

Energiekonzept 2040: Sektorübergreifende Energiesystemstudie für Österreich

Endbericht

Gerald AUE
Maxime AMADIO
3. Oktober 2023

Präsentation für:



NICHT VERTRAULICH

Disclaimer

Diese Unterlage wurde von FTI France S.A.S., Handelsname Compass Lexecon („Compass Lexecon“), für den Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen Österreichs (FGW) gemäß den Bedingungen des Vertrags zwischen dem FGW und Compass Lexecon („Vertrag“) erstellt. Diese Unterlage wurde ausschließlich für den FGW erstellt und keine andere Partei ist berechtigt, sich zu irgendeinem Zweck darauf zu verlassen. Compass Lexecon übernimmt keine Haftung oder Sorgfaltspflicht gegenüber Personen (außer gegenüber dem FGW gemäß den entsprechenden Vertragsbedingungen) für den Inhalt dieser Unterlage. Dementsprechend lehnt Compass Lexecon jede Verantwortung für die Folgen für eine Person (außer dem FGW auf der oben genannten Grundlage) ab, die im Vertrauen auf diese Unterlage handelt oder Handlungen unterlässt, oder für Entscheidungen, die auf Grundlage der Studie getroffen oder nicht getroffen werden. Die Unterlage enthält Informationen, die aus einer Vielzahl von Quellen gewonnen oder abgeleitet wurden. Compass Lexecon übernimmt keine Verantwortung für die Überprüfung oder Feststellung der Zuverlässigkeit dieser Quellen oder die Überprüfung der so bereitgestellten Informationen. Compass Lexecon gibt gegenüber keiner Person (außer gegenüber dem FGW gemäß den relevanten Vertragsbedingungen) Zusicherungen oder Gewährleistungen jeglicher Art (ob ausdrücklich oder stillschweigend) hinsichtlich der Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Unterlage. Die Unterlage basiert auf Informationen, die Compass Lexecon zum Zeitpunkt der Erstellung zur Verfügung standen, und berücksichtigt keine neuen Informationen, die uns nach dem Datum der Publikation bekannt werden. Wir übernehmen keine Verantwortung dafür, diese Unterlage zu aktualisieren oder einen Empfänger der Unterlage über solche neuen Informationen zu informieren. Jeder Empfänger dieser Unterlage (außer dem FGW) erwirbt keine Rechte in Bezug auf diese Unterlage. Die in dieser Unterlage dargelegten Ansichten sind die der genannten Verfasser und nicht unbedingt die Ansichten von Compass Lexecon, dessen Management oder Muttergesellschaft oder anderer Fachleute von Compass Lexecon. Alle Urheber- und sonstigen Eigentumsrechte an dieser Unterlage bleiben Eigentum von Compass Lexecon und alle Rechte bleiben vorbehalten.

© 2023 FTI France S.A.S. Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

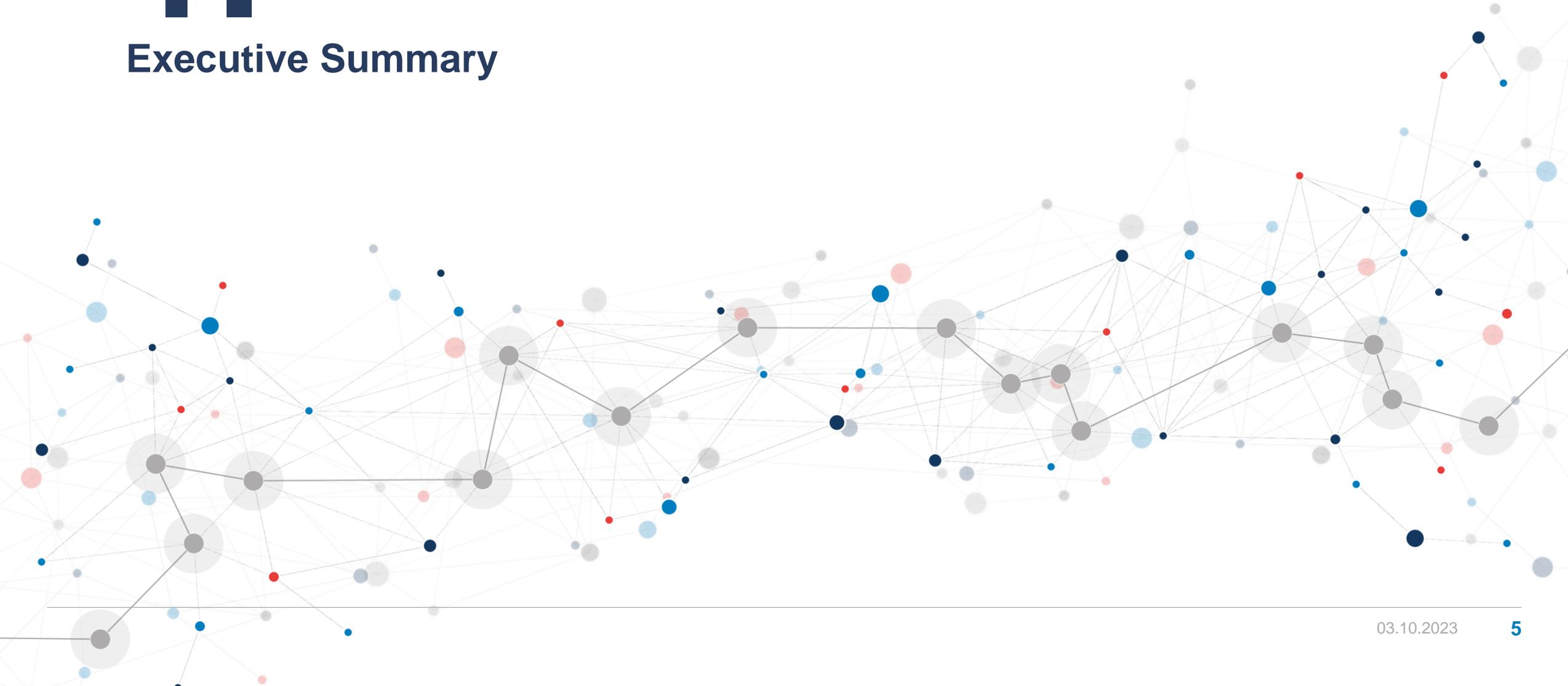
1. Executive Summary	<u>5</u>
2. Einleitung: Fragestellung, Methodik, Szenarientwicklung	<u>18</u>
3. Potentialannahmen	<u>24</u>
4. Dekarbonisierung des Endverbrauchs	<u>30</u>
5. Dekarbonisierung der österreichischen Fernwärmeerzeugung und Stromaufbringung	<u>39</u>
6. Das Jahr 2040	<u>48</u>
7. Investitionen zur Szenarioumsetzung	<u>62</u>
8. Kernaussagen und Limitationen	<u>68</u>
9. Anhang: Weitere Annahmen der Modellierung	<u>71</u>
10. Anhang: Preisszenarien	<u>79</u>
11. Anhang: Eingesetzte Compass Lexecon Modellierungstools	<u>87</u>
12. Anhang: Bibliographie	<u>91</u>

Unser Auftrag

- Der **Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen** Österreichs (FGW) hat **Compass Lexecon** damit beauftragt, eine sektorübergreifende Energiesystemstudie zur **vollständigen Dekarbonisierung** des österreichischen Energiesystems bis 2040 zu erstellen.
- **Ziel** der Studie war die Entwicklungen von zwei Szenarien mit Transitionspfaden von heute bis 2040 in feiner (i.e. stündlicher) Auflösung (Szenario 1: “Starke Elektrifizierung”, Szenario 2: “Diversifizierter Energieträgermix”) sowie deren **komparative Auswertung**.
- Kernfokus der Betrachtung waren dabei der **Wärmesektor**, die verschiedenen Optionen zur Wärmedekarbonisierung und resultierende Nutzung **klimaneutraler Gase**.
- Zur Erstellung der beiden Szenarien sollte soweit möglich **auf bestehende (Sektor-)Studien für das österreichische Energiesystem aufgesetzt** werden.
- In der Analyse sollte besonderes Augenmerk auf sektorübergreifende Effekte gelegt werden – und dabei vor allem auf die **Rückwirkung unterschiedlicher Optionen für die Wärmedekarbonisierung auf das Stromsystem**.
- Ebenso sollte die Rolle von **Energieimporten** (i.e. klimaneutraler Gase und Strom) analysiert werden, die sich aus der Einbettung Österreichs in das Europäische Energiesystem ergibt.
- Schließlich sollten die zur Umsetzung der Szenarien erforderlichen **Investitionen** in Anlagen zur Produktion von Strom, Fernwärme und dekarbonisierten Gasen sowie in Endverbrauchseinrichtungen zur Wärmeproduktion abgeschätzt werden.

1.

Executive Summary

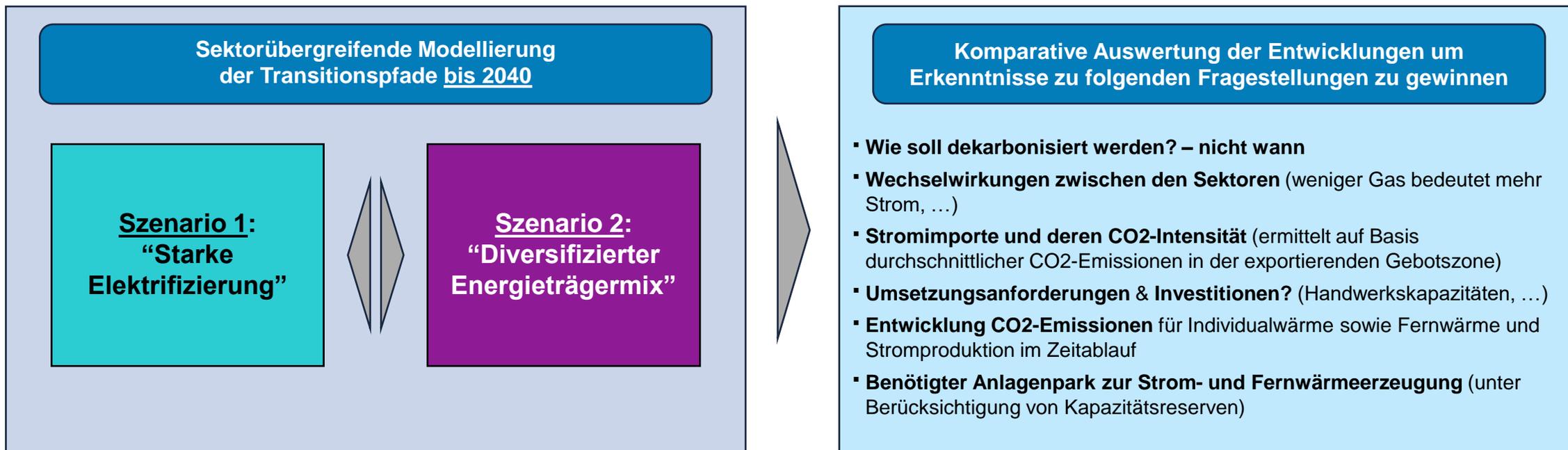


Zusammenfassung Kernaussagen

Vorgaben an das Studiendesign	Erreichung Klimaziele	<ul style="list-style-type: none"> In beiden Szenarien werden die aktuellen Ziele für die Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2040 erreicht. Die Szenarien unterscheiden sich jedoch im Weg zur Zielerreichung.
	Biomassepotential und Biomethanproduktion	<ul style="list-style-type: none"> In beiden Szenarien wird das Biomassepotential nicht vollständig ausgenutzt und aus Teilen der nicht direkt energetisch genutzten, festen und der feuchten Biomasse 20 TWh Biomethan produziert. Es verbleiben erhebliche Restpotentiale zur Biomethanherzeugung, dessen Produktion im Einklang mit nachhaltiger Biomasse-Nutzung steht.
Szenariodefinition Basis: vorhandene Sektorstudien (u.a. für FGW, BMK, UBA)	Einsatz gasförmiger Energieträger	<ul style="list-style-type: none"> Beide Szenarien nutzen auch 2040 in erheblichem – wenn auch unterschiedlichem – Umfang gasförmige Energieträger. 2040 sind alle eingesetzten Gasmengen vollständig dekarbonisiert – also Biomethan bzw. klimaneutraler^[1] Wasserstoff. Der Hochlauf der Produktion klimaneutraler Gase ist daher für beide Szenarien erforderlich.
Ergebnis Modellierung	Erzeugung & Importe von Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Der nationale Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff übersteigt 2040 die Potentiale für die österr. Inlandsproduktion (ca. 25 TWh) in beiden Szenarien. Beide Szenarien erfordern 2040 erhebliche Importe an klimaneutralem H2 und daher den Aufbau von Import-, Speicher- & Verteilinfrastruktur. Im Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) werden 2040 deutlich höhere Importe klimaneutralen Wasserstoffs benötigt als im Szenario 1 („Starke Elektrifizierung“). Bei Wasserstoffimporten ist dabei in beiden Szenarien auf deren CO₂-Neutralität (direkt und indirekt) zu achten.
	Stromimporte	<ul style="list-style-type: none"> Die in Österreich als verfügbar angenommenen erneuerbaren Stromproduktionspotentiale^[2] werden in beiden Szenarien vollständig ausgebaut. Im Szenario 1 („Starke Elektrifizierung“) werden 2040 dennoch bilanziell (d.h. auf Jahresebene) Strommengen zur Deckung des österreichischen Strombedarfs importiert. Im Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) hingegen ist Österreich auf Jahresebene Netto-Exporteur.
	CO ₂ -Intensität der Stromimporte	<ul style="list-style-type: none"> Stromimporte kommen 2040 i.d.R. auch aus Ländern (Gebotszonen) die zu diesem Zeitpunkt noch keine vollständige Dekarbonisierung der Stromproduktion anstreben (ENTSO-E Szenario „Distributed Energy“ sieht die vollständige Dekarbonisierung erst 2050 vor). Der in Szenario 1 ggü. Szenario 2 in Österreich zusätzlich verbrauchte Strom verursacht zusätzliche Emissionen im Ausland (ca. 100 g/kWh).
	Gas-Speicherbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Zum Ausgleich von Strukturdifferenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch klimaneutraler Gase werden für Österreich Speicherkapazitäten (d.h. AGV) im Umfang von ca. 40 TWh_{Erdgas-Äquivalent} benötigt.^[3] Heute liegen in Österreich ca. 97 TWh Erdgasspeicher AGV, die jedoch teilweise auch für Nachbarländer genutzt werden. Die österreichischen Erdgasspeicher müssen dazu unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sukzessiv auf Wasserstoffnutzung umgerüstet bzw. neue Wasserstoffspeicher gebaut werden.
	Investitionsbedarfe	<ul style="list-style-type: none"> Das Szenario starker Elektrifizierung erfordert höhere Investitionen – vor allem in Anwendungstechnologie für den energetischen Verbrauch der Industrie und in der Individualwärme in Haushalten und im Dienstleistungssektor – als jenes mit diversifiziertem Energiemix.

Zielsetzungen

Die Studie erzielt Erkenntnisse aus der Modellierung und dem Vergleich von zwei Szenarien für die Entwicklung des österreichischen Energiesystems bis 2040.



Studienmethodik und Szenarioentwicklung

Zielsituation 2040 ▲

		Szenario 1: Starke Elektrifizierung	Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix
Energetischer Endverbrauch	Haushalte & Dienstleistung CL-Modellierung	Vollständiger Ausstieg aus gasförmigen Energieträgern Deutlicher Fernwärmeausbau (vor allem auch im urbanen Raum); fossil versorgte Endverbraucher wechseln neben Fernwärme v.a. auch auf Wärmepumpen	Fortgesetzte (Klimaneutraler-)Gasnutzung Deutlicher Fernwärmeausbau (analog Szenario 1); Öl-Bestand wechselt vollständig, Gas-Bestand teilweise auf FW und Wärmepumpe; ab 2040 wird nur mehr klimaneutr. Gas genutzt
	Industrie & Gewerbe [1]	Starke Elektrifizierung gem. Strom-Szenario der BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)	Fortgesetzte Gas-Nutzung gem. Gas-Szenario der BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)
	Transport [3] [2]	PKW: Quasi-Voll-Elektrifizierung gem. „Umweltbundesamt“ LKW/Busse: Starke Elektrifizierung gem. BMK-Studie zu erneuerbaren Gasen	PKW: Quasi-Voll-Elektrifizierung gem. „Umweltbundesamt“ LKW/Busse: diversifizierte Energieträgernutzung gem. BMK-Studie zu erneuerbaren Gasen
Nichtenergetischer Verbrauch [1]		Starke Wasserstoffnutzung gem. BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)	
Umwandlungssektor CL-Modellierung	Fernwärmeerzeugung [4]	Die Erzeugung des Fernwärmesektors stützt sich in beiden Szenarien auf die „FGW-Roadmap“.	
	Stromerzeugung [5] Szenario-grundlage	Stundenscharf modellierte Erzeugung mit jährlichen RES-Ausbaulimits gestützt auf die OE „Stromstrategie 2040“	Stundenscharf modellierte Erzeugung mit jährlichen RES-Ausbaulimits gestützt auf die OE „Stromstrategie 2040“


Gesetzlich verankerte
österreichische Klimaziele

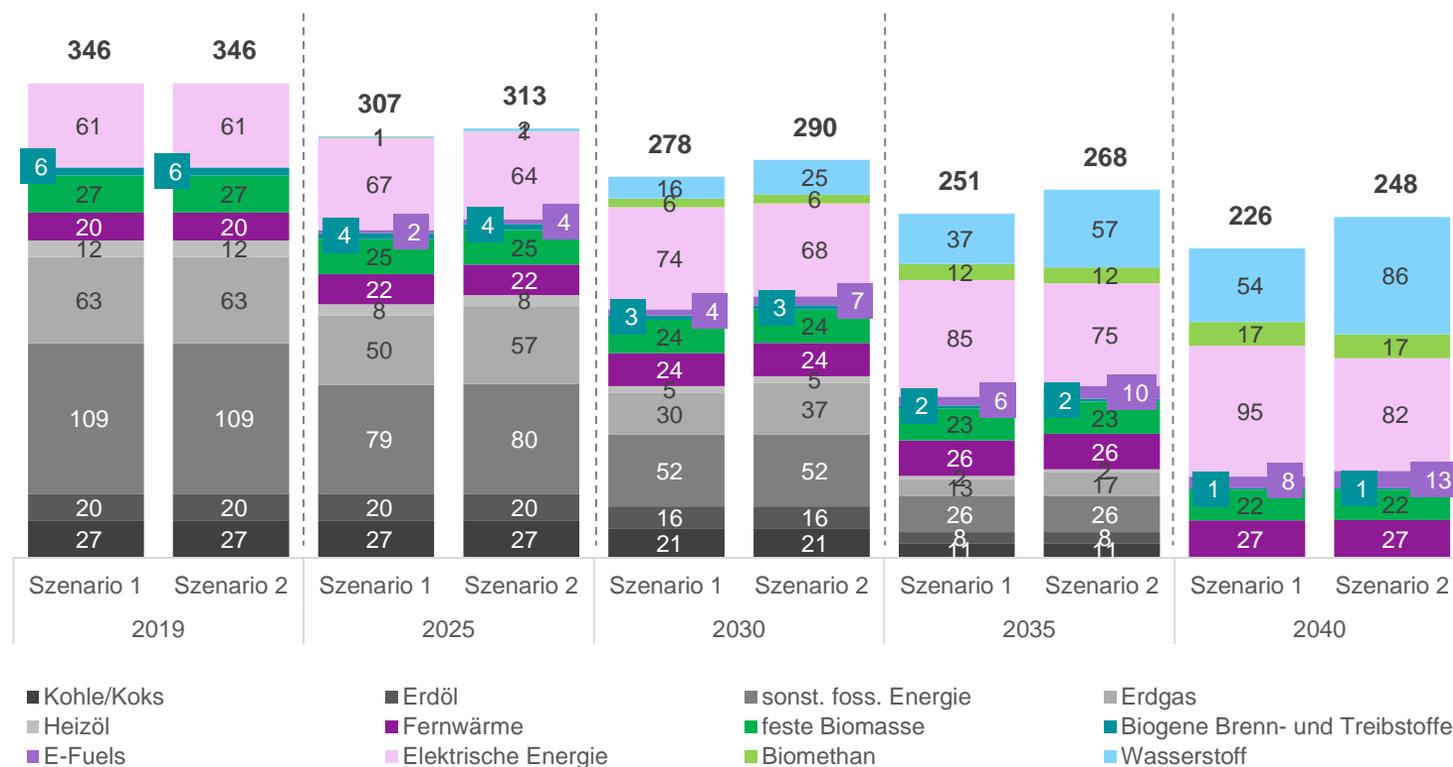

Nachhaltige Ressourcen-Nutzung

- **Sektorübergreifendes Ziel:** Klimaneutralität Österreichs bis 2040 (§ 4 (1) Erneuerbaren-Ausbaugesetz – EAG)
- **Sektorziel Strom:** „[Deckung des] Gesamtstromverbrauch[s] ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen“ (§ 4 (2) Erneuerbaren-Ausbaugesetz – EAG)
- **Sektorziel Gas:** „Erhöhung [des] Anteil[s] von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz“ bis auf 7,5 TWh in 2030, bis auf 2035 in 15 TWh (Zielsetzungen Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG))
- **Biomasse:** Es wird von dem minimal realisierbaren Biomassepotential von ca. 58 TWh in 2040 ausgegangen (österreichischer Biomasse-Verband).
- **Biomethan:** Es wird ein Ansatz von 20 TWh als Potential für die Biomethanerzeugung in Österreich angenommen.
- **Wasserstoff:** Es wird von einem inländischen Erzeugungspotential von 25 TWh im Jahr 2040 ausgegangen.

Entwicklung Energieträger im Endverbrauch in Österreich

Kernunterschied der Szenarien liegt in der Gasnutzung. Beide Szenarien nutzen jedoch auch 2040 in erheblichem Umfang gasförmige Energieträger – jedoch vollständig dekarbonisierte (Biomethan + H2).

Endenergiebedarf ausgewählter^[1] Energieträger für Gesamt-Österreich^[2] [TWh]



- Dargestellt ist der Endverbrauch – der Einsatz von Energieträgern (inkl. Biomethan und Wasserstoff) in der Strom- und Fernwärmeproduktion ist somit nicht enthalten.
- Dargestellt ist die Summierung der Ergebnisse der einzelnen Sektormodelle.
- Für die Industrienachfrage wurden dabei die Szenarien einer Wasserstoffnutzung (d.h. nicht die einer stark ausgedehnten Biomethannutzung) herangezogen.
- Der **Wasserstoff** wird in beiden Szenarien in der Industrie (energetisch & nicht-energetischer Einsatz) sowie im Transportsektor in unterschiedlichem Ausmaß eingesetzt.
- **Im Szenario 1: starker Elektrifizierung** findet Biomethan daher – neben Wasserstoff – Anwendung in Teilen der industriellen Hochtemperaturwärme (16 TWh) und für die Dekarbonisierung der in der Industrie stofflich genutzten Energieträger.
- **Im Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix** findet Biomethan Anwendung im Sektor Haushalt & Dienstleistungen und für die Dekarbonisierung der in der Industrie stofflich genutzten Energieträger.

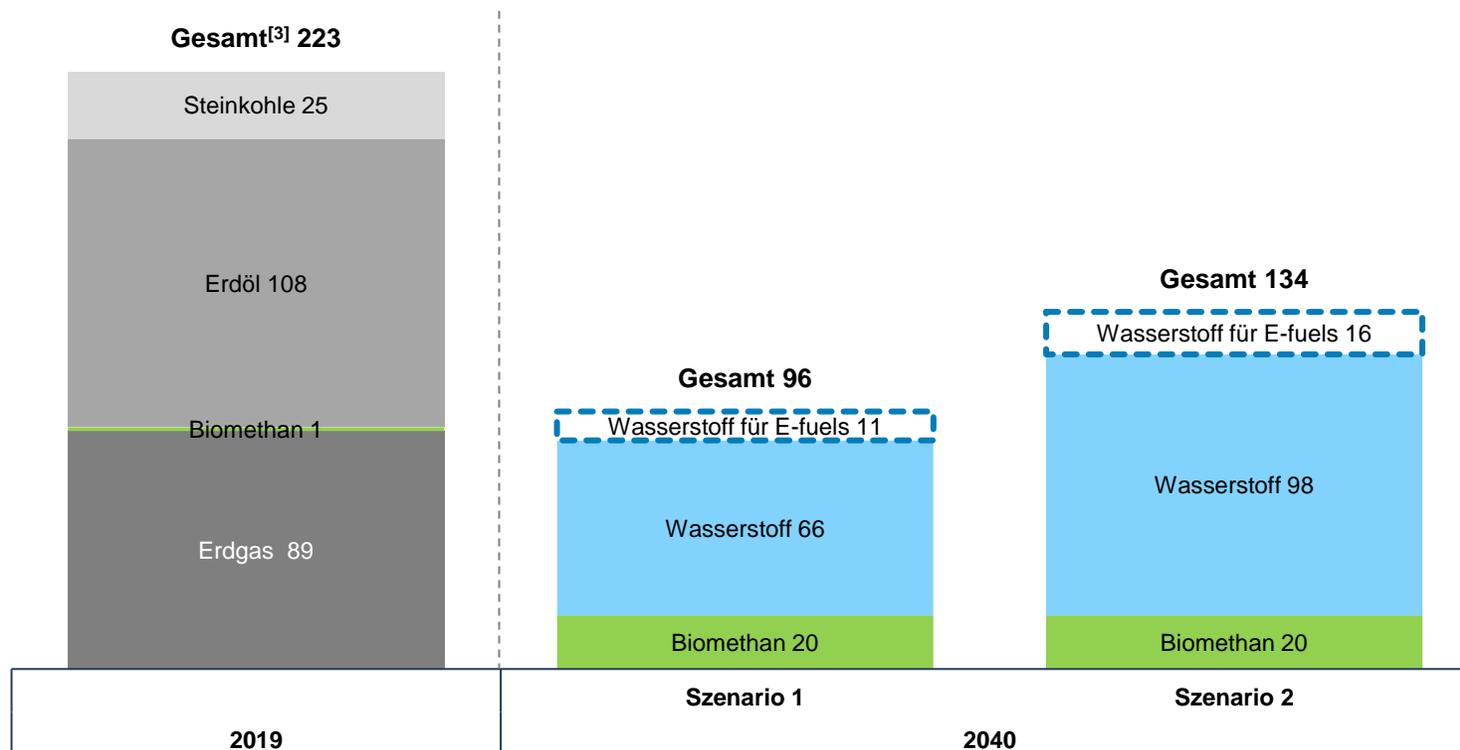
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Gas: Gaseinsatz im gesamten Energiesystem in Österreich in 2040

Vollständig dekarbonisierte gasförmige Energieträger (klimaneutraler Wasserstoff und Biomethan) ersetzen (neben v.a. Strom) 2040 die bisher genutzten fossilen Energieträger (Erdgas aber auch Kohle und Erdöl).

