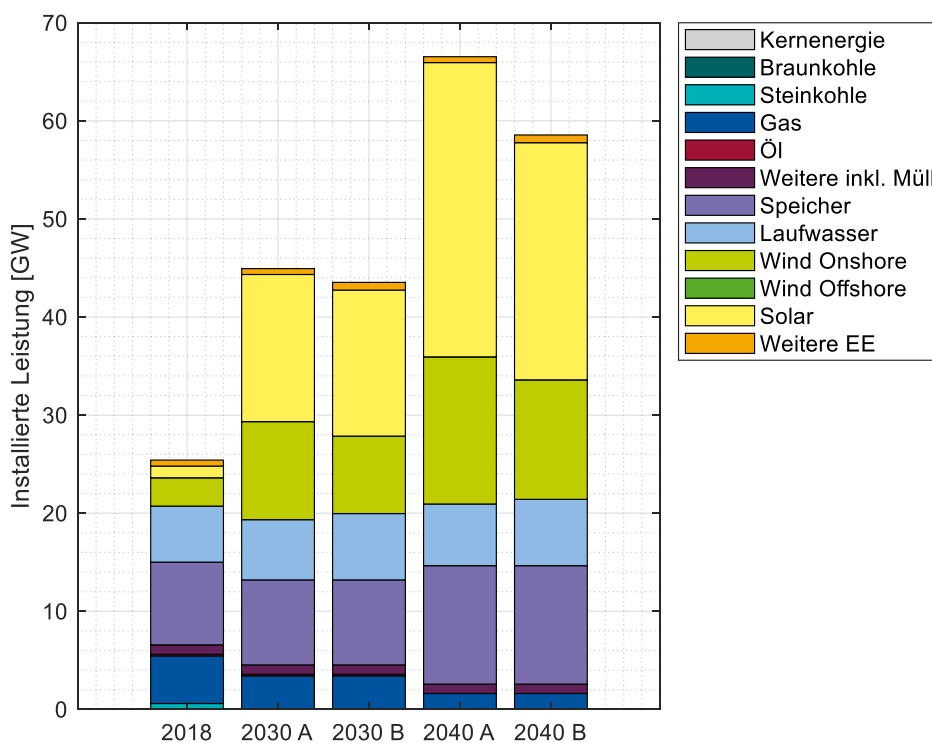


Abbildung 2.3: Installierte Erzeugungskapazitäten in Österreich je Szenario

Die angenommene Stromnachfrage für die betrachteten Szenarien und Stützjahre sowie den Status quo sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Im Szenario B wird 2030 von einer

<sup>1</sup> Die Zahlen zum Status Quo wurden dem ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 entnommen.

Stromnachfrage von 85 TWh/a ausgegangen. Das sind 11 TWh/a weniger als im Szenario 2030 A. Für 2040 wird im Szenario B eine Stromnachfrage von 95 TWh/a angenommen (22,8 TWh/a weniger als im Szenario 2040 A). Weitere detaillierte Szenarioannahmen sind in Anhang A einzusehen.

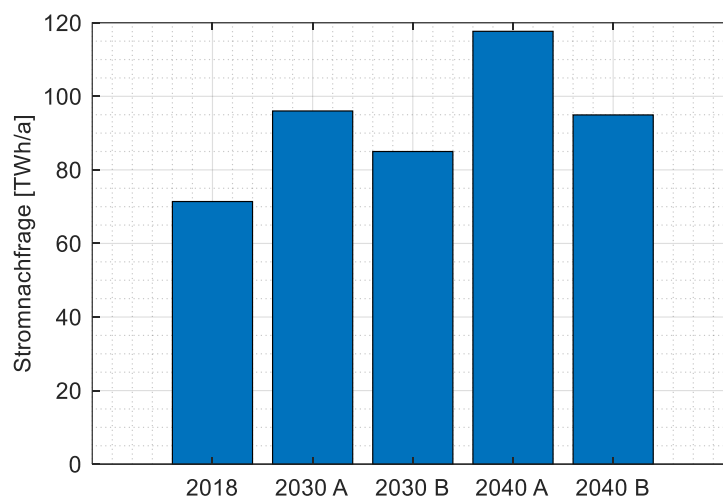


Abbildung 2.4: Stromnachfrage in Österreich je Szenario

Tabelle 1 enthält Annahmen zu weiteren Flexibilitätsoptionen. Es werden dezentrale Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen/Power-to-Heat-Anlagen (P2H-Anlagen). Von den in der Tabelle aufgeführten Mengen bzw. Leistungen der beiden Technologien wird für 50 % der Anlagen eine aktive Marktteilnahme angenommen und modelliert. Weiterhin werden Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen (P2G-Anlagen) berücksichtigt.

Tabelle 1 Annahmen zu weiteren Flexibilitätsoptionen

	2019	2030 A/B	2040 A/B
Elektrofahrzeuge [Tsd.]	30 <sup>2</sup>	466	2.038
Wärmepumpen / P2H-Anlagen [Tsd.]	325 <sup>3</sup>	559	809
Batteriespeicher [GW]	-	0,534	3,0
PtG-Anlagen [GW]	-	1,0	2,0

<sup>2</sup> Bundesverband Elektromobilität Österreich

<sup>3</sup> BMK: Energie in Österreich - Zahlen, Daten Fakten, 2020

## 2.3 Szenarioannahmen für das europäische Ausland

Die installierten Erzeugungskapazitäten für das europäische Ausland für die jeweiligen Stützjahre werden in diesem Abschnitt beschrieben (siehe Abbildung 2.5). Es werden die gleichen Annahmen in Szenario A wie in Szenario B getroffen, da lediglich Annahmen für Österreich variiert werden (siehe Abschnitt 2.2).

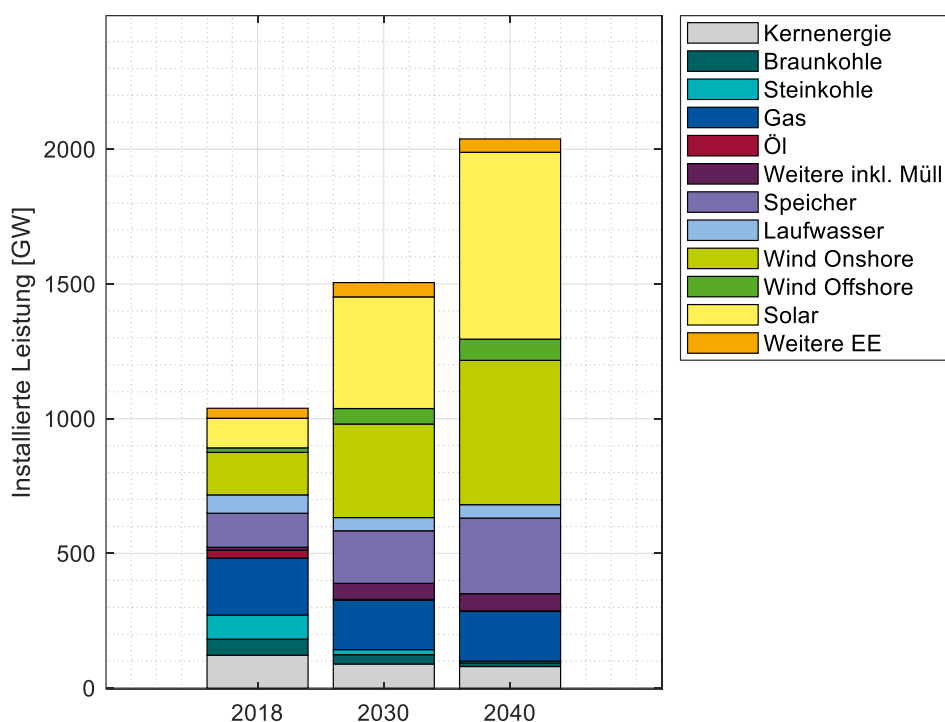


Abbildung 2.5: Installierte Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland je Stützjahr

Wie Abbildung 2.5 zeigt, wird beim „Distributed Energy“-Szenariopfad ein starker Ausbau von EE-Anlagen erwartet. Während der Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in den EU-28-Staaten 2018 noch 32 % betrug, wird dieser Anteil im TYNDP/MAF 2020 mit 64 % 2030 und mit 78 % 2040 angegeben. Zusätzlich werden thermische Erzeugungskapazitäten, insbesondere Kernkraftwerke und kohlegefeuerte Anlagen, zunehmend stillgelegt. Außerdem steigt die Stromnachfrage durch sektorenübergreifende Elektrifizierung (vgl. Abbildung 2.6).

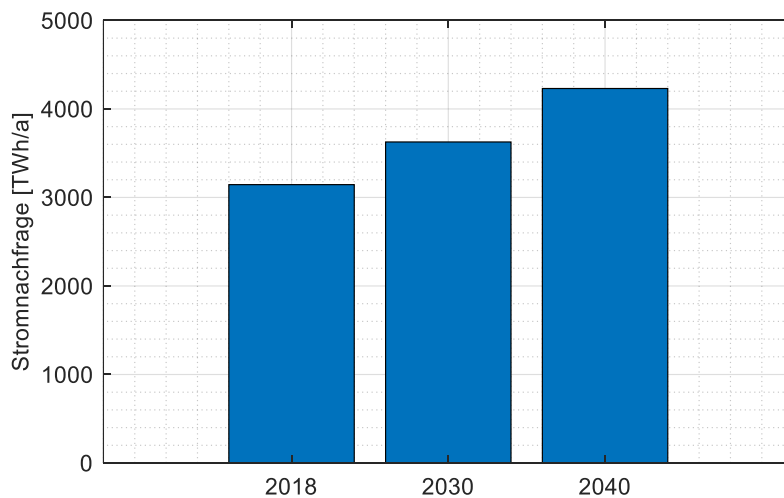


Abbildung 2.6: Stromnachfrage im europäischen Ausland je Stützjahr

## 2.4 Weitere Annahmen

### Preisannahmen

Die Primärenergiepreise und CO<sub>2</sub>-Preise werden gemäß des „Distributed Energy“-Szenariopfads gewählt (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 Primärenergiepreise und CO<sub>2</sub>-Preise

[€/GJ] / [€/tCO <sub>2</sub> ]	2030	2040
Kernenergie	0,47	0,47
Braunkohle	1,10	1,10
Steinkohle	4,30	6,91
Gas	6,91	7,31
Öl (Schweröl)	14,60	17,20
CO <sub>2</sub>	65,00	100,00

Eine Abschätzung der resultierenden Merit Order anhand typischer Wirkungsgrade und spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionen ist in Abbildung 2.7 dargestellt. Die Abschätzung der Grenzkosten zeigt, dass gasgefeuerte Anlagen bereits 2030 günstiger als steinkohlegefeuere Anlagen sind. Somit tritt der Fuel Switch in den betrachteten Szenarien bereits im Stützjahr 2030 ein. Im Jahr 2040 sind gasgefeuere Anlagen die mit Abstand günstigste fossile Technologie.

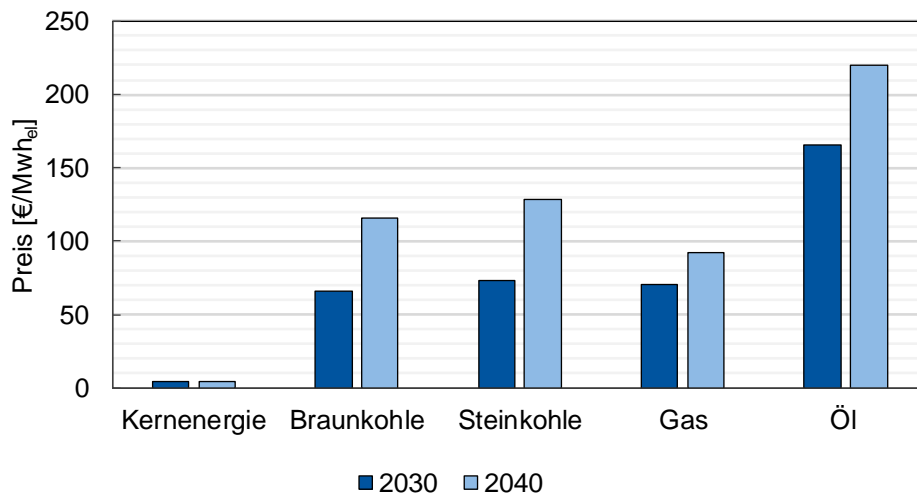


Abbildung 2.7: Abschätzung der Merit Order auf Basis der Preisannahmen

### Übertragungskapazitäten

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Marktsimulationen werden mit Flow-Based Market Coupling (FBMC) modelliert. Für alle Szenarien wird FBMC in der CORE-Region angenommen, bei dem ausschließlich grenzüberschreitende Leitungen begrenzend wirken können. Es wird von einem minRAM<sup>4</sup> von 70 % ausgegangen. Im Übertragungsnetzmodell werden alle bekannten Netzausbau-/zubau-/verstärkungsmaßnahmen aus dem TYNDP 2020 und Netzentwicklungsplan Österreichs (NEP AT) 2020 berücksichtigt. Diese beinhalten keine Maßnahmen, deren Fertigstellung nach 2030 geplant ist.

Für die übrigen Übertragungskapazitäten innerhalb des geographischen Betrachtungsbereichs werden Annahmen zu Net Transfer Capacities (NTC) gemäß des „Distributed Energy“-Szenariopfads gewählt (NTC gegeben für 2030 und 2040).

---

<sup>4</sup> minimum Remaining Available Margin

### 3 Heutiger und zukünftiger Flexibilitätsbedarf

Um den Einsatz von Flexibilitätsoptionen in den betrachteten Szenarien bewerten zu können, wird zunächst der heutige und zukünftige Flexibilitätsbedarf analysiert. Eine wichtige Kenngröße zur Ableitung des Flexibilitätsbedarfes stellt die Residuallast dar. Diese ist die Differenz der Stromerzeugung aus unflexiblen EE-Anlagen und der unflexiblen elektrischen Last. Für eine erste Einordnung des Flexibilitätsbedarfes in Österreich sind in Abbildung 3.1 die Einspeisezeitreihen von Laufwasserkraftwerken, WEA und PVA sowie weiteren EE-Anlagen, wie Biomasseanlagen, und die Lastzeitreihe für das Jahr 2019<sup>5</sup> gezeigt. Es wird deutlich, dass derzeit Laufwasser die Einspeisung aus EE-Anlagen dominiert. Des Weiteren fällt auf, dass im Winter die Residuallast durchgehend positiv ist, während im Sommer bereits vereinzelt Stunden mit negativer Residuallast zu verzeichnen sind.

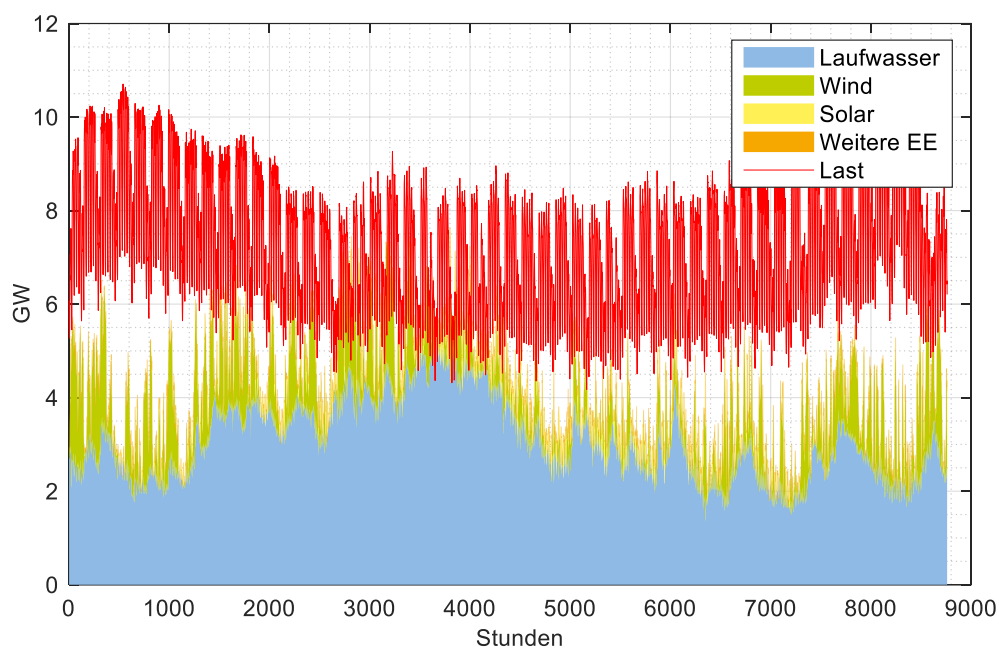


Abbildung 3.1: Stromeinspeisung aus EE-Anlagen und Verbraucherlast in 2019

Der heutige Flexibilitätsbedarf in Form der Residuallast 2019 wird in Abbildung 3.2 als Jahresdauerlinie<sup>6</sup> (JDL) mit den JDL der Residuallasten der betrachteten Szenarien von

<sup>5</sup> Die Zeitreihen sind der ENTSO-E Transparency Platform entnommen.

<sup>6</sup> Die Jahresdauerlinie zeigt die stündlichen Werte der Zeitreihe in absteigender Reihenfolge sortiert.

Österreich verglichen. Aus dem Vergleich geht hervor, dass zukünftig von einer höheren Anzahl von Stunden mit negativer Residuallast auszugehen ist. Verantwortlich dafür ist insbesondere die Zunahme der dargebotsabhängigen Erzeugung aus EE-Anlagen. Zudem zeigt sich an den Enden der JDL, dass zukünftig sowohl höhere positive als auch größere negative Residuallasten aufgenommen werden müssen. Darüber hinaus steigt die aufzunehmende Energiemenge negativer Residuallasten ebenso. Zwischen den Szenarien A und B zeigt sich sowohl 2030 als auch 2040, dass die Residuallast in den A-Szenarien tendenziell höher ist. Insgesamt lässt sich aus der Analyse der Residuallasten schlussfolgern, dass zukünftig ein steigender Flexibilitätsbedarf zu erwarten ist.

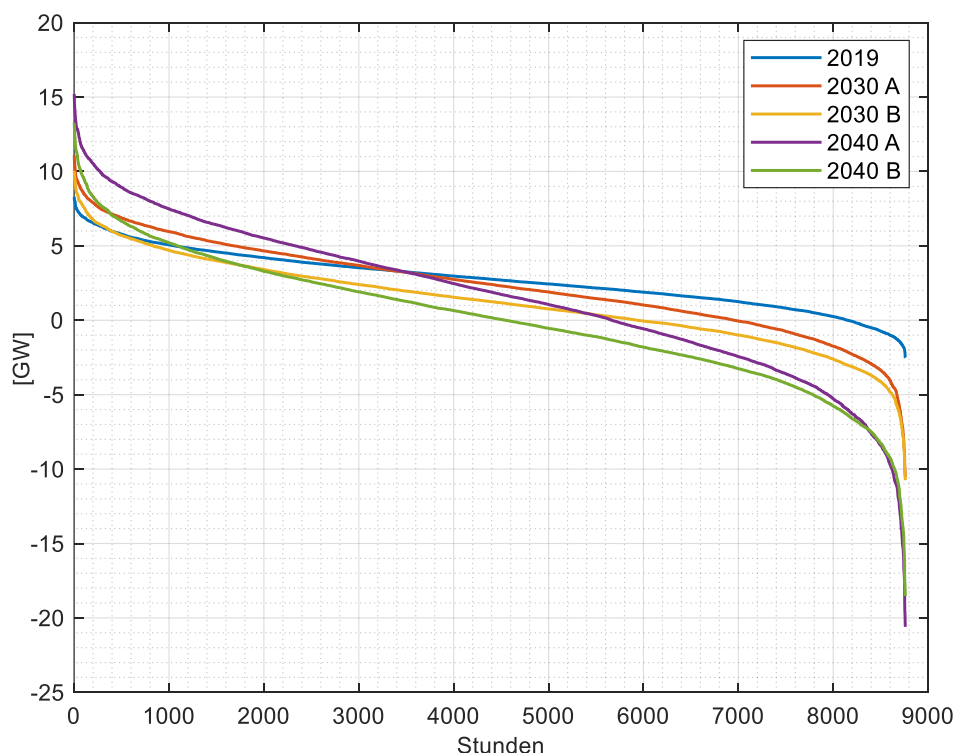


Abbildung 3.2: Jahresdauerlinien der Residuallast in Österreich

Ein weiteres Maß zur Analyse des Flexibilitätsbedarfes beschreiben die Gradienten der Residuallast. Diese sind für Österreich für das Jahr 2019 und für die betrachteten Szenarien in Abbildung 3.3 dargestellt. Als Gradienten der Residuallast wird die Differenz aufeinanderfolgender stündlicher Werte bezeichnet. Der Vergleich verdeutlicht, dass in Zukunft von einer Zunahme positiver sowie negativer Gradienten der Residuallast auszugehen ist. Somit zeigt sich der zukünftig steigende Flexibilitätsbedarf ebenso im Vergleich der Gradienten der Residuallast.

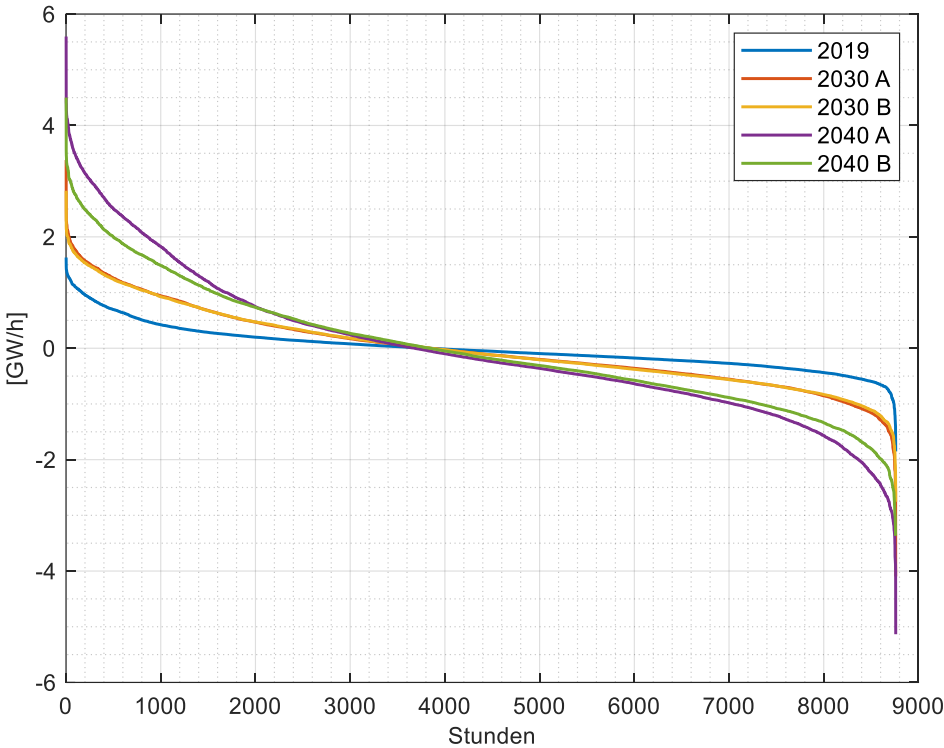


Abbildung 3.3: Dauerlinie der Gradienten der Residuallast in Österreich

## 4 Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Ausgehend von den Szenarien wurden im Rahmen der Studie Marktsimulationen durchgeführt, um den Einsatz der Flexibilitätsoptionen an den Strommärkten für Fahrplanenergie zu simulieren. In diesem Kapitel werden die entsprechenden Ergebnisse beschrieben und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Österreich untersucht. Zunächst wird ein Überblick über die jährlichen Stromerzeugungsmengen gegeben. Anschließend wird der Austausch von elektrischer Energie als Flexibilitätsoption anhand der Nettoposition bewertet. Abschließend wird der Einsatz hydraulischer Speicher, Batteriespeicher, gasgefeuerter Anlagen, Power-to-Gas-Anlagen und dezentraler Flexibilitätsoptionen genauer analysiert.