Entwicklung des Gaseinsatzes^[1] im gesamten Energiesystem in Österreich [TWh/a]



- Beide Szenarien nutzen in erheblichem Umfang auch noch 2040 gasförmige Energieträger (Biomethan und klimaneutralen^[2] Wasserstoff).
- In beiden Szenarien wird das angesetzte Potential an heimischem Biomethan ausgenutzt. Der Einsatz wurde dabei auf **20 TWh** begrenzt.
- Der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff im Endbrauch und im Umwandlungssektor sowie zur Erzeugung von E-Fuels unterscheidet sich zwischen den beiden Szenarien.
- E-Fuels werden vor allem im Flug- und teilweise im Schwerverkehr eingesetzt.
- Im dekarbonisierten Energiesystem werden die fossilen Energieträger, v.a. Erdöl und Kohle durch dekarbonisierte, gasförmige Energieträgern ersetzt.
 - Die Szenarioansätze für den industriellen Sektor stammen dabei aus der vom BMK beauftragten Studie „Klimaneutralität Österreichs bis 2040, Beitrag der Österreichischen Industrie“ ([link](#))

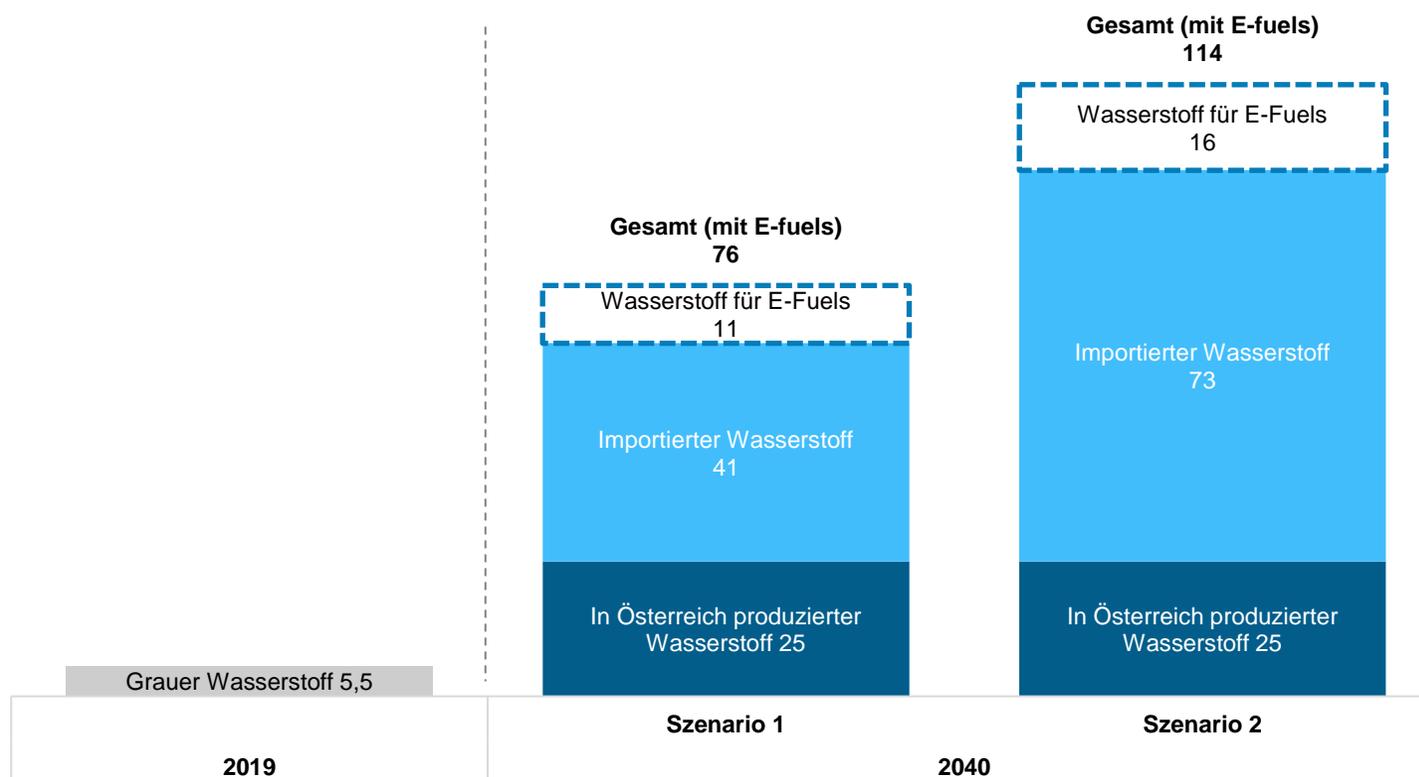
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Gas: Import und Produktion von klimaneutralem Wasserstoff in 2040

In beiden Szenarien wird 2040 in erheblichem Umfang klimaneutraler Wasserstoff importiert, da die für 2040 als Potentialgrenze gesetzten 25 TWh Inlandsproduktion zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen.

Entwicklung des österreichischen Bedarfs nach klimaneutralem Wasserstoff [TWh/a]



Szenario 1: Starke Elektrifizierung

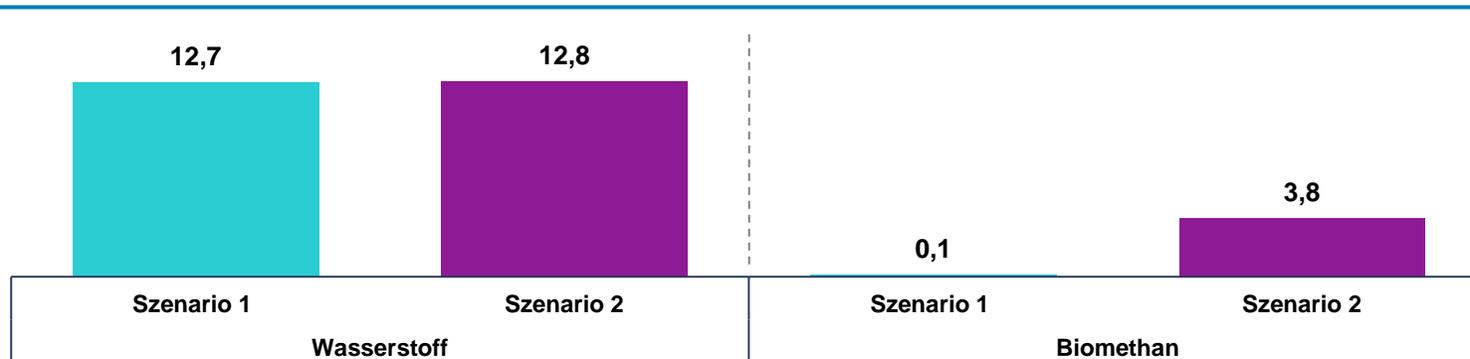
Szenario 2: Energieträgermix

- In beiden Szenarien wird von einem Anwachsen der inländischen Wasserstoffproduktion auf ca. **25 TWh** bis 2040 ausgegangen.
– Dieser Ansatz ist konsistent mit der AGGM Wasserstoff-Roadmap und der Österreichischen Wasserstoff-Strategie (letztere hinsichtlich der Entwicklung bis 2030).
- Die Differenz auf den Inlandsbedarf an (klimaneutralem^[1]) Wasserstoff wird in beiden Szenarien durch – jeweils unterschiedliche und im Zeitablauf stark wachsende – Wasserstoffimporte gedeckt.
- Die Wasserstoff-Importe in 2040 von ca. 40 bis fast 90 TWh pro Jahr wären gem. AGGM möglich, sobald die im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 enthaltenen Projekte zur Ertüchtigung bestehender Leitungskapazitäten bzw. dem Bau neuer Wasserstoffprojekte umgesetzt sind. Für den Fall, dass der gesamte Wasserstoff Import via Italien erfolgt, muss gem. AGGM ggfs. die Wasserstoffkapazität der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) durch Umwidmung eines weiteren Leitungsstranges erhöht werden.
- Hinsichtlich der u.a. für Importe (zum Verbrauch in Österreich) erforderlichen Speicherbedarfe siehe Folgeslide.

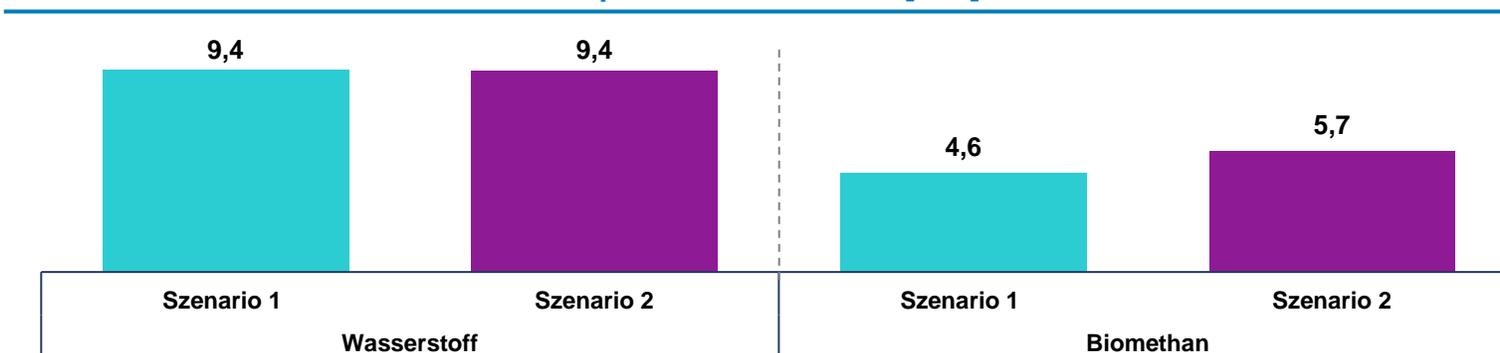
Gas: Speicherbedarfe für gasförmige Energieträger in 2040

Für die zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch von klimaneutralem Wasserstoff und Biomethan werden in beiden Szenarien bedeutende Gasspeicherkapazitäten benötigt.

Arbeitsgasvolumen – 2040 [TWh]



Speicherraten – 2040 [GW]



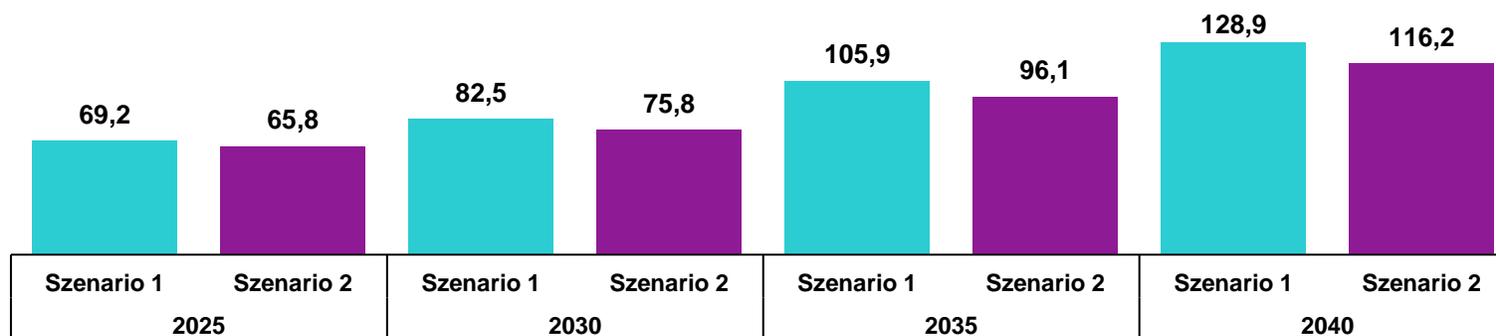
- Szenario 1: Starke Elektrifizierung
- Szenario 2: Energieträgermix

- Erzeugung und Verbrauch klimaneutraler Gase folgen unterschiedlichen, zeitlichen Verläufen.
- Zum Ausgleich der Differenzen werden Gas- bzw. Wasserstoffspeicher gebraucht.
- **Speicherkapazitäten für Wasserstoff:**
 - Zum Ausgleich von Produktions- bzw. Import- & Verbrauchsstruktur werden 2040 ca. 13 TWh Wasserstoffspeicher benötigt.
 - Durch den geringeren volumetrischen Brennwert von Wasserstoff ggü. Erdgas (ca. 1/3) entspricht Speicherbedarf für Wasserstoff ca. dem Dreifachen an Erdgasspeicherkapazitäten (d.h. ca. **40 TWh_{Erdgas-Äquivalent}**).
- **Speicherkapazitäten für Biomethan:**
 - Zum Ausgleich von Produktions- & Verbrauchsstruktur werden 2040 ca. **5-6 TWh** Methanspeicher benötigt.
- Zusätzlich – und hier nicht quantifiziert – erfüllen Gasspeicher auch eine wesentliche Rolle bei der Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit** – sowohl im Gassektor (inkl. H₂) als auch Stromsektor (da gasförmige Energieträger heute und in Zukunft zur Stromproduktion genutzt werden).
- Gemäß E-Control liegen heute ca. 97 TWh Erdgas-Arbeitsgasvolumen^[1] (mit ca. 45 GW Ausspeicherrate) in Österreich die jedoch teilweise auch für Nachbarländer eingesetzt werden. Die österreichischen Erdgasspeicher müssen jedoch unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erst auf H₂-Nutzung umgerüstet bzw. neue Wasserstoffspeicher gebaut werden.

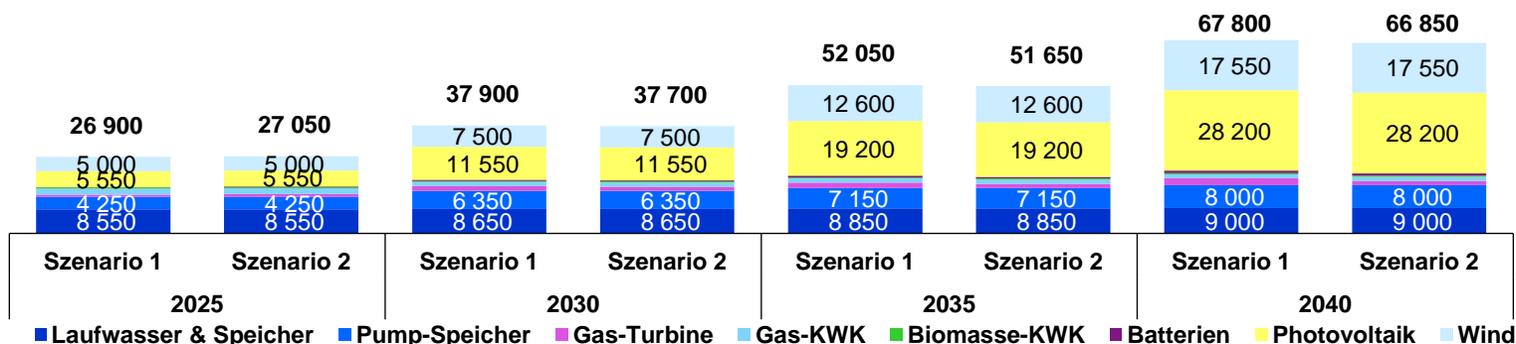
Strom: Stromnachfrage und Stromproduktionskapazitäten

In beiden Szenarien werden erneuerbare Kapazitäten bis zur Potentialgrenze ausgebaut. Da sich der Stromverbrauch zwischen den Szenarien unterscheidet, unterscheiden sich auch regelbare Kapazitäten.

Gesamtstrombedarf im Endverbrauch & Umwandlungssektor^[1] [TWh]



Entwicklung österreichische Stromproduktions- und speicherkapazitäten [GW_{el}]



Szenario 1: Starke Elektrifizierung

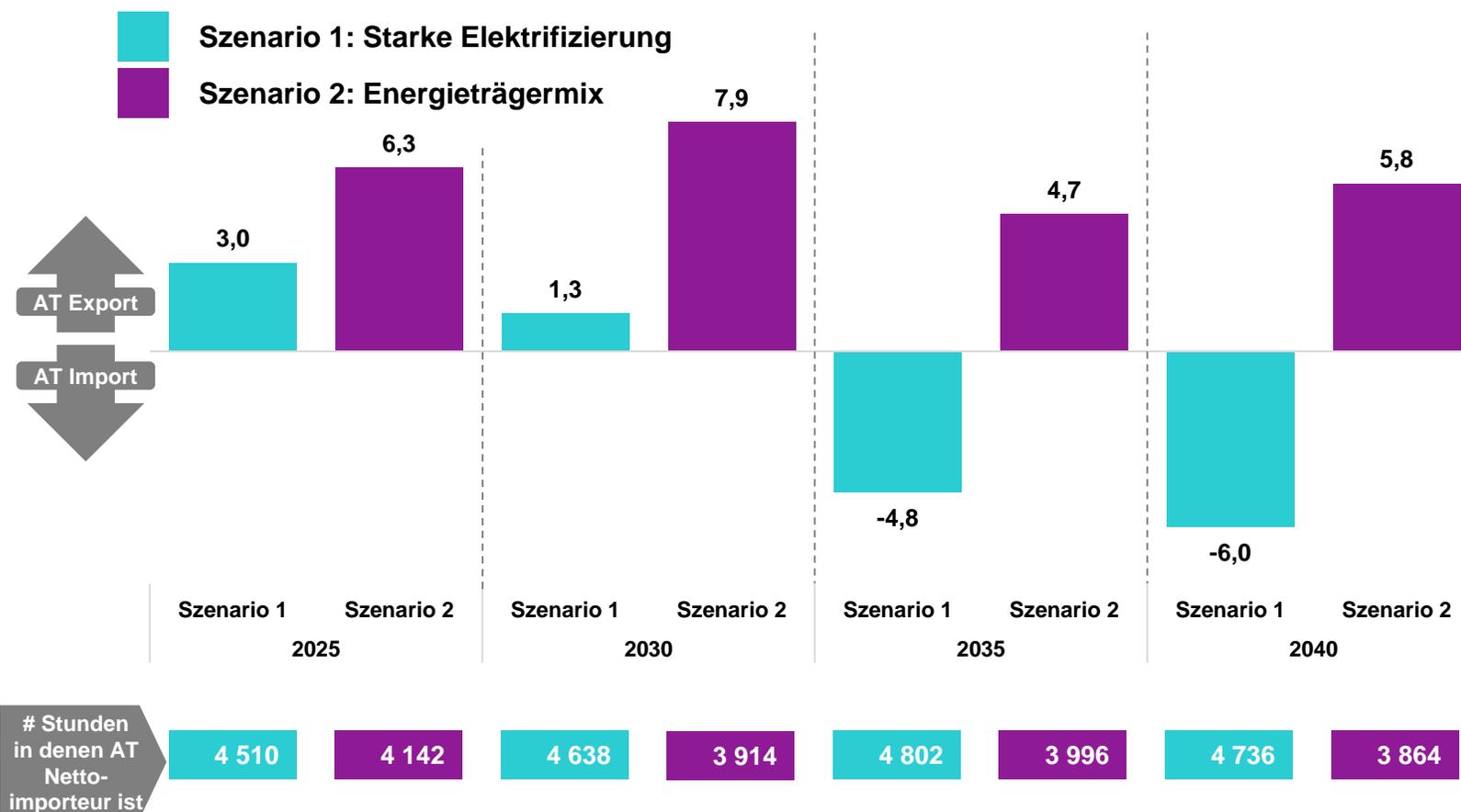
Szenario 2: Energieträgermix

- In beiden Szenarien wird von einem Anwachsen des inländischen Strombedarfs im Endverbrauch und Umwandlungssektor ausgegangen.
 - In Szenario 1 steigt die Nachfrage 2040 auf ca. 130 TWh
 - In Szenario 2 liegt die Nachfrage 2040 ca. 10% unter Szenario 1, bei ca. 116 TWh.
- Die österreichischen erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten werden in beiden Szenarien bis zur Potentialgrenze ausgebaut.
- Zwischen den Szenarien bestehen Unterschiede beim Kapazitätsausbau. Da im Szenario 1 die Spitzenlast höher ist, werden aus Versorgungssicherheitsgründen vergleichsweise mehr regelbare Stromerzeugungskapazitäten (H2-Gasturbinen) ausgebaut.

Strom: Jährliche Netto-Stromimporte und -exporte

Im Szenario 2 (diversifizierter Energieträgermix) importiert Österreich auf Jahresebene bis 2040 keine, im Szenario 1 (starke Elektrifizierung) jedoch deutliche Strommengen.

Entwicklung österreichische Stromexporte auf Jahresebene [TWh/a]

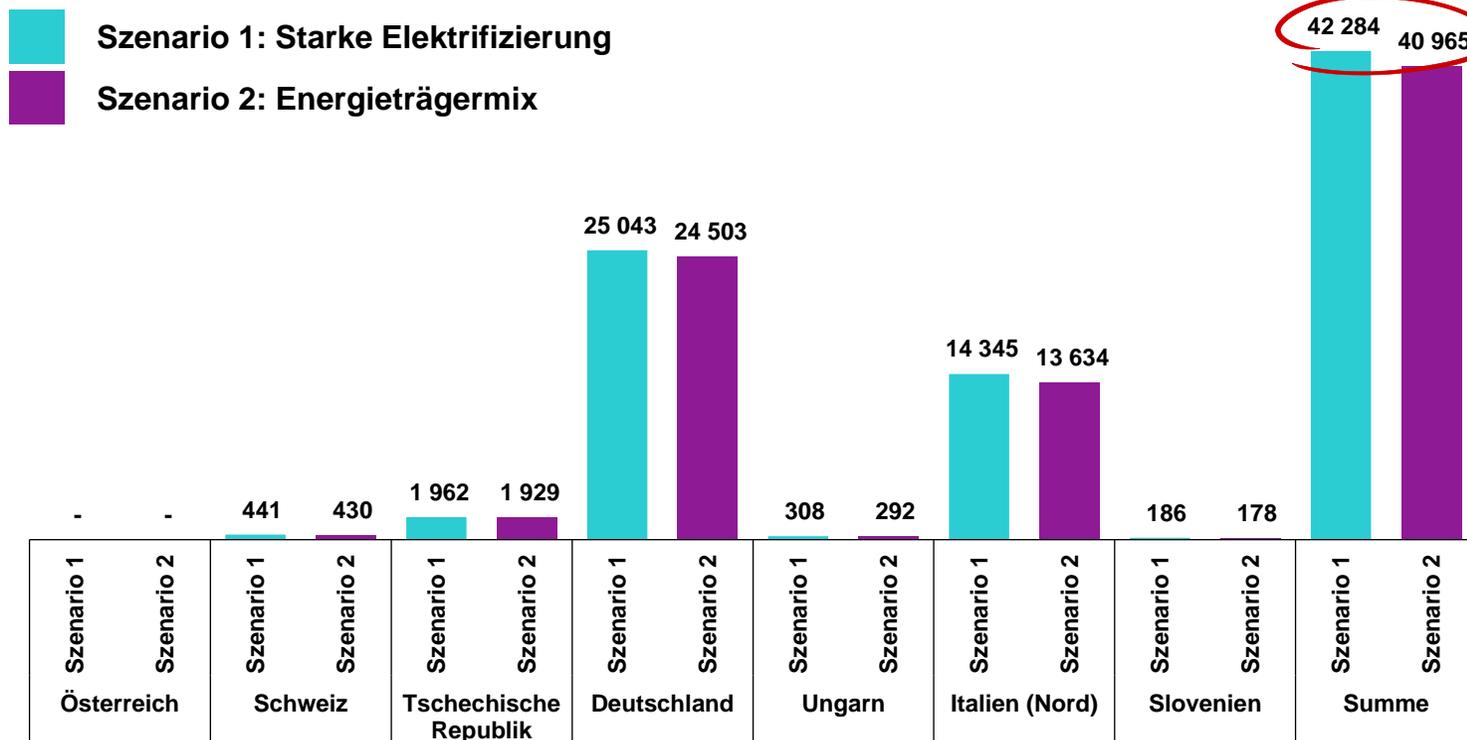


- Unter Annahme der definierten Kapazitätsausbaupotentiale und der Austauschkapazitäten,
 - **importiert** Österreich in Szenario 1 („**Starke Elektrifizierung**“) 2040 bilanziell auf Jahresebene deutliche Strommengen
 - **exportiert** Österreich in Szenario 2 („**Diversifizierter Energieträgermix**“) auf Jahresebene ca. 6 TWh Strom.
- Für die Strom-Übertragungsnetz-Kapazitäten zur Anbindung Österreichs an die Nachbarländer werden bis 2040 geringfügige Erweiterungen angenommen (→ siehe Anhang).
 - ggfs. vorhandene, interne österreichische Netzengpässe werden dabei nicht berücksichtigt
 - Nord-Süd Engpässe im deutschen Übertragungsnetz werden vereinfacht berücksichtigt, in dem die Importkapazitäten von Deutschland nach Österreich – trotz technischem Ausbau – bis 2040 auf dem aktuellen Niveau gehalten werden.

Strom: Emissionen des in Nachbarländern produzierten Stroms

Die Stromproduktion der Nachbarländer ist 2040 noch nicht vollständig dekarbonisiert (importierter Strom daher i.d.R. noch CO2-behaftet). Das Szenario 1 erhöht zudem den CO2-Ausstoß der Nachbarländer.

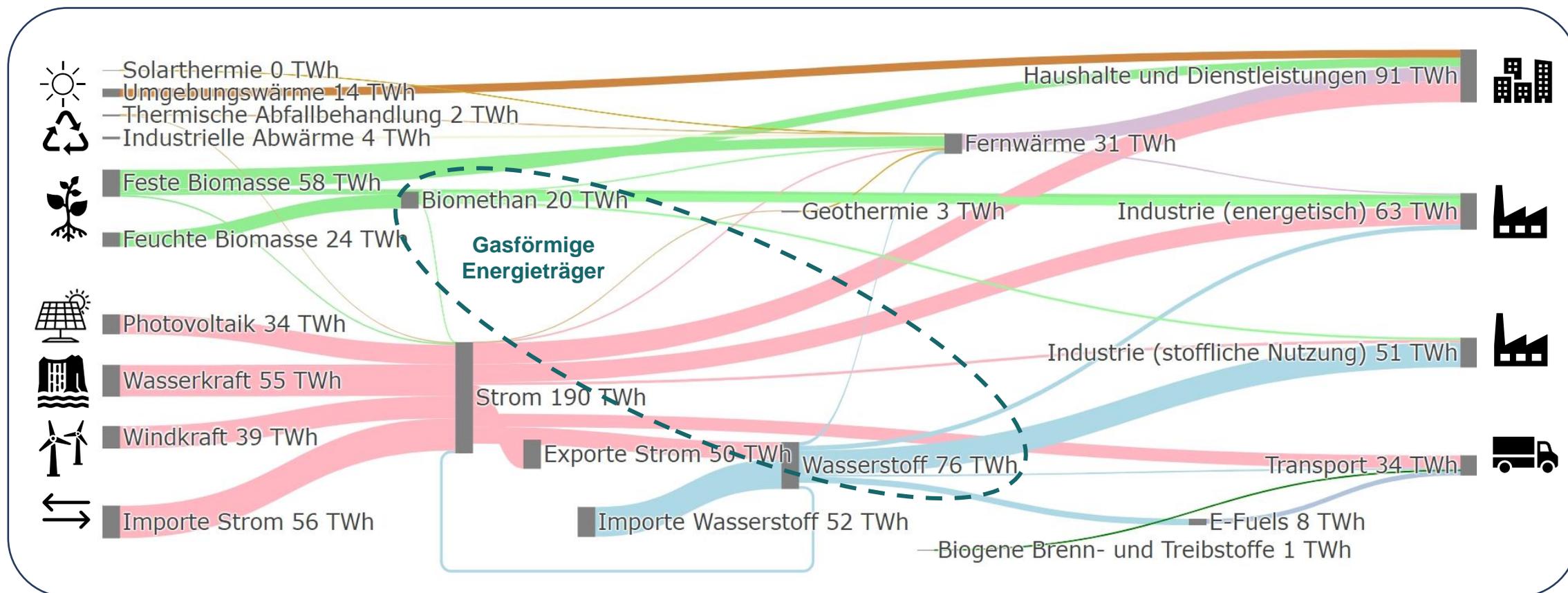
Gesamtemissionen zur Stromproduktion der Nachbarländer 2040 [Tausend Tonnen CO2-Äquivalent]



- Die CO2-Intensität der Stromproduktion in Österreichs Nachbarländern (bzw. genauer: in den angrenzenden Gebotszonen) unterscheidet sich abhängig vom jeweiligen Kraftwerkspark.
- Anders als Österreich setzen die Nachbarländer 2040 neben erneuerbaren Technologien auch (noch) fossile Energieträger (Erdgas), fossile Energieträger unter Nutzung von CCS und Kernenergie ein.
- Da Österreichs Nachbarländer ihren Stromsektor bis 2040 noch nicht vollkommen dekarbonisiert haben, verursacht der durch Österreich von dort importierte Strom zusätzliche CO2-Emissionen in diesen Nachbarländern.
- Aus dem Vergleich der beiden Szenarien ergibt sich für den in Szenario 1 („starke Elektrifizierung“) ggü. Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) zusätzlich in Österreich verbrauchten Strom eine – in den Nachbarländern ausgelöste – CO2-Intensität von ca. 100 g/kWh.
– Zur Ermittlung dieses Wertes wurde die absolute Differenz der CO2eq-Emissionen der beiden Szenarien durch die Differenz des österreichischen Bruttostromverbrauchs in den beiden Szenarien geteilt.

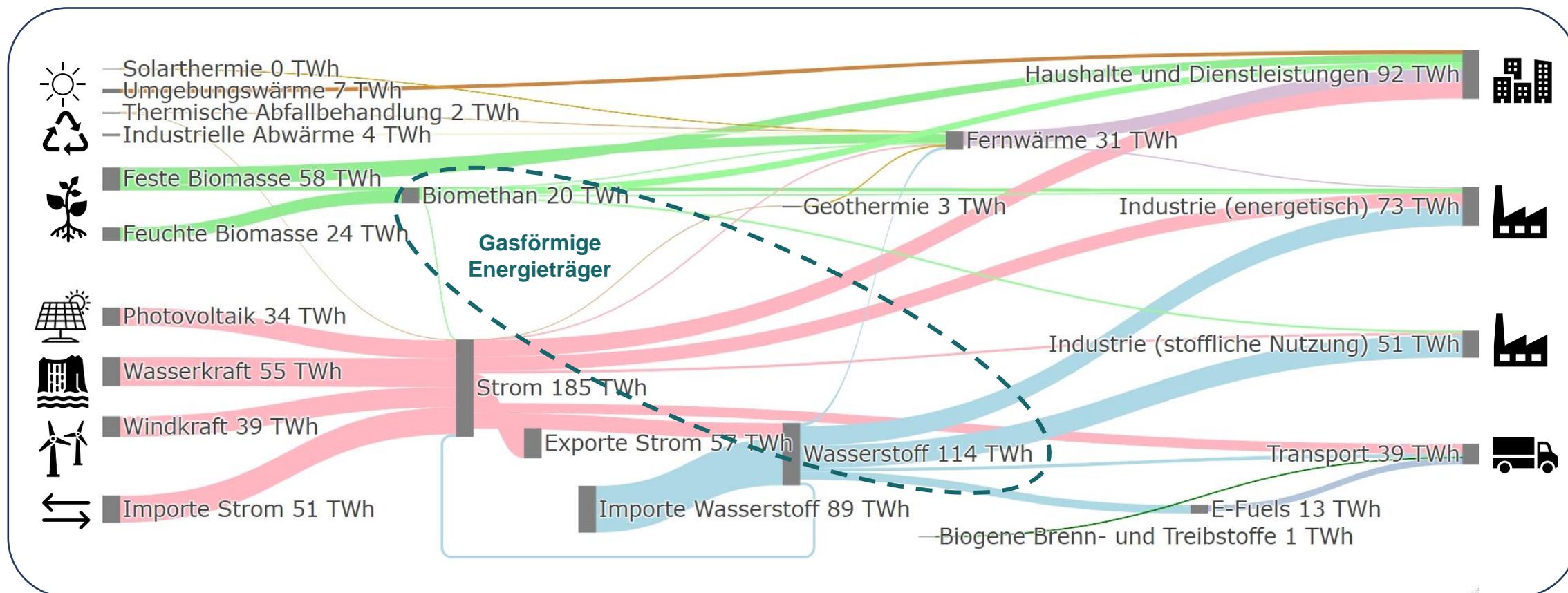
Energiefluss im österreichischen Energiesystem 2040

Szenario 1: Starke Elektrifizierung



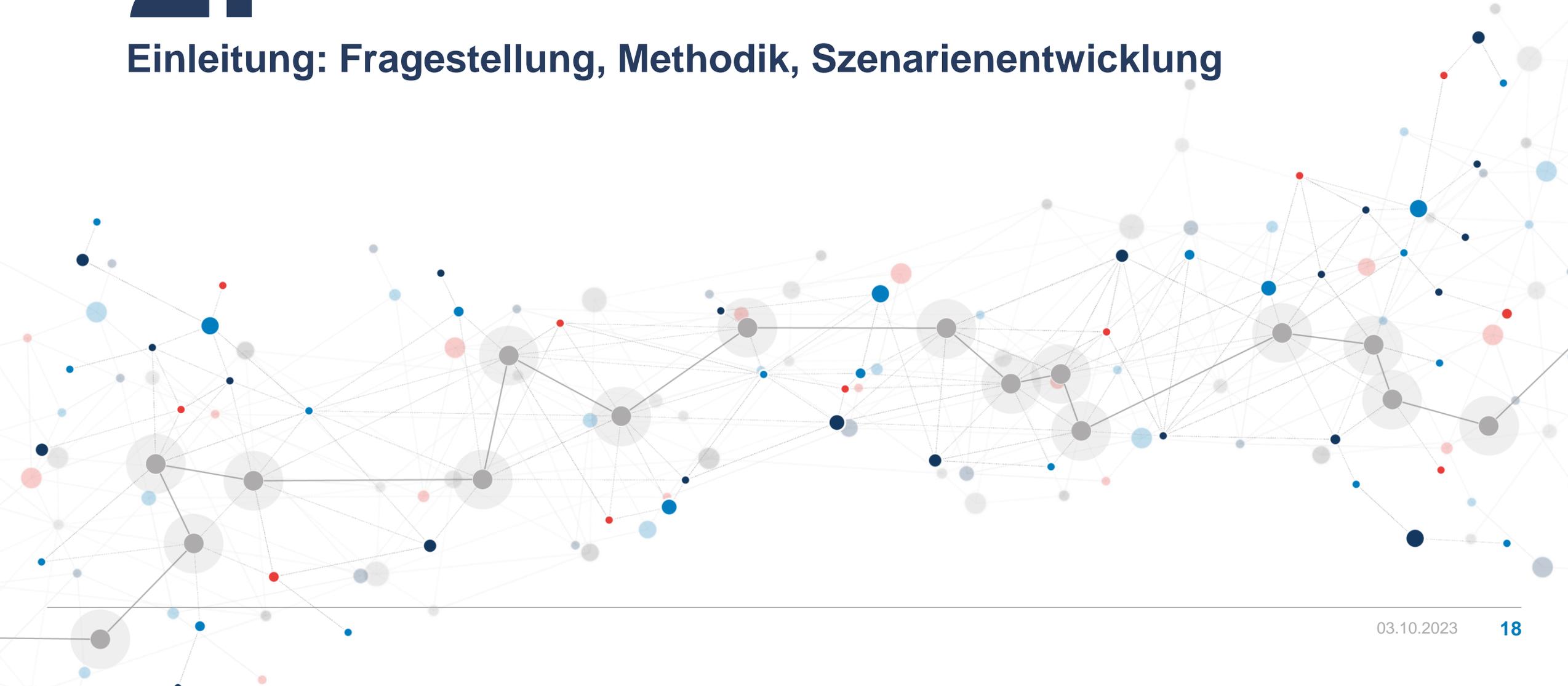
Energiefluss im österreichischen Energiesystem 2040

Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix



2.

Einleitung: Fragestellung, Methodik, Szenarientwicklung



Studienrahmen: Dekarbonisierung in beiden Szenarien

In beiden Szenarien werden die aktuellen Klimaziele erreicht und Potentialbeschränkungen berücksichtigt.



Dekarbonisierungsziele

Beide Szenarien erreichen **in jedem Sektor bis 2040 Klimaneutralität**.



Ausbau Erneuerbare Stromproduktion

Beide Szenarien gehen vom **Ausbau erneuerbarer Stromproduktionskapazitäten^[1]** (Wasser, Wind, PV, Biomasse) aus – jeweils bis zur Potentialgrenze.

Klimaneutr. H₂, Einsatz Bio-CH₄ klimaneutraler Gasen

In beiden Szenarien **steigt der Anteil klimaneutraler Gasen** (Biomethan und klimaneutraler Wasserstoff) an den insgesamt genutzten Gasen im Zeitablauf. **Ab 2040 sind alle genutzten Gase klimaneutral**.



Steigerung Energieeffizienz

Beide Szenarien berücksichtigen eine anspruchsvolle **energetische Sanierung des Gebäudebestands** und nachhaltige Effekte der aktuellen Energiekrise auf Gas- und Stromverbrauch.



Berücksichtigung der Biomassepotentiale

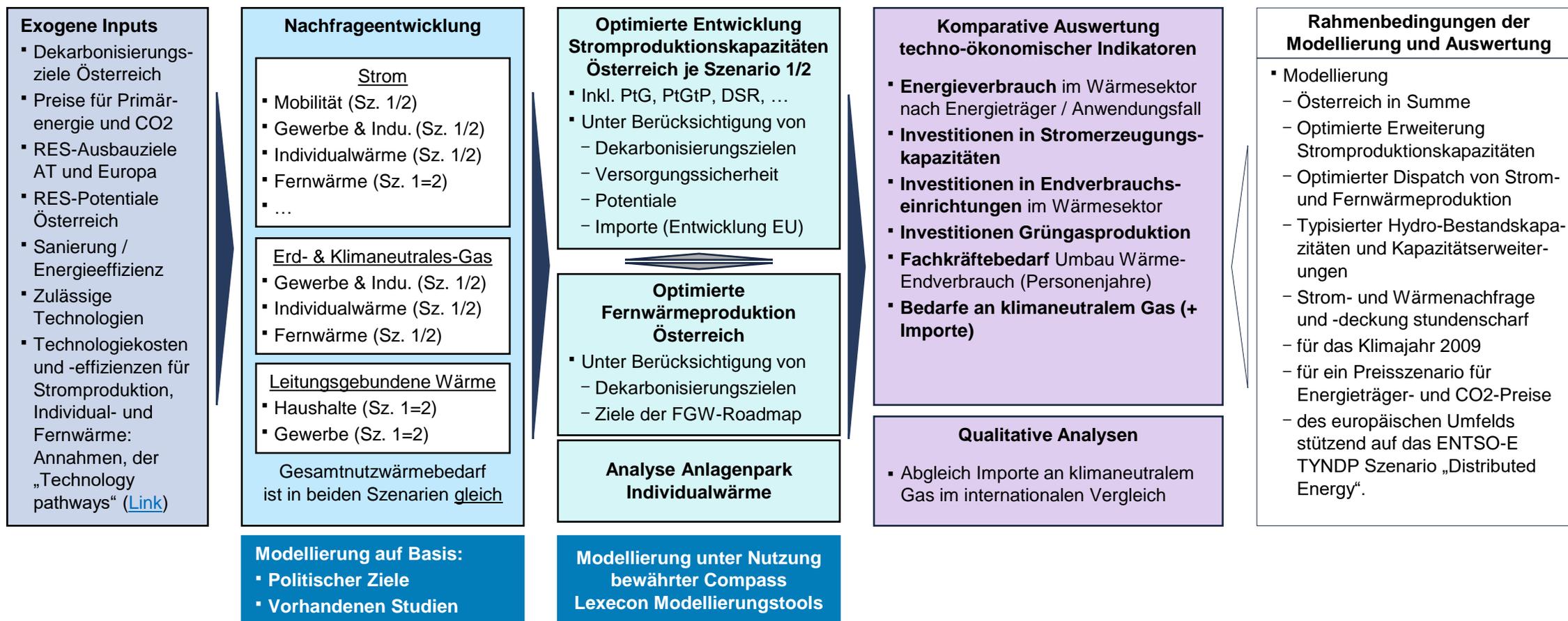
In beiden Szenarien werden (konservative) Potentiale für feste und feuchte Biomasse eingehalten – es besteht somit in der Energiesystemmodellierung **keine Doppelnutzung von Biomasse**.

Gesetzlich verankerte österreichische Klimaziele

- **Sektorübergreifendes Ziel: Klimaneutralität Österreichs bis 2040** (§4 (1) Erneuerbaren-Ausbaugesetz – EAG)
- **Sektorziel Strom:** „[Deckung des] Gesamtstromverbrauch[s] **ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen**“ (§ 4 (2) Erneuerbaren-Ausbaugesetz – EAG)
- **Sektorziel Gas:** „Erhöhung [des] Anteil[s] von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz“ bis auf **7,5 TWh in 2030**, bis auf **2035 in 15 TWh** (Zielsetzungen Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG))
- **Emissionsziel:** „Reduktion der Treibhausgasemissionen in Sektoren außerhalb des Emissionshandels bis zum Jahr 2030 um **48% ggü. 2005**.“ („Fit for 55“-Paket).

Studienmethodik: Erkenntnisse durch Modellierung von zwei Szenarien

Der Studienfokus liegt weniger auf absoluten Zahlen als auf einem Vergleich der Auswirkungen verschiedener Szenarien auf die techno-ökonomischen Indikatoren.



Studienmethodik: Aufbau auf und Ergänzung von bestehenden Studien

Die Studie integriert aktuelle österreichische Sektor-Studien und ergänzt diese u.a. um die Modellierung des Individualwärmesektors und der Strom- und Fernwärmeerzeugung.

Ausbau RES & Fernwärme



- Der **Ausbau von Wind- & PV-Kapazitäten** basiert auf **ÖE-Stromstrategie 2040**.
- Die Erzeugungskapazitäten des **Fernwärmesektors** stützt sich auf die **FGW-Roadmap**.

Endenergienachfrage: Transportsektor & Industrie



- Endnachfrage des **motorisierten Individualverkehrs** abgeleitet von **Umweltbundesamt-Transport Studie**.
- Restlicher Teil des **Transportsektors** (inkl. Schienen, Schiffs- und Flugverkehr) beruht auf **AEA-Erneuerbares Gas in Österreich 2040**.
- Energetische und nicht-energetische Nachfrage im **industriellen Sektor** basierend auf die **BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021) bis 2040**.

Biomasse, Biomethan & Wasserstoff



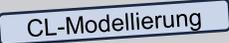
- Annahmen zu **Erzeugungspotentialen von Biomasse, Biomethan und Wasserstoff** gem. **ÖBV-Bioenergie Atlas 2023, FGW-JKU-Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas und BMK-Wasserstoffstrategie für Österreich**

Beitrag der aktuellen Studie

- **Integration der Studien zu einem Gesamtbild der Entwicklung des österreichischen Energiesystems bis 2040.**
- **Ergänzung durch Modellierung von u.a. um den Erzeugungssektor und die Individualwärme in Haushalten und Dienstleistung.**

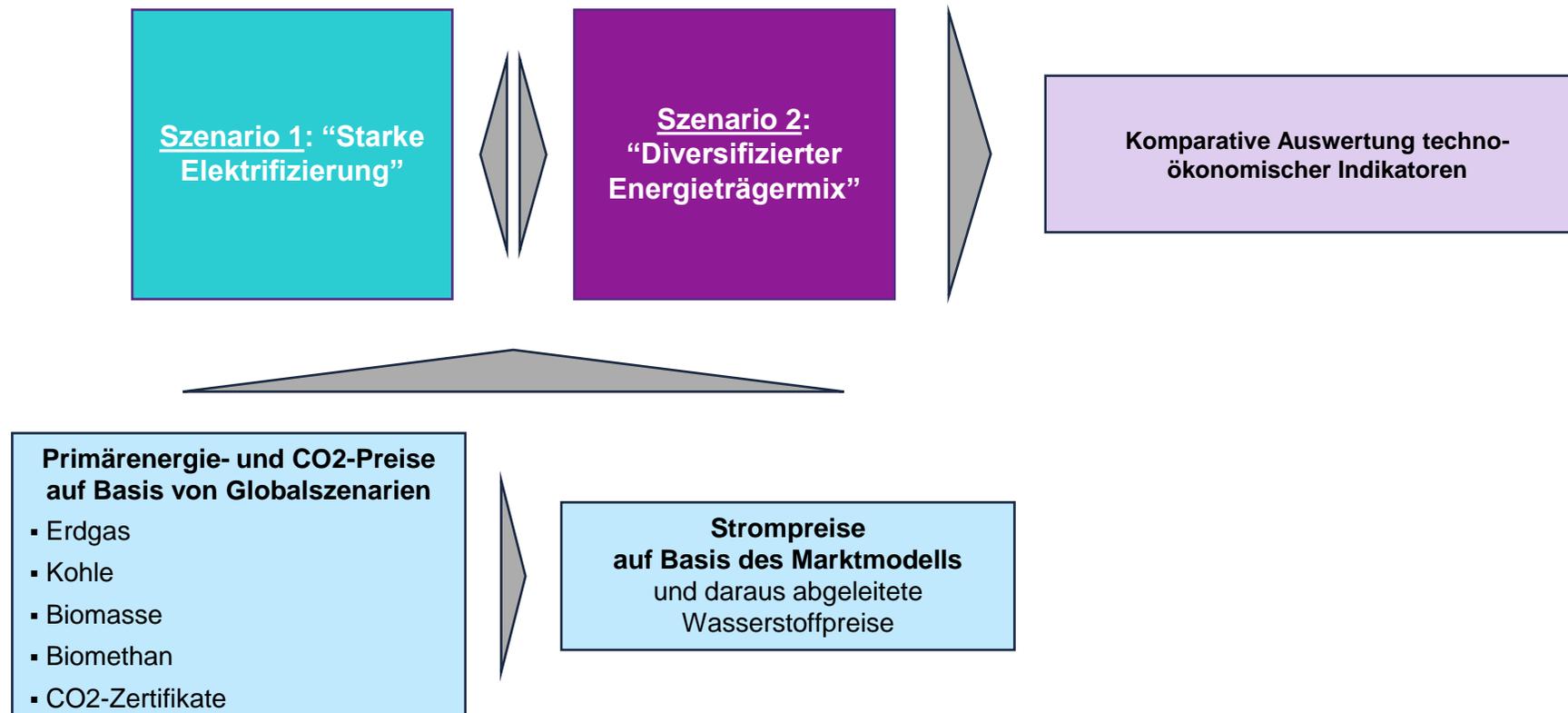
Szenarioentwicklung: Zwei unterschiedliche Dekarbonisierungspfade

Wesentlicher Unterschied der beiden Szenarien ist die Gasnutzung zur Wärmeerzeugung.

Zielsituation 2040 ▲		Szenario 1: Starke Elektrifizierung	Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix
Energetischer Endverbrauch	Haushalte & Dienstleistung 	Vollständiger Ausstieg aus gasförmigen Energieträgern Deutlicher Fernwärmeausbau (vor allem auch im urbanen Raum); fossil versorgte Endverbraucher wechseln neben Fernwärme v.a. auch auf Wärmepumpen	Fortgesetzte (klimaneutrale) Gasnutzung Deutlicher Fernwärmeausbau (analog Szenario 1); Öl-Bestand wechselt vollständig, Gas-Bestand teilweise auf Fernwärme und Wärmepumpe; ab 2040 wird nur mehr klimaneutrales Gas genutzt
	Industrie & Gewerbe 	Starke Elektrifizierung gem. Strom-Szenario der BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)	Fortgesetzte Gas-Nutzung gem. Gas-Szenario der BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)
	Transport 	PKW: Quasi-Voll-Elektrifizierung gem. „Umweltbundesamt“ LKW/Busse: Starke Elektrifizierung gem. BMK-Studie zu erneuerbaren Gasen	PKW: Quasi-Voll-Elektrifizierung gem. „Umweltbundesamt“ LKW/Busse: diversifizierte Energieträgernutzung gem. BMK-Studie zu erneuerbaren Gasen
Nichtenergetischer Verbrauch	Starke Wasserstoffnutzung gem. BMK „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)		
Umwandlungssektor	Fernwärmeerzeugung 	Die Erzeugung des Fernwärmesektors stützt sich in beiden Szenarien auf die „FGW-Roadmap“.	
	Stromerzeugung 	Stundenscharf modellierte Erzeugung mit jährlichen RES-Ausbauimits gestützt auf die „Stromstrategie 2040“ von Österreichs Energie	Stundenscharf modellierte Erzeugung mit jährlichen RES-Ausbauimits gestützt auf die „Stromstrategie 2040“ von Österreichs Energie

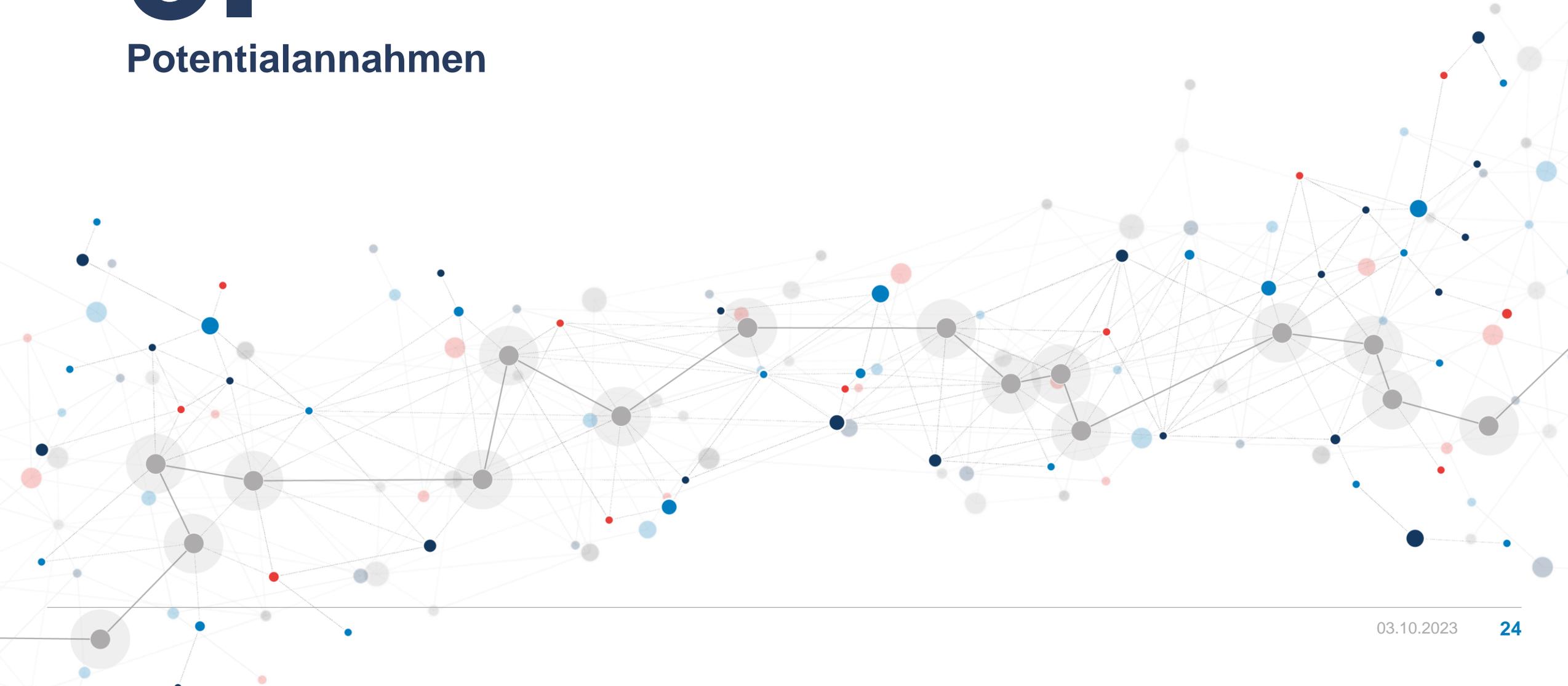
Preisszenario: Studiendesign

Die Studie analysiert die Auswirkungen der Transitionspfade in einem konkreten Preisszenario: Auf Basis von Primärenergie- und CO₂-Preisen werden dabei Strompreise ermittelt.



3.

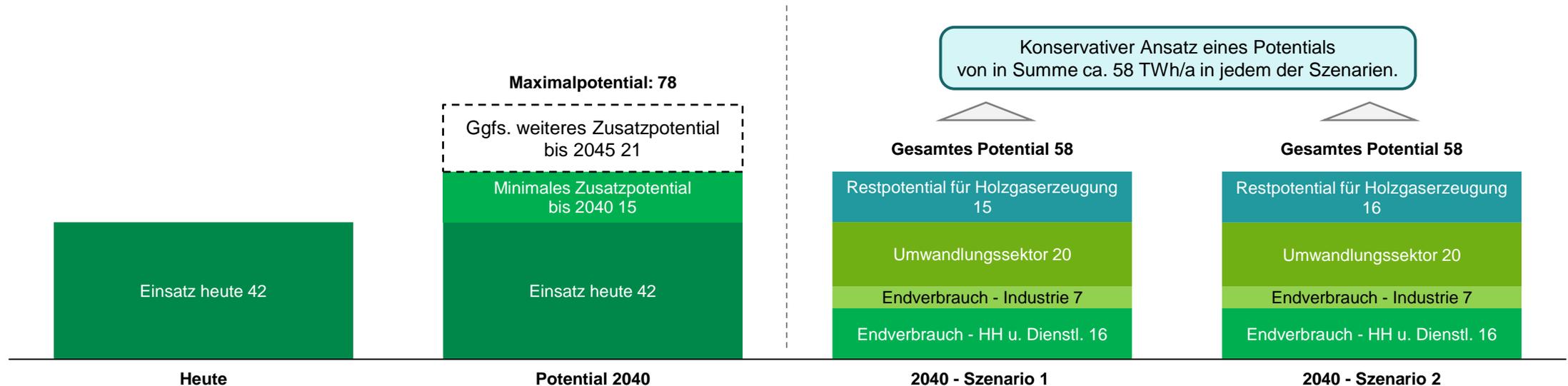
Potentialannahmen



Potential Biomasse: Einsatz von Biomasse und Restpotentiale

Trotz des Einsatzes fester Biomasse in Endverbrauch & Umwandlungssektor besteht Restpotential für die Produktion von Holzgas.

Nutzung von fester Biomasse in 2040 [TWh]



- Basierend auf Berechnungen des österreichischen Biomasse-Verbandes besteht 2040 ein minimal realisierbares Biomassepotential von ca. 58 TWh und ein bis 2045 maximal realisierbaren Potential von bis zu 78 TWh.
- In der Studienmodellierung wird für Biomasse ein (somit konservatives) **Gesamtpotential von 58 TWh in 2040** angesetzt.

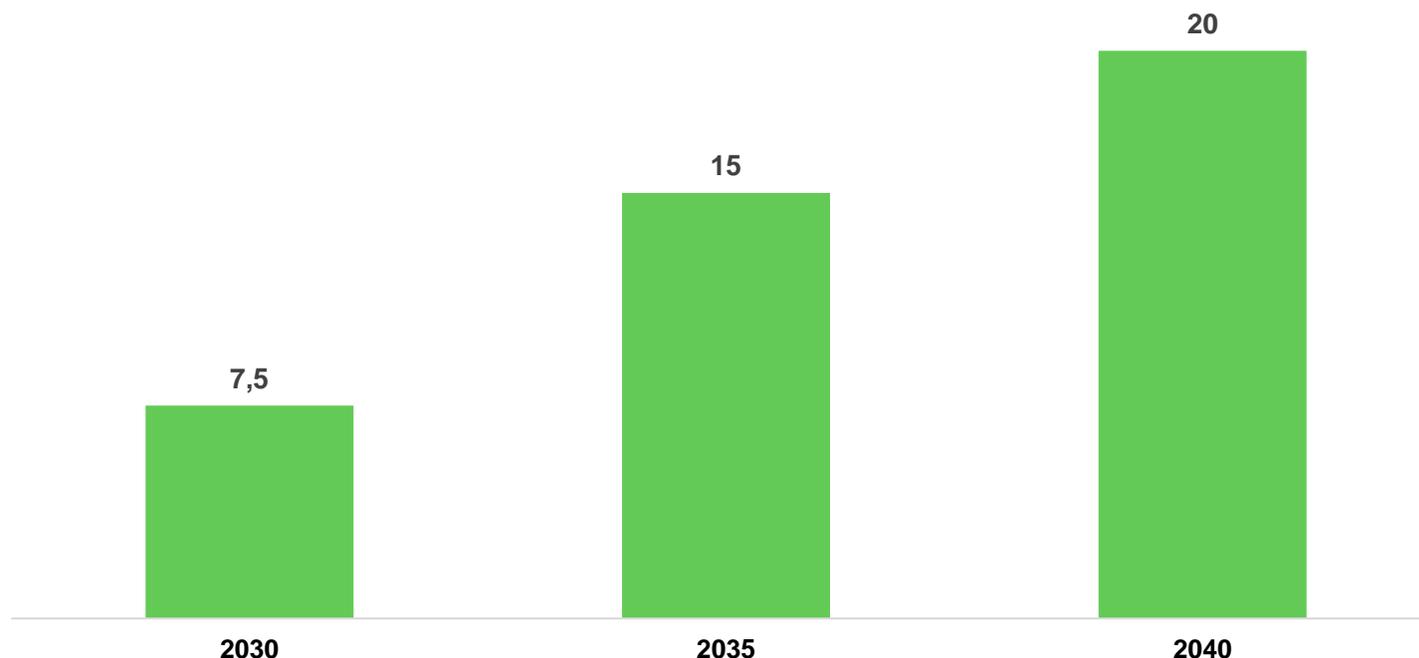
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Potential Biomethan: inländische Biomethanerzeugung gem. EGG-Entwurf

Aktuelle Zielsetzungen im Rahmen des Entwurfs zum Erneuerbaren-Gas-Gesetz sehen eine schrittweise Erhöhung des Grüngaseinsatzes vor.

Erneuerbares Gas in Österreich 2030/35/40 [TWh/a]



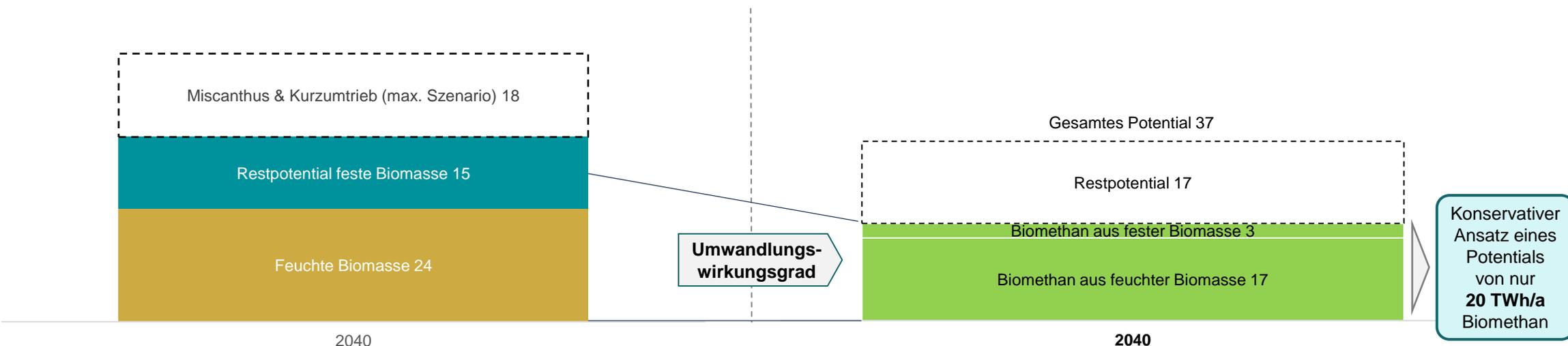
- Zielsetzungen Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG):
 - Bis zum Ende 2030 haben Versorger insgesamt zumindest 7,5 TWh der von ihnen in diesem Jahr an Endverbraucher verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase zu substituieren.
 - Für 2035 wird ein Zwischenziel von 15 TWh bis Ende 2035 festgelegt.
 - Bis 2040 ist eine vollständige Versorgung mit erneuerbarem Gas sicherzustellen.