### 4.1 Stromerzeugung in Österreich und dem europäischen Ausland

Die Ergebnisse der Marktsimulation beinhalten die Einsätze der einzelnen Technologien für das jeweilige Stützjahr und Szenario. Die jährlichen Stromerzeugungsmengen geben einen ersten Überblick über die Einsätze der unterschiedlichen Technologien.

In Abbildung 4.1 sind die jährlichen Stromerzeugungsmengen sowie die -nachfrage in Österreich für das Jahr 2018<sup>7</sup> und die Szenarien von 2030 und 2040 dargestellt. Vom Jahr 2018 zu 2030 steigt die Einspeisung aus EE-Anlagen annahmegemäß in beiden Szenarien an. Die Stromerzeugung gasgefeuerter Anlagen bleibt trotz Stilllegungen in Höhe von 1,4 GW gegenüber 2018 in etwa konstant. Die Auslastung gasgefeuerter Anlagen nimmt dementsprechend 2030 zu. Weiterhin fällt 2030 auf, dass Österreich zum Nettoexporteur wird. Das Szenario 2030 A unterscheidet sich von Szenario B im Wesentlichen entsprechend den Annahmen durch eine deutlich höhere Stromnachfrage und leicht höhere EE-Einspeisung (vgl. Anhang A). Im Szenario B, das den österreichischen Regierungsprogrammzielen folgt, wird der österreichische Stromverbrauch bilanziell zu 100 % aus der Stromerzeugung von EE-Anlagen gedeckt.

---

<sup>7</sup> Die Zahlen zum Status Quo wurden dem ENTSO-E Statistical Factsheet 2018 entnommen.

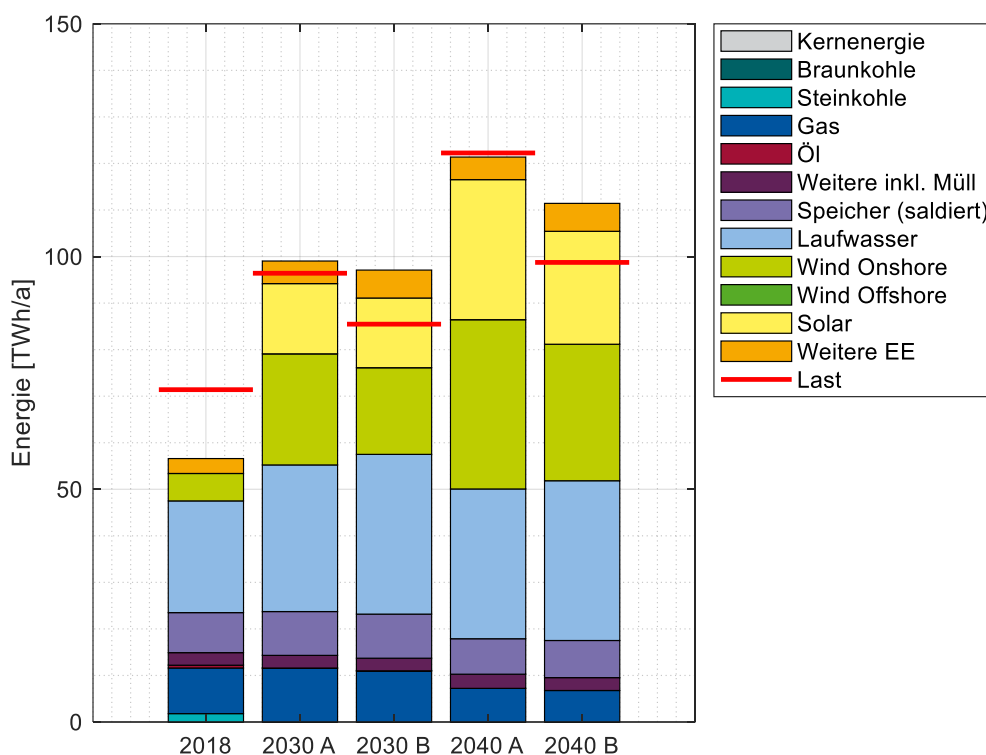


Abbildung 4.1: Jährliche Stromerzeugungsmengen und -nachfrage in Österreich nach Szenario

Die Stromerzeugungsmenge aus EE-Anlagen (WEA und PVA) steigt 2040 im Vergleich zu 2030 weiter gemäß den Annahmen. Die Stromerzeugung aus gasgefeuerten Anlagen nimmt insgesamt aufgrund von Stilllegungen in Höhe von 1,7 GW in den 2040er Szenarien ab. In beiden Szenarien tritt eine leichte marktbedingte Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen i.H.v. 0,1 TWh/a auf. Der Vergleich des Szenarios 2040 A mit dem Szenario 2040 B zeigt ähnliche Tendenzen wie der Vergleich der 2030er Szenarien, jedoch sind diese vergleichsweise stärker ausgeprägt. So ist im Szenario 2040 A der jährliche Stromverbrauch annahmegemäß deutlich höher und die Einspeisung aus EE-Anlagen leicht höher als in Szenario 2040 B. Im Szenario A ist Österreich Nettoimporteur und kann den Stromverbrauch dementsprechend nicht zu 100 % aus der Stromerzeugung von EE-Anlagen decken. Im Szenario B wird der österreichische Stromverbrauch bilanziell zu mehr als 100 % aus der Stromerzeugung von EE-Anlagen gedeckt, und Österreich ist Nettoexporteur.

Abbildung 4.2 stellt die jährlichen Stromerzeugungsmengen des Status quo denen der Szenarien 2030 und 2040 für das europäische Ausland gegenüber. Die Stromerzeugung aus EE-Anlagen steigt ausgehend von 2018 hin zu 2030 und weiter zu 2040 annahmegemäß an. Ebenso steigt die Stromnachfrage durch die sektorenübergreifende Elektrifizierung bis 2030 und weiter bis 2040 an. Des Weiteren nimmt die Stromerzeugung aus

Kernkraftwerken und kohlegefeuerten Anlagen insbesondere aufgrund von Stilllegungen ab 2030 gegenüber 2018 ab. Dieser Trend setzt sich bis 2040 fort. Zuletzt ist ein Rückgang der Stromerzeugung gasgefeuerter Anlagen bis 2030 zu erkennen, der insbesondere auf Stilllegungen vergleichsweise älterer Anlagen zurückzuführen ist. 2040 steigt diese Stromerzeugung wieder aufgrund der Inbetriebnahme neuer gasgefeuerter Kraftwerke an.

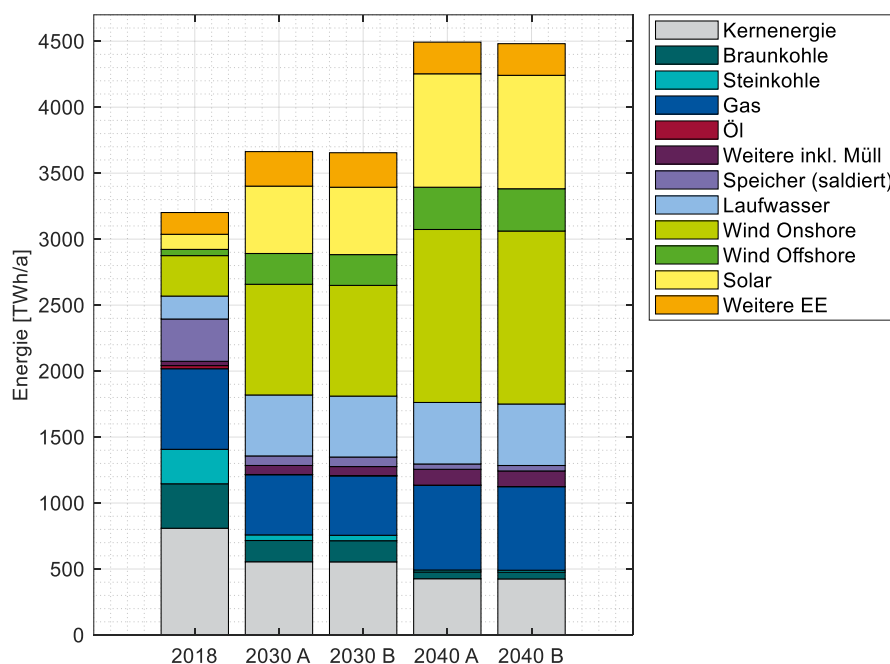


Abbildung 4.2: Jährliche Stromerzeugungsmengen im europäischen Ausland nach Szenario

Da der europäische Binnenmarkt für elektrische Energie stark gekoppelt ist und Österreich inmitten des europäischen Verbundsystems hohen Einflüssen des europäischen Auslands unterliegt, wird zuletzt ein Überblick über den internationalen Stromaustausch 2030 und 2040 gegeben.

Abbildung 4.3 zeigt die aggregierten jährlichen Nettoposition für Szenario 2030 B (sowie die Differenz zum Szenario 2030 A). Österreich ist in beiden Szenarien Nettoexporteur. Dabei beträgt die aggregierte Nettoposition in Szenario B 11,5 TWh/a und ist damit 9,0 TWh/a höher als in Szenario A. Dies ist insbesondere auf die niedriger angenommene Stromnachfrage zurückzuführen. Im europäischen Ausland sind weitreichende Änderungen zu bisherigen jährlichen Nettopositionen festzustellen. So wird insbesondere Deutschland aufgrund ambitionierter Annahmen zur Stilllegung thermischer Erzeugungskapazitäten und einer großen Steigerung der Stromnachfrage zum Nettoimporteur. Größter Nettoexporteur ist Frankreich mit ca. 129 TWh/a Überschuss in beiden Szenarien.

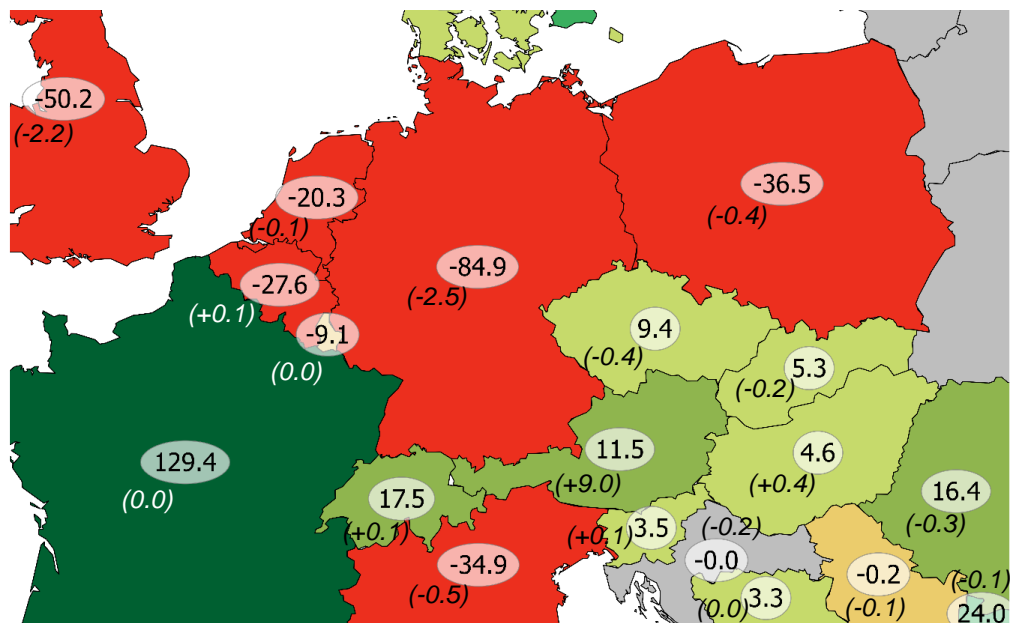


Abbildung 4.3: Aggregierte Nettoposition in TWh/a für Szenario 2030 B (in Klammern: Differenz zu 2030 A)

Analog zu Abbildung 4.3 zeigt Abbildung 4.4 die aggregierten jährlichen Nettoposition für das Szenario 2040 B. Österreich ist im Szenario 2040 B weiterhin Nettoexporteur in vergleichbarer Größenordnung, während Österreich im Szenario 2040 A einen leichten Importüberschuss aufweist. Im europäischen Ausland verstärkt sich insbesondere der Importüberschuss Deutschlands auf mehr als 160 TWh/a.

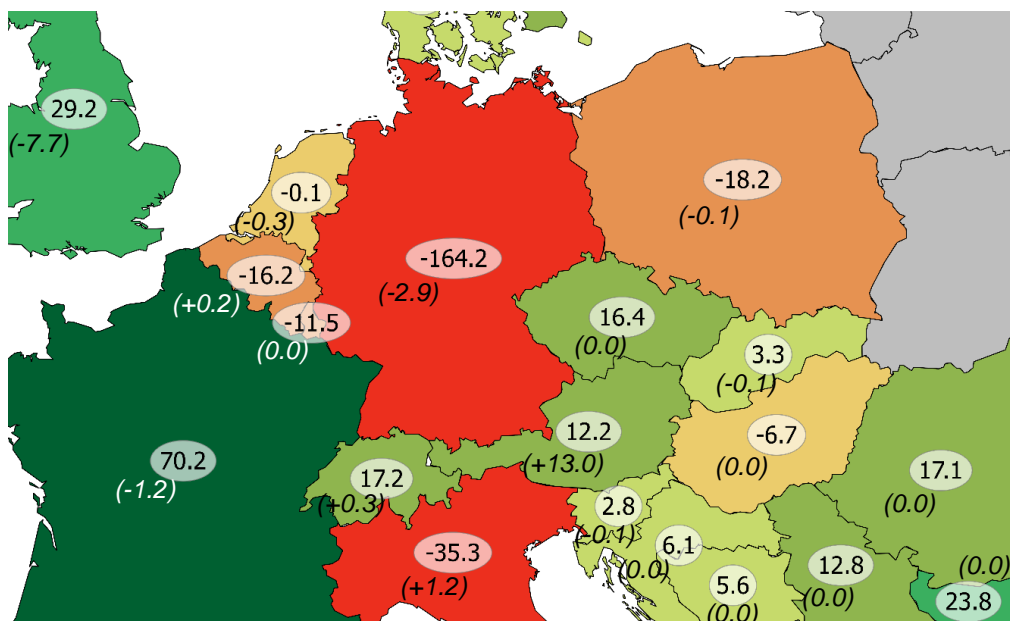


Abbildung 4.4: Aggregierte Nettoposition in TWh/a für Szenario 2040 B (in Klammern: Differenz zu 2040 A)

## 4.2 Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Vergleich

Nachfolgend werden die verschiedenen Einsatzzwecke von Flexibilitätsoptionen exemplarisch am Beispiel des Szenarios 2030 A aufgezeigt. Dazu zeigt Abbildung 4.5 einen Ausschnitt verschiedener Fahrplan-, Residuallast- und Nettopositionszeitreihen für einen exemplarischen Simulationszeitraum.

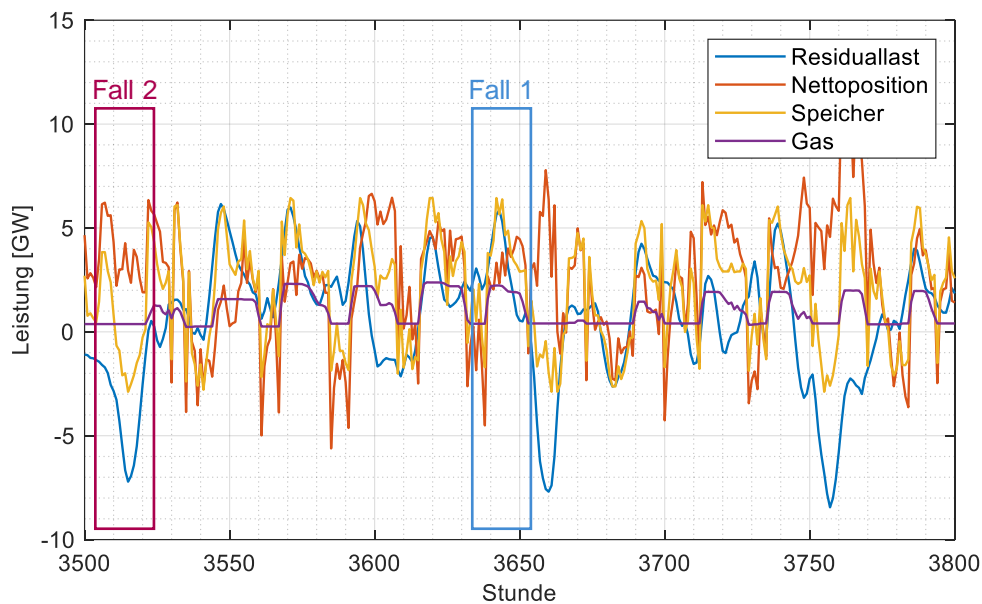


Abbildung 4.5: Erzeugungszeitreihe der gasgefeuerten Anlagen, der hydr. Speicher, Nettoposition und Residuallast für einen Zeitraum von ca. 2 exemplarischen Wochen im Sommer (Szenario 2030 A)

Anhand der Grafik können zwei Fälle identifiziert werden. Im ersten Fall, bei positiver Residuallast, werden gasgefeuerten Anlagen und Speicher zur Flexibilitätsbereitstellung eingesetzt. Die Nettoposition ist in diesen Fällen meist positiv, da auch in benachbarten Marktgebieten Flexibilitätsbedarf besteht. Im zweiten Fall ist die Residuallast negativ. Dann werden hydraulische Speicher im Pumpmodus betrieben, und Batterien speichern ein. Zudem wird dann häufig elektrische Energie in benachbarte Marktgebieten exportiert.

Die exemplarischen Einsätze veranschaulichen, dass österreichische Flexibilitätsoptionen zum einem zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs in Österreich eingesetzt werden und zum anderen Flexibilität über die Marktgebietsgrenzen hinweg bereitstellen. Im Folgenden werden die Einsätze der verschiedenen Flexibilitätsoptionen im Detail analysiert.

### 4.3 Importe und Exporte elektrischer Energie als Flexibilitätsoption

Importe und Exporte elektrischer Energie im europäischen Binnenmarkt stellen eine zentrale Flexibilitätsoption für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem dar. Abbildung 4.6 zeigt die JDL der stündlichen Nettopositionen Österreichs 2019, sowie die simulierten Werte für 2030 und 2040. Die JDL lassen erkennen, dass Österreich zukünftig in deutlich mehr Stunden exportiert. Außerdem zeigt sich an den Enden der Dauerlinien, dass die maximalen Im- und Exporte in 2030 deutlich höher als in 2019 sind und 2040 weiter ansteigen. Zudem unterscheiden sich die Nettopositionen zwischen den Szenarien A und B in den jeweiligen Stützjahren. Somit wirken sich die Änderungen des Szenariorahmens direkt auf die Importe und Exporte von elektrischer Energie mit dem europäischen Ausland aus.

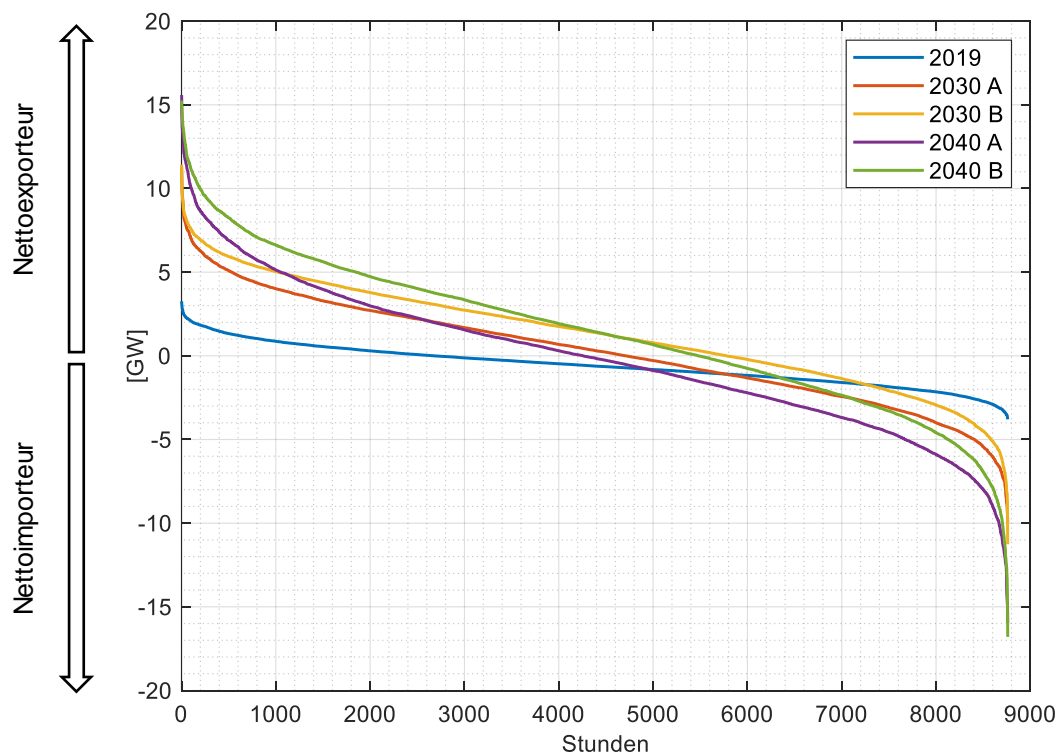


Abbildung 4.6: Dauerlinie der Importe/Exporte Österreichs für alle Szenarien und 2019

Insgesamt wird deutlich, dass Importe und Exporte von elektrischer Energie von signifikanter systemischer Bedeutung für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem sind. In Zukunft werden sowohl Importe als auch Exporte weiter ansteigen und als Flexibilitätsoption an Bedeutung gewinnen.