Potential Biomethan: Biomethanherzeugung in 2040

Teile der nicht direkt energetisch genutzten festen Biomasse sowie die feuchte Biomasse werden 2040 in ca. 20 TWh Biomethan umgewandelt – es bleibt **erhebliches Restpotential** zur Biomethanherzeugung.

Biomasse für Biomethanherzeugung in 2040 [TWh^[1]]

Biomethanherzeugung in 2040 [TWh]

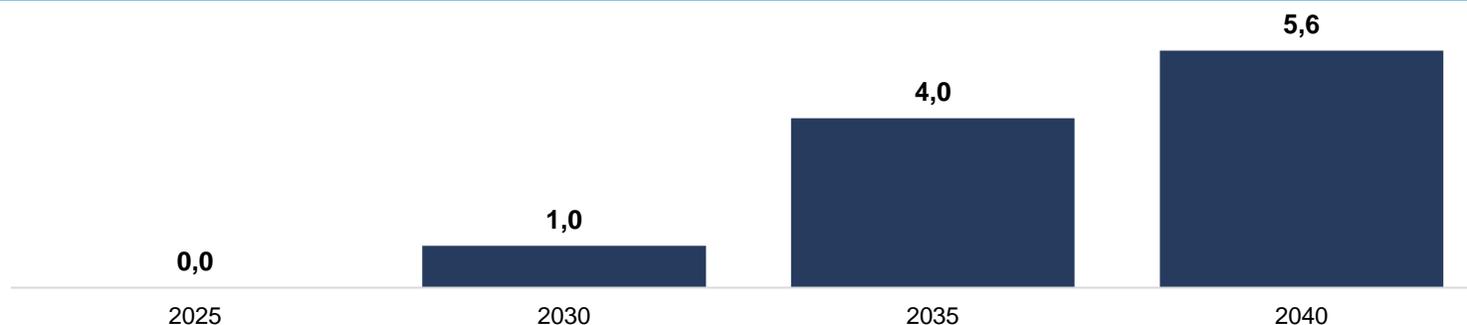


- Die BMK-Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA, MUL, JKU) identifiziert ein realisierbares Biomethanpotential von 20 TWh bis 2040. Dieser Ansatz wird als Potential für die Biomethanherzeugung in Österreich für die gegenständliche Studie übernommen.
- Die modellierten Szenarien sehen **keine Biomethanimporte** vor, da gem. FGW-Interpretation des Entwurfs für das Erneuerbare-Gas-Gesetz (EGG) nur Biomethan, das in Österreich erzeugt wird, zur Erreichung der Grün-Gas-Quote angerechnet werden kann (nur „mittels Herkunftsnachweisen mit **Grüngassiegel**“ - § 6 EGG). Das **Grüngassiegel** wird nur für erneuerbares Gas ausgestellt welches „auf das nationale Erneuerbare-Referenzziel der Republik Österreich“(...) angerechnet werden kann (§ 85 EAG).
- Laut JKU-MUL (im Auftrag des FGW) besteht 2040 allein aus feuchter Biomasse ein Biomethanpotential von 17 TWh.
- In der Modellierung wird angenommen, dass das gesamte Potential an feuchter Biomasse zur Erzeugung von Biomethan eingesetzt wird. Das Erzeugungspotential aus fester Biomasse wird hingegen nicht vollständig verwendet.

Potential grüner Wasserstoff: inländische Erzeugungskapazitäten

Zur inländischen Erzeugung von Wasserstoff werden in beiden Szenarien die gleichen, im Zeitablauf steigenden Elektrolyseurkapazitäten angesetzt – 2040 bis zu 5,6 GW_{el}.

Installierte Elektrolyseurkapazitäten in Österreich für Szenario 1 & Szenario 2 [GW_{el}]



Erzeugungsmenge grüner Wasserstoff und Strombedarf in Österreich für Szenario 1 & 2 [TWh]



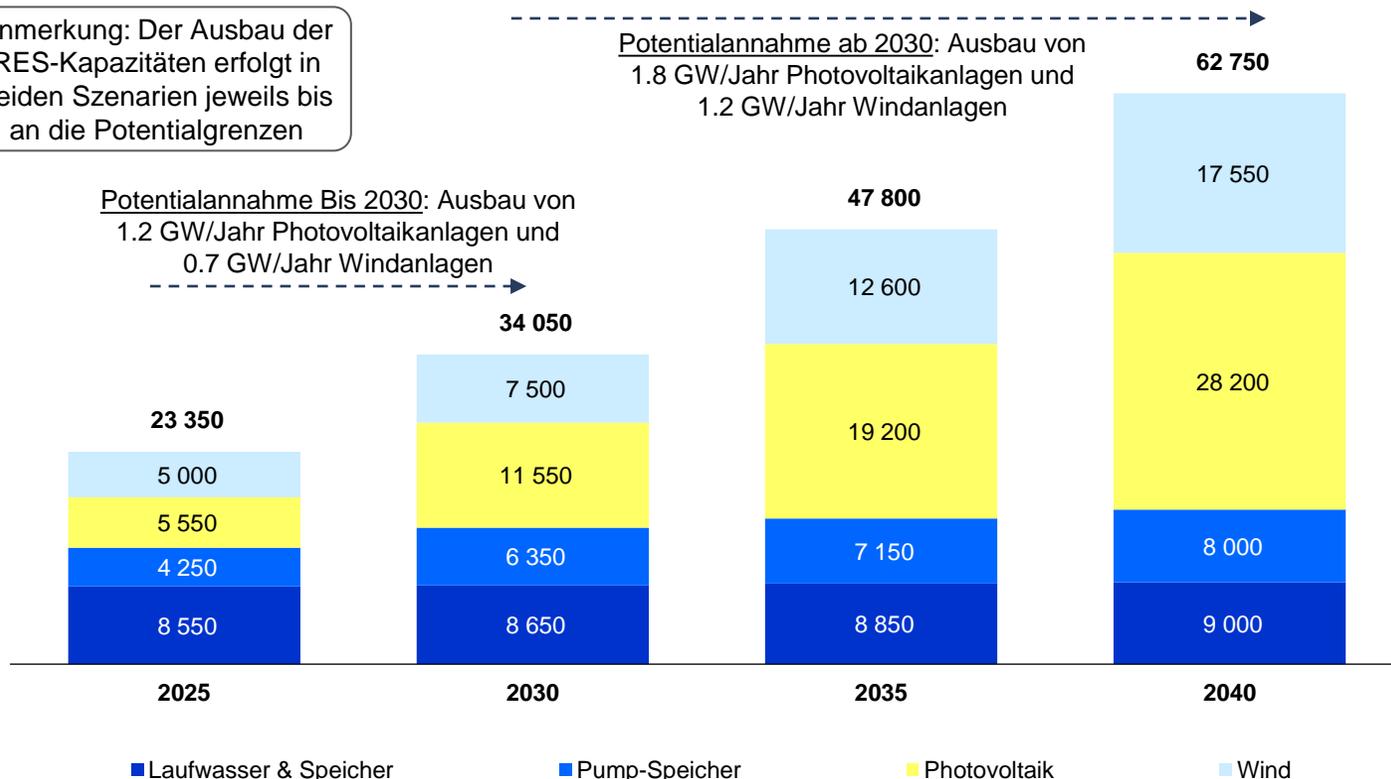
- Die installierte Elektrolyseur-Kapazität wird auf Grundlage der zu produzierende Wasserstoffmenge und eines von 2025 bis 2040 steigenden Kapazitätsfaktor ermittelt.
 - Es wird davon ausgegangen, dass Österreich bereits ab 2028 die Kriterien^[1] für eine Ausnahme von Additionalitäts- und zeitlichen Korrelationsanforderungen gem. delegiertem Rechtsakt der EU-Kommission erfüllt und Elektrolyseure direkt über Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz betrieben werden können.
- Für beide Szenarien wird der Load-Faktor von 40% in 2025 auf 60% im Jahr 2040 gesteigert.
 - Für die Elektrolyseure wird dabei in der Modellierung preisgetriebener Einsatz angenommen, bei dem jeweils in den X%-billigsten Stunden des Jahres produziert wird.
- Die Annahme für 2030 ist dabei konsistent mit der **österreichischen Wasserstoffstrategie**: 1 GW Kapazität in 2030.
- Die Annahme für 2040 wurde aus der **AGGM Wasserstoff-Roadmap** abgeleitet: 25 TWh inländisches Produktionspotential in 2040.

Potential Ausbau RES: Inländische Erzeugungskapazitäten

Für Wind- und Photovoltaikkapazitäten werden Potentiale vorgegeben, im Rahmen derer ein optimaler Kapazitätsausbau ermittelt wird; für Wasserkraft wird direkt ein Ausbaupfad vorgegeben.

Potentialannahme und Ausbau Erneuerbare Stromproduktionskapazitäten [MW]^[1]

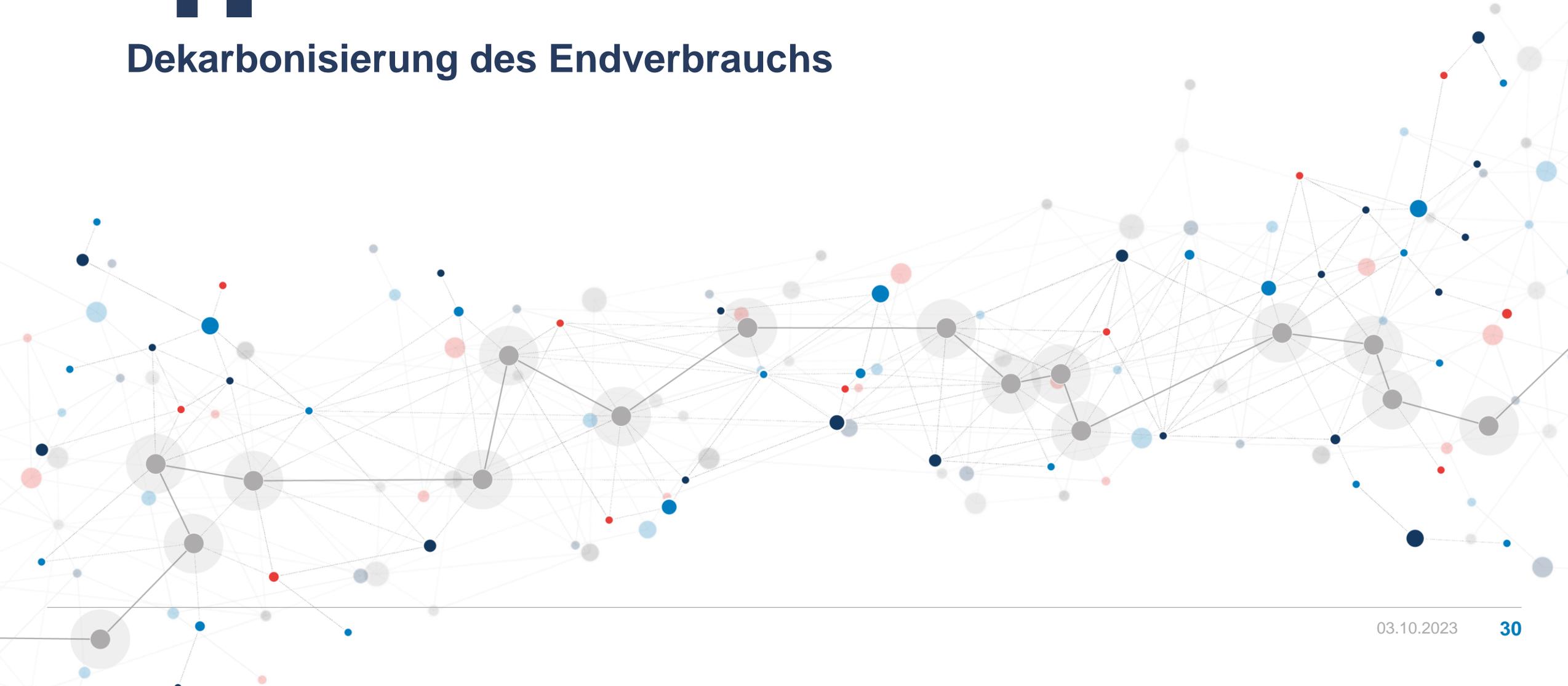
Anmerkung: Der Ausbau der RES-Kapazitäten erfolgt in beiden Szenarien jeweils bis an die Potentialgrenzen



- Die Potentialannahmen für Wind- und Photovoltaikausbau wurde aus der „Stromstrategie 2040“ von Österreichs Energie abgeleitet.
- Bis 2030 wird für des Ausbau ein Potential von 1.2 GW für Photovoltaikanlagen und 0.7 GW für Windanlagen pro Jahr angenommen. Ab 2030 steigt die Potentialannahme auf 1.8 GW/Jahr für Photovoltaik und 1.2 GW/Jahr für Wind.
- Der (fixe) Ausbaupfad für Laufwasser- & Speicher- sowie Pump-Speicherkraftwerke wurde auf Basis von ENTSO-E – TYNDP (2022) & ENTSO-E – ERAA ermittelt.
- Die RES-Stromproduktionskapazitäten werden in beiden Szenarien bis zu den Potentialgrenzen ausgebaut. Somit stellen die aggregierte Potentialgrenze (links in der Grafik) für alle erneuerbare Technologie auch die tatsächlich ausgebauten RES Kapazitäten dar.
- Illustration der erforderlichen Zubauten^[2]
 - Der **Windausbau** 2024 bis 2040 entspricht (bei einer Anlagenleistung von 3-7 MW) einem Zubau von ca. **2 000 bis 4 650 Anlagen**.
 - Für den **PV-Ausbau** wären 2024 bis 2040 ca. **25 000 ha** (250 km²) Freifläche oder die **Dachfläche von ca. 2,5 bis 5 Mio. Einfamilienhäusern** (ein theoretischer Wert da in Österreich nicht vorhanden) – oder Kombinationen davon – erforderlich.
 - Annahme: Freiflächenanlagen nehmen ca. 1 ha / MW in Anspruch und eine Photovoltaikanlage für ein Einfamilienhaus hat eine Leistung von 5-10 kWp.^[3]

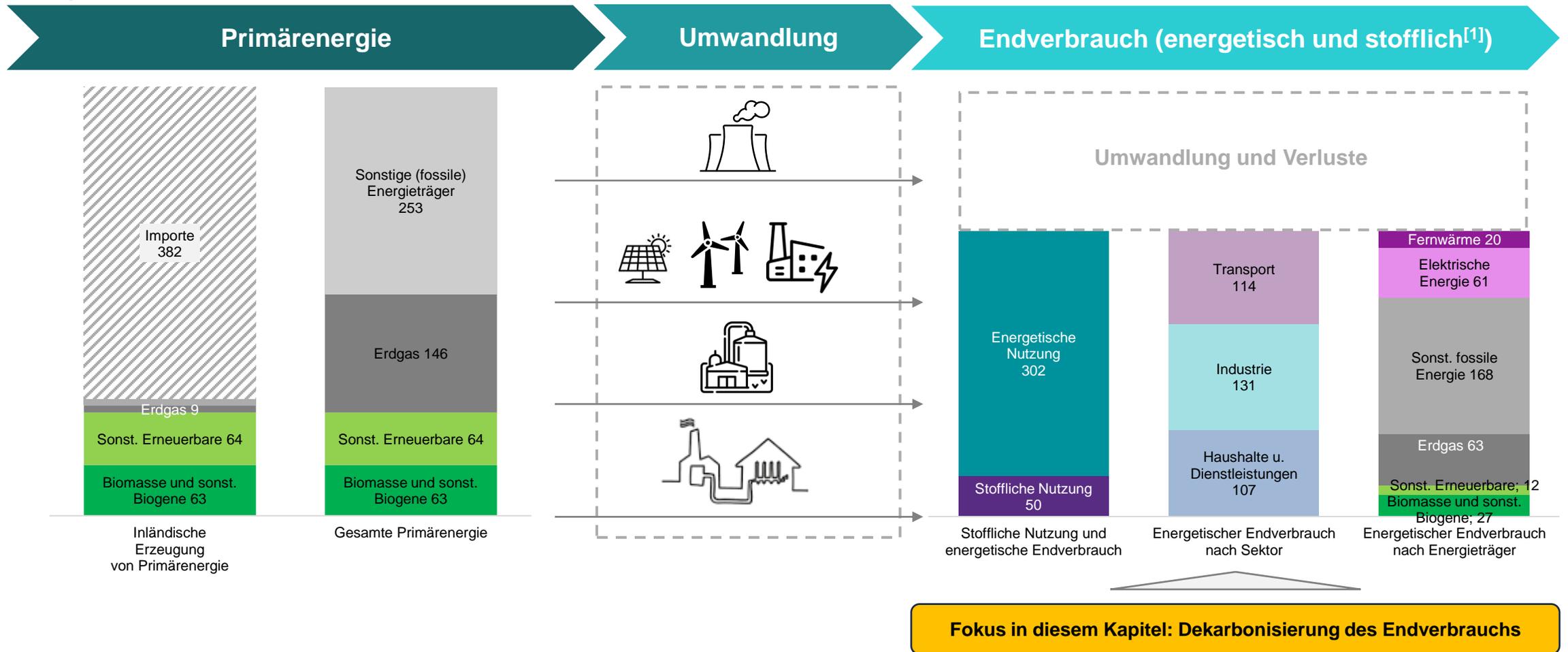
4.

Dekarbonisierung des Endverbrauchs



Energiefluss Österreich heute

In diesem folgenden Kapitel werden die Transitionspfade zur Dekarbonisierung des Energieendverbrauchs dargestellt.



Vorgehen zur Modellierung der Dekarbonisierung im Endverbrauch

Die Studie integriert aktuelle österreichische Sektorstudien (für Industrie- und Transportsektor) und ergänzt diese um die Modellierung des Individualwärmesektors.

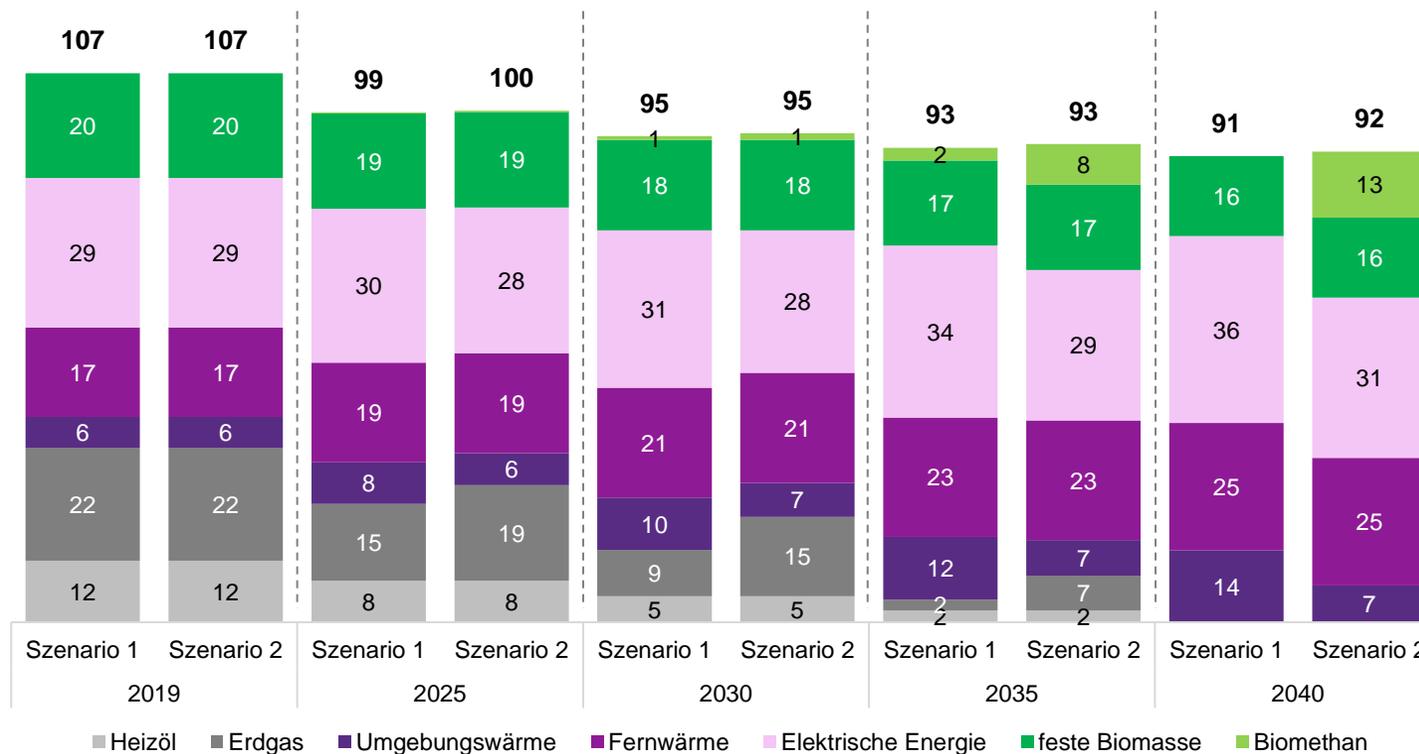
Methode & Annahmen

- Die Erstellung der **zwei Transitionspfade** zur vollständigen Dekarbonisierung des Energieendverbrauchs bis 2040 beruht vor allem auf Analyse und Integration aktueller österreichischer Energiesystemstudien. Im Allgemeinen wurden, basierend auf den Sektorstudien, jeweils zwei Szenarien entwickelt. Im Szenario 1 „starke Elektrifizierung“ wird verstärkt durch Elektrifizierung dekarbonisiert. Im Szenario 2 „diversifizierter Energieträgermix“ beruht die Dekarbonisierung verstärkt auf vollständig dekarbonisierte gasförmige Energieträger – also Biomethan bzw. klimaneutralen Wasserstoff.
- Die Endzustände für die vollständige Dekarbonisierung des Industrie- und Transportsektors wurden aus den jeweiligen Sektorstudien übernommen und dazu Transitionspfade von der Ausgangssituation (2019) entwickelt. Für den Sektor Haushalte & Dienstleistung wurden in der Individualwärme zwei Dekarbonisierungspfade von Compass Lexecon modelliert und die Entwicklung der Fernwärme wesentlich aus der FGW-Roadmap übernommen.
- Die in dieser Studie entwickelten Szenarien stellen dabei jedoch keine „Extrem-Szenarien“ (z.B. „reine Elektrifizierung“) dar. In beiden Szenarien wird das angenommene – und bis 2035 absehbar auch über das Erneuerbare Gas-Gesetz politisch verankerte – inländische Potential für Biomethan eingesetzt, erheblich Wasserstoff (v.a. im industriellen Sektor) genutzt sowie breit elektrifiziert.
- Die Dekarbonisierungspfade in der **Wärme für Haushalte & Dienstleistung** beruhen einerseits auf der FGW-„Aktualisierung der Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme“ (2022) für die Entwicklung der Fernwärme und andererseits auf der Compass Lexecon Modellierung für die Individualwärme in den Sektoren Haushalte und Dienstleistung. In Szenario 1 wechseln die Nutzer von Öl und Gas vorrangig auf Fernwärme und Wärmepumpen. In Szenario 2 hingegen wechseln diese Nutzer vorrangig auf Fernwärme (im Ergebnis jedoch nicht mehr als im Szenario der starken Elektrifizierung). Verbleibende Gas-Nutzer verbrauchen zunehmend (und ab 2040 vollständig) klimaneutrale Gase.
- Die Modellierung des **industriellen Energieverbrauchs** richtet sich nach der BMK-Studie „Klimaneutralität 2040 – Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021). In den gewählten Szenarien werden dabei vorrangig die Wasserstoff-lastigen (statt Biomethan) Optionen der BMK-Studie genutzt. Im Szenario 1 wird verstärkt durch Elektrifizierung (Einsatz von Wärmepumpen für Raumklima und Warmwasser sowie in der Niedertemperatur-Wärme) dekarbonisiert und in Szenario 2 verstärkt über die Nutzung klimaneutraler Gase. Die Entwicklung des Energieträgerbedarfs zur **stofflichen Nutzung** (z.B. in der Stahlproduktion und der (petro-)chemischen Industrie) ist in beiden Szenarien gleich. Hier werden gemäß BMK-Studie erheblichen Mengen an Wasserstoff benötigt.
- Die Entwicklung des Endenergiebedarfs im **Transportsektor** entspricht den Studien Klima- und Energiefonds-„Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (2020) für den motorisierter Individualverkehr und BMK-„Erneuerbares Gas in Österreich“ (2021) für den restlichen Mobilitätssektor.
- In die Modellierung wurde ab dem Jahr 2024 die im BMK-Entwurf für das „Erneuerbare-Gas-Gesetz“ vorgesehene Grün-Gas-Quote berücksichtigt. Konkret wurden die im Entwurf definierten Quoten im Zeitablauf bis 2030 erhöht (2024: 0,7%; 2025: 1,05%; 2026: 1,75%; 2027: 2,8%; 2028: 4,2%; 2029: 5,95%; 2030: 7,7%).

Entwicklung Endenergieträgerbedarf für Haushalte & Dienstleistung

In Szenario 1 wechseln Haushalte & Dienstleistung verstärkt auf Wärmepumpen und steigen vollständig aus gasförmigen Energieträgern aus. In Szenario 2 findet ein (teilweiser) Umstellung auf Biomethan statt.

Endenergiebedarf für Haushalte & Dienstleistung^[1] [TWh]



- In beiden Szenarien wird die Entwicklung der Fernwärmenutzung entsprechend der aktualisierten FGW-Roadmap (2022) angesetzt.
- In beiden Szenarien wird auch die im Erneuerbaren-Gas-Gesetz geplante „Versorgerquote“ für grüne Gase (in der Form von Biomethan) berücksichtigt (2024: 0,7% bis 2030: 7.7%, Annahme 2035: größer 50%).
- In Szenario 1 „Starke Elektrifizierung“:
 - Vollständiger Ausstieg aus Heizöl und gasförmigen Energieträgern in Raumwärme und Warmwasserbereitung bis 2040
 - Nutzer von Öl und Gas wechseln vorrangig auf Fernwärme und Wärmepumpen (→ deutliche Ausweitung)
- In Szenario 2 „Diversifizierter Energieträgermix“:
 - Vollständiger Ausstieg aus Heizöl
 - Teilweiser Ausstieg von Endverbrauchern aus Gas
 - Nutzer von Öl und Gas wechseln vorrangig auf Fernwärme (im Ergebnis jedoch nicht mehr als im Szenario der starken Elektrifizierung)
 - Verbleibende Gas-Nutzer verbrauchen zunehmend (und ab 2040 vollständig) klimaneutrale Gase.

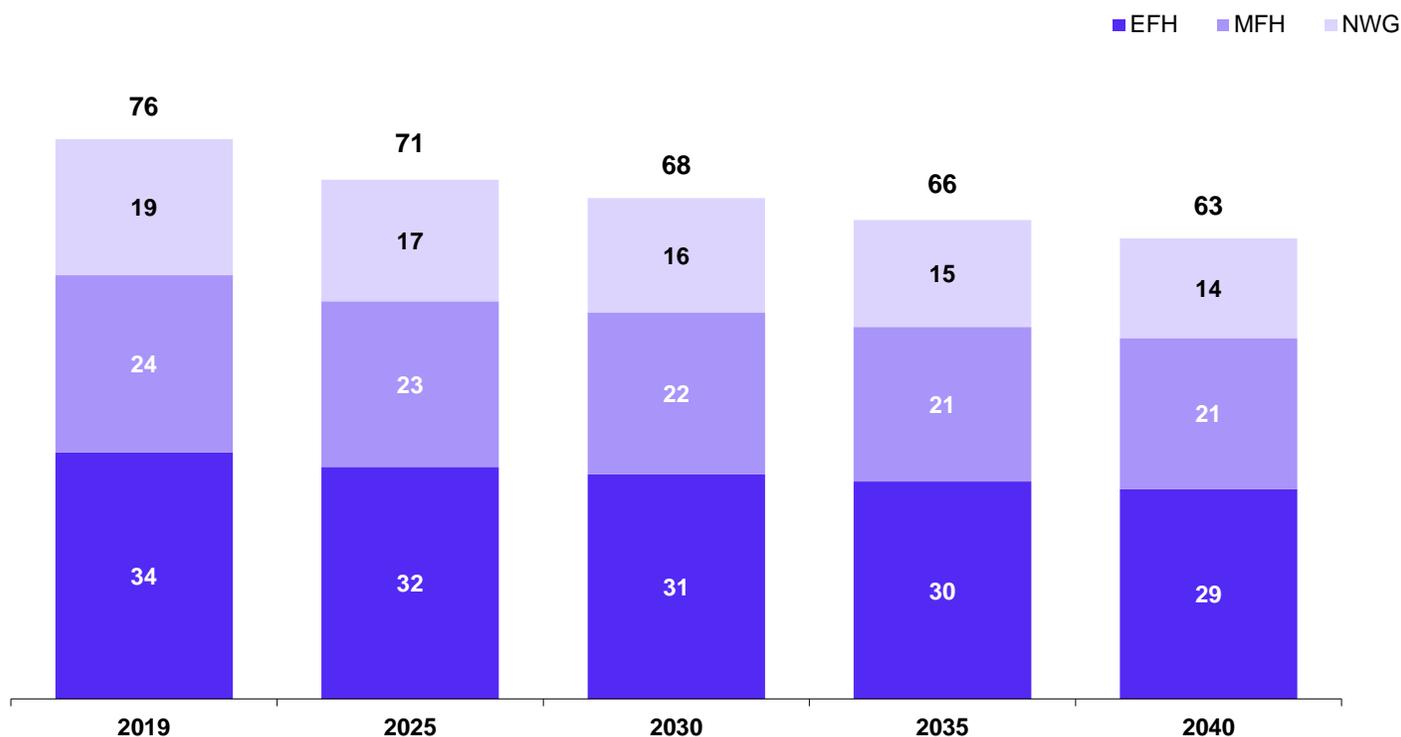
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Exkurs: Entwicklung Wärmebedarf Haushalte & Dienstleistungen

Für beide Szenarien wird der selbe Wärmebedarf in den Sektoren Haushalte & Dienstleistungen angenommen – die Entwicklung berücksichtigt Sanierungs- und Energieeffizienzeffekte.

Beide Szenarien: Nutzwärmebedarf je Gebäudetyp für Raumwärme und Warmwasser [TWh]

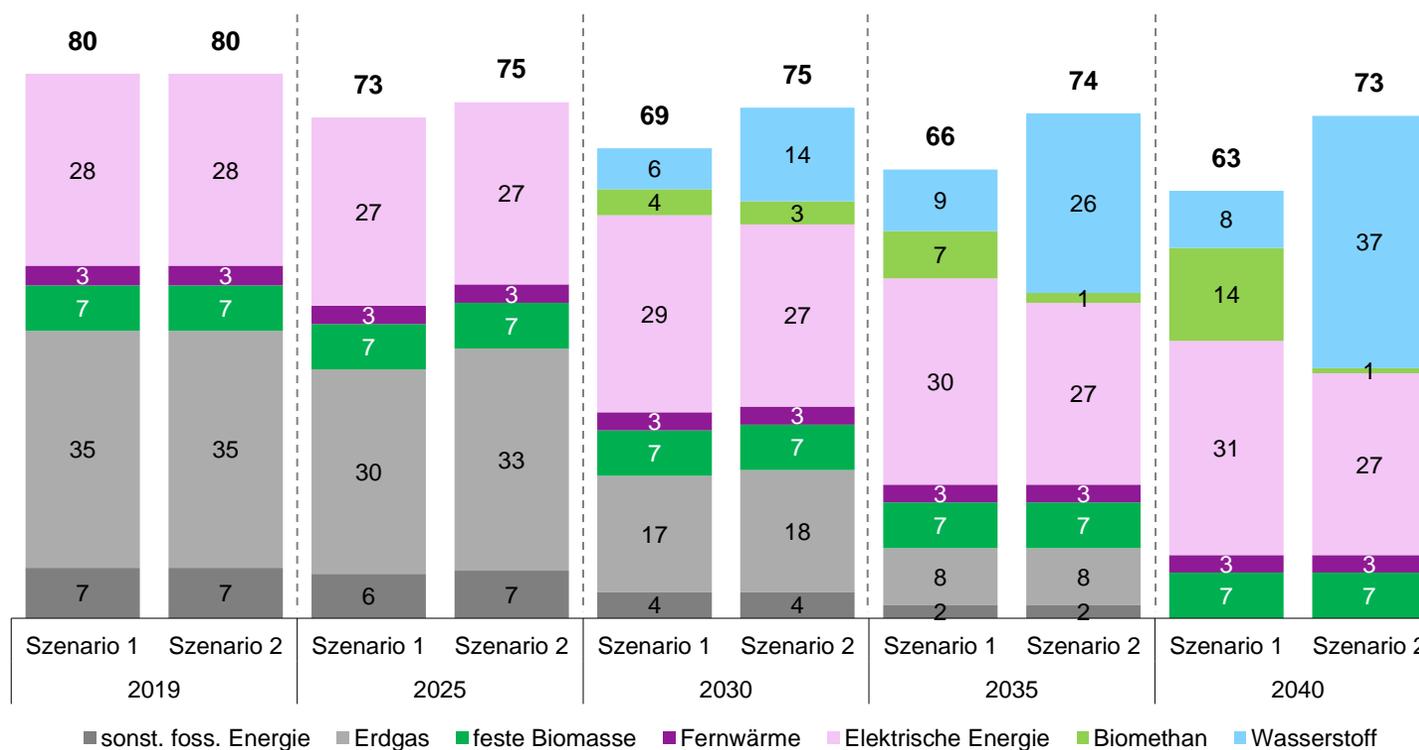


- Die Modellierung des Wärmebedarfs für Haushalte und Dienstleistungen basiert auf einer Simulation der Entwicklung des österreichischen Gebäude- und Heizungsanlagenparks.
- Gebäude- und Heizungsbestand auf Basis der Daten der Statistik Austria
 - Die Datenlage ist teilweise alt (letzte Erhebung 2011) und nicht immer genau (Definition „Zentralheizung“)
 - Zur Modellierung mussten Abschätzungen getroffen werden die „möglichst gut“ zu den vorhandenen Datenpunkten passen
- Entwicklung Gebäudepark: Wachstum des Gebäudeparks im Gleichklang mit der Bevölkerungsprognose gem. Statistik Austria „Hauptszenario“
- Ausgangspunkt Energiebedarf: 2019
 - letztes „unverzerrtes“ Jahr Pre-Covid und vor der Russischen Ukraine-Invasion)
- Sanierungsrate: ca. 1,2% des Gebäudebestands
 - Basis: Studie des Umweltbundesamts^[1]
- Klimaeffekt: -0.5% Heizbedarf p.a.
 - Basis: Studie EU Kommission/Joint Research Center^[2]
- Effekt der aktuellen Energiekrise: dauerhafte Reduktion Wärmebedarf um 5% ggü. einer Trendfortschreibung

Entwicklung Energieträgerbedarf Industrie (exkl. stoffliche Nutzung)

Zur Dekarbonisierung des industriellen Sektors wird vorrangig **Wasserstoff** und **elektrische Energie** sowie in Szenario 1 auch **Biomethan** als wesentlicher Energieträger genutzt.

Energetischer Endenergiebedarf der österreichischen Industrie^[1, 2, 3] [TWh]



- Die Modellierung richtet sich nach der BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021). Entsprechend werden keine Strukturveränderungen der Industrietätigkeit in Österreich („Dekarbonisierung durch De-Industrialisierung“) angenommen.
- Die in der BMK-Studie ausgewiesenen Dekarbonisierungspotentiale werden in beiden Szenarien so kombiniert, dass jeweils in Summe vollständige Dekarbonisierung des Energieverbrauchs erreicht wird.
 - Es wird davon ausgegangen (ungeprüfte Annahme) dass die in der BMK-Studie angegebenen Dekarbonisierungspotentiale bis 2040 gehoben werden (können).
 - In den dargestellten Szenarien wird **vorrangig H2** (statt Biomethan) zur Dekarbonisierung genutzt.
- Ggü. den Studienannahmen wird wie folgt abgewichen:
 - Der Effekt der aktuellen **Energiepreiskrise** wird mit einer anhaltenden Reduktion des Energieverbrauchs von **-5%** (ggü. 2019) berücksichtigt.
 - Für den Raumwärmebedarf werden Effekte des Klimawandels (-0,5% p.a.) und fortschreitender Sanierungstätigkeit (-0,6% p.a.) angesetzt.

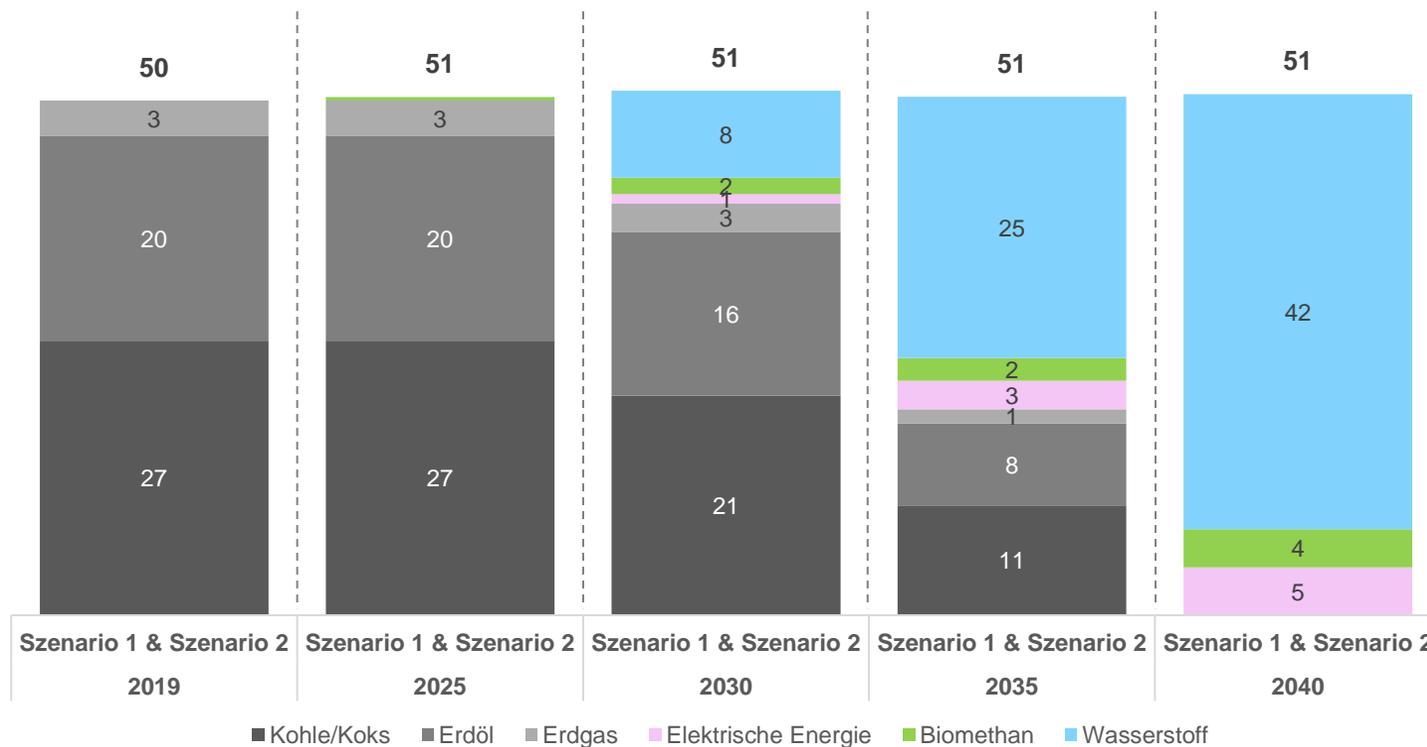
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Entwicklung Energiebedarf zur stofflichen Nutzung

Die Energienachfrage zur stofflichen Nutzung umfasst den Ersatz fossiler Energieträger in der Stahlproduktion und der (petro-)chemischen Industrie.

Nicht-energetischer Energieträgerbedarf der österreichischen Industrie^[1, 2, 3] [TWh]



- Basierend auf der BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021) werden stofflich genutzte fossile Energieträger in den Sektoren **Chemie & Petrochemie** und **Eisen- & Stahlerzeugung** wie folgt dekarbonisiert:

- **Chemie & Petrochemie:**

- In der aktuellen **Methanolproduktion** auf Basis von Erdgas wird dieses durch Wasserstoff ersetzt.
- Die Produktion von **Olefinen** wird mit der sog. „Methanol-to-Olefine Route“ dekarbonisiert. Aktuell werden Olefine in Raffinerien aus Erdöl gewonnen. Alternativ können Olefine aus Methanol, welches wiederum u.a. aus klimaneutralem Wasserstoff produziert werden kann, hergestellt werden.
- In der Produktion von **Ammoniak** wird Erdgas durch Wasserstoff ersetzt.

- **Eisen- & Stahlerzeugung:**

- Bei der **Stahlerzeugung** wird die Dekarbonisierung über eine Direktreduktion von Eisenerz mittels (klimaneutralem) Wasserstoff in Kombination mit der Nutzung von Elektrolichtbogenöfen angenommen.

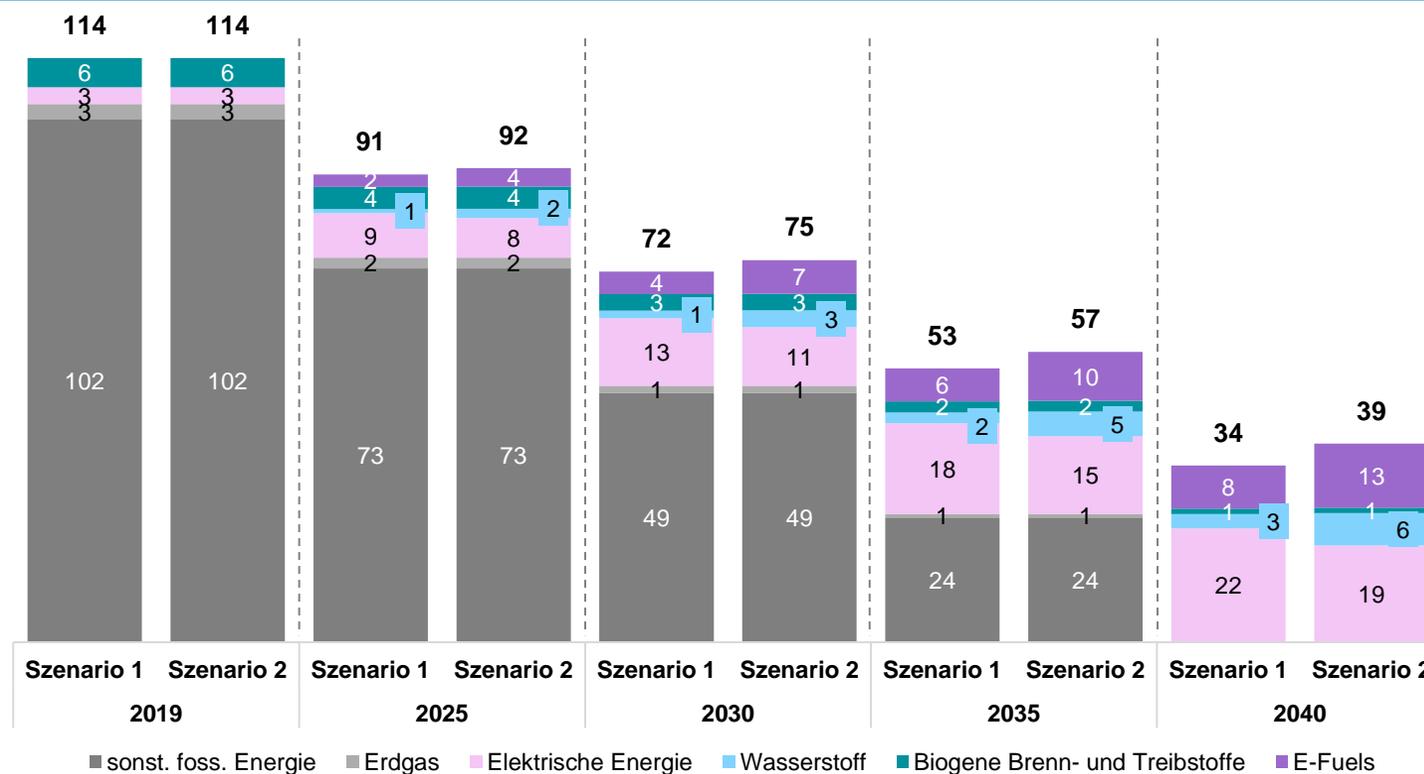
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Entwicklung Energiebedarf im Transportsektor

Im Transportsektor kann durch deutlichen Übergang auf Elektromobilität eine starke Reduktion des Endenergieverbrauchs erreicht werden. In Szenario 2 werden verstärkt gasförmige Energieträger eingesetzt.

Endenergiebedarf im Transportsektor [TWh]



- Entwicklung des Energiebedarfs entsprechend
 - Studie Klima- & Energiefonds „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (2020) für den motorisierten Individualverkehr.
 - BMK-Studie „Erneuerbares Gas in Österreich“ (2021) für die restlichen Mobilitätssektoren.
- Die Szenarien unterscheiden sich gemäß den Studien nur im Sektor „Straßengüterverkehr“.
- Durch den angestrebten Antriebsmix (i.e. umfassende Elektrifizierung) und die zugrunde gelegten Energieeffizienzen bzw. Wirkungsgrade, kann beim energetischen Endverbrauch eine Reduktion von über 60% erreicht werden.
- Zudem findet eine Verschiebung im Modalsplit für Güterverkehr von Straße auf Schiene statt.
- Das Szenario „Starke Elektrifizierung“ basiert auf:
 - Szenario „Exergieeffizienz“ der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich“
 - Der Energiebedarf im Sektor Straßengüterverkehr wird durch elektrischer Energie und H2 gedeckt.
- Das Szenario „Diversifizierter Energieträgermix“ basiert auf:
 - Szenario „Infrastrukturnutzung“ der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich“
 - Der Energiebedarf im Sektor Straßengüterverkehr wird durch elektrischer Energie, H2, E-Fuels und synthetische Treibstoffe (mit H2 produziert) gedeckt.

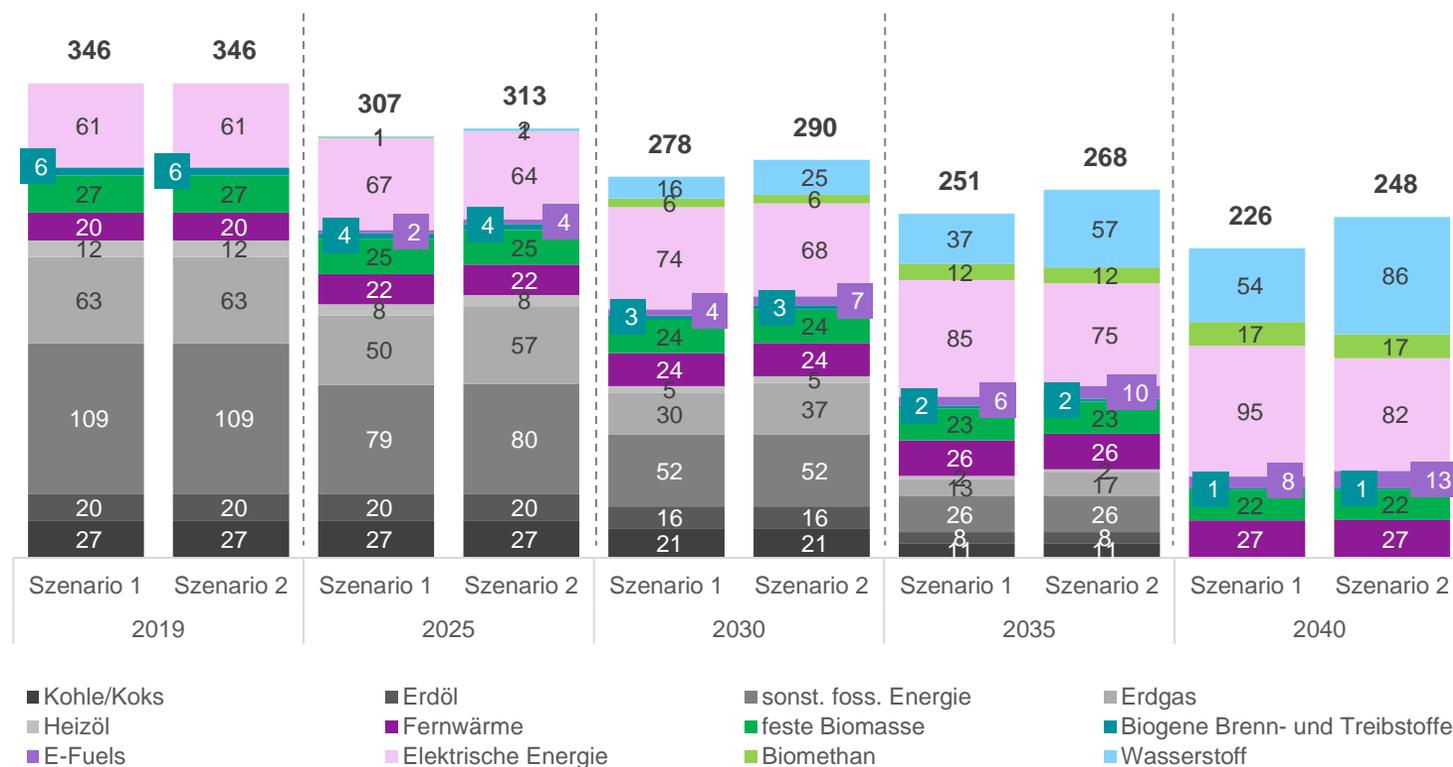
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Entwicklung Energieträger im Endverbrauch in Österreich

Kernunterschied der Szenarien liegt in der Gasnutzung. Beide Szenarien nutzen jedoch auch 2040 in erheblichem Umfang gasförmige Energieträger – jedoch vollständig dekarbonisierte (Biomethan + H2).

Endenergiebedarf ausgewählter^[1] Energieträger für Gesamt-Österreich^[2] [TWh]



- Dargestellt ist der Endverbrauch – der Einsatz von Energieträgern (inkl. Biomethan und Wasserstoff) in der Strom- und Fernwärmeproduktion ist somit nicht enthalten.
- Dargestellt ist die Summierung der Ergebnisse der einzelnen Sektormodelle.
- Der **Wasserstoff** wird in beiden Szenarien in der Industrie (energetisch & nicht-energetischer Einsatz) sowie im Transportsektor in unterschiedlichem Ausmaß eingesetzt.
- In **Szenario 1: starker Elektrifizierung** findet Biomethan daher – neben Wasserstoff – Anwendung in Teilen der industriellen Hochtemperaturwärme (16 TWh) und für die Dekarbonisierung der in der Industrie stofflich genutzten Energieträger.
- In **Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix** findet Biomethan Anwendung im Sektor Haushalt & Dienstleistungen und für die Dekarbonisierung der in der Industrie stofflich genutzten Energieträger.

Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix



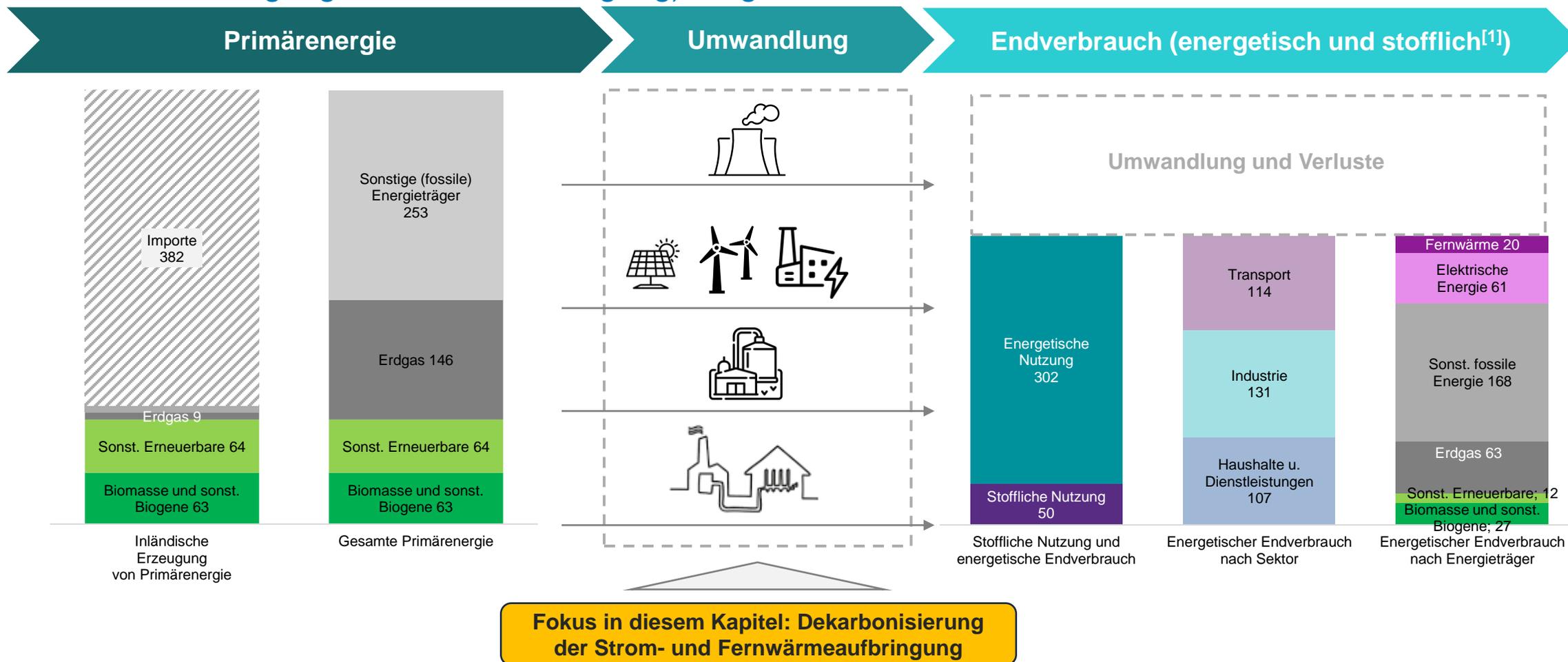
5.

Dekarbonisierung der österreichischen Fernwärmeerzeugung und Stromaufbringung



Energiefluss Österreich heute

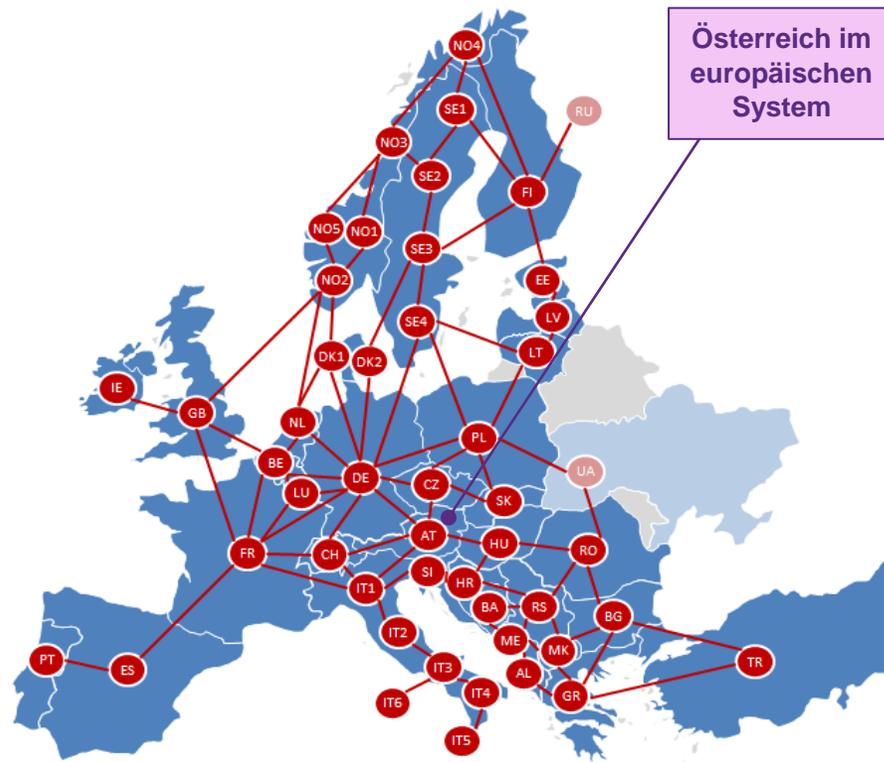
In diesem Kapitel werden die Transitionspfade zur Dekarbonisierung des Umwandlungssektors (i.e. der Fernwärmeerzeugung und Stromaufbringung) dargestellt.



Exkurs: Compass Lexecon Strommarktmodell

Das europäische Strommarktmodell von Compass Lexecon deckt die Strommärkte der EU27+ ab, ermittelt das Angebot in jeder Preiszone und simuliert den Strommarkt mit stündlicher Auflösung.