## 4.4 Einsatz hydraulischer Speicher und Batteriespeicher

Hydraulische Speicher haben einen hohen Anteil an den österreichischen Erzeugungskapazitäten und stellen daher eine zentrale Flexibilitätsoption im österreichischen Elektrizitätsversorgungssystem dar. Die installierte Leistung hydraulischer Speicher wird in allen Szenarien mit etwa 9,0 GW angenommen. Zusätzlich zu den hydraulischen Speichern werden auch Batteriespeicher für die Bereitstellung von Flexibilität eingesetzt. 2030 beträgt die installierte Leistung dieser ca. 0,5 GW und 2040 ca. 3 GW. Abbildung 4.7 zeigt den Einsatz der Speicher zur Flexibilitätsbereitstellung anhand der JDL ihrer saldierten Erzeugung<sup>8</sup>.

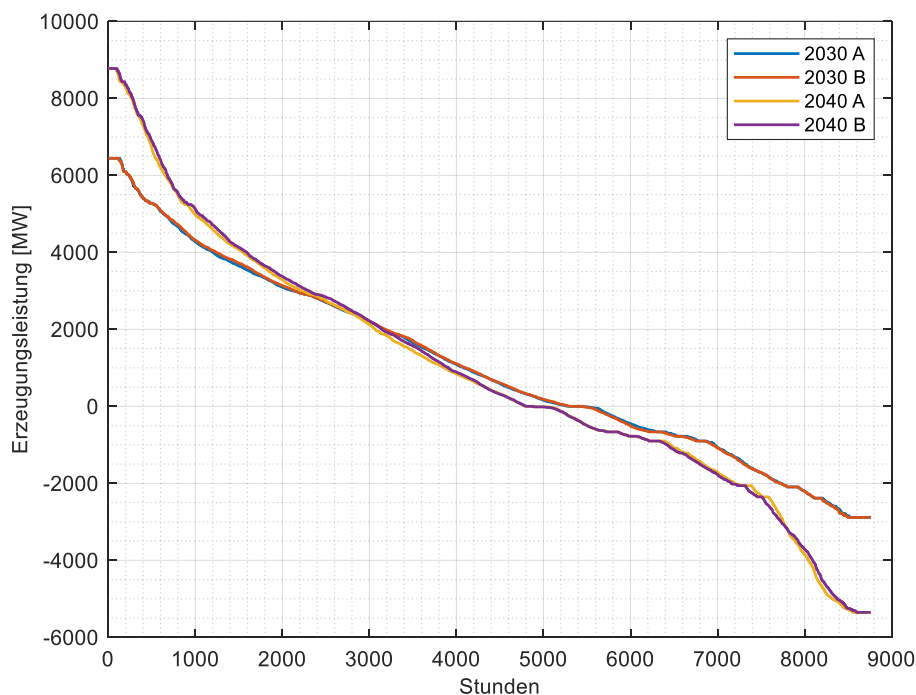


Abbildung 4.7: Dauerlinie der saldierten Erzeugung der hydraulischen Speicher und Batteriespeicher in Österreich

Aus den Dauerlinien geht eine hohe Flexibilitätsbereitstellung der Speicher sowohl in positive Richtung durch den Turbineneinsatz und die Ausspeicherung aus den Batterien als auch in negative Richtung durch Pumpeneinsatz und Einspeicherung in die Batterien hervor. Die höheren Leistungen 2040 sind auf die zusätzlichen Batteriespeicher zurück-

<sup>8</sup> ohne die Bereitstellung von Regelreserve

zuführen. Zwischen den Szenarien A und B zeigen sich in den Stützjahren trotz unterschiedlicher Flexibilitätsbedarfe kaum Veränderungen, was auf eine in allen Szenarien sehr hohe Ausnutzung der Speicher als Flexibilitätsoption zurückzuführen ist.

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass die hydraulischen Speicher und Batteriespeicher weiterhin eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen und in der Lage sind, hohe negative und positive Residuallasten auszugleichen. Zudem zeigt sich, dass die Speicher bereits 2030 in allen Szenarien hoch ausgelastet sind und zusätzliche Speicherkapazitäten, wie in den Szenarien von 2040 angenommen, ebenso stark ausgenutzt werden.

#### **4.5 Einsatz gasgefeuerter Anlagen und Power-to-Gas-Anlagen**

In diesem Abschnitt wird der Einsatz gasgefeuerter Anlagen und Power-to-Gas-Anlagen als Flexibilitätsoptionen untersucht. Abbildung 4.8 zeigt die JDL sowie die Volllaststunden der Erzeugung<sup>9</sup> der gasgefeuerten Anlagen in Österreich für alle betrachteten Szenarien.

---

<sup>9</sup> ohne die Bereitstellung von Regelreserve

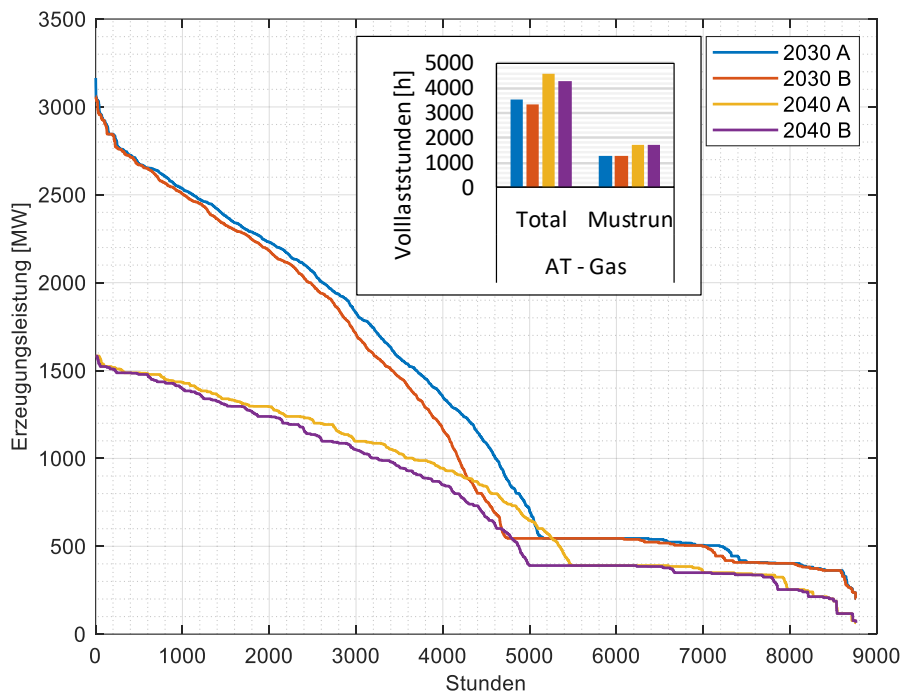


Abbildung 4.8: Dauerlinie der Erzeugung und Volllaststunden der gasgefeuerten Anlagen in Österreich

Aus dem Vergleich der Dauerlinien wird ersichtlich, dass gasgefeuerten Anlagen in ca. 4.700 Stunden bis 5.400 Stunden pro Jahr je nach Szenario zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs eingesetzt werden. In den verbleibenden Stunden entspricht die Erzeugung der Must-Run-Verpflichtung, wie bspw. zur Deckung von Industrie- oder Fernwärmebedarfen. Die höhere Erzeugungsmenge in den 2030er Szenarien resultiert aus den höheren Erzeugungskapazitäten in diesen Szenarien. Jedoch sind die Volllaststunden 2030 geringer. Bei den 2030er Szenarien beträgt die Anzahl der Volllaststunden etwas mehr als 3300 (bei 3,4 GW installierter Leistung), bei den 2040er Szenarien über 4200 (bei 1,7 GW installierter Leistung). Aufgrund der höheren Stromnachfrage in den A-Szenarien ist der Einsatz gasgefeuerter Anlagen in diesen Szenarien leicht höher als in den B-Szenarien. Die Unterschiede zwischen den Szenarien A und B des jeweiligen Stützjahres machen deutlich, dass die gasgefeuerten Anlagen sensibler auf geänderte Flexibilitätsbedarfe reagieren als die Speicher (vgl. Abschnitt 4.4).

Power-to-Gas-Anlagen werden nur selten eingesetzt. Die Anzahl der Einsatzstunden pro Jahr sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3 Einsatzstunden der Power-to-Gas-Anlagen

[h/a]	2030	2040
Szenario A	530	670
Szenario B	612	741

Schließlich wird deutlich, dass gasgefeuerte Anlagen auch in Zukunft eine wichtige Flexibilitätsoption für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem darstellen. Die Simulationen zeigen, dass die Stromerzeugung aufgrund der Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten zwar sinkt, deren Ausnutzungsgrad zur Bereitstellung von Flexibilität aber steigt. Im Hinblick auf den Brennstoff ist insbesondere 2040 der Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Gasen und damit eine CO<sub>2</sub>-neutrale Stromerzeugung aus gasgefeuerten Anlagen denkbar.

## 4.6 Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen

Neben den meist großskaligen zentralen Flexibilitätsoptionen können ebenfalls dezentrale Flexibilitätsoptionen Flexibilität bereitstellen. Dazu gehören bspw. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, die mit den verbundenen Speichern Lastverschiebepotentiale aufweisen. Im Rahmen der Studie wird, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, angenommen, dass 50 % dieser Anlagen am Spotmarkt vermarktet werden. Dabei wird der Einsatz unter Einhaltung der zugrundeliegenden Wärmebedarfe und Fahrprofile und der verfügbaren Lastverschiebepotentiale am Spotmarkt optimiert.

Nachfolgend wird der Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen am Beispiel von Szenario 2030 A erläutert. In Abbildung 4.9 ist die aktive Verbraucherlast der passiven Verbraucherlast für das Szenario 2030 A gegenübergestellt. Die aktive Verbraucherlast beschreibt die Summe der statischen Last und der vermarkteten Einsätze dezentraler Flexibilitätsoptionen. Die passive Verbraucherlast beschreibt dementsprechend die statische Verbraucherlast und den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen, wenn diese bedarfsgeführt statt marktgeführt eingesetzt werden. Die hinzugefügte Residuallast entspricht der Differenz aus passiver Verbraucherlast und EE-Einspeisung.

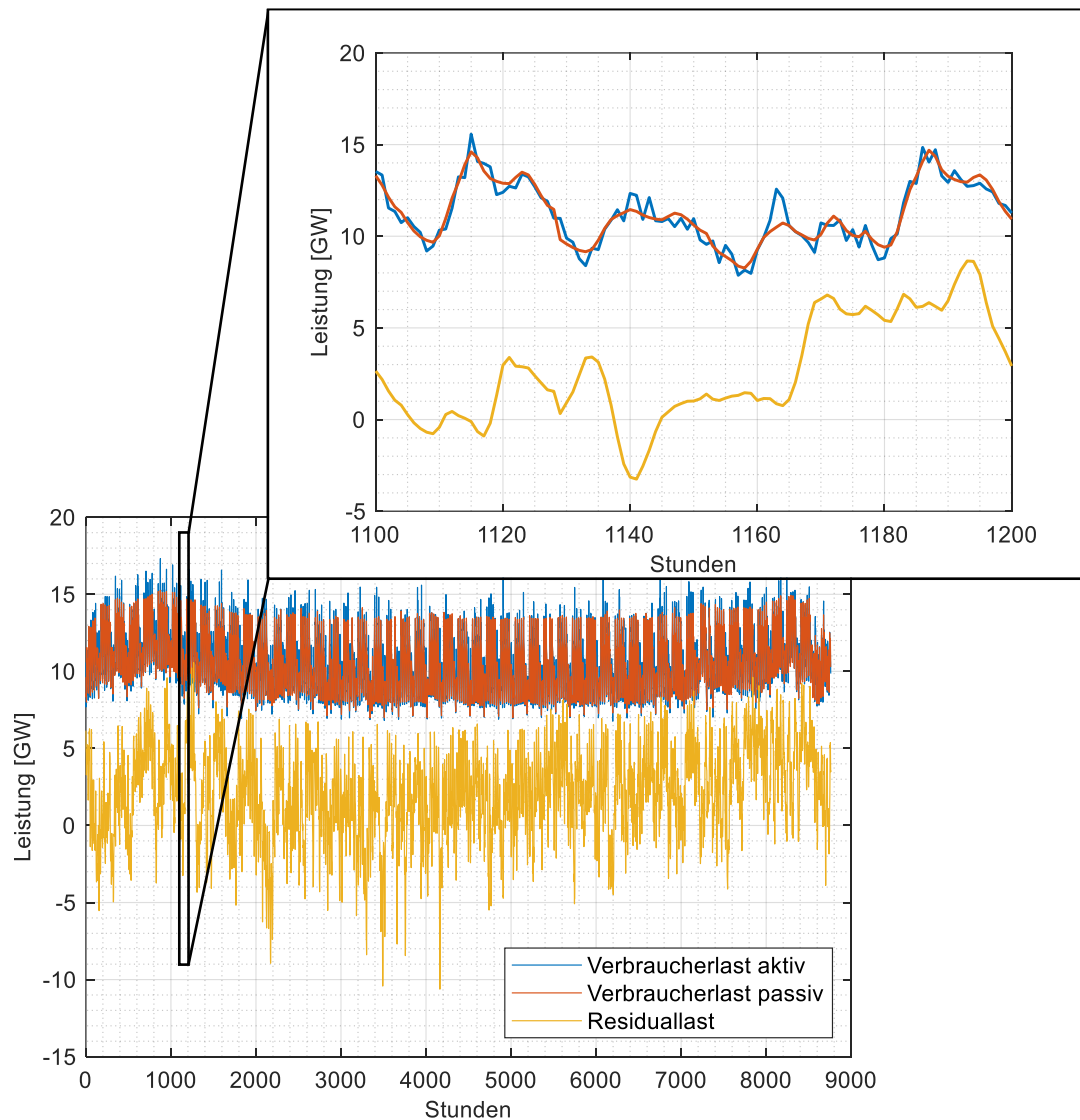


Abbildung 4.9: Aktive und passive Verbraucherlast für das Szenario 2030 A

Der Verlauf der Zeitreihen zeigt, dass die aktive Verbraucherlast höhere Lastspitzen insbesondere bei hoher EE-Einspeisung und negativer Residuallast aufweist. Außerdem sind höhere Lastspitzen vor der Zunahme der Residuallast festzustellen. Somit wird deutlich, dass die Vermarktung der dezentralen Flexibilitätsoptionen an den Spotmärkten zu höheren Lastspitzen führt und eine höhere Gleichzeitigkeit der Last zur Folge hat.

Der Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen wird nachfolgend zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Szenarios 2030 A unterschieden. Abbildung 4.10 zeigt dazu die Zeitreihen des Anteils der Last der dezentralen Flexibilitätsoptionen. Dabei wird zwischen aktiv vermarktetem Einsatz und bedarfsgeführter Fahrweise unterschieden. Der aktive Anteil entspricht dabei der Summe des aktiven Einsatzes aller betrachteten Technologien. Des Weiteren ist in Abbildung 4.10 die Residuallast

analog zu Abbildung 4.9 dargestellt. Außerdem ist der vermarktete Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen nach Technologie aufgeschlüsselt abgebildet.

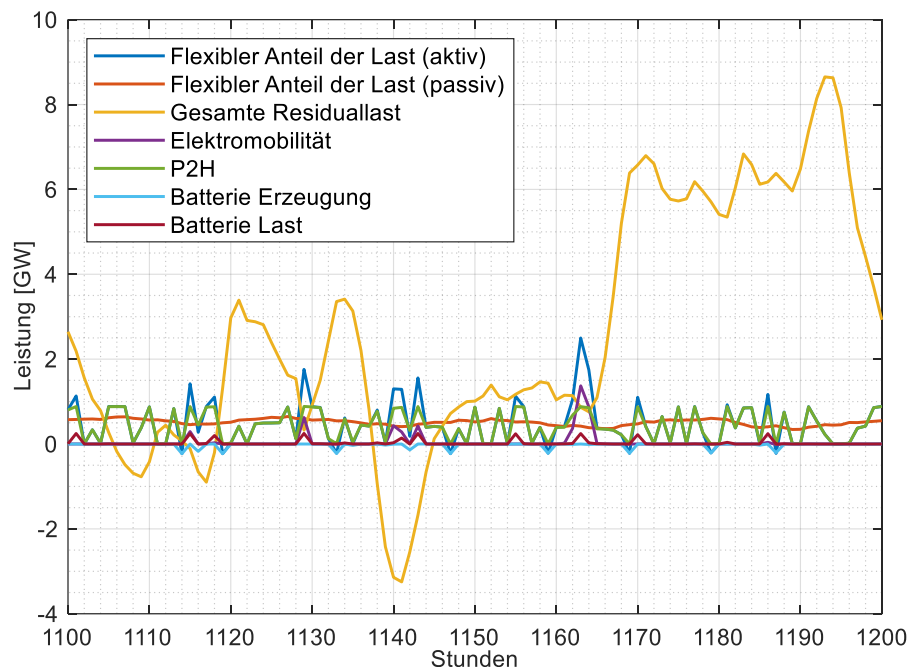


Abbildung 4.10: Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen nach Technologie für das Szenario 2030 A

Power-to-Heat-Anlagen werden häufig eingesetzt. Diese müssen vorrangig den zugrundeliegenden Wärmebedarf decken. Das Verschiebepotential ist aufgrund vergleichsweise niedriger Speichervolumina gering. Elektrofahrzeuge müssen vorrangig so geladen werden, dass erforderliche Ladezustände sichergestellt werden. Dabei sind diese nur zeitweise ans Stromnetz angeschlossen und werden daher als Flexibilitätsoption seltener eingesetzt. Das Lastverschiebepotential hingegen ist entsprechend vergleichsweise größerer Speichervolumina höher. Dies wird in selteneren, aber höheren Einsätzen der Elektrofahrzeuge deutlich. Während bei Power-to-Heat-Anlagen und Elektrofahrzeuge nur eine Lastverschiebung möglich ist, können Batterien flexibel elektrische Energie ein- und speichern. Der Einsatz ist lediglich durch die Speichervolumina eingeschränkt. Die exemplarischen Einsätze zeigen somit, dass eine Flexibilitätsbereitstellung durch dezentrale Flexibilitätsoptionen im Rahmen der ggf. zugrundeliegenden Bedarfe und Restriktionen möglich ist und ausgenutzt wird.

Abschließend wird der Einsatz der vermarkteten dezentralen Flexibilitätsoptionen (aktiv) in den Szenarien A und B dem bedarfsgeführten Einsatz (passiv) anhand der JDL gegenübergestellt. Abbildung 4.11 zeigt die Dauerlinien für die Szenarien 2030. Das maximale Lastverschiebepotential im Stützjahr 2030 beträgt etwa 3 GW. In ca. 650 Stunden ist der aktive Einsatz durch eine hohe Gleichzeitigkeit des Einsatzes der Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und dem Einspeichern in die Batterien gekennzeichnet. Im Großteil der Stunden beläuft sich der Unterschied zwischen dem vermarkteten und dem bedarfsgeführten Einsatz der Anlagen auf +/- 0,4 GW, was in etwa der kumulierten Anlagenleistung der vermarkteten Wärmepumpen 2030 entspricht. Zuletzt wird die Entladung von Batterien in ca. 700 Stunden genutzt, in denen die Gesamtlast negativ ist. Zwischen den Szenarien A und B treten keine sichtbaren Unterschiede auf.

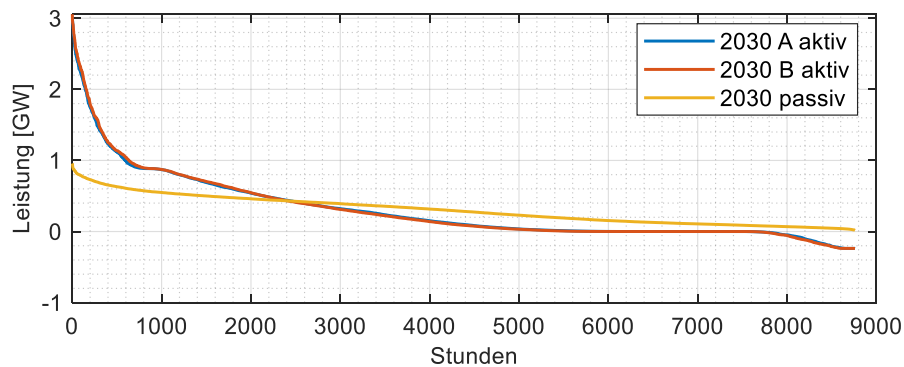


Abbildung 4.11: Jahresdauerlinie des aktiven und passiven flexiblen Anteils der Verbraucherlast

Abbildung 4.12 zeigt die Dauerlinien analog für die Szenarien 2040. Das maximale Lastverschiebepotential beläuft sich 2040 auf ca. 11 GW. Wiederrum zeigt sich in bis zu 1.000 Stunden eine hohe Gleichzeitigkeit der Last der dezentralen Flexibilitätsoptionen. Im überwiegenden Teil der Stunden ist die Lastverschiebung durch die Wärmepumpen mit ca. +/- 0,6 GW gekennzeichnet. Die Nutzung der Entladung von Batterien erfolgt in ca. 1000 Stunden. Wiederrum sind zwischen Szenario A und B kaum Unterschiede erkennbar.

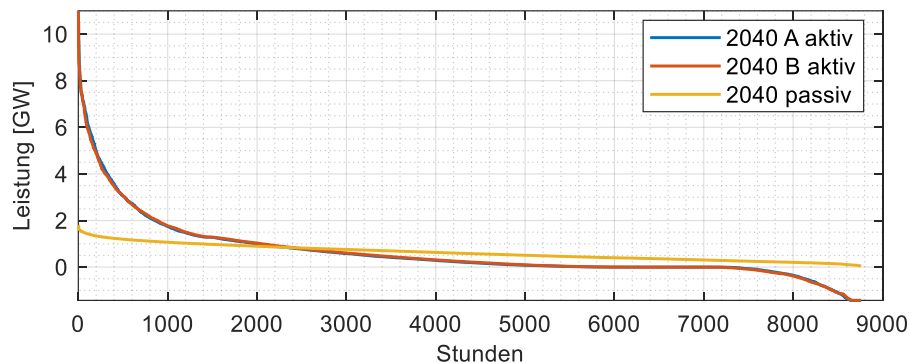


Abbildung 4.12: Jahresdauerlinie des aktiven und passiven flexiblen Anteils der Verbraucherlast

Insgesamt wird deutlich, dass die dezentralen Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer zugrundeliegenden Bedarfe und Restriktionen eingesetzt werden können. Die Simulationen zeigen, dass deren Flexibilitätspotential voll ausgeschöpft wird und in einer höheren Gleichzeitigkeit der Last resultieren.

## 4.7 Einfluss steigender Gaspreise

Der aktuelle Konflikt zwischen Russland und Ukraine führt zu steigenden Preisen fossiler Energieträger. Insbesondere der Preis für Erdgas ist seit Ende 2021 stark angestiegen. Aufgrund des aktuellen politischen Konflikts strebt die europäische Union zwar eine Unabhängigkeit von russischem Erdgas der europäischen Energieversorgung an, allerdings sind Alternativen, wie bspw. flüssiges Erdgas, mit deutlich höheren Transportkosten verbunden. Folglich ist es möglich, dass kurz- bis mittelfristig deutlich höhere Erdgaspreise eintreten als in 2.4 angenommen wurde. Langfristig strebt die europäische Union jedoch eine CO<sub>2</sub>-neutrale und von fossilen Energieträgern unabhängige Energieversorgung an. Daher ist zu erwarten, dass steigende Erdgaspreise insbesondere die Energieversorgung im Betrachtungsjahr 2030 beeinflussen.

Um den Einfluss der steigenden Gaspreise auf den Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu analysieren, wurde eine Sensitivitätsanalyse für das Szenario 2030 B durchgeführt, in der ein Anstieg des Gaspreises um 35 % unterstellt wurde. Abbildung 4.13 zeigt die resultierende abgeschätzte Merit-Order. Da keine Anpassung des CO<sub>2</sub>-Preises vorgenommen wurde, liegen die Grenzkosten gasgefeuerter Anlagen weiterhin über den Grenzkosten der Stein- und Braunkohlekraftwerke. Darüber hinaus wurden in dem betrachteten Szenario die Turbinen – und Pumpleistung der hydraulischen Speicher in Österreich um 2 GW erhöht. Für dieses angepasste Szenario 2030 B – Sensi wurde ebenfalls eine

FBMC-Strommarktsimulation durchgeführt und die Ergebnisse mit den Ergebnissen des 2030 B-Szenarios verglichen, um den Einfluss der steigenden Gaspreise auf den Einsatz der Flexibilitätsoptionen auszuwerten.

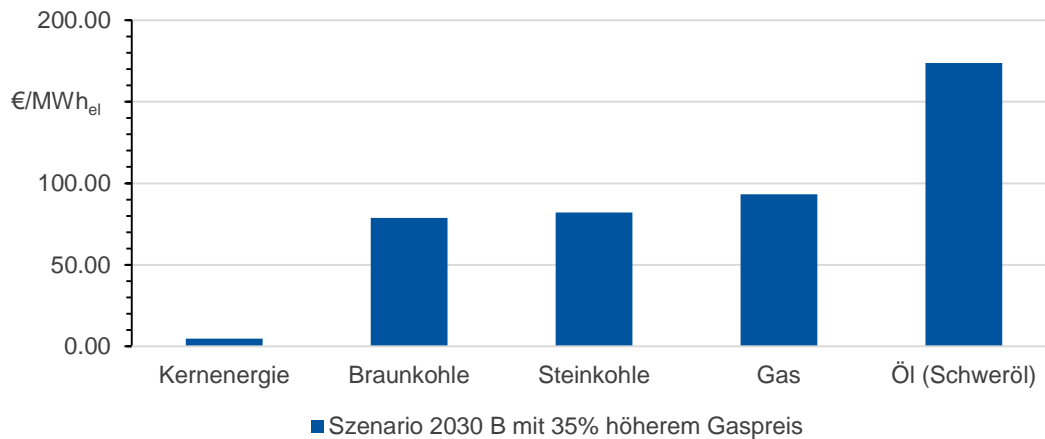


Abbildung 4.13: Abgeschätzte Merit Order bei steigenden Gaspreisen

Abbildung 4.14 zeigt links die resultierenden jährlichen Stromerzeugungsmengen in Europa (ohne Österreich) für die beiden Szenarien. Rechts in Abbildung 4.14 ist außerdem die Änderung der Stromerzeugungsmengen für Europa (ohne Österreich) dargestellt, die sich in Folge des höheren Gaspreises ergibt. Die Auswertung zeigt deutlich, dass die Stromerzeugung durch gasgefeuere Anlagen in Europa stark abnimmt und insbesondere durch den Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerke substituiert wird. Außerdem reduzieren sich die Importe aus Österreich sowie die Nettostromerzeugung durch hydraulische Speicherkraftwerke. Letzteres ist auf einen verstärkten Pumpeinsatz der hydraulischen Kraftwerke zurückzuführen. Abbildung 4.15 zeigt die jährlichen Stromerzeugungsmengen in Österreich für die beiden 2030 B Szenarien. Auch in Österreich reduziert sich die Stromerzeugung durch gasgefeuere Anlagen signifikant. Da in dem betrachteten 2030 B Szenario in Österreich jedoch keine Kohlekraftwerke mehr in Betrieb sind, findet in Österreich keine Substitution durch Kohlekraftwerke statt. Stattdessen reduzieren sich die Stromexporte zum Ausland. Darüber hinaus ist auch in Österreich eine Reduktion der Nettostromerzeugung hydraulische Pumpspeicherkraftwerke zu beobachten, was ebenfalls auf einen erhöhten Pumpeinsatz zurückzuführen ist.

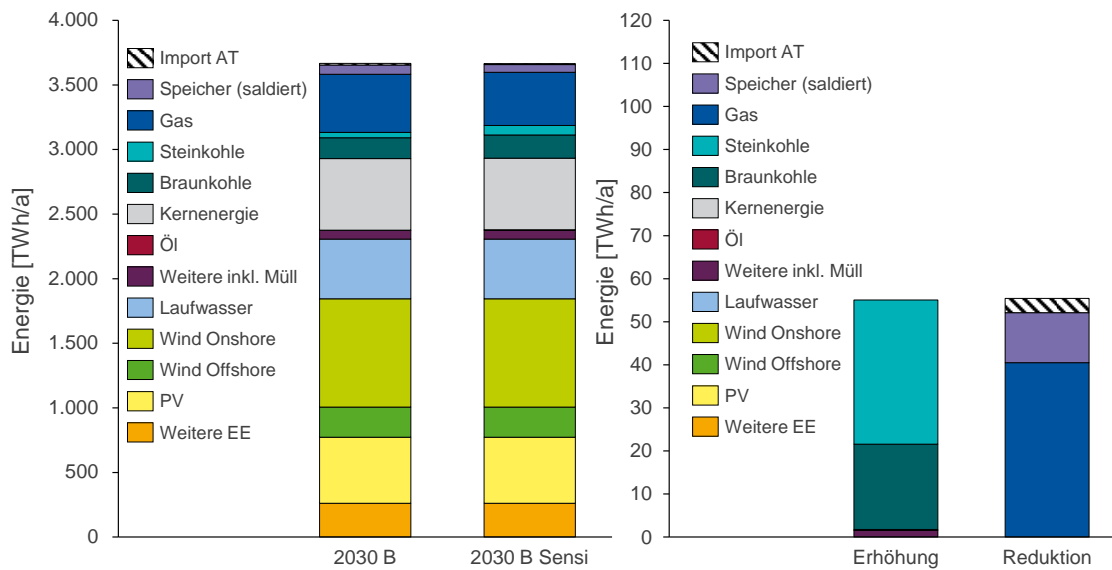


Abbildung 4.14: Jährliche Stromerzeugungsmengen in Europa (ohne Österreich) (links) und Veränderung durch den Anstieg des Gaspreises (rechts)

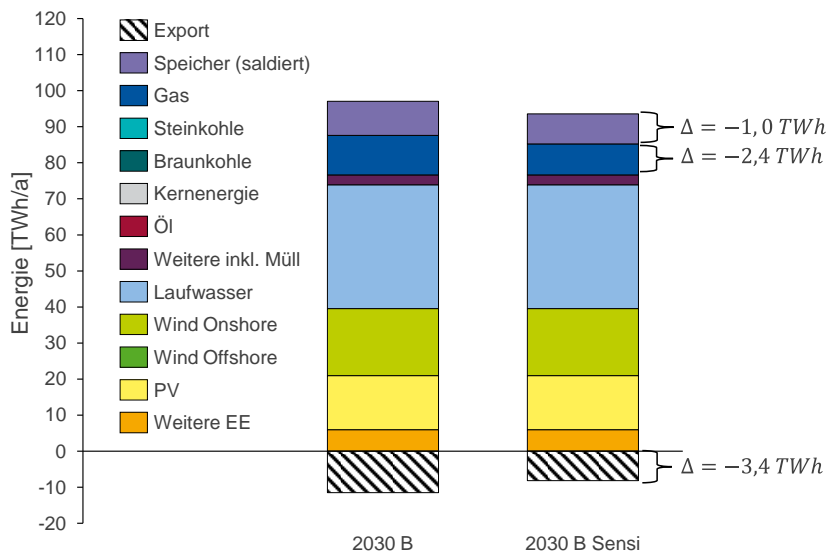


Abbildung 4.15: Jährliche Stromerzeugungsmengen in Österreich

Eine Analyse der Jahresdauerlinie der Im- und Exporte in Österreich verdeutlicht dabei, dass die steigenden Gaspreise insbesondere die Stromimporte Österreichs erhöhen. In Folge der erhöhten Stromimporte verringert sich die Nettoposition Österreichs.

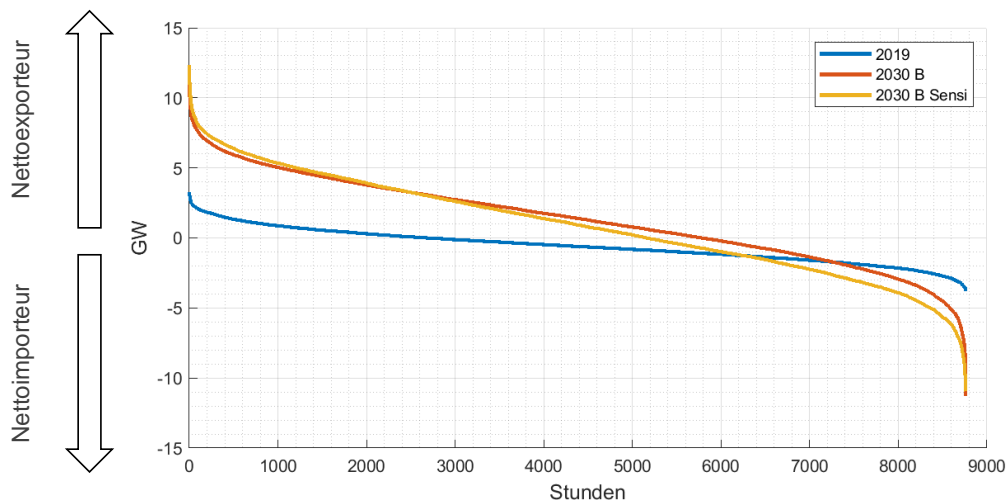


Abbildung 4.16: Jahresdauerlinie der Stromim- und -exporte für Österreich

Insgesamt ist Österreich auch bei erhöhten Gaspreisen Nettostromexporteur und die Im- und Exporte elektrische Energie stellen auch in dem Szenario 2030 B - Sensi eine relevante Flexibilitätsoption dar. Neben den Im- und Exporten elektrischer Energie stellen außerdem hydraulische Kraftwerke und Batteriespeicher eine relevante Flexibilitätsoption dar. Dies verdeutlicht Abbildung 4.17, in der die Dauerlinie der saldierten Erzeugung der hydraulischen Anlagen und Batteriespeicher für die beiden Szenarien dargestellt ist. Sowohl die Stromerzeugung als auch der Strombezug der hydraulischen Kraftwerke steigt in der Sensitivitätsuntersuchung signifikant an. Die zusätzliche Turbinen- und Pumpleistung wird in der Sensitivitätsuntersuchung folglich ausgenutzt, um Flexibilität für den Strommarkt bereitzustellen.

Abbildung 4.18 zeigt die Jahresdauerlinie der Erzeugung gasgefeuerter Kraftwerke in Österreich für die beiden Szenarien. Diese Abbildung verdeutlicht, dass der steigende Gaspreis zu einer deutlichen Reduktion der Stromerzeugung durch gasgefeuerte Anlagen führt. Sowohl die Einsatzstunden (Reduktion um 800 h/a) als auch die Volllaststunden gasgefeuerter Anlagen (Reduktion um 731 Volllaststunden) reduzieren sich durch die steigenden Gaspreise signifikant. Auch die Einsatzstunden der Power-to-Gas Anlagen reduzieren sich deutlich (Reduktion um 116 h/a). Insgesamt führt der steigende Gaspreis folglich dazu, dass die Flexibilitätsbereitstellung durch gasgefeuerte Anlagen in Österreich stark abnimmt. Der Flexibilitätsbedarf in Österreich wird stattdessen hauptsächlich durch Im- und Exporte elektrischer Energie sowie durch den Einsatz hydraulische Speicher und Batteriespeicher gedeckt.

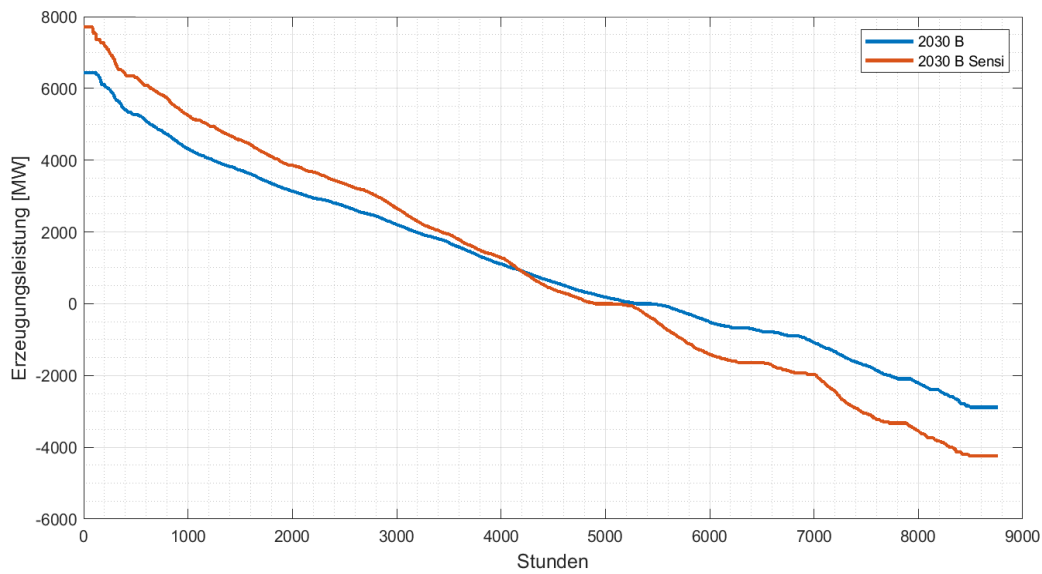


Abbildung 4.17: Dauerlinie der saldierten Erzeugung der hydr. Anlagen und Batteriespeicher in Österreich

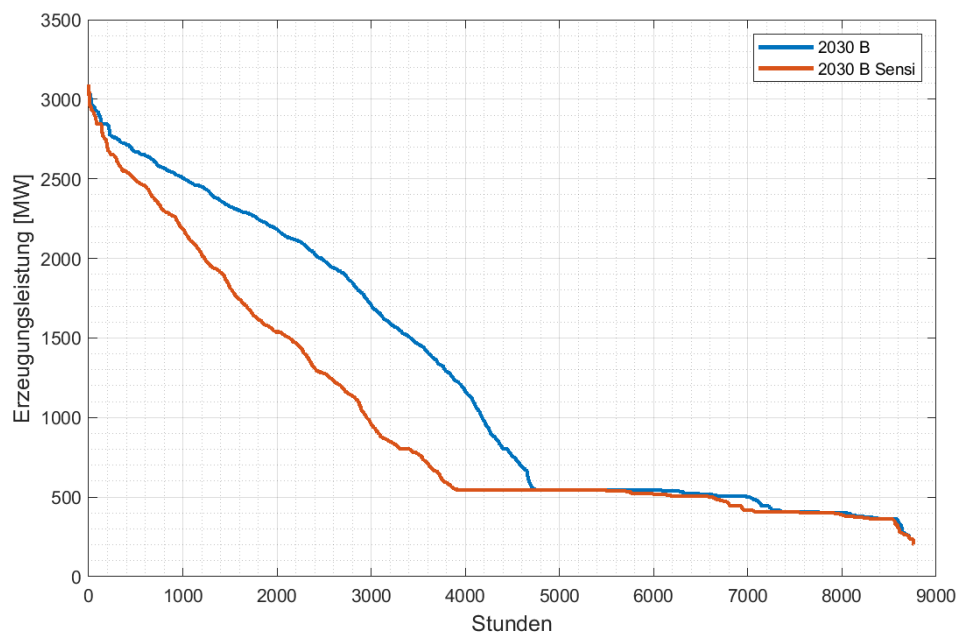


Abbildung 4.18: Dauerlinie der Erzeugung der gasgefeuerten Kraftwerke in Österreich

## **5 Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur operativen Netzengpassbehebung**

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erfolgt neben dem Fahrplanenergiemarkt (vgl. Kapitel 4) ebenso zur operativen Netzengpassbehebung. Dabei ergreift der Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen, um Netzengpässe zu beheben und damit einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Eine wesentliche Maßnahme ist der sog. Redispatch, bei dem der Übertragungsnetzbetreiber in den Fahrplan von Erzeugungsanlagen eingreift. In diesem Kapitel werden zunächst die grundlegenden Annahmen zur Simulation der operativen Netzengpassbehebung beschrieben und anschließend die Ergebnisse der Simulationen der Szenarien diskutiert.

### **5.1 Annahmen zur Simulation der operativen Netzengpassbehebung**

Grundsätzlich wird die Simulation der operativen Netzengpassbehebung für die Szenarien 2030 und 2040 mit dem in Kapitel Anhang B beschriebenen Verfahren zur Netzbetriebssimulation durchgeführt. Dabei wird das beschriebene Übertragungsnetzmodell verwendet, das die bekannten Netzausbau-, -zubau- und -verstärkungsmaßnahmen berücksichtigt. Dies schließt lediglich Vorhaben mit einer Fertigstellung bis 2030 ein, so dass das Netzmodell für 2040 dem Netzmodell für 2030 gleicht.

Im Anschluss an die Lastfluss- und Ausfallrechnungen auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation wird der Einsatz der Maßnahmen in der operativen Netzengpassbehebung simuliert. Im Kern besteht diese Simulation aus einem Optimierungsproblem zur Minimierung der Mengen bzw. Kosten der Maßnahmen. Mithilfe spezifischer Kostenterme in der Zielfunktion wird eine Priorisierung der Maßnahmen angestrebt, sodass netzbezogene vor marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden und insbesondere der Vorrang der Einspeisung aus EE-Anlagen gewährt wird. Weiterhin werden zum Cross-Border-Redispatch nach Marktergebnis volle Potentiale der Anrainerstaaten von Österreich angenommen. Dabei ist nicht berücksichtigt, dass solche Potentiale bereits zur Behebung von Netzengpässen in den Übertragungsnetzen der Anrainer verwendet

werden könnten. Außerdem erfolgt der Einsatz der Maßnahmen ausschließlich zur Behebung von strombedingten Engpässen. Dabei werden die maximalen Strombelastbarkeiten entsprechend einem flächendeckenden Einsatz des sog. *Dynamic Line Rating* im österreichischen Übertragungsnetz berücksichtigt. Spannungsbedingte Engpässe werden aufgrund unzureichender Blindleistungsmodelle der unterlagerten Verteilernetze und der Erzeugungsanlagen vernachlässigt.

## 5.2 Ergebnisse der operativen Netzengpassbehebung

Zunächst werden mit den Last- und Einspeisesituationen, die aus den Marktsimulationen der Szenarien folgen, Lastfluss- und Ausfallrechnungen durchgeführt. Die resultierenden strombedingten Netzengpässe im österreichischen Übertragungsnetz sind in Abbildung 5.1 anhand der kumulierten Überlastarbeit dargestellt. Die Überlastarbeit, d.h. die Arbeit der die Stromgrenzwerte übersteigenden Leistungsflüsse, weist auch in Zukunft signifikante Mengen auf. Insbesondere aufgrund der zentralen Lage Österreichs im kontinentaleuropäischen Verbundsystem tragen hohe Transitflüsse zum Transporterfordernis im österreichischen Übertragungsnetz bei. Unter den gegebenen Annahmen ist die Überlastarbeit 2040 deutlich höher als 2030. Zwischen den Szenarien der Stützjahre bestehen kaum Unterschiede.

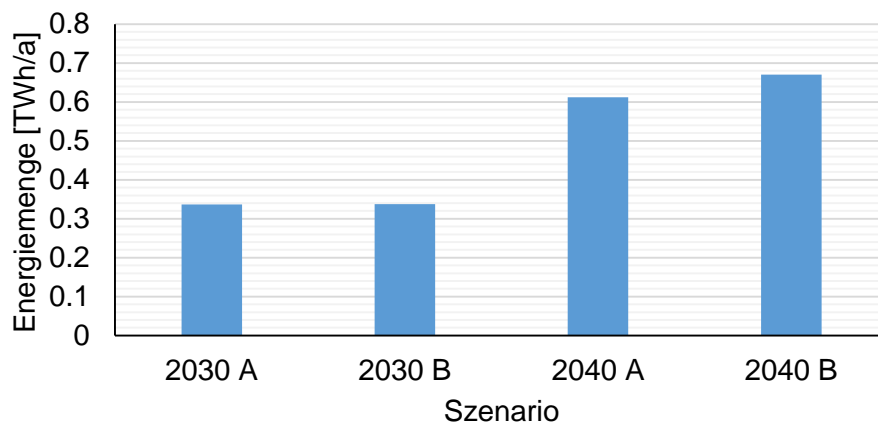


Abbildung 5.1: Kumulierte jährliche Überlastarbeit im österreichischen Übertragungsnetz

Die in der Lastfluss- und Ausfallsimulation identifizierten Netzengpässe im österreichischen Übertragungsnetz werden anschließend in der Engpassmanagementsimulation durch Netzengpassbehebungsmaßnahmen behoben. Abbildung 5.2 zeigt die kumulierte Energiemenge aller eingesetzten Maßnahmen in den Szenarien. Zur groben Einordnung ist die historische Menge aus 2019 hinzugefügt. Es wird deutlich, dass zur Behebung

der identifizierten Netzengpässe in den zukünftigen Szenarien signifikante Mengen an Netzengpassbehebungsmaßnahmen notwendig sind. Diese fallen in 2040 höher als in 2030 aus. Während sich die Mengen in 2030 kaum unterscheiden, werden in 2040 im A-Szenario deutlich mehr Maßnahmen als im B-Szenario eingesetzt. Schließlich wird aus der Übersicht der Netzbelastung und der Mengen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen in den Zukunftsszenarien deutlich, dass weiterhin mit einem hohen Flexibilitätsbedarf zur operativen Netzengpassbehebung zu rechnen ist.