Geografische Ausdehnung des Modells



- Das Compass Lexecon Strommarktmodell umfasst die **EU-27-Länder** sowie das Vereinigte Königreich, die Schweiz, Norwegen, die Balkanländer und die Türkei.
- Das Modell wird auf der kommerziellen Modellierungsplattform Plexos® unter Verwendung der von **Compass Lexecon definierten Daten und Annahmen** für Nachfrage, Angebot, Rohstoffpreise und Kopplungskapazitäten ausgeführt.
- Das Strommarktmodell berechnet das Angebot in jeder Preiszone auf der Grundlage **einzelner Kraftwerke** und simuliert den Markt mit **stündlicher** Auflösung.
 - Genutzt wird eine **europäische Kraftwerksdatenbank** mit den technischen Parametern aller europäischen thermischen Kraftwerke.
 - Die **Zonenpreise** werden als Grenzwert der Energie ermittelt, der die Gebotsstrategien der Erzeuger berücksichtigt.
 - Das Modell berücksichtigt die grenzüberschreitende Übertragung und die Verbindungsleitungen sowie Unit-Commitment Beschränkungen der Kraftwerke.
- Das Strommarktmodell verwendet die **ENTSOE Pan-European Climate Database (PECD)** für **stündliche Zeitreihen für Wind- und Solarproduktion**, Wasserzuflüsse und Nachfragemuster.
- Das Modell kann zur Ko-optimierung (i) der **Erweiterung des Anlagenparks** und (ii) des **Anlageneinsatzes** verwendet werden.
 - (i) Der Kapazitätsmix wird mit dem Ziel optimiert, die **Gesamtkosten des Systems zu minimieren** und gleichzeitig eine Reihe von Nebenbedingungen (wie **Versorgungssicherheitsanforderungen** oder **CO2-Emissionsreduzierungsziele**) zu erfüllen.
 - (ii) Das Modell ermittelt die **stündliche Versorgung in jeder Preiszone** auf der Grundlage der Gebotsstrategien der einzelnen Anlagen.

Vorgehen zur Modellierung der Strom- & Fernwärmeerzeugung

Das Compass Lexecon Strommarktmodell wird zur Ko-optimierung (i) der Erweiterung des Anlagenparks und (ii) des Anlageneinsatzes verwendet und umfasst alle Gebotszonen des ENTSO-E Raums.

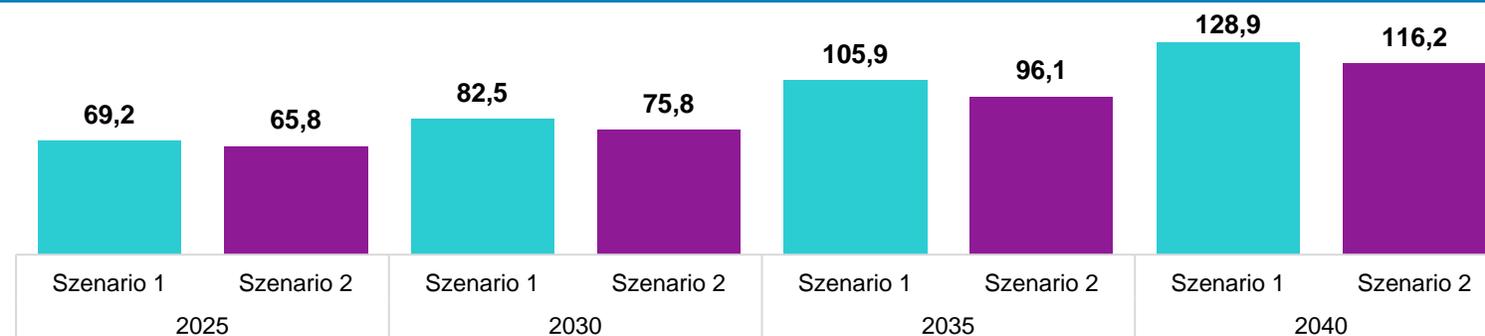
Modellierungsmethode & -annahmen

- Die Entwicklung der Strom- und Fernwärmenachfrage wurde auf Basis der in Abschnitt 4 dargestellten Endenergiebedarfe und typisierter stündliche Lastkurven für die verschiedenen Nachfragetypen (z.B. Beleuchtung, EVs, Wärmepumpen) ermittelt.
- Die Strombedarfe des Umwandlungssektors (v.a. Wasserstoffherzeugung und Fernwärmeproduktion) werden endogen auf Basis definierter Rahmenbedingungen (u.a. Elektrolyseurkapazitäten und Produktionsstrategie bzw. Fernwärmelast, Fernwärmeproduktionsportfolio und relative Wirtschaftlichkeit der Produktionsanlagen zum jeweiligen Zeitpunkt) ermittelt.
- Das **Compass Lexecon-Modell** betrachtet das österreichische Stromsystem als eingebettet in das **gesamteuropäische (pan-EU) Stromsystem**. Die Annahmen zur Entwicklung des Stromsystems für Rest-Europa stützen sich dabei auf das „**Distributed Energy (DE)**“ Szenario des ENTSO-E / ENTSO-G TYNDP 2022 (siehe Appendix in Kapitel 10). Die Annahmen zur Entwicklung der österreichischen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten basieren auf den neuesten TYNDP und dem Mid Term Adequacy Forecast (MAF) von ENTSO-E. Für diese Studie wurden niedrigere Importkapazitäten aus Deutschland nach Österreich angenommen (s. Appendix Kapitel 10).
- Die **Optimierung der Erweiterung von Stromproduktionskapazitäten** minimiert die gesamten Systemkosten zur Deckung der Nachfrage durch die gleichzeitige Optimierung des Kapazitätsszubaues und den Einsatz von Kapazitäten innerhalb bestimmter Randbedingungen (z.B. Kapazitätspotenziale, Emissionsgrenzen, grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten). Die Entwicklung der österreichischen **Strom- und Fernwärmeerzeugungskapazitäten**, die in dieser Studie ermittelt wird, basiert auf Annahmen u.a. in Bezug auf Erzeugungspotenzialen, Wirkungsgraden, Kostenentwicklungen und Interkonnektorenkapazitäten. Der **Bau neuer Erzeugungskapazitäten** durch das Compass Lexecon-Modell war hinsichtlich des gesamten Onshore- und Solarpotenzials gem. der ÖE-Stromstrategie 2040 begrenzt. Die in der Studie verwendeten Kostenannahmen berücksichtigen reale Kostensenkungen im Laufe der Zeit für die meisten Technologien. Sie beruhen auf den Technologiepfade der Europäischen Kommission Studie (EC, 2018; Capros, et al., 2019) ergänzt und angepasst um aktuelle Erkenntnisse und Kaufkraftkorrigiert auf 2022. Die konkret genutzten Studienannahmen sind im Appendix Kapitel 10 aufgeführt.
- Die **erneuerbare Stromerzeugung** hängt stark von **Wetterbedingungen** ab. Für diese Studie wurden die Wetterbedingungen im **Jahr 2009** („Referenzklimajahr“) für die europaweit konsistente Modellierung der saisonalen und tageszeitlichen Variabilität der Sonnen-, Wind- und Wasserkrafterzeugung in allen modellierten Gebotszonen herangezogen. Das Jahr 2009 wird von ENTSO-E im TYNDP (2022) als das **repräsentativste Jahr** in Bezug auf die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieressourcen betrachtet, gleichzeitig aber auch, nach dem Klimajahr 2012, als das zweit-belastendste Klimajahr in Bezug auf eine 2-Wochen-Dunkelflaute-Situation auf europäisch-aggregiertem Level.
- Im Allgemeinen würde die **Implementierung anderer als hier beschriebenen Annahmen** für das österreichische Stromsystem die **Ergebnisse dieser Studie beeinflussen**. So könnte beispielsweise die Wahl eines sonnenreicheren Jahres oder höherer Kapazitätsfaktoren für Onshore-Windkraftanlagen die zukünftigen Stromexporte erhöhen oder die Großhandelspreise für Strom in Österreich senken.

Gesamtstrombedarf (Endverbrauch & Umwandlungssektor)

In beiden Szenarien wird von einem Anstieg des inländischen Strombedarfs ausgegangen, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß.

Gesamtstrombedarf im Endverbrauch & Umwandlungssektor [TWh]^[1]



Entwicklung des stündlichen Spitzenlasten im Jahr [GW]^[1]



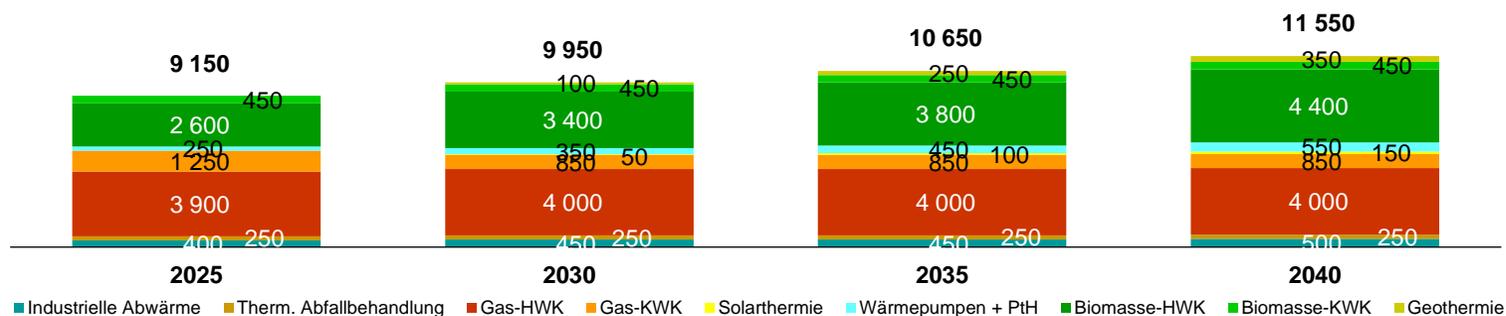
Szenario 1: Starke Elektrifizierung
Szenario 2: Energieträgermix

- In beiden Szenarien wird von einem **Anwachsen des inländischen Strombedarfs im Endverbrauch und Umwandlungssektor** ausgegangen.
 - In Szenario 1 (starke Elektrifizierung) steigt die Nachfrage 2040 auf ca. 130 TWh
 - In Szenario 2 (Energieträgermix) liegt die Nachfrage 2040 ca. 10% unter Szenario 1, bei ca. 116 TWh.
- Die Spitzenlasten verfolgen einer ähnlichen Entwicklung wobei Potentiale für Nachfragereduktion (Demand Side Response – DSR) berücksichtigt wurden.
 - In Szenario 1 steigt die Spitzenlast 2040 bis auf 22,3 GW.
 - In Szenario 2 liegt die Spitzenlast 2040 bei ca. 19,5 GW.
- Absehbar – in der vorliegenden Studie jedoch nicht weiter analysiert – führen der Ausbau erneuerbaren Stromproduktionskapazität und die Steigerung des Strombedarfs auch zu deutlichem Investitionsbedarf in Stromtransport- und verteilnetze. Ein entsprechender zeitgerechter Ausbau kann dabei auch eine Voraussetzung für Elektrifizierung des Endverbrauchs und Ausbau erneuerbarer Kapazitäten darstellen (siehe dazu unter anderem aktuelle Analysen der APG^[2])

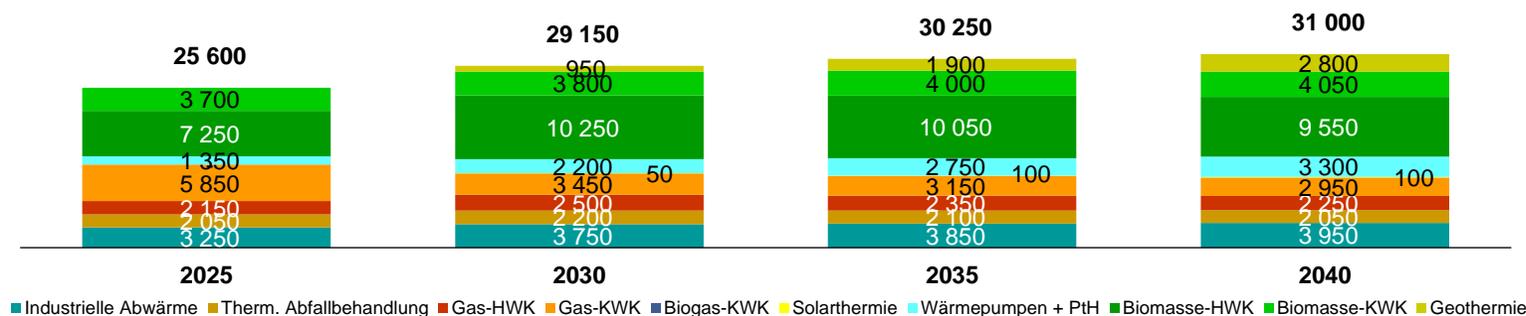
Entwicklung Fernwärmeproduktion in Österreich

Die Fernwärmeproduktionskapazitäten- und Erzeugung sind in beiden Szenarien annähernd gleich.

Entwicklung österreichische Fernwärmeproduktionskapazitäten – Szenario 1 & 2 [MW_{th}]



Entwicklung österreichische Fernwärmeproduktion – Szenario 1 & 2 [GWh_{th}]



- Die Kapazitätsentwicklung wurden unter der vereinfachten Annahme einer gesamtösterreichischen Fernwärmefachfrage (unter Ansatz regionaler Restriktion) auf Grundlage der FGW-Fernwärmefach-Roadmap ermittelt.
- Für die Gas-KWKs wurden dabei eine „Sterbelinie“ unterlegt von ca. 1250 MW_{th} auf ca. 850 MW_{th} in 2030.
- Der Anlageneinsatz wurde stundenscharf optimiert.
- Ab 2025 wird zunehmend Biomethan und Wasserstoff in der Fernwärmefachproduktion eingesetzt – bis zur ausschließlichen Nutzung klimaneutraler Gase ab der vollständigen Dekarbonisierung 2040. Entsprechend wurden Kosten zur Anlagenumrüstung auf Wasserstoffnutzung bzw. der Neubau direkt von Wasserstoff-tauglichen Anlagen modelliert.

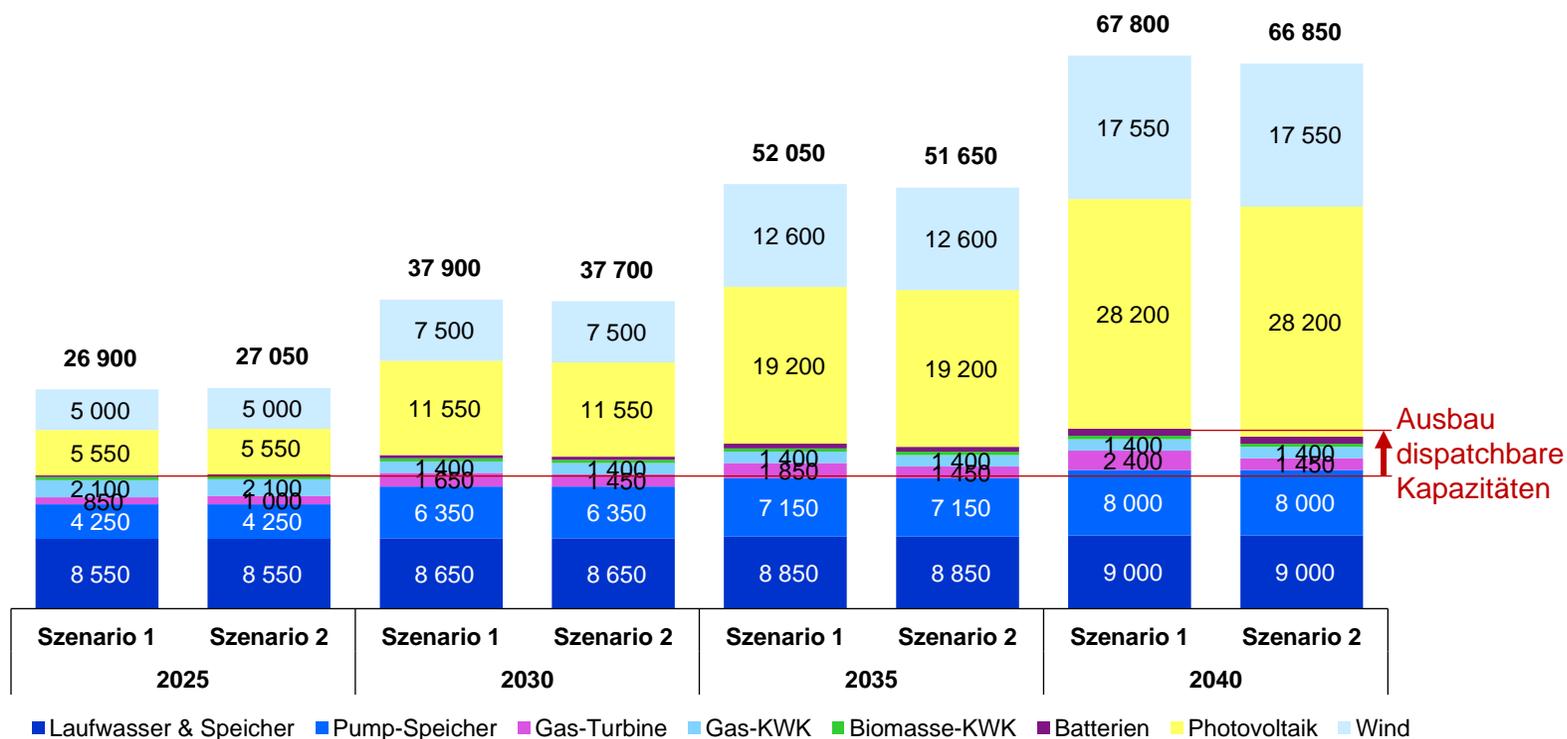
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Entwicklung österreichische Stromproduktionskapazitäten

Erneuerbare Stromproduktionskapazitäten werden in beiden Szenarien vollständig bis zur Potentialgrenze ausgebaut. Aus Gründen der Versorgungssicherheit werden auch dispatchbare Kapazitäten erweitert.

Entwicklung österreichische Stromproduktions- und speicherkapazitäten [MW_{e,l}]



- Die Potentialannahmen für Wind- und Photovoltaikausbau wurde aus der „Stromstrategie 2040“ von Österreichs Energie abgeleitet.
- Bis 2030 wird für den Ausbau ein Potential von 1,2 GW für Photovoltaikanlagen und 0,7 GW für Windanlagen pro Jahr angenommen. Ab 2030 steigt die Potentialannahme auf 1,8 GW/a für Photovoltaik und 1,2 GW/a für Wind.
- Der (fixe) Ausbaupfad für Laufwasser-, Speicher- sowie Pump-Speicherkraftwerke wurde auf Basis des ENTSO-E TYNDP (2022) und des ENTSO-E ERAA ermittelt.
- In beiden Szenarien werden die erneuerbare **Stromproduktionskapazitäten bis zu den Potentialgrenzen vollständig ausgebaut.**
- Zwischen den Szenarien bestehen Unterschiede beim Kapazitätsausbau. Da im Szenario 1 die Spitzenlast höher ist, werden aus Versorgungssicherheitsgründen vergleichsweise mehr dispatchbare Stromerzeugungskapazitäten (vor allem Wasserstoff-befeuerte Gasturbinen) ausgebaut.
 - Neben zusätzlicher Wasserkraft ist ein Teil dieser dispatchbaren Kapazitäten sind (exogen vorgegebenen) KWK-Anlagen; der Rest durch die Expansionsoptimierung definierte Wasserstoff-befeuerte Gasturbinen
 - Es war nicht Gegenstand der Studie zu analysieren ob die erforderlichen (und kostenminimierend gewählten) Kapazitätserweiterung in einem „energy-only“ Markt auch profitable wären.

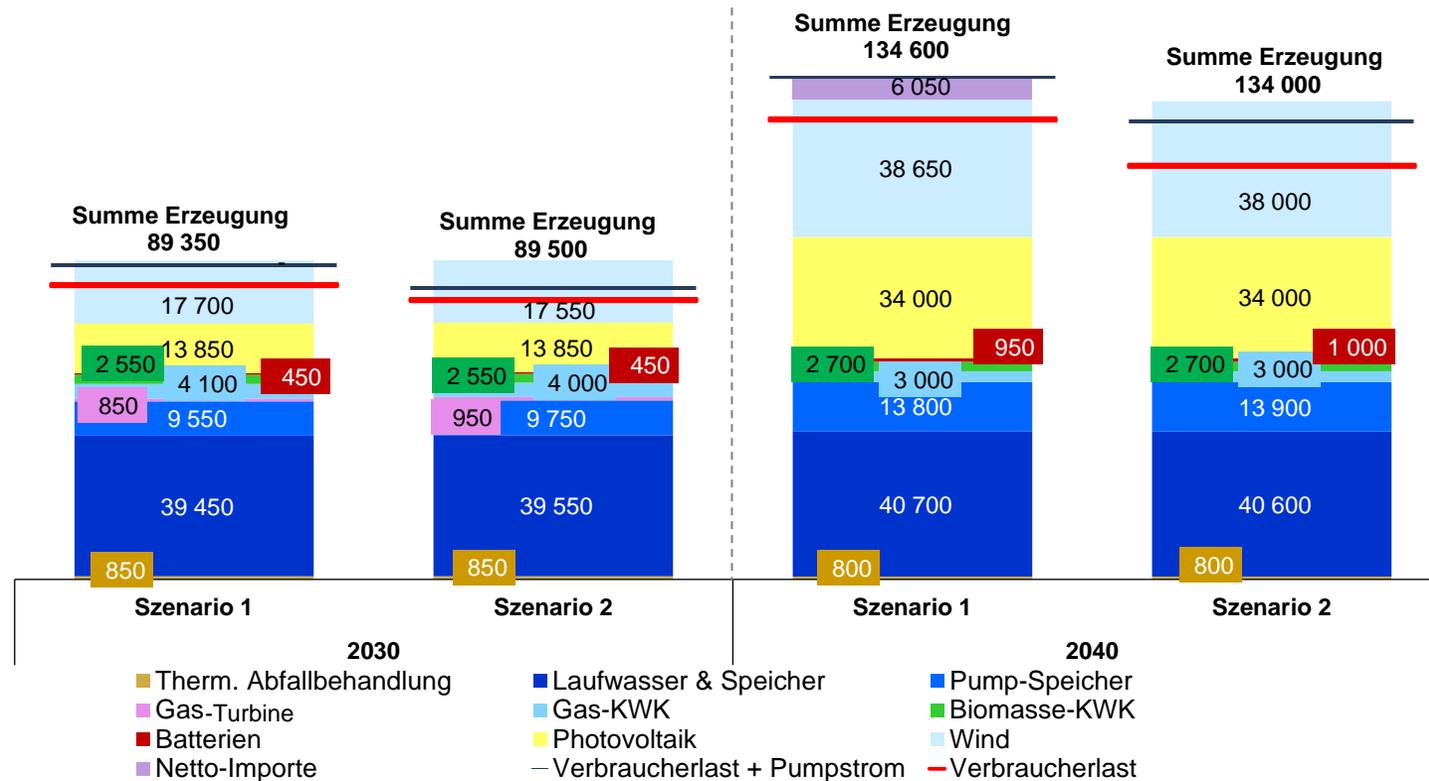
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Entwicklung österreichische Stromproduktion

Die Stromproduktion aus Photovoltaik, Wind und Wasserkraft wird erheblich ausgeweitet – dispatchbare Stromerzeugung wird zur Spitzenlastdeckung oder im Zshg. mit Fernwärmeerzeugung eingesetzt

Entwicklung österreichische Stromproduktion [GWh/a]



Szenario 1: Starke Elektrifizierung

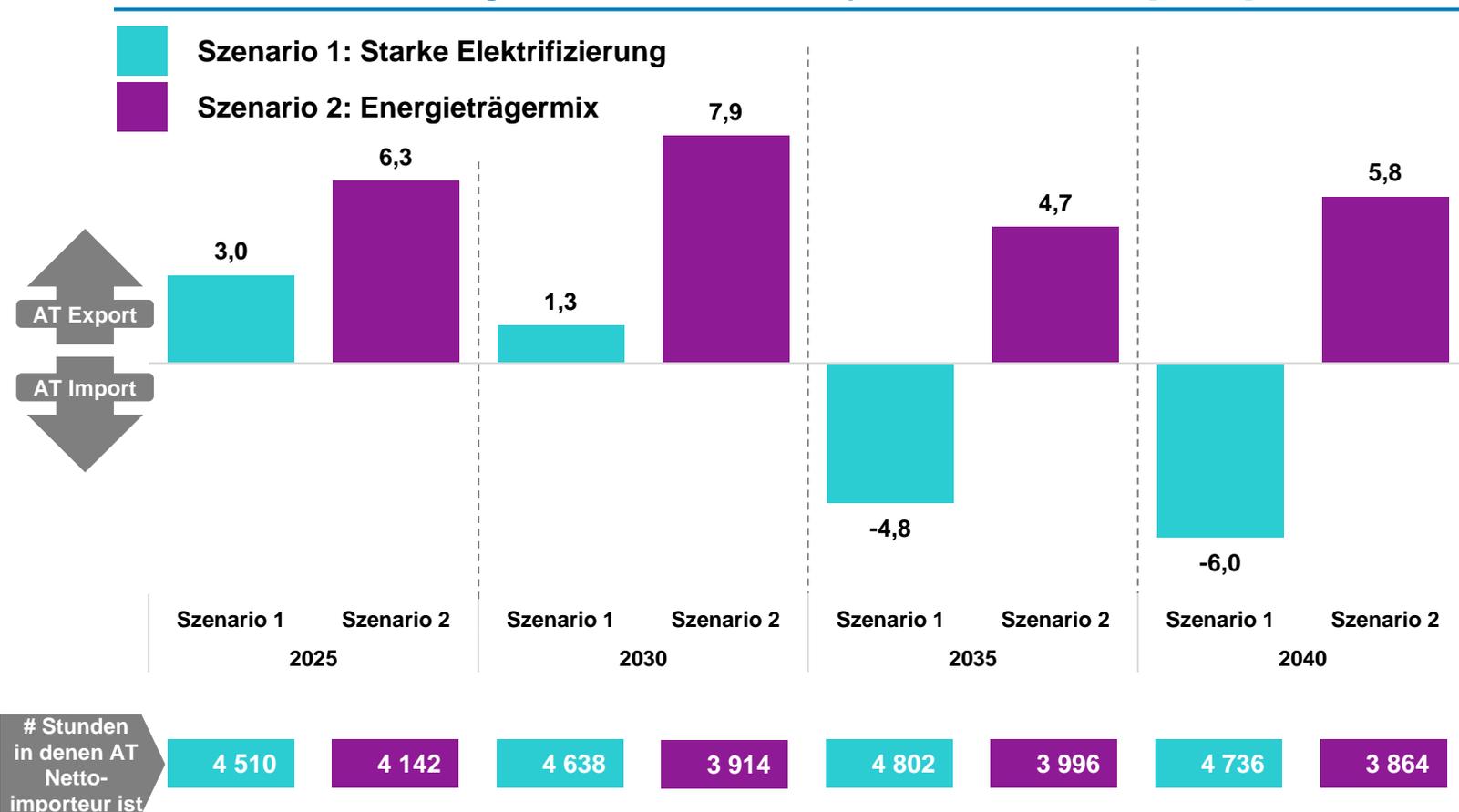
Szenario 2: Energieträgermix

- Die fossile Produktion wird durch das CO₂-Limit (bis 2040 auf null) eingeschränkt.
- Ein spezifischer Anteil erneuerbarer Produktion („national bilanziell“) wird nicht erzwungen, sondern ergibt sich aus den verfügbaren Kapazitäten und dem kostenoptimalen internationalen Dispatch.
- Die Ausbaupotentiale (insgesamt und pro Jahr) orientieren sich an den Ansätzen der „**Stromstrategie 2040**“ von Österreichs Energie.
- In beiden Szenarien werden in Österreich ähnliche Strommengen erzeugt.
- Wasserstoff-befeuerte offene Gasturbinen-Kraftwerke werden zwar aus Gründen der Versorgungssicherheit gebaut, aber im modellierten Klimajahr (2009) für 2040 nicht zur Stromerzeugung eingesetzt.

Jährliche Netto-Stromimporte und -exporte

In Szenario 2 (diversifizierter Energieträgermix) importiert Österreich auf Jahresebene bis 2040 keine, in Szenario 1 (starke Elektrifizierung) jedoch deutliche Strommengen.