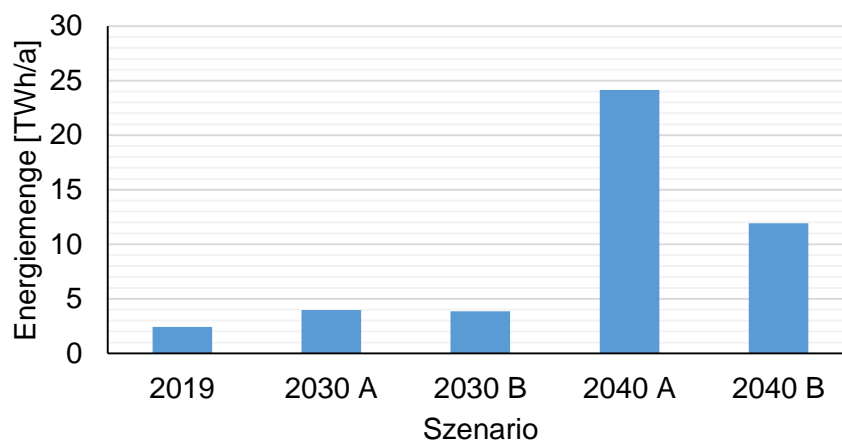


Abbildung 5.2: Kumulierte jährliche Mengen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen geographisch aufgelöst beschrieben. Dazu zeigt Abbildung 5.3 zunächst die leitungsscharfe Überlastarbeit und die positiven und negativen Mengen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen an den Übertragungsnetzknotten in Österreich im Szenario 2030 A. Cross-Border-Redispatch ist zwecks Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Es treten im gesamten österreichischen Übertragungsnetz über das Jahr Leitungsüberlastungen auf. Dabei werden vereinzelt höhere Überlastungen, wie bspw. auf der Donauschiene, identifiziert.

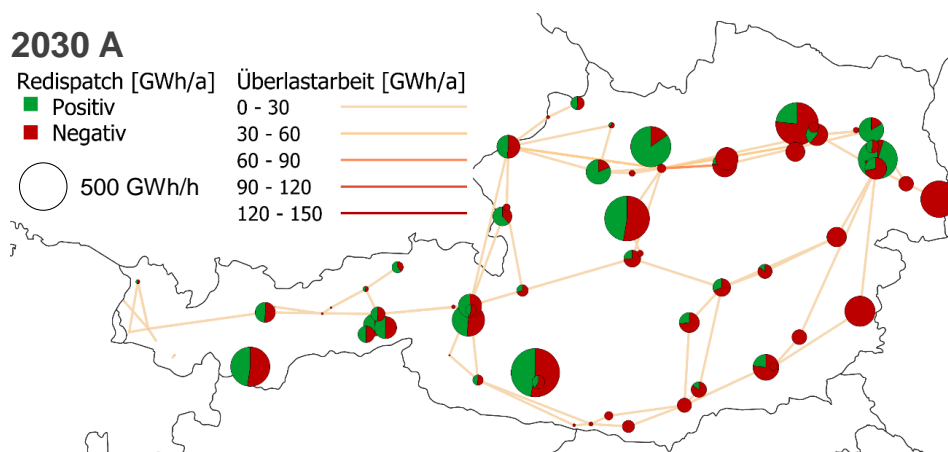


Abbildung 5.3: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2030A

In Abbildung 5.4 sind die Ergebnisse in gleicher Form für das Szenario 2030 B illustriert. Im Vergleich zwischen den Szenarien von 2030 sind kaum Unterschiede festzustellen. Beide Szenarien haben gemeinsam, dass die Maßnahmen sowie die Netzengpässe über Österreich verteilt sind. Im Nordwesten wird tendenziell mehr Erzeugungsleistung hochgefahren, im Südosten mehr heruntergefahren. Die vorrangige Richtung der zu hohen Leistungsflüsse ist u. a. auf den starken Nettoimport elektrischer Energie in Deutschland zurückzuführen.

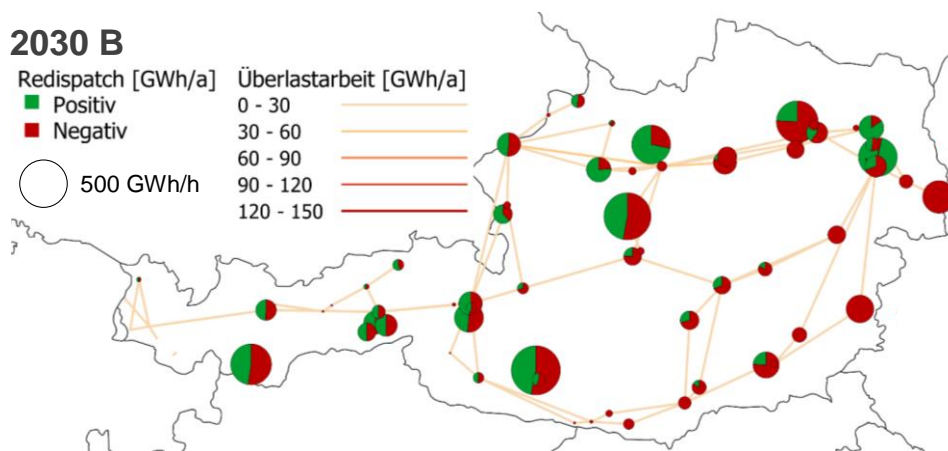


Abbildung 5.4: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2030B

Zuletzt werden die Mengen zwischen den Netzengpassbehebungsmaßnahmen unterschieden. Abbildung 5.5 stellt die verschiedenen Mengen in positiver sowie negativer Richtung dar. Gemäß der Priorisierung der Maßnahmen weist der Redispatch konventioneller und hydraulischer Kraftwerke in Österreich die höchste Menge auf und leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur operativen Netzengpassbehebung. Weiterhin werden Power-to-Gas-Anlagen dazu verwendet, gezielt die Last an Übertragungsnetzknöten zu erhöhen. Darüber hinaus ist die nachrangige Abregelung der Einspeisung aus WEA und PVA erforderlich. So werden im 2030 A-Szenario insgesamt 1,0 TWh/a abgeregelt und in 2030 B 0,8 TWh/a. Komplettiert werden die Maßnahmen durch den Einsatz von Cross-Border-Redispatch in einer dem inländischen Redispatch vergleichbaren Größenordnung.

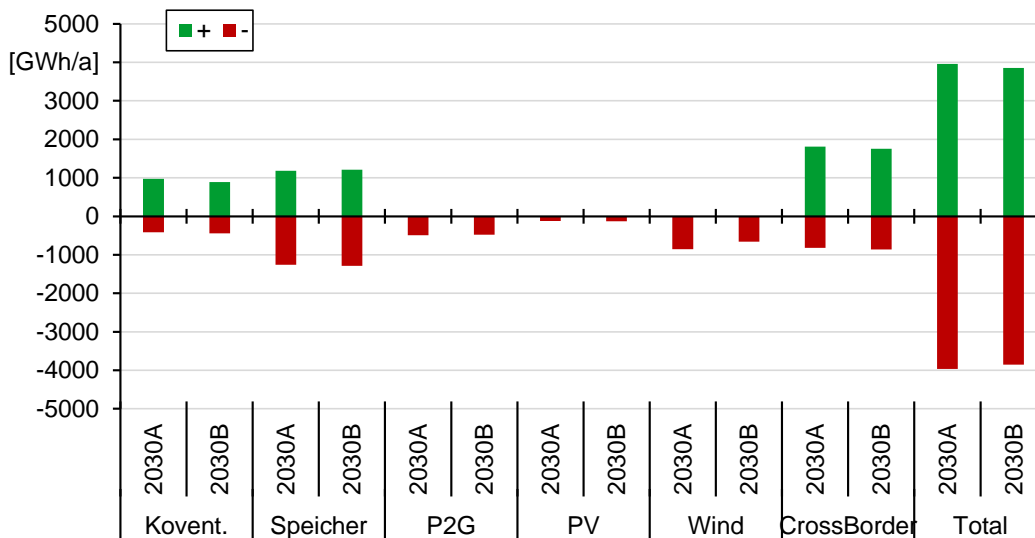


Abbildung 5.5: Mengen der Netzengpassbehebungsmengen nach Typ der Szenarien 2030 A/B

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen 2040 geographisch aufgelöst beschrieben. Dazu zeigt zunächst Abbildung 5.6 die leitungsscharfe Überlastarbeit und die positiven und negativen Mengen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen an den Übertragungsnetzknotten in Österreich im Szenario 2040 A. Cross-Border-Redispatch ist zwecks Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Es treten im gesamten österreichischen Übertragungsnetz über das Jahr Leitungsüberlastungen auf. Dabei werden vereinzelt höhere Überlastungen, wie bspw. auf der Donauschiene, identifiziert.

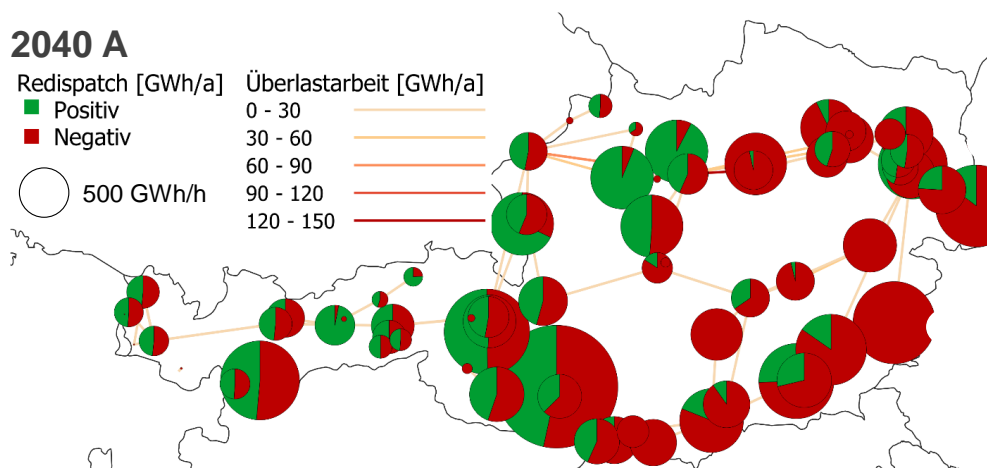


Abbildung 5.6: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2040A

In Abbildung 5.7 sind die Ergebnisse in gleicher Form für das Szenario 2030 B illustriert. Im Vergleich zwischen den Szenarien von 2040 zeigt sich, dass die Engpässe 2040 B tendenziell weiter westlich, insbesondere nahe der deutsch-österreichischen Grenze,

auftreten. Aufgrund von besseren Sensitivitäten der Maßnahmen auf die Engpässe sind die Mengen der Engpassbehebungsmaßnahmen 2040 B geringer als 2040 A. Beide Szenarien haben gemeinsam, dass die Maßnahmen sowie die Netzengpässe über das Netzgebiet verteilt sind. Im Nordwesten wird tendenziell mehr Erzeugungsleistung hochgefahren, im Südosten mehr heruntergefahren. Die vorrangige Richtung der zu hohen Leistungsflüsse ist u. a. auf den starken Nettoimport elektrischer Energie in Deutschland zurückzuführen.

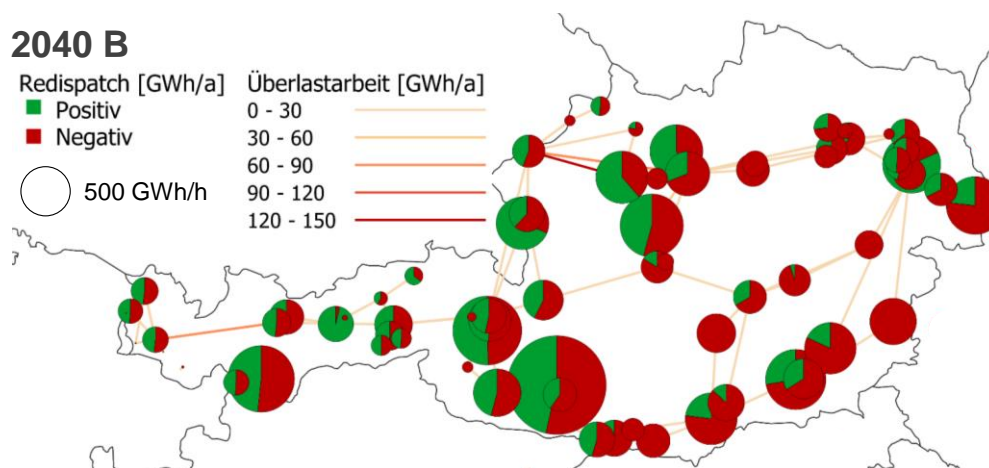


Abbildung 5.7: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2040B

Zuletzt werden die Mengen zwischen den Netzengpassbehebungsmaßnahmen nach Typ unterschieden. Abbildung 5.8 stellt die verschiedenen Mengen in positiver sowie negativer Richtung dar. Gemäß der Priorisierung der Maßnahmen weist der Redispatch konventioneller und hydraulischer Kraftwerke in Österreich die höchste Menge auf und leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur operativen Netzengpassbehebung. Weiterhin werden Power-to-Gas-Anlagen dazu verwendet, gezielt die Last an Übertragungsnetzknuten zu erhöhen. Darüber hinaus ist die nachrangige Abregelung der Einspeisung aus WEA und PVA erforderlich. So werden im 2040 A-Szenario insgesamt 7,9 TWh/a abgeregelt und in 2040 B 2,8 TWh/a. Komplettiert werden die Maßnahmen durch den Einsatz von Cross-Border-Redispatch, der 2040 A deutlich höher ausfällt als im Szenario 2040 B.

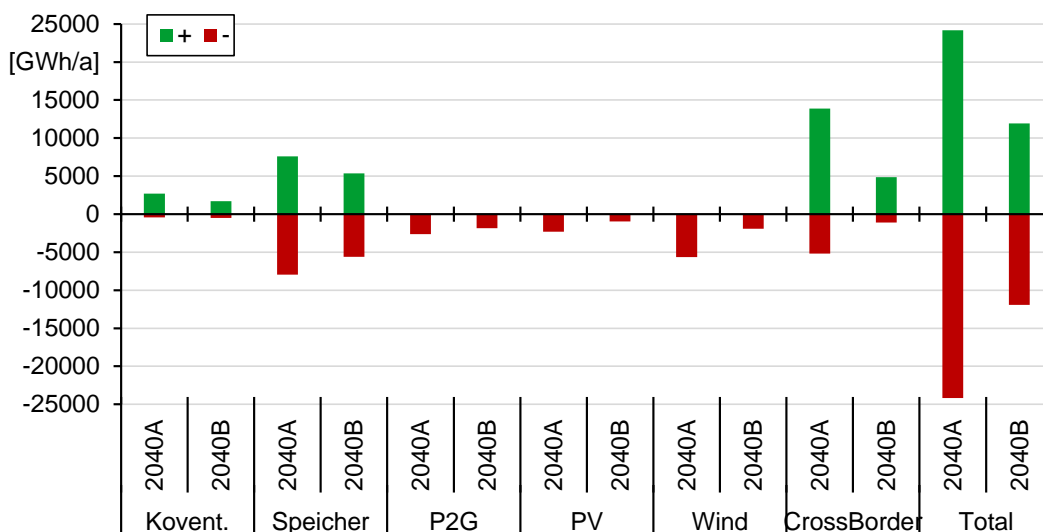


Abbildung 5.8: Mengen der Netzengpassbehebungsmengen nach Typ der Szenarien 2040 A/B

Insgesamt zeigen die Netzbetriebssimulationen, dass auch zukünftig Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zu erwarten sind. Aufgrund der zentralen Lage Österreichs im europäischen Verbundsystem ist die Netzbelastung heute wie auch in Zukunft durch hohe Transitflüsse geprägt. Die Simulationen der 2030- und 2040-Szenarien unter Berücksichtigung der bekannten Netzausbauvorhaben machen deutlich, dass der Bedarf des Einsatzes von Maßnahmen zur operativen Netzengpassbehebung ansteigt. Der Steigerung des Transporterfordernisses im österreichischen Übertragungsnetz kann langfristig mit zusätzlichen Netzausbauvorhaben begegnet werden. Für alle Szenarien gilt, dass der Redispatch und damit die Flexibilität konventioneller Kraftwerke und hydraulischer Speicherkraftwerke den größten Beitrag leistet. Weiterhin können Power-to-Gas-Anlagen, vorausgesetzt deren Standort ist geeignet, zur gezielten Erhöhung der Knotenlast eingesetzt werden. Darüber hinaus wird Cross-Border-Redispatch in einer dem inländischen Redispatch vergleichbaren Größenordnung durchgeführt, um Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zu beheben. Zudem erfordert die Engpassbehebung die Abregelung der Einspeisung von EE-Anlagen.

## 6 Zusammenfassung und Fazit

Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens und den Klimaschutzzielen der Europäischen Union verfolgt Österreich eine ambitionierte Klima- und Energiestrategie: Bis 2030 soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 100% des nationalen Gesamtstromverbrauchs bilanziell decken, bis 2040 wird gar die Klimaneutralität Österreichs und damit der Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft angestrebt. Dies hat einen fundamentalen Wandel hin zu einer regenerativen Stromerzeugung zur Folge und stellt das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem vor Herausforderungen.

Um die Versorgungssicherheit Österreichs und einen sicheren Netzbetrieb auch in Zukunft zu gewährleisten, bedarf das zukünftige österreichische Stromsystem weiterhin ausreichend Flexibilitätsoptionen, um das Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt sicherstellen zu können. Daher fokussiert diese Studie auf die Untersuchung des Betriebs des zukünftigen österreichischen Stromsystems und dessen Flexibilitätsoptionen. Ziel des Projekts ist die Analyse des zukünftigen Bedarfs der verschiedenen Flexibilitätsoptionen zur Stromversorgung Österreichs im gesamteuropäischen Kontext.

Grundsätzlich diente der „Distributed Energy“-Szenariopfad des TYNDP/MAF 2020 als europäischer Szenariorahmen, der von einem starken Ausbau von EE-Anlagen, ambitionierten Stilllegungspfaden fossiler Erzeugungskapazitäten und einem starken Anstieg der Stromnachfrage aufgrund der Elektrifizierung weiterer Sektoren ausgeht. Davon ausgehend wurden für 2030 und 2040 jeweils zwei Szenarien definiert, in denen das eine vollständig den Annahmen folgt. Davon abweichend wurden in einem zweiten Szenario jeweils die Annahmen zum Ausbau der EE-Anlagen und der Stromnachfrage in Österreich entsprechend der aktuellen Regierungsprogrammziele angenommen.

Zunächst wurde der heutige und zukünftige Flexibilitätsbedarf anhand der Residuallast analysiert. Der Vergleich der Residuallasten der Szenarien 2030 und 2040 zu historischen Zeitreihen zeigt, dass in Zukunft steigende negative wie positive Residuallasten ausgeglichen werden müssen. Dies gilt ebenso für die Gradienten der Residuallast. Insgesamt ist somit ein in Zukunft steigender Flexibilitätsbedarf zu erwarten, der durch die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen gedeckt werden muss.

Ausgehend von den Szenarien wurden im Rahmen der Studie Marktsimulationen durchgeführt um den Einsatz der Flexibilitätsoptionen an den Strommärkten für Fahrplanener-

gie zu simulieren. Zunächst zeigt sich, dass Österreich inmitten des europäischen Binnenmarkt für elektrische Energie hohen Einflüssen der Entwicklungen im Stromsystem des europäischen Auslands unterliegt. So wird ebenfalls deutlich, dass Importe und Exporte von elektrischer Energie von signifikanter systemischer Bedeutung für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem sind. In Zukunft werden sowohl Importe und Exporte weiter ansteigen und dieser Stromaustausch als Flexibilitätsoption an Bedeutung gewinnen.

Die Analyse des Einsatzes hydraulischer Speicher und Batteriespeicher hat gezeigt, dass diese weiterhin eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen und in der Lage sind hohe negative und positive Residuallasten auszugleichen. Zudem wurde deutlich, dass die Speicher 2030 in allen Szenarien hoch ausgelastet sind und zusätzliche Speicherkapazitäten, wie in den Szenarien von 2040 angenommen, ebenso stark ausgenutzt werden.

Die Simulationen verdeutlichen ebenfalls die hohe Bedeutung gasgefeuerter Anlagen als Flexibilitätsoption für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem. So sinkt zwar die Stromerzeugung aufgrund der angenommenen Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten. Allerdings steigt deren Ausnutzungsgrad zur Bereitstellung von Flexibilität. Im Hinblick auf den Brennstoff ist insbesondere 2040 der Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Gasen und damit eine CO<sub>2</sub>-neutrale Stromerzeugung aus gasgefeuerten Anlagen denkbar.

Die angenommenen Power-to-Gas-Anlagen werden nur selten eingesetzt. Mit Einsätzen in weniger als 10 % der Stunden im Jahr leistet diese Flexibilitätsoption einen eher geringen Beitrag.

Die Simulation der Vermarktung dezentraler Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher hat gezeigt, dass die dezentralen Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer zugrundeliegenden Bedarfe und Restriktionen eingesetzt werden können. Die verfügbaren Lastverschiebepotentiale werden voll ausgeschöpft und führen zu einer höheren Gleichzeitigkeit der Last.

Fazit ist, dass Österreich alle verfügbaren Flexibilitätsoptionen, traditionelle wie neue, zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs nutzen muss.

Neben der Flexibilitätsbereitstellung an den Märkten für Fahrplanenergie wurde ebenfalls der Einsatz der Flexibilitätsoptionen zur operativen Netzengpassbehebung untersucht. Dabei wurden die bekannten Netzausbauvorhaben mit einer Inbetriebnahme bis

2030 berücksichtigt. Darüber hinaus ist von zusätzlichem Netzausbau bis 2040 auszugehen, der allerdings nicht berücksichtigt wurde. Die Netzbetriebssimulationen unter Berücksichtigung der bekannten Netzausbauvorhaben haben gezeigt, dass die Netzbelastung des österreichischen Übertragungsnetzes zunimmt und die steigende Anzahl von Netzengpässen ebenso zu einem höheren Bedarf des Einsatzes von Maßnahmen zur operativen Netzengpassbehebung führt. Aufgrund der zentralen Lage Österreichs im europäischen Verbundsystem ist die Netzbelastung heute wie auch in Zukunft durch hohe Transitflüsse geprägt. Für alle Szenarien gilt, dass der Redispatch und damit die Flexibilität inländischer konventioneller Kraftwerke und hydraulischer Speicherkraftwerke den größten Beitrag leistet.

Schließlich hat die Studie gezeigt, dass der Flexibilitätsbedarf in Österreich an den Märkten für Fahrplanenergie und zur operativen Netzengpassbehebung steigt. Daher gewinnen die verschiedenen Flexibilitätsoptionen an Bedeutung, um weiterhin die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund ist zukünftig neben einem möglichst stark integrierten Strombinnenmarkt zum Austausch elektrischer Energie ein umfassendes Portfolio an Flexibilitätsoptionen, insbesondere bestehend aus hydraulischen Speichern und gasgefeuerten Anlagen, erforderlich. Die hohen Auslastungsgrade in den modellierten Szenarien lassen den Schluss zu, dass weitere, lokal adäquat positionierte Zubauten von Flexibilitätsoptionen wesentliche systemdienliche Beiträge liefern könnten.

## Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1.1: Übersicht zum Vorgehen der Studie .....	2
Abbildung 2.1: Räumlicher Betrachtungsbereich der Simulationen .....	3
Abbildung 2.2: Schematische Szenarioübersicht (EE = erneuerbare Energien).....	4
Abbildung 2.3: Installierte Erzeugungskapazitäten in Österreich je Szenario.....	5
Abbildung 2.4: Stromnachfrage in Österreich je Szenario .....	6
Abbildung 2.5: Installierte Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland je Stützjahr .....	7
Abbildung 2.6: Stromnachfrage im europäischen Ausland je Stützjahr.....	8
Abbildung 2.7: Abschätzung der Merit Order auf Basis der Preisannahmen.....	9
Abbildung 3.1: Stromerzeugung aus EE-Anlagen und Verbraucherlast in 2019 .....	10
Abbildung 3.2: Jahresdauerlinien der Residuallast in Österreich.....	11
Abbildung 3.3: Dauerlinie der Gradienten der Residuallast in Österreich.....	12
Abbildung 4.1: Jährliche Stromerzeugungsmengen und -nachfrage in Österreich nach Szenario .....	14
Abbildung 4.2: Jährliche Stromerzeugungsmengen im europäischen Ausland nach Szenario ..	15
Abbildung 4.3: Aggregierte Nettoposition in TWh/a für Szenario 2030 B (in Klammern: Differenz zu 2030 A).....	16
Abbildung 4.4: Aggregierte Nettoposition in TWh/a für Szenario 2040 B (in Klammern: Differenz zu 2040 A).....	16
Abbildung 4.5: Erzeugungszeitreihe der gasgefeuerten Anlagen, der hydr. Speicher, Nettoposition und Residuallast für einen Zeitraum von ca. 2 exemplarischen Wochen im Sommer (Szenario 2030 A).....	17
Abbildung 4.6: Dauerlinie der Importe/Exporte Österreichs für alle Szenarien und 2019 .....	18
Abbildung 4.7: Dauerlinie der saldierten Erzeugung der hydraulischen Speicher und Batteriespeicher in Österreich.....	19
Abbildung 4.8: Dauerlinie der Erzeugung und Volllaststunden der gasgefeuerten Anlagen in Österreich .....	21

---

Abbildung 4.9: Aktive und passive Verbraucherlast für das Szenario 2030 A .....	23
Abbildung 4.10: Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen nach Technologie für das Szenario 2030 A .....	24
Abbildung 4.11: Jahresdauerlinie des aktiven und passiven flexiblen Anteils der Verbraucherlast .....	25
Abbildung 4.12: Jahresdauerlinie des aktiven und passiven flexiblen Anteils der Verbraucherlast .....	26
Abbildung 4.13: Abgeschätzte Merit Order bei steigenden Gaspreisen .....	27
Abbildung 4.14: Jährliche Stromerzeugungsmengen in Europa (ohne Österreich) (links) und Veränderung durch den Anstieg des Gaspreises (rechts).....	28
Abbildung 4.15: Jährliche Stromerzeugungsmengen in Österreich .....	28
Abbildung 4.16: Jahresdauerlinie der Stromim- und expote für Österreich .....	29
Abbildung 4.17: Dauerlinie der saldierten Erzeugung der hydr. Anlagen und Batteriespeicher in Österreich .....	30
Abbildung 4.18: Dauerlinie der Erzeugung der gasgefeuerten Kraftwerke in Österreich .....	30
Abbildung 5.1: Kumulierte jährliche Überlastarbeit im österreichischen Übertragungsnetz .....	32
Abbildung 5.2: Kumulierte jährliche Mengen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen .....	33
Abbildung 5.3: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2030A.....	34
Abbildung 5.4: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2030B.....	34
Abbildung 5.5: Mengen der Netzengpassbehebungsmengen nach Typ der Szenarien 2030 A/B .....	35
Abbildung 5.6: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2040A.....	35
Abbildung 5.7: Überlastarbeit und Netzengpassbehebungsmengen des Szenarios 2040B.....	36
Abbildung 5.8: Mengen der Netzengpassbehebungsmengen nach Typ der Szenarien 2040 A/B .....	37
Abbildung 6.1 Installierte Leistung je Gebotszone: Szenario 2030 A.....	45
Abbildung 6.2 Delta der installierten Leistung je Gebotszone: Szenario 2030 A - Status quo 2018.....	46
Abbildung 6.3 Installierte Leistung je Gebotszone: Szenario 2040 A.....	47

---

Abbildung 6.4	Delta der installierten Leistung je Gebotszone: Szenario 2040 A - Szenario 2030 A .....	48
Abbildung 6.5	Prozessablauf der verwendeten Toolchain.....	51
Abbildung 6.6	Allokation des zentralen Kraftwerkparks .....	52
Abbildung 6.7	Europäisches Übertragungsnetzmodell.....	53
Abbildung 6.8	Zeitreihenerstellung von Onshore-WEA.....	55

## Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1	Annahmen zu weiteren Flexibilitätsoptionen ..... 6
Tabelle 2	Primärenergiepreise und CO <sub>2</sub> -Preise ..... 8
Tabelle 3	Einsatzstunden der Power-to-Gas-Anlagen ..... 22
Tabelle A.1	Installierte Leistung in AT in GW ..... 45
Tabelle A.2	Installierte Leistung in AT in GW ..... 46
Tabelle A.3	EE-Einspeisung in AT in TWh/a ..... 46
Tabelle A.4	Verbraucherlast in AT in TWh/a ..... 47
Tabelle A.5	Installierte Leistung in AT in GW ..... 48
Tabelle A.6	Ausbau EE-Anlagen und Stilllegung von Gaskraftwerken in AT in GW: Delta der installierten Leistung von Szenario 2040 A zu Szenario 2030 A ..... 48
Tabelle A.7	Installierte Leistung in AT in GW ..... 49
Tabelle A.8	EE-Einspeisung in AT in TWh/a ..... 49
Tabelle A.9	Verbraucherlast in AT in TWh/a ..... 49
Tabelle A.10	Installierte Leistung in DE in GW ..... 50
Tabelle A.11	Verbraucherlast in DE in TWh/a ..... 50

## Anhang A Szenariorahmen

### Szenario 2030 A:

Tabelle A.1 Installierte Leistung in AT in GW

Installierte Leistung in GW	Szenario 2030 A
Gas	3,4
Wind	10,0
PV	15,0
Speicher	9,6
Laufwasser	6,1
Sonstige EE	0,6

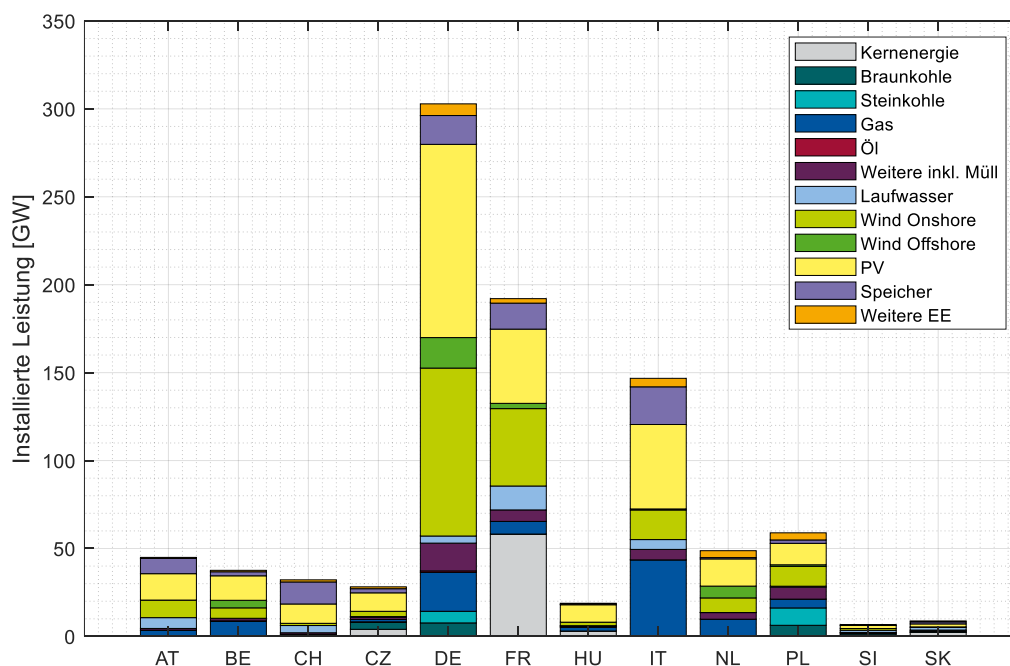


Abbildung 6.1 Installierte Leistung je Gebotszone: Szenario 2030 A

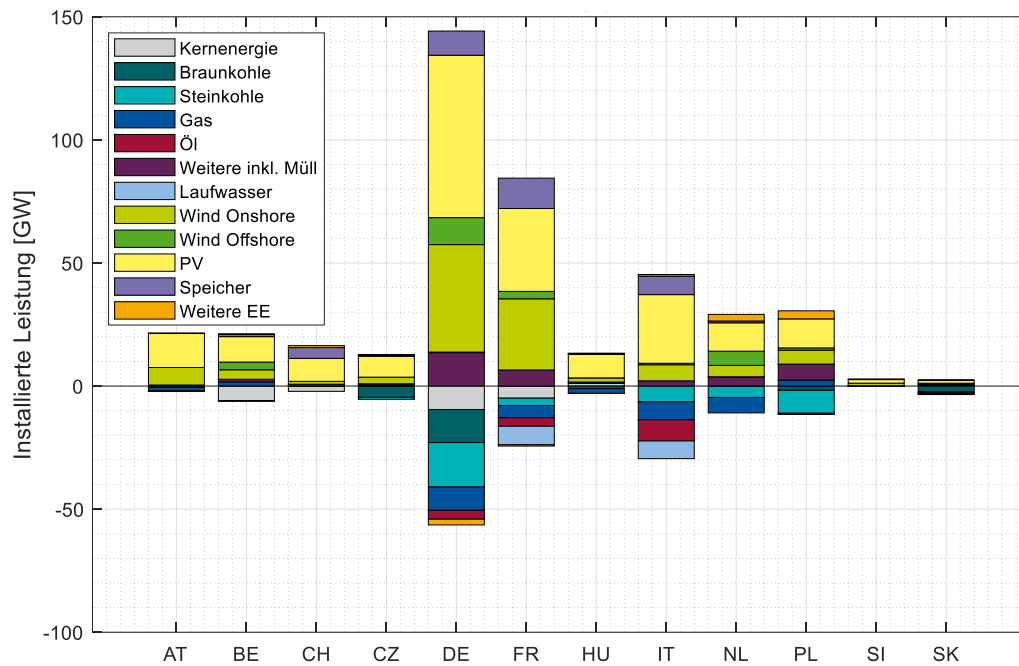


Abbildung 6.2 Delta der installierten Leistung je Gebotszone: Szenario 2030 A - Status quo 2018

### **Szenario 2030 B**

Tabelle A.2 Installierte Leistung in AT in GW

2030	Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
Wind	10,000	7,900	-2,100
PV	15,000	14,884	-0,116
Laufwasser	6,140	6,766	0,626
Sonstige EE	0,600	0,750	0,150

Tabelle A.3 EE-Einspeisung in AT in TWh/a

2030	Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
Wind	23,873	18,623	-5,250
PV	15,083	14,967	-0,116

<b>Laufwasser</b>	31,504	34,321	2,818
<b>Sonstige EE</b>	4,862	5,889	1,027

Tabelle A.4 Verbraucherlast in AT in TWh/a

Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
96,000	85,000	-11,000

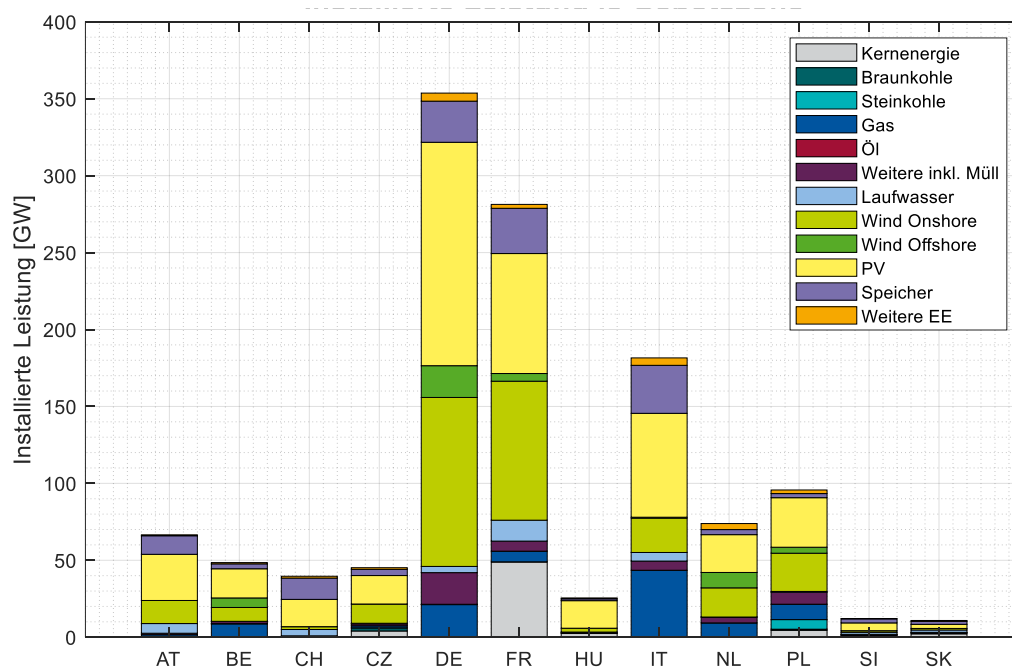
**Szenario 2040 A**

Abbildung 6.3 Installierte Leistung je Gebotszone: Szenario 2040 A

Tabelle A.5 Installierte Leistung in AT in GW

	Szenario 2040 A
Gas	1,6
Wind	15
PV	30
Speicher	12,0
Laufwasser	6,3
Sonstige EE	0,6

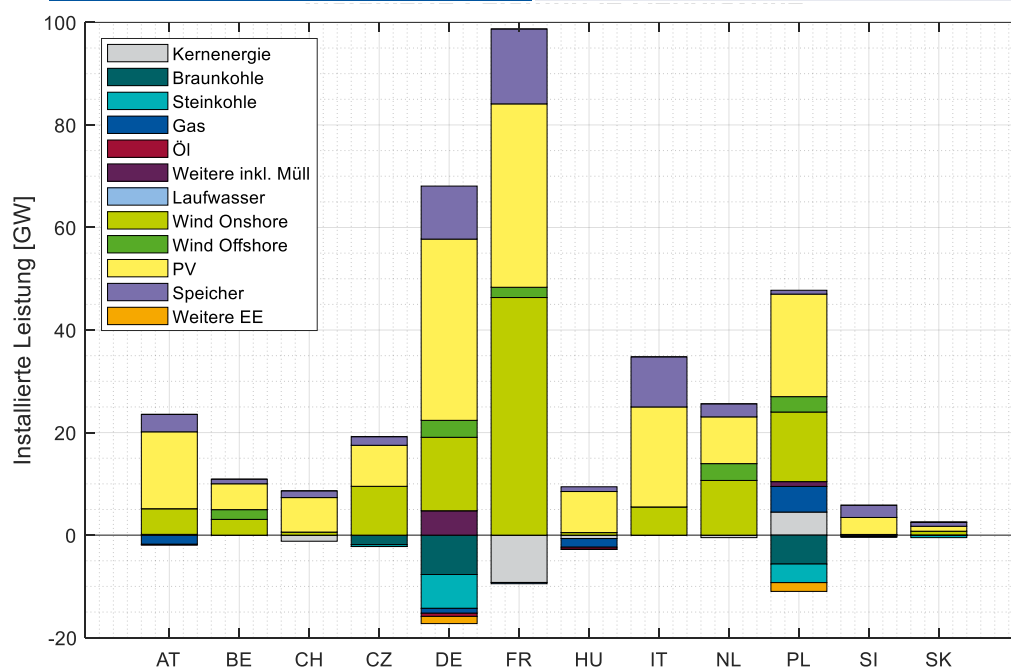


Abbildung 6.4 Delta der installierten Leistung je Gebotszone: Szenario 2040 A - Szenario 2030 A

Tabelle A.6 Ausbau EE-Anlagen und Stilllegung von Gaskraftwerken in AT in GW: Delta der installierten Leistung von Szenario 2040 A zu Szenario 2030 A

	Delta Szenario 2040 A – Szenario 2030 A
Gas	-1,7
Wind	+5
PV	+15
Speicher	+3,4
Laufwasser	+0,15

**Szenario 2040 B**

Tabelle A.7 Installierte Leistung in AT in GW

2040	Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
Wind	15,000	12,183	-2,817
PV	30,000	24,176	-5,824
Laufwasser	6,290	6,766	0,476
Sonstige EE	0,600	0,750	0,150

Tabelle A.8 EE-Einspeisung in AT in TWh/a

2040	Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
Wind	36,373	29,331	-7,042
PV	30,083	24,259	-5,824
Laufwasser	32,179	34,321	2,143
Sonstige EE	4,862	5,889	1,027

Tabelle A.9 Verbraucherlast in AT in TWh/a

Szenario A	Szenario B	Delta (B-A)
117,800	95,000	-22,8

## Annahmen zur Erzeugungsleistung in Deutschland

Tabelle A.10 Installierte Leistung in DE in GW

	2030	2040
<b>Braunkohle</b>	7,7	0
<b>Steinkohle</b>	6,6	0
<b>Gas</b>	22,1	21,2
<b>Öl</b>	6,2	0,2
<b>Sonstige Konventionell</b>	15,8	20,6
<b>Speicher</b>	16,4	26,7
<b>Wind</b>	112,8	130,5
<b>PV</b>	109,9	145,2
<b>Laufwasser</b>	4,0	4,0
<b>Sonstige</b>	6,6	5,2

Tabelle A.11 Verbraucherlast in DE in TWh/a

	2030	2040
<b>Stromnachfrage</b>	695,0	804,0

## Anhang B Verwendete Modelle und Methoden

In diesem Abschnitt werden die zur Untersuchung der Flexibilitätsbereitstellung im zukünftigen österreichischen Elektrizitätsversorgungssystem verwendeten Modelle und Methoden beschrieben.

Basierend auf den definierten Szenarien erfolgt die Betriebssimulation des Europäischen Stromsystems. Die Berechnungen wurden mithilfe verschiedener am IAEW entwickelter Modelle und Verfahren vorgenommen, die bereits in mehreren Energiesystemstudien angewendet und weiterentwickelt wurden. Der Ablauf der IAEW-Toolchain ist in Abbildung 6.5 gezeigt und ermöglicht die Berechnung des gesamten Prozesses der Energiesystemanalyse.

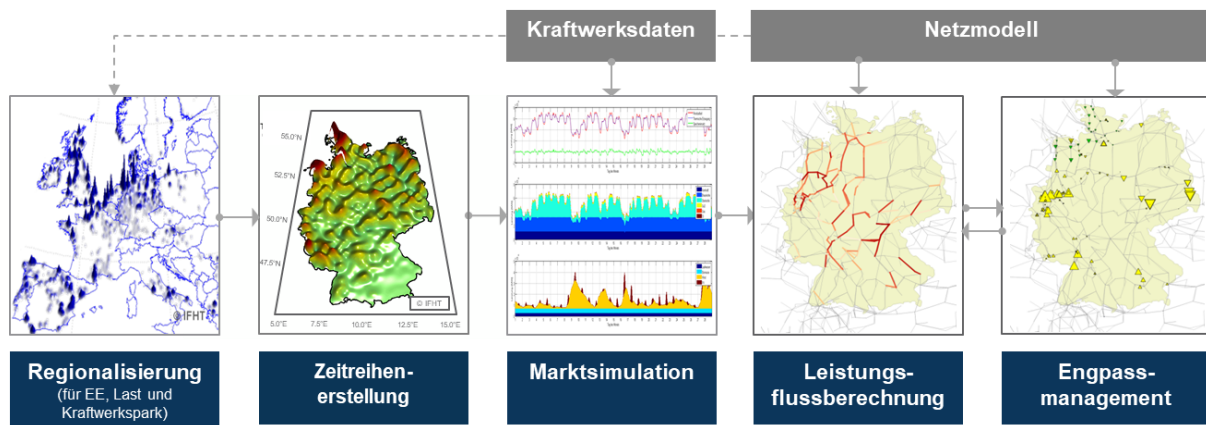


Abbildung 6.5 Prozessablauf der verwendeten Toolchain

In einem ersten Schritt erfolgt die Regionalisierung von EE-Anlagen und dezentraler Verbraucher sowie die Erstellung von Zeitreihen der Einspeisung und elektrischen und thermischen Lastprofilen. Diese Informationen gehen anschließend in die Simulation des Europäischen Strommarkts ein, die den optimalen Anlageneinsatz ermittelt. Abschließend erfolgt basierend auf dem Strommarktergebnis die Netzbetriebssimulation, bestehend aus Leistungsflussberechnung und Engpassmanagementsimulation.

Nachfolgend wird die Datengrundlage sowie die einzelnen Prozessschritte, welche im Rahmen dieses Projekts Anwendung finden, genauer beschrieben.

## Kraftwerksdaten

Die Basis für die Abbildung zentraler Kraftwerke und Speicher bildet die Kraftwerksdatenbank des IAEW bestehend aus sowohl öffentlich zugänglichen Daten, wie z.B. der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Datenbank, als auch aus nichtöffentlichen Informationen wie der „Platts world electric power plant database“. Die Quellen wurden zudem in den letzten Jahren seitens des IAEW validiert. Diese Datenbasis ermöglicht die Abbildung thermischer und hydraulischer Kraftwerke größer als 10 MW innerhalb der Markt- und Netzbetriebssimulation (vgl. Abbildung 6.6). Weiterhin wird eine Sammlung aller relevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter für die betrachteten Kraftwerke in Abhängigkeit von Technologie, Errichtungszeitpunkt sowie Blockgröße verwendet. Eine am IAEW entwickelte Zubauheuristik dient dazu die in den Szenarien abgestimmten installierte Leistungen pro Technologien im europäischen Ausland zu parametrieren. Der angenommene österreichische Kraftwerkpark für die zu untersuchenden Szenarien wurde zusammen mit den Auftraggebern abgestimmt.