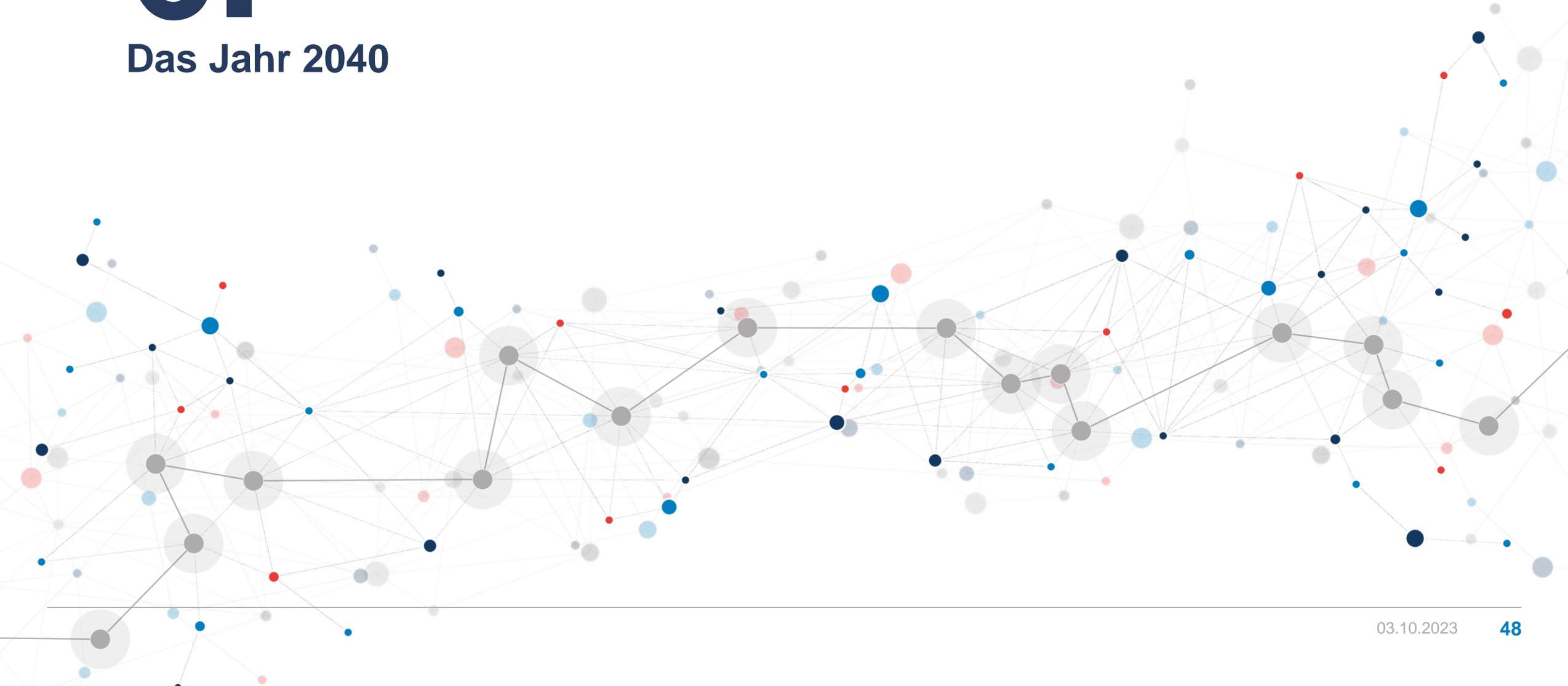
Entwicklung österreichische Stromexporte auf Jahresebene [TWh/a]



- Unter Annahme der definierten Kapazitätsausbaupotentiale und der Austauschkapazitäten,
 - **importiert** Österreich in Szenario 1 („**Starke Elektrifizierung**“) 2040 bilanziell auf Jahresebene deutliche Strommengen
 - **exportiert** Österreich in Szenario 2 („**Diversifizierter Energieträgermix**“) auf Jahresebene ca. 6 TWh Strom.
- Für die Strom-Übertragungsnetz-Kapazitäten zur Anbindung Österreichs an die Nachbarländer werden bis 2040 geringfügige Erweiterungen angenommen (→ siehe Anhang).
 - ggfs. interne österreichische Netzengpässe werden dabei nicht berücksichtigt
 - Nord-Süd Engpässe im deutschen Übertragungsnetz werden vereinfacht berücksichtigt, in dem die Importkapazitäten von Deutschland nach Österreich – trotz technischem Ausbau – bis 2040 auf dem aktuellen Niveau gehalten werden.
- Anmerkung: Das in beiden Szenarien im Vergleich zum Erneuerbaren Ausbau langsamere Wachstum des Österreichischen Stromverbrauchs führt in den Jahren bis 2030 zu großen Nettoexporten.

6.

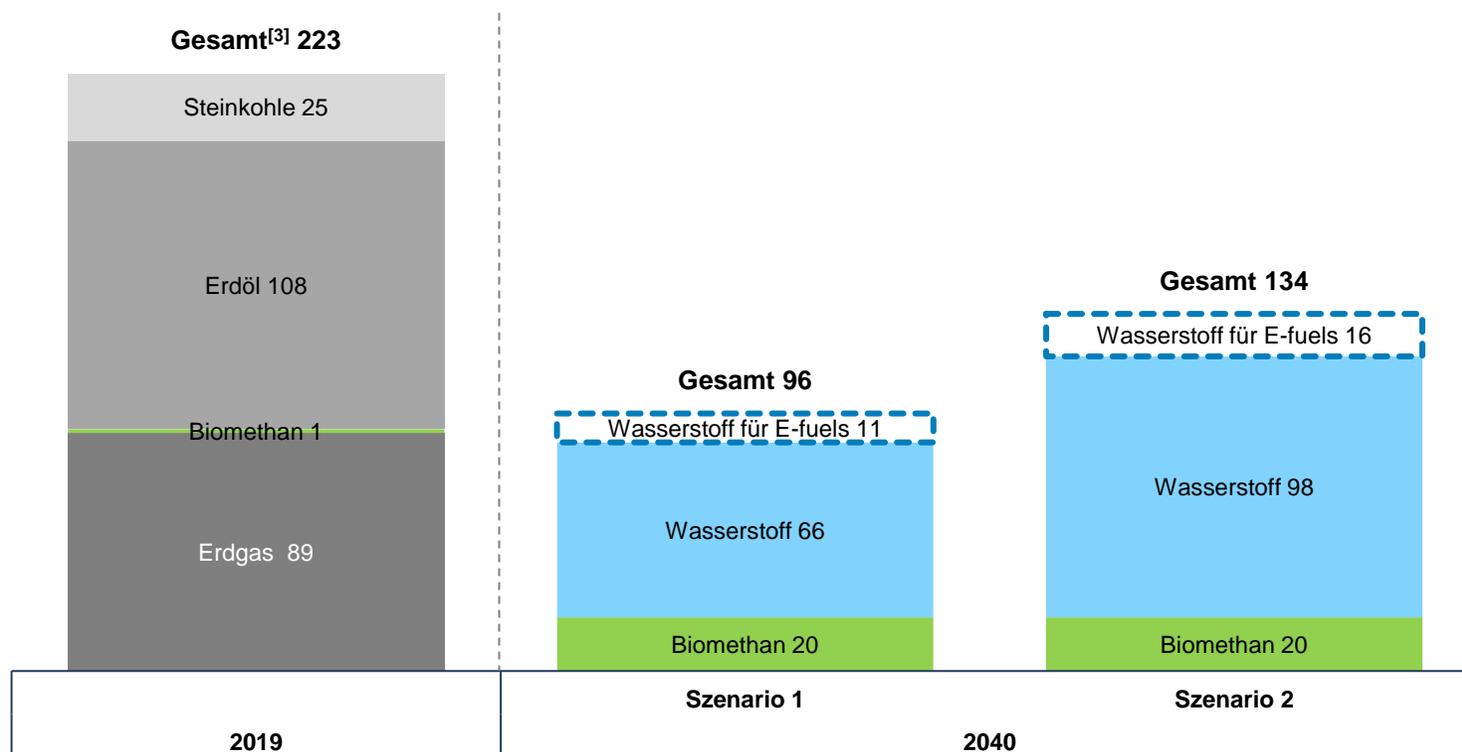
Das Jahr 2040



Gas: Gaseinsatz im gesamten Energiesystem in Österreich in 2040

Vollständig dekarbonisierte gasförmige Energieträger (klimaneutraler Wasserstoff und Biomethan) ersetzen (neben v.a. Strom) 2040 die bisher genutzten fossilen Energieträger (Erdgas aber auch Kohle und Erdöl).

Entwicklung des Gaseinsatzes^[1] im gesamten Energiesystem in Österreich [TWh/a]



- Beide Szenarien nutzen in erheblichem Umfang auch noch 2040 gasförmige Energieträger (Biomethan und klimaneutralen^[2] Wasserstoff).
- In beiden Szenarien wird das angesetzte Potential an heimischem Biomethan ausgenutzt. Der Einsatz wurde dabei auf **20 TWh** begrenzt.
- Der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff im Endbrauch und im Umwandlungssektor sowie zur Erzeugung von E-Fuels unterscheidet sich zwischen den beiden Szenarien.
- E-Fuels werden vor allem im Flug- und teilweise im Schwerverkehr eingesetzt.
- Im dekarbonisierten Energiesystem werden die fossilen Energieträger, v.a. Erdöl und Kohle durch dekarbonisierte, gasförmige Energieträgern ersetzt.
 - Die Szenarioansätze für den industriellen Sektor stammen dabei aus der vom BMK beauftragten Studie „Klimaneutralität Österreichs bis 2040, Beitrag der Österreichischen Industrie“ ([link](#))

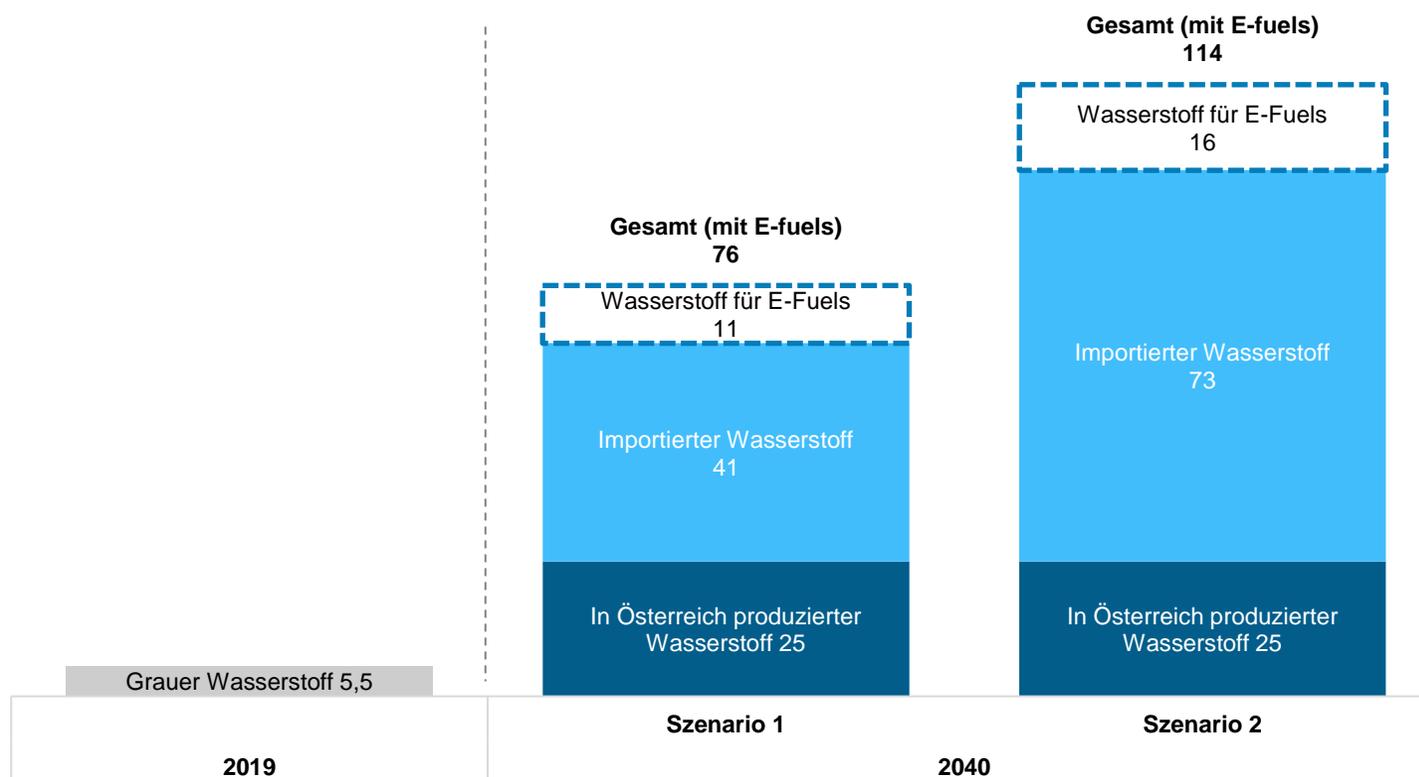
Szenario 1: Starke Elektrifizierung

Szenario 2: Energieträgermix

Gas: Import und Produktion von klimaneutralem Wasserstoff in 2040

In beiden Szenarien wird 2040 in erheblichem Umfang klimaneutraler Wasserstoff importiert, da die für 2040 als Potentialgrenze gesetzten 25 TWh Inlandsproduktion zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen.

Entwicklung des österreichischen Bedarfs nach klimaneutralem Wasserstoff [TWh/a]



Szenario 1: Starke Elektrifizierung

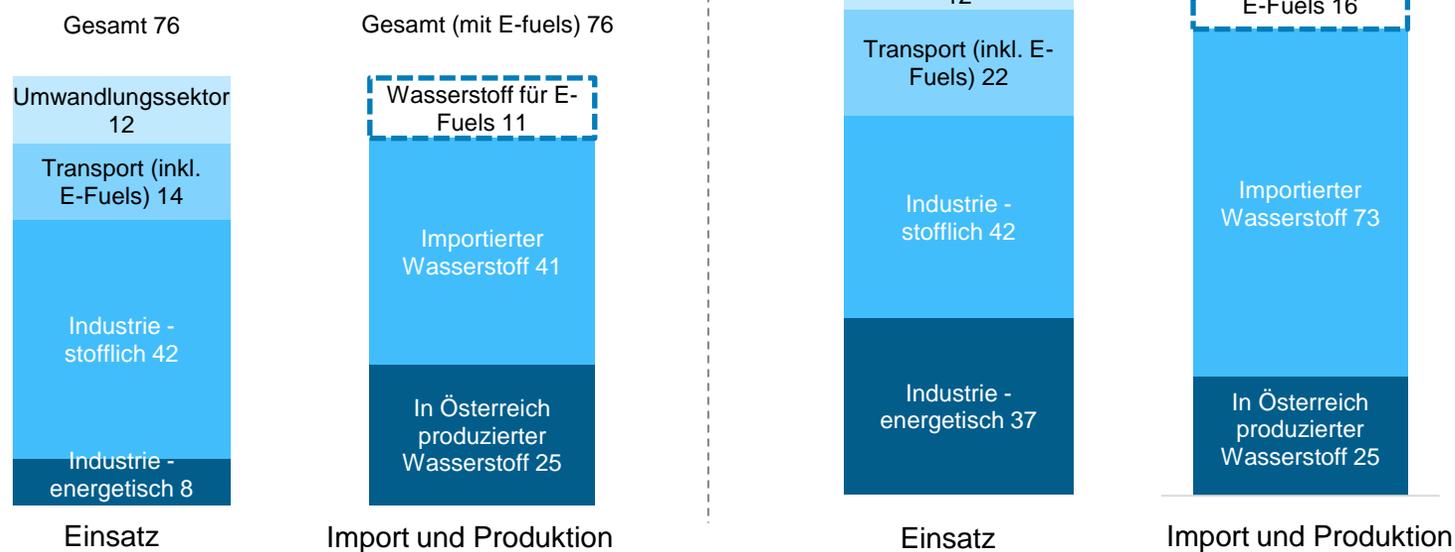
Szenario 2: Energieträgermix

- In beiden Szenarien wird von einem Anwachsen der inländischen Wasserstoffproduktion auf ca. **25 TWh** bis 2040 ausgegangen.
– Dieser Ansatz ist konsistent mit der AGGM Wasserstoff-Roadmap und der Österreichischen Wasserstoff-Strategie (letztere hinsichtlich der Entwicklung bis 2030).
- Die Differenz auf den Inlandsbedarf an (klimaneutralem^[1]) Wasserstoff wird in beiden Szenarien durch – jeweils unterschiedliche und im Zeitablauf stark wachsende – Wasserstoffimporte gedeckt.
- Die Wasserstoff-Importbedarfe in 2040 von ca. 40 bis fast 90 TWh pro Jahr wären gem. AGGM möglich, sobald die im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 enthaltenen Projekte zur Ertüchtigung bestehender Leitungskapazitäten bzw. dem Bau neuer Wasserstoffprojekte umgesetzt sind. Für den Fall, dass der gesamte Wasserstoff Import via Italien erfolgt, muss gem. AGGM ggfs. die Wasserstoffkapazität der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) durch Umwidmung eines weiteren Leitungsstranges erhöht werden.
- Hinsichtlich der u.a. für Importe (zum Verbrauch in Österreich) erforderlichen Speicherbedarfe siehe Slide 53.

Gas: Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff im Energiesystem in 2040

Der Einsatz klimaneutralen Wasserstoffs unterscheidet sich in den beiden Szenarien hinsichtlich der sektoralen Nutzung. Wesentlicher Treiber beider Szenarien ist jedoch der industrielle Wasserstoffeinsatz.

Entwicklung des österreichischen Wasserstoffbedarf [TWh/a]



- Klimaneutraler^[1] Wasserstoff wird in erheblichem Umfang in beiden Szenarien eingesetzt.
- Wesentlicher Treiber der Nutzung klimaneutralen Wasserstoffs ist die Dekarbonisierung der Industrie – sowohl für energetischen als auch für nicht-energetischen Einsatz.

Szenario 1: starke Elektrifizierung

**Szenario 2:
diversifizierter Energieträgermix**

Gas: Analyse ausgewählter europäischer Wasserstoffstrategien

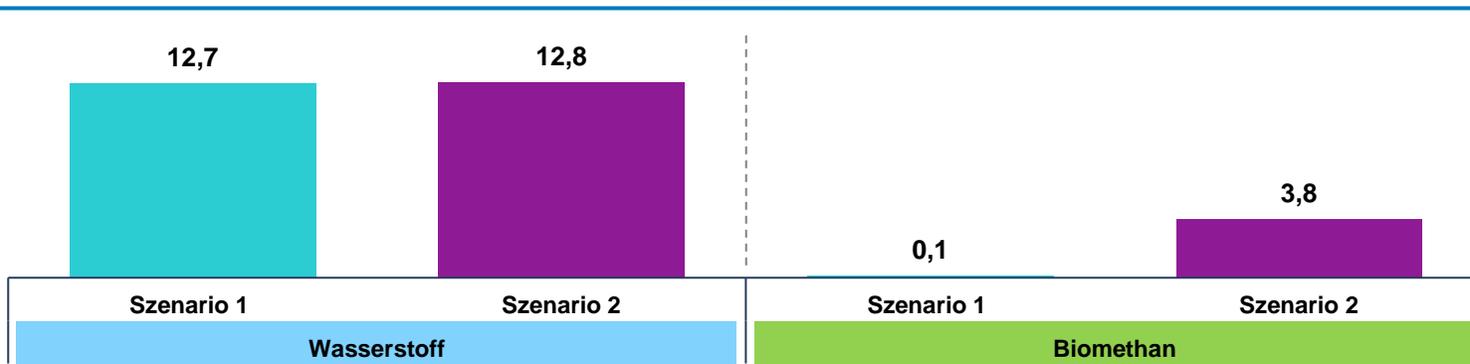
Importe klimaneutralen Wasserstoffs stellen wesentliches Element aller analysierten Strategien dar.

Element der Strategie	Ziel-Jahr	Einheit	EU	Deutschland	Italien	Österreich
Inlandsnachfrage klimaneutraler Wasserstoff	2030	TWh	330	100-130	23-30	12
	2040	TWh	—	—	—	47
Importvolumen klimaneutraler Wasserstoff	2030	TWh	330	100	—	8-10
	2040	TWh	—	—	—	—
Importanteil klimaneutraler Wasserstoff	2030	%	50	50-70	—	60-75
	2040	%	—	—	—	—
Inländische Elektrolyseurkapazitäten	2030	GW	40	10 (35 fast scenario)	5	1
	2040	GW	~180 (500 GW 2050)	15 (107 fast scenario)	—	—
Wesentliche Länder aus denen grüner Wasserstoff importiert wird	2030	—	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marokko ▪ Tunesien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spanien ▪ Norwegen ▪ Dänemark ▪ Marokko 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marokko ▪ Tunesien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spanien ▪ Marokko ▪ Tunesien ▪ Ukraine ▪ Ggfs. Rumänien?
	2040	—	Analog 2030 + <ul style="list-style-type: none"> ▪ Chile ▪ UAE ▪ Australien 	Analog 2030 + <ul style="list-style-type: none"> ▪ Saudi Arabien ▪ UAE 	Analog 2030 +	Analog 2030 + <ul style="list-style-type: none"> ▪ Chile ▪ Ggfs. UAE

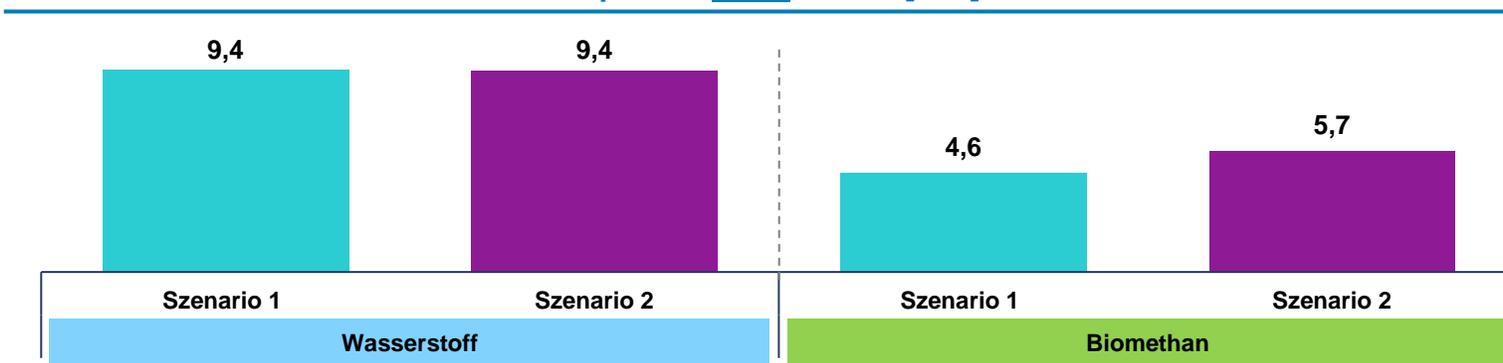
Gas: Speicherbedarfe für gasförmige Energieträger in 2040

Für die zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch von klimaneutralem Wasserstoff und Biomethan werden in beiden Szenarien bedeutende Gasspeicherkapazitäten benötigt.

Arbeitsgasvolumen – 2040 [TWh]



Speicherraten – 2040 [GW]



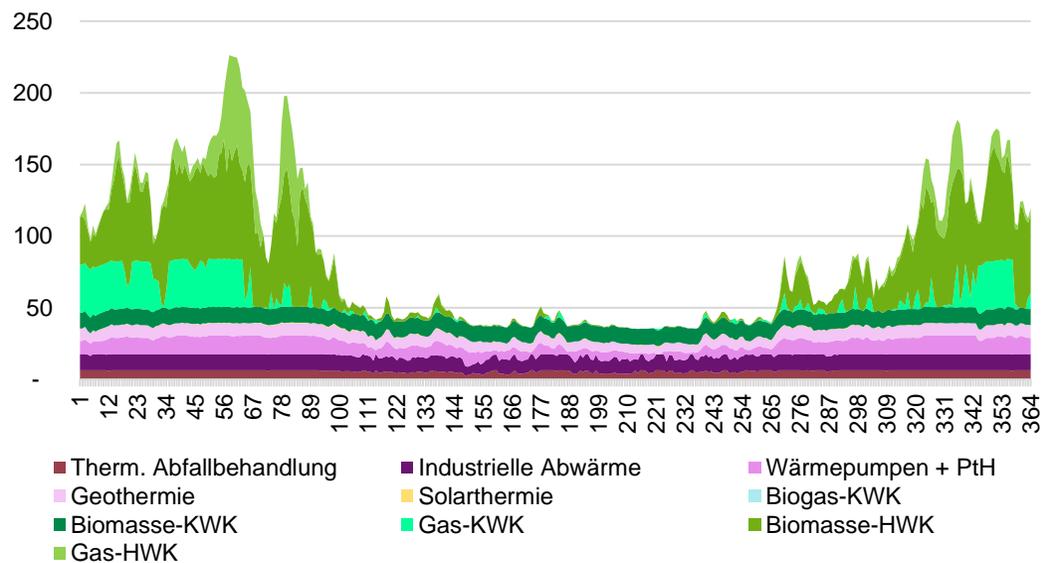
■ Szenario 1: Starke Elektrifizierung
■ Szenario 2: Energieträgermix

- Erzeugung bzw. Import und Verbrauch klimaneutraler Gase folgen unterschiedlichen, zeitlichen Verläufen. Zum Ausgleich werden Gas- bzw. Wasserstoffspeicher gebraucht.
- **Speicherkapazitäten für Wasserstoff:**
 - Industrieller Verbrauch ist absehbar bandähnlich (Prozessindustrie), Verbrauch im Umwandlungssektor stark saisonal (hohe Winterlast); inländische H₂-Produktion erfolgt vor allem im Sommerhalbjahr (80%); H₂-Importe werden als bandförmig angenommen
 - Der Ausgleich benötigt 2040 ca. 13 TWh H₂-Speicher
 - Durch geringeren (ca. 1/3) volumetr. Brennwert von H₂ ggü. Erdgas entspricht H₂-Speicherbedarf ca. dem Dreifachen an Erdgasspeicherkapazitäten (d.h. ca. **40 TWh_{Erdgas-Äquivalent}**).
- **Speicherkapazitäten für Biomethan:**
 - Biomethannutzung für Wärmeerzeugung ist stark saisonal (hohe Winterlast) für industrielle Nutzung hingegeben relativ bandförmig; Biomethanerzeugung ist v.a. bandförmig.
 - Der Ausgleich benötigt 2040 ca. **5-6 TWh** Methanspeicher
- Zusätzlich – und hier nicht quantifiziert – erfüllen Gas-speicher auch eine wesentliche Rolle bei der Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit** – sowohl im Gas-sektor (inkl. H₂) als auch Stromsektor (da gasförmige Energieträger heute und in Zukunft zur Stromproduktion genutzt werden).
- Gemäß E-Control liegen heute ca. 97 TWh Erdgas-Arbeitsgasvolumen^[1] (mit ca. 45 GW Ausspeicherrate) in Österreich die jedoch teilw. auch für Nachbarländer eingesetzt werden. Die österreichischen Erdgasspeicher müssen jedoch unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erst auf H₂-Nutzung umgerüstet bzw. neue Wasserstoffspeicher gebaut werden.

Fernwärme: Erzeugung in 2040

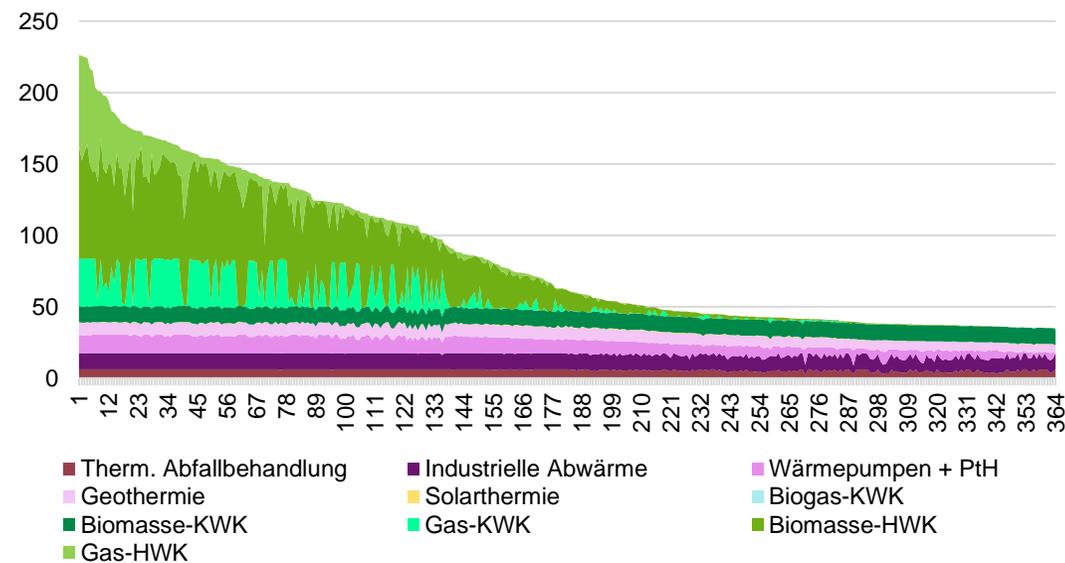
Im Winter werden in der Fernwärmeaufbringung verstärkt Biomasse- und Gasheizwerke eingesetzt.