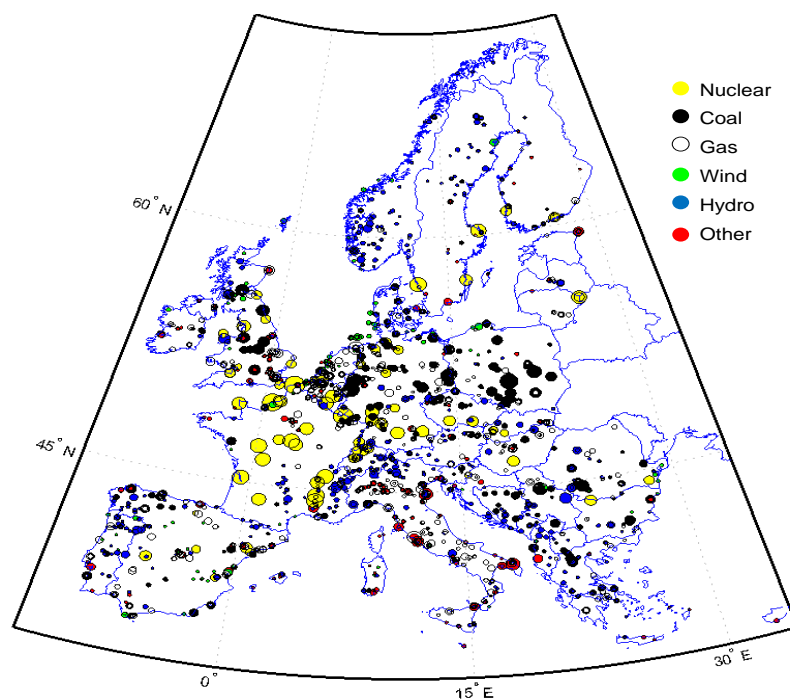


Abbildung 6.6 Allokation des zentralen Kraftwerkparks

## Netzmodell

Die Grundlage für die Netzanalyse mittels Leistungsfluss- und Redispatchberechnung bildet das am IAEW entwickelte, georeferenzierte europäische Netzmodell (vgl. Abbildung 6.7). Das Netzmodell bildet die 380- und die 220-kV-Ebene des europäischen Übertragungsnetzes ab. Darüber hinaus beinhaltet das Netzmodell sämtliche AC-Stromkreise, Stationen und DC-

Verbindungen (HGÜ) sowie Phasenschiebertransformatoren (PST) und Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS) zur gezielten Steuerung von Leistungsflüssen im aktuellen europäischen Übertragungsnetz. Des Weiteren sind bekannte Netzausbaumaßnahmen, basierend auf veröffentlichten Inbetriebnahmedaten aus dem TYNDP der ENTSO-E und nationalen Netzentwicklungsplänen (u. a. deutscher Netzentwicklungsplan), integriert. Dies umfasst auch die Beseilung mit Hochtemperaturleiterseilen, die eine höhere Stromtragfähigkeit aufweisen, und die Integration leistungsflusststeuernder Komponenten.

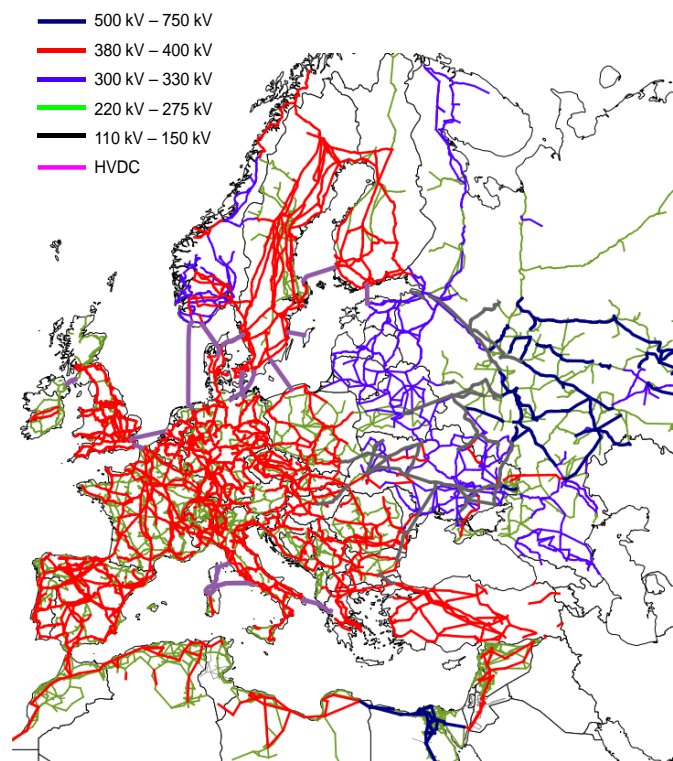


Abbildung 6.7 Europäisches Übertragungsnetzmodell

## Regionalisierung und Zeitreihenerstellung

Neben den abgestimmten Szenarioannahmen (siehe Anhang A) für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040 stellen nachfolgend aufgelistete Daten die Grundlage für die Regionalisierung und Berechnung der Zeitreihen dar:

- Die heutige regionale Verteilung der erneuerbaren Kapazitäten
- Technologieparameter von WEA (Leistungskurve, Nabenhöhe)
- Daten zu verfügbaren Flächenpotentialen
- Naturschutzgebiete, Straßen, Flüsse, Topographie und weitere georeferenzierte Daten zu Ausschlussgebieten für den EE-Ausbau
- Europaweite Bevölkerungsdaten
- Stündlich aufgelöste historische Lastprofile der europäischen Länder (Wetterjahr 2012)
- Stündliche Windgeschwindigkeiten in einem europaweiten  $\sim 7\text{km} \times 7\text{km}$ -Raster (Wetterjahr 2012)
- Sonneneinstrahlung in einer 15-minütigen Auflösung in einem europaweiten  $\sim 20\text{km} \times 20\text{km}$  Raster (Wetterjahr 2012)
- Netzmodell des Höchst- und Hochspannungsnetzes in Kontinentaleuropa

### Regionalisierung und Zeitreihenerstellung der EE-Anlagen

Die Regionalisierung und anschließende Erstellung der Einspeisezeitreihen wird für folgende erneuerbare Technologien durchgeführt:

- On- und Offshore-WEA
- PVA
- Laufwasserkraft
- Biomasse

In einem ersten Schritt erfolgt die Zuordnung der aktuell installierten Leistungen pro Technologie zu einem europaweiten Flächennetz. Die Zuordnung basiert auf öffentlich zugänglichen Anlagenregistern (E-Control Ökostrombericht, EEG-Anlagenregisters, Windparkdatenbank). Die zu regionalisierenden installierten Leistungen je Szenario ergeben sich dabei aus der Differenz der bestehenden Anlagen (Status quo) und den abgestimmten installierten Leistungen (siehe Kapitel 2) für das Betrachtungsjahr. Die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien greift dabei auf einen multikriteriellen Ansatz zurück, der u.a. das Erzeugungspotenzial, die Potenzialflächen und die aktuellen Leistungen von EE-Anlagen einbezieht. Als Eingangsdatum für die Berechnung der technologiespezifischen Potenzialflächen werden öffentlich verfügbare Landbedeckungsdaten sowie vordefinierte Ausschlussgebiete verwendet. Soweit verfügbar, werden auch Vorrang- und Ausschlussgebiete der Regionalplanung in Deutschland sowie regionalspezifische Einflusskriterien berücksichtigt.

Für die anschließende Zeitreihenerstellung stehen georeferenzierte meteorologische Daten wie Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung zur Verfügung. Zusammen mit georeferenzierten Technologieparametern aktueller Windparks (Leistungskurve, Nabenhöhe, Wirkungsgrad) werden diese meteorologischen Zeitreihen in Einspeisezeitreihen pro Technologie transformiert. Die Einspeisung von Laufwasser wird mit historischen Erzeugungsschwan- kungen berücksichtigt werden können. Die Methodik führt zu stündlichen Einspeisezeitreihen auf einem europaweiten Raster. Abbildung 6.8 illustriert das Vorgehen beispielhaft anhand der Erstellung von Onshore-Einspeisezeitreihen.

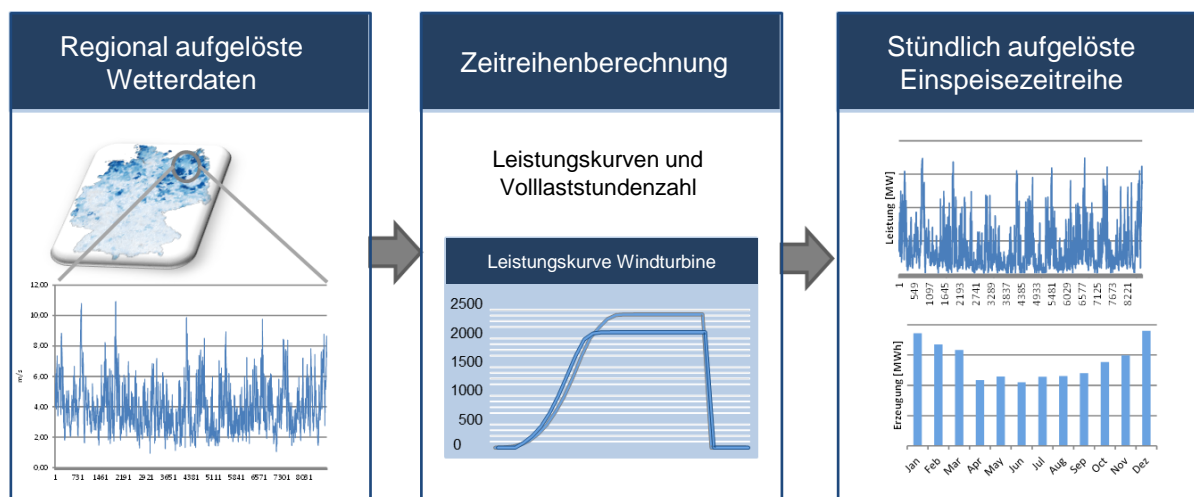


Abbildung 6.8 Zeitreihenerstellung von Onshore-WEA

### Regionalisierung von elektrischen Last- und Wärmeprofilen

Die regionale Verteilung und Zeitreihenerstellung des Strom- und Wärmebedarfs erfolgt anhand soziökonomischer Daten sowie historischen Lastprofilen, die für jedes Land in stündlicher Auflösung vorliegen. Die resultierenden Profile werden anschließend auf die abgestimmten Szenarioannahmen skaliert.

### Regionalisierung von dezentraler Flexibilität

Die Regionalisierung und Zeitreihenerstellung von dezentralen Flexibilitätsoptionen erfolgte in dieser Studie in enger Absprache mit den Auftraggebern. In Kapitel 2 werden aus diesem Grund entsprechende Durchdringungsgrade dezentraler Flexibilität in Form von Mantelzahlen definiert, die anschließend regional verteilt werden. Nachfolgende dezentrale Technologien können berücksichtigt werden:

- 
- Wärmepumpen und -speicher
  - KWK-Anlagen und P2H-Anlagen
  - Batteriespeicher
  - Elektromobilität

Basierend auf den abgestimmten installierten Leistungen der dezentralen Technologien erfolgt eine regionale Zuteilung. Da die Durchdringung dezentraler Flexibilität mit Verbrauchszentren korreliert, kann die Regionalisierung analog zur Last (thermisch & elektrisch) durchgeführt werden. Die Zeitreihenerstellung von Elektromobilität basiert auf synthetischen Standardprofilen.

#### Zuordnung zu Netzknoten

Zur Berechnung der Leistungsflüsse ist eine netzknotenscharfe Auflösung von Erzeugungs- und Lastzeitreihen notwendig. Aus diesem Grund werden alle regionalisierten Anlagen sowie zentralen thermischen und hydraulischen Kraftwerke einem Netzknoten des Hoch- oder Höchstspannungsnetzes über einen „Nearest-Neighbour-Ansatz“ zugeordnet, wobei die maximal mögliche Anschlussleistung jedes Netzknotens berücksichtigt wird, um eine elektrisch sinnvolle Zuordnung zu gewährleisten.

#### **Marktsimulation**

Im Rahmen der Marktsimulationen wird der europäische Kraftwerkseinsatz optimiert. Länder der CORE-Region werden im Modell als „flow-based“ Regionen modelliert, sodass der flussbasierte grenzüberschreitende Stromhandel (flow-based market coupling) zwischen diesen Ländern endogen im Modell berücksichtigt wird. Aus diesem Grund werden in einer vorgelagerten Kapazitätsberechnung Flow-based-Parameter für die entsprechenden Länder ermittelt (Beschreibung weiter unten). Länder, die nicht zur CORE-Region gehören werden über einen NTC-Ansatz modelliert. Der Kraftwerkseinsatz wird mittels gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung optimiert. Aufgrund des sehr detaillierten Ansatzes ist die Problemstruktur zu komplex, um das zugrundeliegende Optimierungsproblem in geschlossener Form zu lösen. Daher wird ein Dekompositionsansatz auf Basis der Langrange Relaxation verwendet<sup>10</sup>.

Die Ergebnisse der Strommarktsimulationen sind blockweise Fahrpläne thermischer und hydraulischer Kraftwerke und der grenzüberschreitende Stromhandel für alle europäischen Marktgebiete. Basierend auf diesen detaillierten Informationen werden die systemischen Gesamtergebnisse abgeleitet und bewertet.

---

<sup>10</sup> S. Raths; Marktsimulationsverfahren für einen dezentralen Strommarkt; Dissertation, RWTH Aachen, 2020

### Zentrale Kraftwerke und Speicher

Um ein möglichst realistisches Einsatzverhalten von zentralen thermischen und hydraulischen Kraftwerken abzubilden, wird eine Vielzahl technischer Eigenschaften in der Strommarktsimulation berücksichtigt. Nachfolgend aufgeführte technische Eigenschaften werden in der Modellierung thermischer Kraftwerke berücksichtigt:

- Min. elektrische Leistung
- Min./max. Wirkungsgrade
- Min. Betriebs- und Stillstandszeiten
- An- und Abfahrtzeiten
- Leistungsgradienten
- Kalt-, Warm- und Heißstartkosten

Darüber hinaus werden Kraftwerksausfälle unterteilt nach geplanten und ungeplanten Vorfällen modelliert. Zu diesem Zweck werden in Abhängigkeit von Energieträger und Alter, Zeitreihen zur verfügbaren Kraftwerksleistung in einem stochastischen Prozess erzeugt. Es werden zudem verschiedene deterministische Einflussfaktoren berücksichtigt, sodass Revisionen z.B. aufgrund niedrigerer Strompreise am ehesten im Sommer stattfinden. Die Strommarktsimulationen berücksichtigen zusätzlich Must-Run-Verpflichtungen von konventionellen Kraftwerken, die sich aus Lieferverpflichtungen für Industriedampf oder Fernwärme ergeben.

Bezüglich der Modellierung von hydraulischen Kraftwerken werden nachfolgende technische Eigenschaften berücksichtigt:

- Pump- und Turbinenleistung
- Wirkungsgrade
- Maximale Speichermengen der Reservoirs

### Virtual Power Plants (VPP)

Die Abbildung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern erfolgt durch die Modellierung von sogenannten „Virtual Power Plants“, welche eine umfassende Modellierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen ermöglichen. Dazu werden die regionalisierten Flexibilitätsoptionen, bestehend aus P2H-, KWK-Anlagen, Wärmespeicher, Batteriespeichersystemen und Elektromobilität, sowie die elektrischen und thermischen Verbrauchszeitreihen, innerhalb eines VPPs in aggregierter Form abgebildet. Die Aggregationsebene basiert auf Versorgungsgebieten von 110kV-Umspannwerken. Innerhalb der Marktsimulation wird das Technologieportfolio jedes VPP-Akteurs unter Berücksichtigung der Lastdeckungsnebenbedingung für den elektrischen

und thermischen Verbrauch sowie der Einhaltung technischer Nebenbedingungen sektorenkoppelnder Anlagen und Speicher optimiert<sup>11</sup>.

#### Kapazitätsberechnung (Bestimmung der Flowbased-Parameter)

Die Simulation der flussbasierten Europäischen Marktkopplung (Flow-based market coupling) benötigt entsprechender Flow-based-Parameter. Die Gebotszonenkonfiguration ist dabei eine wichtige Eingangsgröße, die mit dem Auftragsgeber für alle Zukunftsszenarien gleich abgestimmt wird. In der Realität wird für den Day-Ahead-Markt seitens der ÜNB eine Prognose des Last-, Erzeugungs- und Netzzustandes am Liefertag zwei Tage im Voraus über den sogenannten „Day-2 Congestion Forecast“ (D-2CF) erstellt. Zur Berechnung von Zukunftsszenarien liegt ein solcher Basisfall jedoch nicht vor, sodass dieser mithilfe einer Berechnungsvorstufe erzeugt werden muss. Innerhalb dieser Vorstufe wird in einem ersten Schritt über ein lineares NTC-Marktmodell der „Base Case“ erstellt. Aufbauend auf diesem Basiszustand wird die Kapazitätsberechnung in einem mehrstufigen Prozess durchgeführt<sup>12</sup>. Nachfolgend aufgeführten Modellgrößen können in diesem Prozess bestimmt werden:

- Zonale PTDF-Matrix
- Remaining Available Margin (RAM)
- Critical Network Elements and Contingencies (CNECs)

Die Berechnung der zonalen PTDF-Matrix erfolgt über die Multiplikation der knotenscharfen PTDF-Matrix und dem Generation-Shift-Key (GSK) jeder Gebotszone. Die GSK beschreiben dabei das Verhältnis der Nettoeinspeisung jedes Knotens innerhalb einer Gebotszone zur gesamten Nettoeinspeisung dieser Gebotszone. Somit kann mithilfe der zonalen PTDF-Matrix die Auswirkungen einer Transaktion zwischen zwei beliebigen Gebotszonen auf die zusätzliche Belastung oder Entlastung der CNECs innerhalb der Marktsimulation approximiert werden.

Die Remaining Availability Margin (RAM) beschreibt die frei verfügbare Übertragungskapazität eines CNEC unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums. Zur Ermittlung der RAM wird ausge-

---

<sup>11</sup> C. Müller, A. Hoffrichter, et. al; "Modeling framework for planning and operation of multi-modal energy systems in the case of Germany"; Applied Energy, Vol. 250, p. 1132-1146, 2019

<sup>12</sup> L. Wyrwoll, A. Blank, C. Müller, R. Puffer : „Determination of Preloading of Transmission Lines for Flow-Based Market Coupling“, 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana

hend vom „Base Case“ in einem mehrstufigen Prozess die Vorbelastung der Netzelemente (Referenzfluss) berechnet. Dieser Referenzfluss je CNEC beschreibt den Leistungsfluss ohne Handelsaustausche (sog. „reference flow at zerobalance“) und dient als Ausgangspunkt für die flussbasierte Marktsimulation. Dabei werden auch zukünftige regulatorische Anforderungen berücksichtigt. Für die Simulationen der Betrachtungsjahre 2030 und 2040 wird daher ein minimaler RAM von 70 Prozent angenommen. Außerdem werden im (n-1)-Fall nur grenzüberschreitende Übertragungsleitungen als CNEC berücksichtigt.

### **Netzbetriebssimulation**

Neben den Netzdaten, gehen die Ergebnisse der Marktsimulation als Eingangsdatum in die Netzbetriebssimulation ein. Dabei werden entsprechende Kraftwerks- und Speicherfahrpläne, Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen, sowie Lastzeitreihen und Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen verwendet. Basierend auf einer europaweit durchgeführten AC-Leistungsflussberechnung für sämtliche Netznutzungsfälle (NNF) des betrachteten Simulationsjahres (8760 Stunden) erfolgt die Engpassmanagementsimulation.

### Leistungsflussberechnung und Ausfallsimulation

Die Simulation der stationären Leistungsflussberechnung wird im Rahmen dieses Projekts mithilfe des am IAEW entwickelten „Iterative Power Flow Tool“ (IPF-Tool) vollzogen. Die Simulation weist für alle NNF Spannungsamplitude und -winkel für jeden betrachteten Netzknoten, sowie die sich daraus ergebenden Wirk- und Blindleistungsflüsse aller betrachteten Kanten des Netzmodells aus. In der Simulation erfolgt zudem eine Optimierung der netzbetrieblichen Freiheitsgrade. Hierzu zählen die Arbeitspunkte der im Netzmodell vorhandenen Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) sowie der Phasenschiebertransformatoren (PST). Grenznahe PST werden so eingestellt, dass unerwünschte Ring- und Transitflüsse vermieden oder Netzverluste minimiert werden.

Auf Grundlage der ermittelten Leistungsflüsse findet im Anschluss eine Engpassanalyse und Ausfallsimulation statt, um Überlastungen beziehungsweise (n-1)-Verletzungen zu identifizieren. Das (n-1)-Kriterium wird für jede Leitung mithilfe von linearen, flussbasierten Sensitivitäten, den sogenannten „Line Outage Distribution Factors“ (LODF), angewandt und geprüft. Basierend auf den thermischen Stromgrenzwerten der Leitungen und den ermittelten Leistungsflüssen im (n-1)-Fall erfolgt die Engpassanalyse.

Das Ergebnis liefert eine Quantifizierung der Engpässe im Übertragungsnetz der CWE, welche mit einem Fokus auf Österreich ausgewertet werden. Dabei können verschiedene Engpassin-

diktoren ausgewertet werden, z. B. die maximale (n-1)-Auslastung jedes Abzweigs, die Anzahl der Netznutzungsfälle, bei denen ein Abzweig überlastet ist, oder die Summe aller Überlastungen innerhalb einer stündlichen Simulation über das gesamte Jahr.

### Engpassmanagementsimulation

Im Rahmen der Engpassmanagement-Simulation wird die notwendige Menge an Redispatch und Einspeisemanagement bestimmt, um alle Engpässe im Übertragungsnetz von Österreich aufzulösen. Als Grundlage dienen die Ergebnisse der Marktsimulation und der Leistungsflussberechnung sowie Ausfallsimulation. Mithilfe des am IAEW entwickelten „Grid Operation Tool“ (GOP-Tool), werden Engpassmanagementmaßnahmen zur Wiederherstellung eines (n-1)-sicheren Systemzustandes im österreichischen Übertragungsnetzgebiet optimiert und so Kraftwerksfahrpläne nach Engpassmanagement bestimmt. Im Modell werden die Änderungen der Leistungsflüsse durch Ausfälle oder Engpassbehebungsmaßnahmen mithilfe eines linearen Sensitivitätsansatzes abgebildet.

Das Modell ist als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem formuliert und simuliert den kostenoptimalen Engpassmanagementbedarf unter Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen. Beispielsweise werden im Modell netzbezogene Freiheitsgrade, falls möglich, priorisiert zur Engpassbehebung genutzt. Anschließend kommen marktbezogenen Freiheitsgrade, wie der Abruf von konventionellem Redispatch im In- sowie wiederum nachgelagert im Ausland, zum Tragen.

**Studie 2:**  
**Probabilistische Bewertung der**  
**Versorgungssicherheit am Strommarkt**  
**für 2030**



# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>iviv</b>
<b>1 Ziel und Vorgehen der Studie</b>	<b>1</b>
<b>2 Verfahrensbeschreibung</b>	<b>3</b>
<b>3 Untersuchungsgegenstand</b>	<b>5</b>
3.1 Basisszenario.....	6
3.2 Sensitivitätsszenario .....	7
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>8</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>11</b>

## 1 Ziel und Vorgehen der Studie

Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens und den Klimaschutzzielen der Europäischen Union verfolgt Österreich eine ambitionierte Klima- und Energiestrategie: Bis 2030 soll 100% des nationalen Gesamtstromverbrauchs bilanziell durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Bis 2050 wird gar der Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft angestrebt. Dies hat einen fundamentalen Wandel im österreichischen Elektrizitätsversorgungssystem zur Folge. Auf Erzeugungsseite werden disponible, fossil-gefeuerte Kraftwerke stillgelegt bei gleichzeitigem Ausbau volatiler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Auf Nachfrageseite wandelt sich die Nachfragestruktur insbesondere durch die steigende Elektrifizierung weiterer Sektoren im Rahmen der Sektorenkopplung. Angesichts dieses Wandels steht das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem vor Herausforderungen. Um die Versorgungssicherheit Österreichs und einen sicheren Netzbetrieb auch in Zukunft zu gewährleisten, bedarf das zukünftige österreichische Stromsystem weiterhin ausreichend Flexibilitätsoptionen, um das Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt sicherstellen zu können.

Vor diesem Hintergrund hat das IAEW im Rahmen eines Forschungsprojektes „Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems“ analysiert. Im Rahmen dieser Studie wurde basierend auf zwei zukünftigen Energiesystemszenarien für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040 der Bedarf und der Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Deckung der elektrischen Nachfrage im österreichischen und europäischen Energiesystem untersucht. Hierbei wurde unterstellt, dass ein durchschnittliches Wetterjahr eintritt und die Ausfallrate von Kraftwerken dem Erwartungswert entspricht. In Realität sind jedoch die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien sowie die Verfügbarkeit von Kraftwerken und somit die verfügbare Erzeugungsleistung mit hohen Unsicherheiten behaftet. Um die Versorgungssicherheit eines zukünftigen europäischen Energieversorgungssystems umfassend zu bewerten, müssen diese Unsicherheiten berücksichtigt werden. Hierfür eignen sich probabilistische Simulationsverfahren, die eine Vielzahl von Wetter- und Ausfalljahren in Strommarktsimulationen betrachtet. Folglich ist das Ziel dieser Studie die Versorgungssicherheit des Stromversorgungssystems im Jahr 2030 mit Hilfe eines probabilistischen Simulationsverfahrens zu untersuchen und zu analysieren, welchen Einfluss eine Anpassung der Erzeugungskapazität auf

---

die Versorgungssicherheit hat. Der besondere Fokus der Auswertungen liegt auf der Evaluation der Stromimportabhängigkeit von Österreich in Situationen höchster Knappheit.

## 2 Verfahrensbeschreibung

Das probabilistische Verfahren basiert auf einem Monte-Carlo-Ansatz. Der Monte-Carlo-Ansatz beschreibt einen numerischen Lösungsansatz auf Basis der Wahrscheinlichkeitstheorie, bei dem ein deterministisches Zufallsexperiment häufig wiederholt wird. Bei einer hohen Anzahl an Zufallsexperimenten konvergieren die Ergebnisse, nach dem Gesetz der großen Zahlen, gegen den Erwartungswert. In Abbildung 9 ist das probabilistische Verfahren schematisch dargestellt.

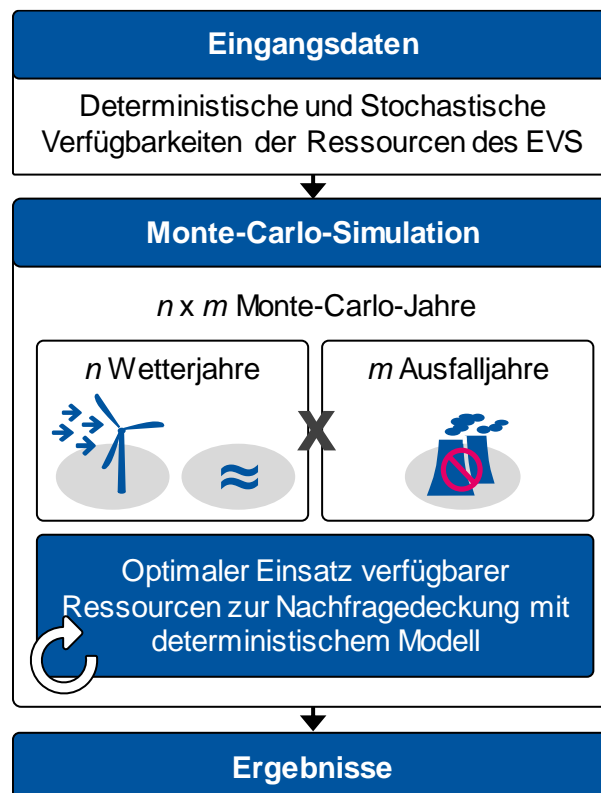


Abbildung 9: Probabilistisches Verfahren zur Bewertung der europäischen Versorgungssicherheit

Als Eingangsdaten werden dem Modell zunächst die Manteldata der zu betrachtenden Szenarien übergeben. Des Weiteren werden Zeitreihen zur Abbildung der unflexiblen Nachfrage sowie des Dargebots erneuerbarer Energien (insbesondere Solarstrahlung, Winddargebot, hydraulisches Dargebot) auf Basis von historischen Wetterjahren zur Abbildung der unsicheren Klimaeinflüsse benötigt. Unsicherheiten aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerks- und Speicherleistung werden durch stochastische Parameter abgebildet. Aus diesen stochastischen Parametern werden anhand von Markov-Ketten Ausfalljahre für Kraftwerks- und Speicherleistung gezogen.

Für jede Kombination aus Wetter- und Ausfalljahr wird der optimale Einsatz verfügbarer Ressourcen zur Nachfragedeckung anhand eines deterministischen Modells bestimmt. Im Anschluss können für jede Kombination die Kenngrößen bestimmt und ausgewertet werden.

Die im probabilistischen Verfahren angewendete deterministische Modell wird im Folgenden näher erläutert:

### **Deterministisches Modell**

Das deterministische Modell basiert auf einem linearen Optimierungsproblem. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Nachfrageunterdeckung als Teil einer Gesamtkostenminimierung über alle Marktgebiete im Betrachtungsbereich unter Einhaltung der vorgegebenen Nebenbedingungen. Das Optimierungsproblem wird zeitlich gekoppelt und geschlossen über ein Jahr gelöst. Die zeitliche Granularität ist hierbei stündlich. Die Freiheitsgrade und Nebenbedingungen werden in den nächsten Abschnitten näher beschrieben.

Folgende Freiheitsgrade werden im Rahmen des linearen Optimierungsproblems berücksichtigt:

- Einsatz von Kraftwerken sowie Speichern (insbesondere hydraulische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke)
- Abregelung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien
- Austausche zwischen stromgekoppelten Marktgebieten
- Flexibilität der Nachfrage (Lastverschiebung und/oder Lastabschaltung)
- Nachfrageunterdeckung

Im Rahmen des Optimierungsproblems sind folgende Nebenbedingungen einzuhalten:

- Deckung der Nachfrage je Marktgebiet
- Eingeschränkte Verfügbarkeit der Kraftwerke und Speicher
- Füllstandskontinuität bei Speichern
- Restriktionen des Stromhandels (NTC)
- Einschränkungen der Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite

### 3 Untersuchungsgegenstand

Im Rahmen der Studie werden zwei Szenarien für das Fokusjahr 2030 betrachtet (vgl. Abbildung 10). Das erste Szenario „Basisszenario“ basiert auf dem Szenario der Sensitivitätsanalyse für das Szenario 2030 B aus der Vorgängerstudie<sup>13</sup>. Das zweite Szenario „Sensitivitätsszenario“ berücksichtigt zusätzlich eine Reduktion der installierten Kapazitäten gasgefeuerter Kraftwerke in Europa um 25 %.



Abbildung 10: Übersicht über die betrachteten Szenarien

Der geographische Betrachtungsbereich umfasst den europäischen Raum (vgl. Abbildung 11). Im Fokus der Untersuchungen steht Österreich.

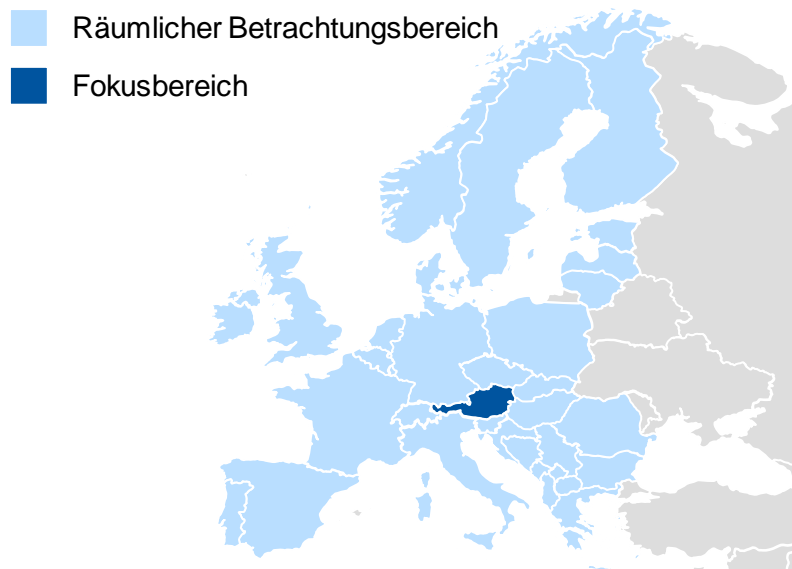


Abbildung 11: Räumlicher Betrachtungsbereich der Untersuchungen

---

<sup>13</sup> Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems

### 3.1 Basisszenario

Die Szenarioannahmen für das Basisszenario basieren, wie oben beschrieben, auf dem Szenario der Sensitivitätsanalyse für das Szenario 2030 B aus der Vorgängerstudie. Dabei konnten folgende Eingangsparameter aus dem bestehenden Szenario übernommen werden:

- Mantelzahlen sowie Parameter für installierte Kapazitäten von thermischen Kraftwerken, hydraulischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und Nachfrageflexibilitäten sowie Batteriespeicher (vgl. Abbildung 12)
- Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise
- Nettohandelskapazitäten zwischen den Gebotszonen
- Durchschnittliche Jahresenergiemengen der Nachfrage nach elektrischer Energie

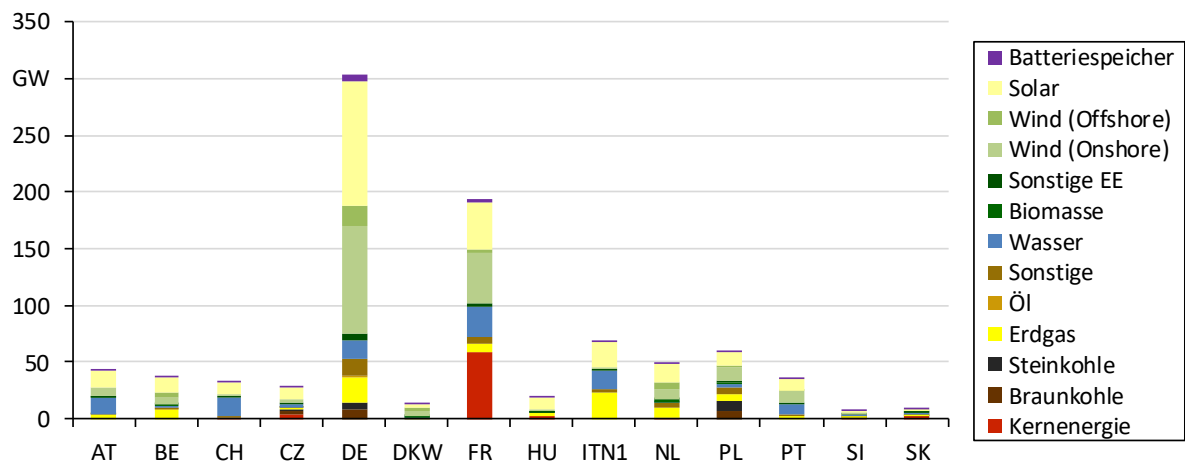


Abbildung 12: Installierte Kapazitäten von Erzeugungsanlagen ausgewählter Gebotszonen

Zur Berücksichtigung von wetterbedingten Unsicherheiten wurden im Rahmen dieser Studie ein Datensatz mit 35 Wetterjahren (1982-2016) berücksichtigt. Der Datensatz umfasst hierbei Erzeugungsprofile für Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke) sowie hydraulische Zuflüsse. Des Weiteren werden für alle Wetterjahre unterschiedliche Profile für die Nachfrage nach elektrischer Energie berücksichtigt. Der Datensatz basiert hierbei auf die PECD<sup>14</sup>-Datenbank der ENTSO-E (Stand: European Resource Adequacy Assessment 2021).

<sup>14</sup> Pan-European Climate Database

Zudem wurden insgesamt 300 Ausfalljahre zur Berücksichtigung von Unsicherheiten aufgrund von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ermittelt. Die Ermittlung erfolgt durch eine Ausfallziehung auf Basis von Markov-Ketten. Hierbei werden die Kraftwerkszustände auf Basis von Übergangswahrscheinlichkeiten gezogen. Die Übergangswahrscheinlichkeiten werden anhand der durchschnittlichen Verfügbarkeit sowie der durchschnittlichen Ausfalldauer bestimmt. Die durchschnittlichen Verfügbarkeiten und Ausfalldauern von thermischen Kraftwerken wurden dem Datensatz des European Resource Adequacy Assessments 2021 entnommen. Angenommene durchschnittliche Verfügbarkeiten und Ausfalldauern von hydraulischen Kraftwerken wurden in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber parametrisiert.

### **3.2 Sensitivitätsszenario**

Das Sensitivitätsszenario basiert auf den Annahmen des Basisszenarios. Im Rahmen des Sensitivitätsszenarios wurde eine Reduktion der installierten Kapazitäten gasgefeuerter Kraftwerke in Europa angenommen. Die Reduktion umfasst hierbei 25 % der installierten Leistung gasgefeuerter Kraftwerke je Gebotszone. Dies entspricht einer Reduktion um 850 MW in Österreich.

## 4 Ergebnisse

Ausgehend von den beschriebenen Szenarien wurden im Rahmen der Studie probabilistische Simulationen zur Untersuchung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsversorgungssystem durchgeführt.

Abbildung 13 zeigt die freie, noch verfügbare Flexibilität in AT in der Stunde höchster Knappheit je Simulation in abnehmender Reihenfolge für beide betrachteten Szenarien. Die freie, noch verfügbare Flexibilität in AT ist definiert als bisher noch nicht eingesetzte Wirkleistungseinspeisung zur Deckung des Nachfragebedarfs sowie nicht eingesetzte Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite. Die freie, noch verfügbare Flexibilität in AT umfasst hierbei noch verfügbare Kapazitäten thermischer Kraftwerke, hydraulischer Kraftwerke und Batteriespeicher sowie noch freie DSM-Potentiale. Bei einer freien, noch verfügbaren Flexibilität von 0 MW in Österreich kann in diesen Stunden die Nachfrage nur durch Stromimporte gewährleistet werden (hohe Stromimportabhängigkeit). In den betrachteten Simulationen tritt in keinem Fall von einer freien, noch verfügbaren Flexibilität von 0 MW in AT eine Nachfrageunterdeckung in Österreich auf, d.h. die Nachfragedeckung kann durch Stromimporte zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden. Bei Betrachtung des Basisszenarios ist hier eine grundsätzlich hohe freie, noch verfügbare Flexibilität in der jeweils knappsten Stunde zu erkennen. Zudem tritt lediglich in etwa 1,3 % der betrachteten Simulation eine freie, noch verfügbare Flexibilität von 0 MW in der knappsten Stunde auf. Die Reduktion der installierten Kapazitäten gasgefeuerter Kraftwerke im Sensitivitätsszenario resultiert in eine Verminderung der freien, noch verfügbaren Flexibilität. Zudem steigt der Anteil an Simulationen mit keiner noch verfügbaren Flexibilität in der knappsten Stunde auf etwa 34,2 %.

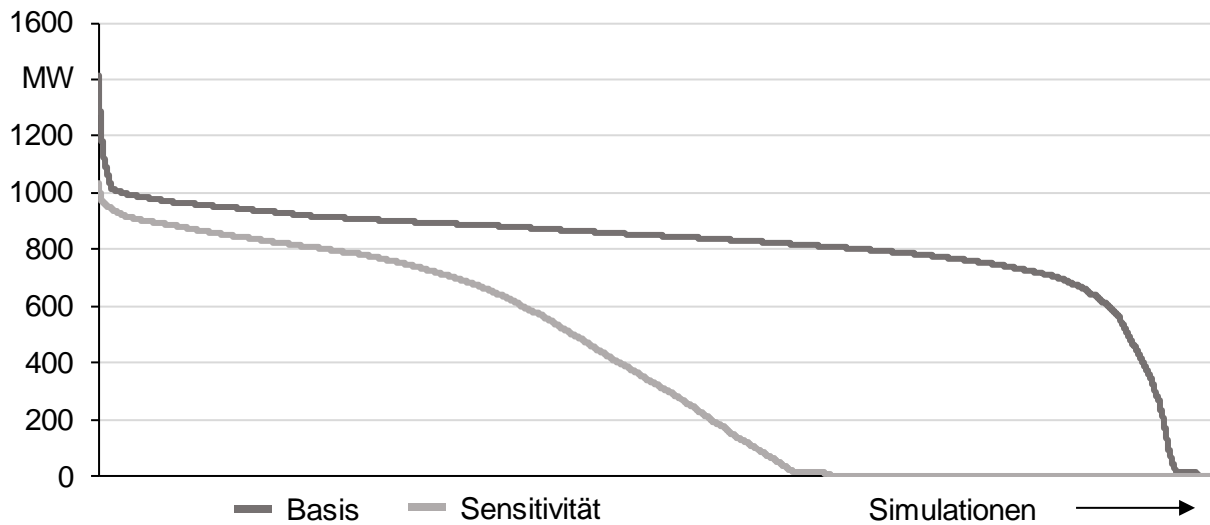


Abbildung 13: Freie, noch verfügbare Flexibilität in AT in der Stunde höchster Knappheit je Simulation

In Abbildung 14 ist zusätzlich die Anzahl an Stunden ohne freie, verfügbare Flexibilität in den jeweiligen Simulationen dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass im Basisszenario maximal 4 Stunden im Jahr (~0,05 %) ohne freie, noch verfügbare Flexibilität auftreten. Im Sensitivitätsszenario steigt die Anzahl an Stunden im Jahr ohne freie, noch verfügbare Flexibilität auf maximal 15 Stunden (~0,17 %) an.

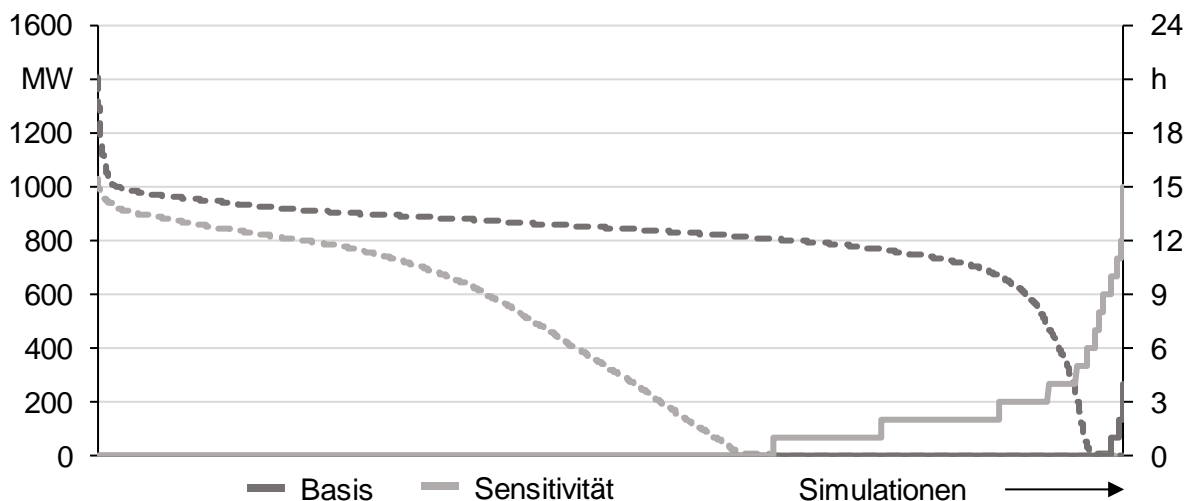


Abbildung 14: Anzahl an Stunden ohne freie, verfügbare Flexibilität

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Reduktion der installierten Kapazitäten gasgefeuerter Kraftwerke zu einer erhöhten Knappheit der Versorgungslage in Österreich führt. Dies zeigt sich durch die reduzierte freie, noch verfügbare Kapazität in Knappheitssituationen sowie durch die steigende Anzahl an Situationen ohne freie, noch verfügbare Kapazität. In den Situationen ohne freie, noch verfügbare Kapazität ist Österreich zwingend von Importen abhängig. Daraus

folgt insbesondere eine erhöhte Importabhängigkeit in Österreich. Dabei ist allerdings unklar, ob zukünftig in solchen Stunden Importpotenziale vorhanden sein werden.

Eine Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie Vermeidung von Knappheitssituationen in AT kann durch den Zubau bzw. die Erschließung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen (thermische Kraftwerke, hydraulische (Pump-)Speicherkraftwerke, Batteriespeicher, Lastflexibilität sowie neuartige Flexibilitätsoptionen) gewährleistet werden.

## Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Probabilistisches Verfahren zur Bewertung der europäischen Versorgungssicherheit.....	3
Abbildung 2: Übersicht über die betrachteten Szenarien.....	5
Abbildung 3: Räumlicher Betrachtungsbereich der Untersuchungen.....	5
Abbildung 4: Installierte Kapazitäten von Erzeugungsanlagen ausgewählter Gebotszonen.....	6
Abbildung 5: Freie, noch verfügbare Flexibilität in AT in der Stunde höchster Knappheit je Simulation .....	9
Abbildung 6: Anzahl an Stunden ohne freie, verfügbare Flexibilität .....	9