Tägliche Fernwärmeaufbringung in 2040 [GWh]



- Die Winterspitzenlasten werden über (grüne) Gase und Biomasse Heizwerke gedeckt.
- Zur Deckung der Grundlast werden überwiegend Biomasse-KWK, thermische Abfallbehandlung, Industrielle Abwärme, Wärmepumpen und Geothermie eingesetzt.

Tägliche Fernwärme Dauerlinie in 2040 [GWh/d]

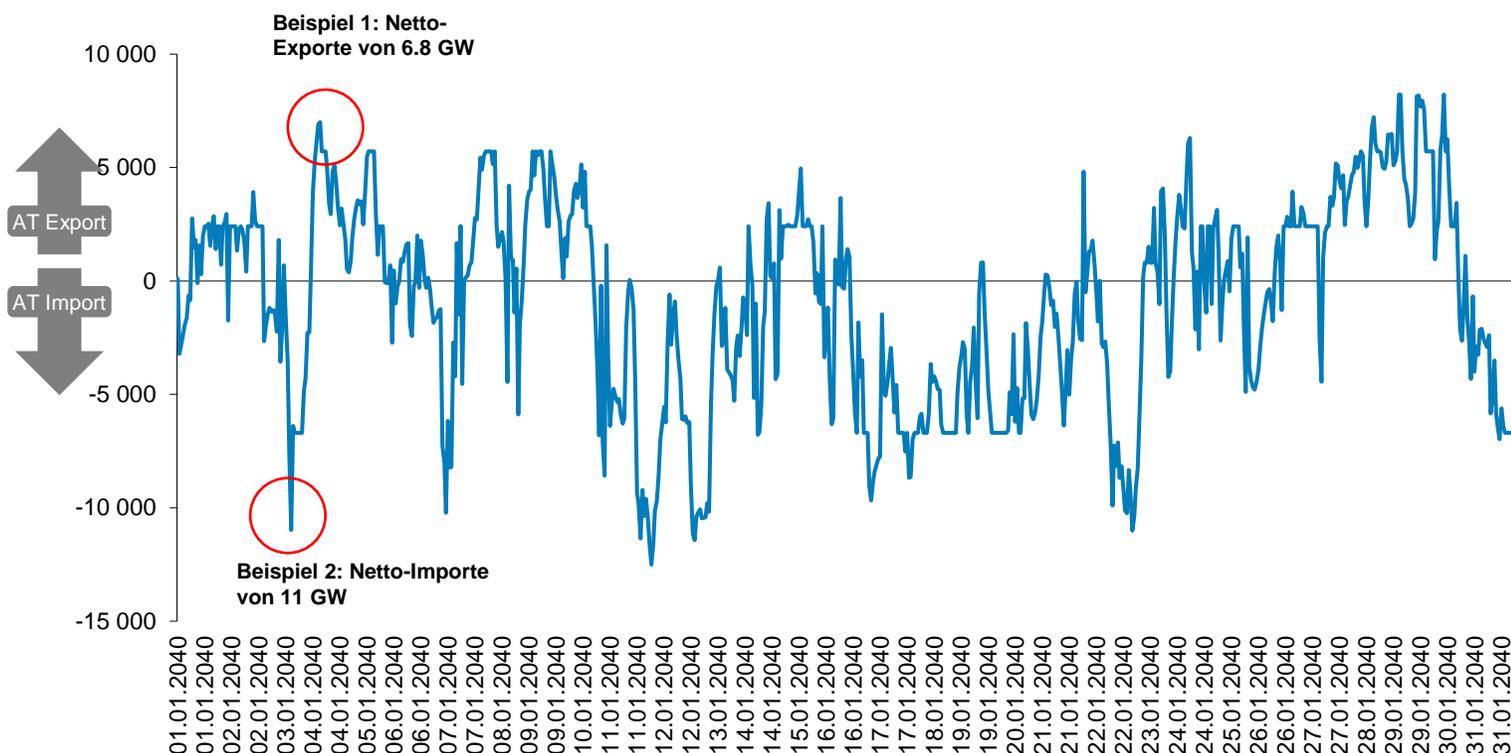


- Die Aufbringungsstruktur ist auch in der Dauerlinie ersichtlich. Gas-Heizwerke werden nur in Stunden mit sehr hoher Nachfrage eingesetzt.
- Geothermie und Wärmepumpen hingegen, laufen über das ganze Jahr hinweg.

Strom: Stündliche Netto-Stromimporte und -exporte Jänner 2040

Strom-Exporte und -Importe aus den bzw. in die Nachbarländer ändern sich stündlich und wechseln häufig die Richtung.

Stündliche Netto-Exporte aus Österreich – Jänner 2040 [MWh/h] (Szenario 1)

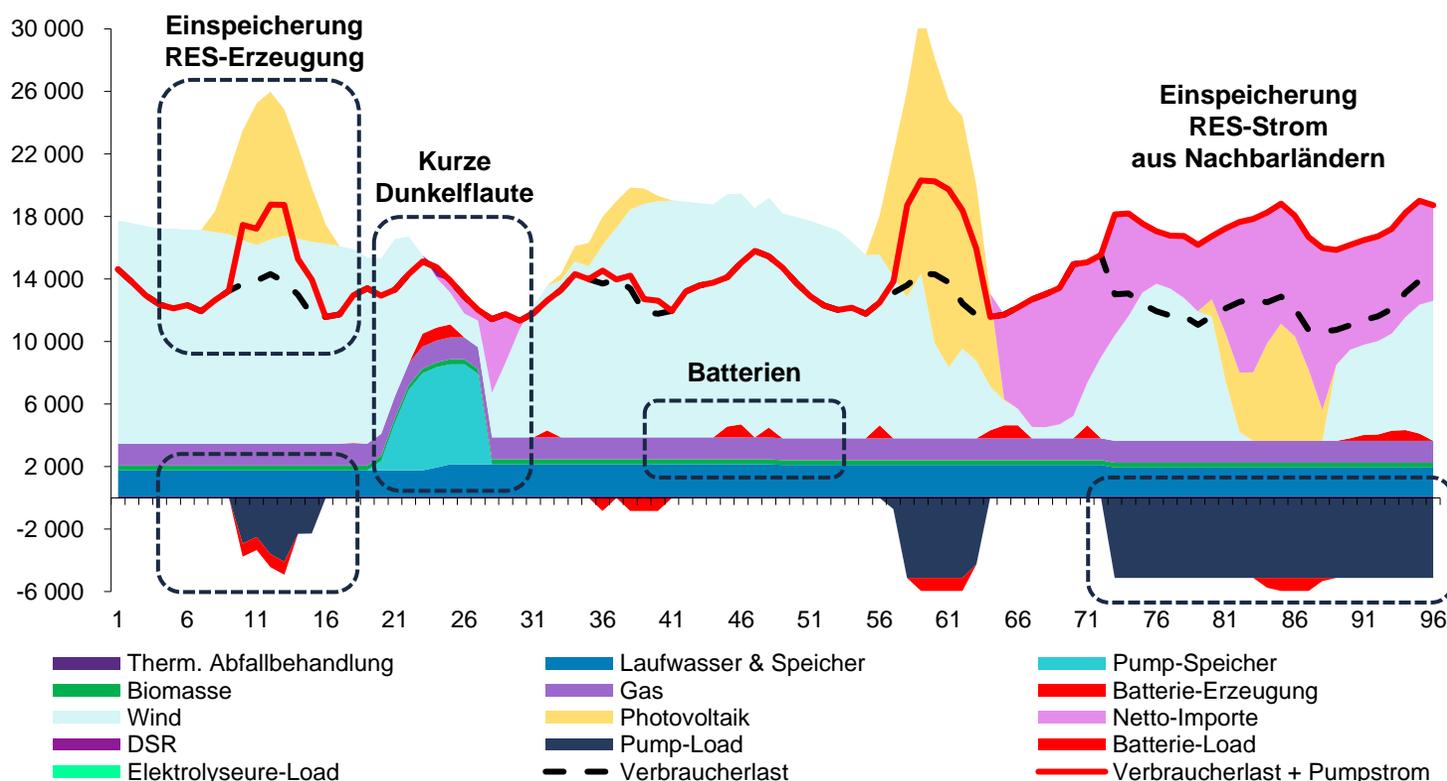


- Österreich verfügt über signifikante Strom-Kopplungs-kapazitäten, die einen grenzübergreifenden effizienten Dispatch ermöglichen (Details siehe Annex Kapitel 9).
- Die resultierenden Exporte und Importe zu/aus den Nachbarländern ändern sich stündlich. Je nach verfügbaren Erzeugungskapazitäten, der inländischen Last und der Kopplungskapazitäten fließt der Strom von relativ billigeren Zonen zu relativ teureren Zonen.
- Bei hoher Stromaufbringung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird die Übererzeugung zu Nachbarländern exportiert.
 - **Beispiel 1:** Österreich exportiert u.a. ca. 7.5 GW nach Deutschland, 1.6 GW in die Schweiz und 1.3 GW in die Tschechische Republik, importiert 1.8 GW aus Ungarn (wo die Last neben Erneuerbaren auch durch Kernkraft und Gaskraftwerke mit CCS gedeckt wird).
- Bei einer kurzen Dunkelflaute wird in Österreich zunächst (wenn vorhanden) der relativ billigere (ggf. CO₂ belastete) Strom aus den Nachbarländern importiert, bevor heimische thermische Kraftwerke (auf Basis dekarbonisierten Gases) hochgefahren werden.
 - **Beispiel 2:** u.a. werden hier 4.9 GW aus Deutschland, 1.8 GW aus Ungarn, 2 GW aus Slowenien, 1.2 GW aus Italien und 1.3 GW aus der Schweiz importiert.

Strom: Dispatch-Beispiel im Winter 2040 – Österreich im pan-EU System

Wesentliche Effekte im österreichischen Energiesystem des Jahres 2040 lassen sich an vier Wintertagen identifizieren.

Auszug^[1] stündlicher Dispatch für Österreich 07.02.2040 – 10.02.2040 [MW] – Szenario 1

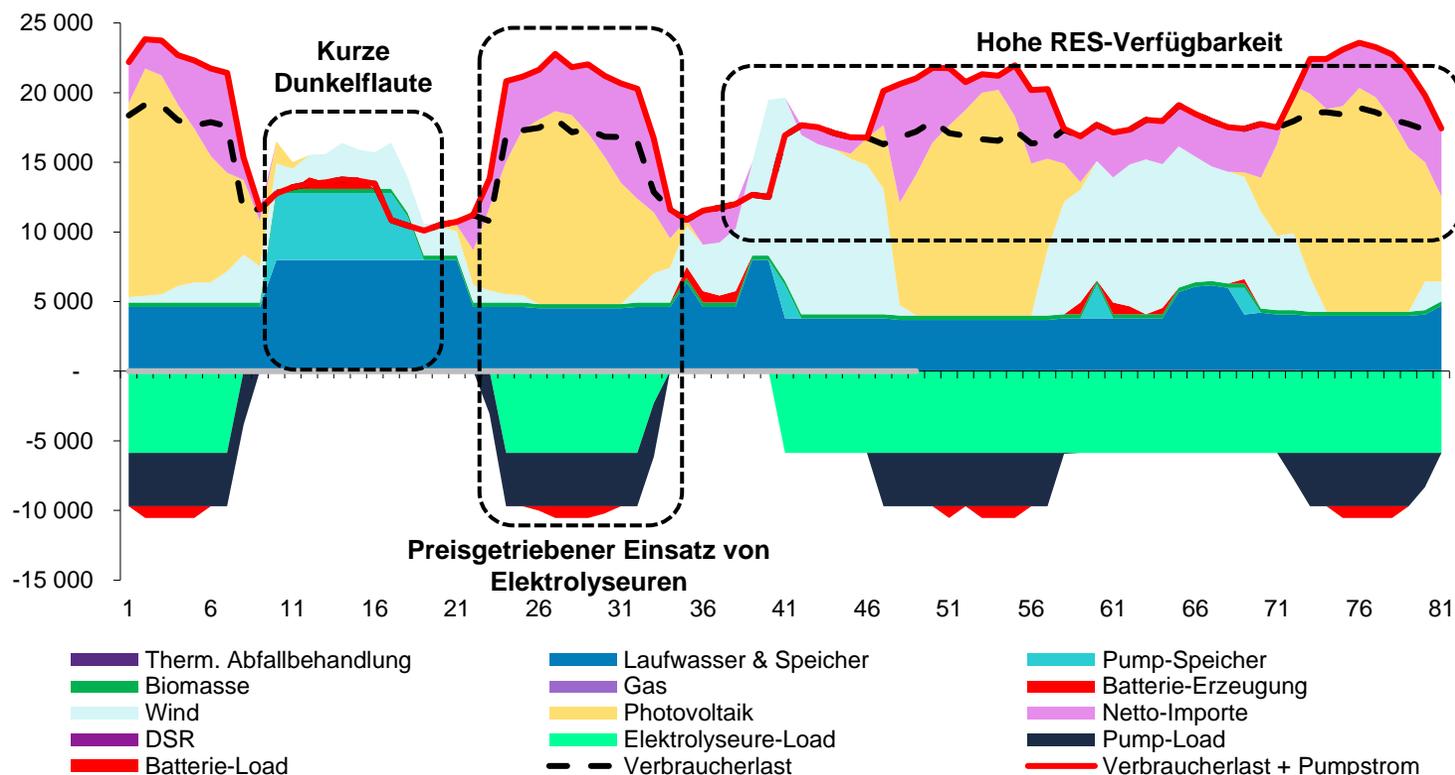


- Durch das stündliche Dispatch-Beispiel wird noch einmal die hohe Variabilität der RES-Erzeugung dargestellt. Auf Stunden mit hoher RES-Erzeugung folgen kurze Dunkelflaute, die durch andere Erzeugungskapazitäten oder Flexibilitäten (Pump-Speicher, Batterien oder Stromimporten) gedeckt werden müssen.
- **Beispiel: Einspeicherung RES-Erzeugung**
 - Hier wird die wichtige Rolle von Pump-Speicherkapazitäten ersichtlich. Bei Übererzeugung von Wind und Photovoltaik kann der Strom durch Batterien und Pump-Load gespeichert werden. Im Winter produzieren Windkraftanlagen verstärkt.
- **Beispiel: Kurze Dunkelflaute**
 - Der gespeicherte Pumpstrom sowie Importe (die relativ günstiger sind verglichen zu Gaskraftwerken) decken die Last.
- **Beispiel: Batterien**
 - Batterien können schnell auf untertägige Schwankungen der Residualnachfrage reagieren (also v.a. auf Schwankungen der PV- und Winderzeugung).
- **Beispiel: Einspeicherung RES-Strom Nachbarländer**
 - Auch zukünftig werden die Speicherkapazitäten Österreichs für Nachbarländer von Bedeutung sein.

Strom: Dispatch-Beispiel im Sommer 2040 – Österreich im pan-EU System

Wesentliche Effekte im österreichischen Energiesystem des Jahres 2040 lassen sich an vier Sommertagen identifizieren.

Auszug^[1] stündlicher Dispatch für Österreich 06.07.2040 – 09.07.2040 [MW] – Szenario 1

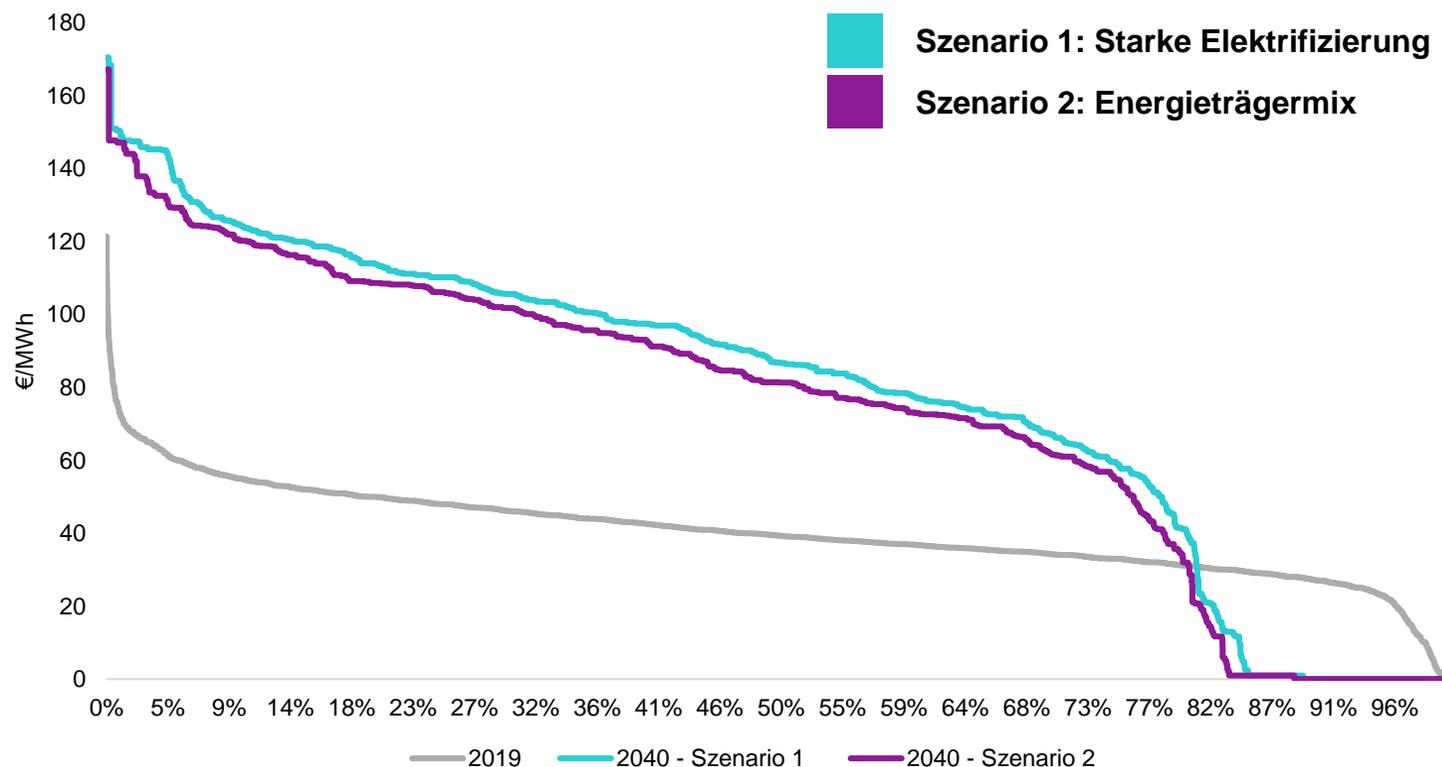


- Sommermonaten sind geprägt von starker Photovoltaikerzeugung. In diesen Monaten kommen Elektrolyseure auch verstärkt zum Einsatz.
- **Beispiel: Kurze Dunkelflaute:**
 - Auch in Sommermonaten müssen kurze Dunkelflauten gedeckt werden. In dem Beispiel ist es für Österreich optimal Strom aus Wasserkraft und Batterien in relativ teureren Gebotszonen zu exportieren, die auch eine ähnliche Dunkelflaute aufweisen.
- **Beispiel: Preisgetriebener Einsatz von Elektrolyseuren**
 - Elektrolyseure kommen v.a bei tiefen Strompreisen zum Einsatz, d.h. u.a. bei hoher PV- und Winderzeugung.
- **Beispiel: Hohe RES-Verfügbarkeit**
 - Erneuerbare Energien machen den Großteil der Erzeugung aus, es besteht eine hohe Verfügbarkeit an Wind- und Photovoltaikstrom.

Strom: Strompreisstruktur 2040

Im Vergleich zu 2019 sind im Jahr 2040 sowohl Strompreisspitzen als auch Null-Preise häufiger. Das Szenario 2 weist durchschnittlich geringere Strom-Großhandelspreise auf.

Strompreisdauerkurve für Österreich [EUR₂₀₂₂/MWh]

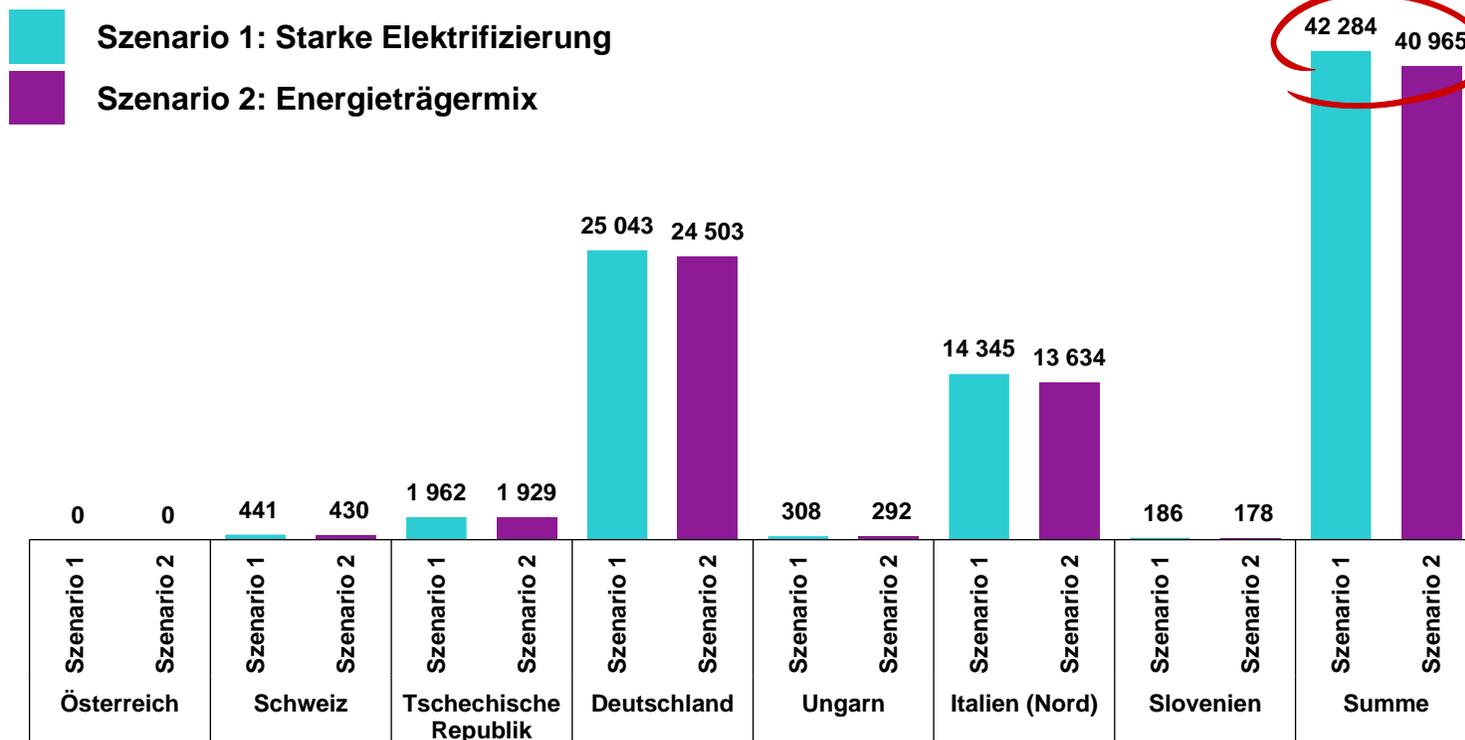


- Die Preisdauerkurven stellen die, der Größe nach, geordneten, stündlichen Strom-Großhandelspreise für alle Stunden des Jahres dar.
- Im Jahr 2019 sind Preisspitzen und sehr geringe Strompreise relativ selten aufgetreten.
- Im Vergleich dazu kommt es **2040 viel häufiger sowohl zu Preisspitzen als auch zu Stunden mit sehr niedrigen Preisen.**
 - Die geringen Preise (Null-Preise) resultieren aus einem Überangebot an erneuerbarer Erzeugung das nicht genutzt oder exportiert werden kann.
 - Die häufigeren Preisspitzen resultieren aus dem hohen Anteil intermittierender Erzeugung (Wind und Photovoltaik), die bei reduzierter/fehlender Produktion durch (Pump-)Speicherkraftwerke oder Wasserstoff-gefeuere Gaskraftwerke ausgeglichen werden.
 - Über weite Strecken wirkt auch das benachbarte Ausland und der dort auf verbleibende fossile Erzeugung wirksame, sehr hohe CO₂-Preis (2040 fast 150 EUR/t) erhöhend auf den österreichischen Strompreis.
- Durch die im **Szenario 2** geringere Last sind die **durchschnittlichen Großhandelspreise in diesem Szenario geringer.**
- Die stundenscharfe Bewertung der österreichischen Gesamtstromlast 2040 mit dem jeweiligen Großhandelspreis zeigt einen Unterschied von ca. 1,5 Mrd. EUR₂₀₂₂ zwischen den beiden Szenarien.

Strom: Emissionen des in Nachbarländern produzierten Stroms

Die Stromproduktion der Nachbarländer ist 2040 noch nicht vollständig dekarbonisiert (importierter Strom daher i.d.R. noch CO₂-behaftet). Das Szenario 1 erhöht zudem den CO₂-Ausstoß der Nachbarländer.

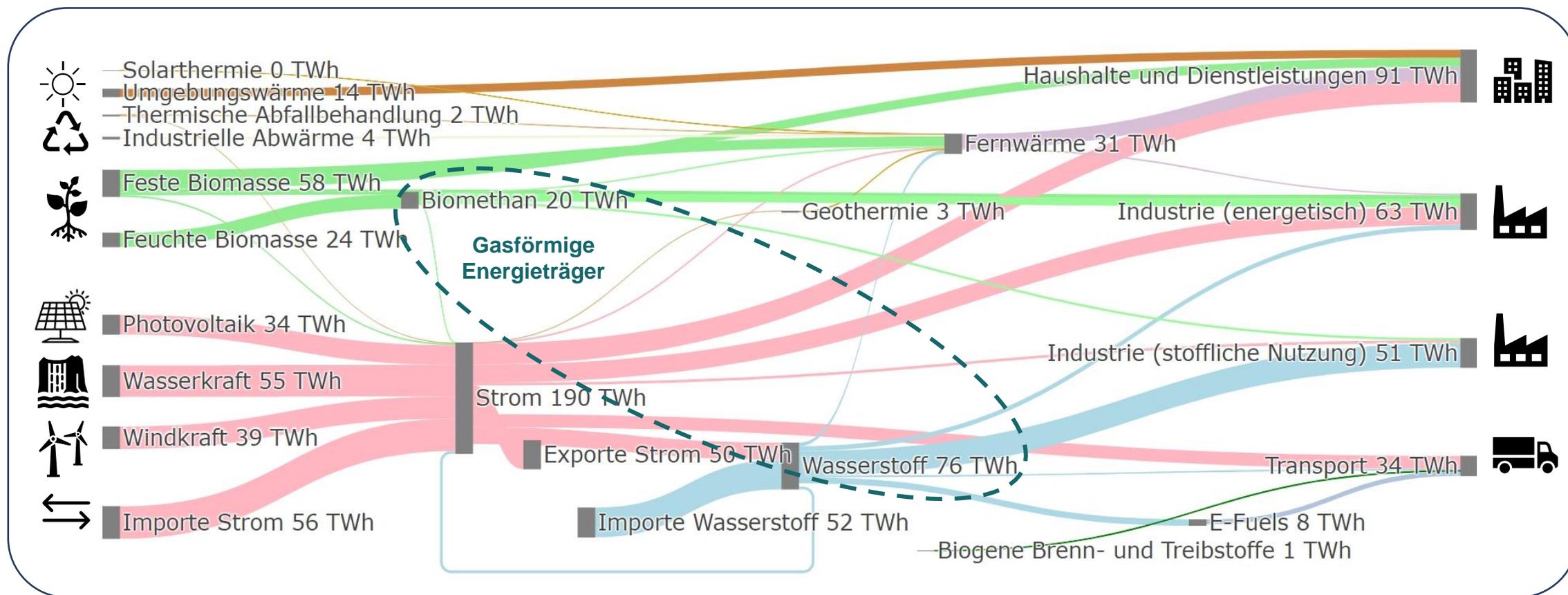
Gesamtemissionen zur Stromproduktion der Nachbarländer 2040 [Tausend Tonnen CO₂-Äquivalent]



- Die CO₂-Intensität der Stromproduktion in Österreichs Nachbarländern (bzw. genauer: in den angrenzenden Gebotszonen) unterscheidet sich abhängig vom jeweiligen Kraftwerkspark.
- Anders als Österreich **setzen die Nachbarländer 2040 neben erneuerbaren Technologien auch (noch) fossile Energieträger (Erdgas), fossile Energieträger unter Nutzung von CCS und Kernenergie ein.**
- Da Österreichs Nachbarländer ihren Stromsektor bis 2040 noch nicht vollkommen dekarbonisiert haben, **verursacht der durch Österreich von dort importierte Strom zusätzliche CO₂-Emissionen in diesen Nachbarländern.**
- Aus dem Vergleich der beiden Szenarien ergibt sich für den in Szenario 1 („starke Elektrifizierung“) ggü. Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) **zusätzlich in Österreich verbrauchten Strom eine – in den Nachbarländern ausgelöste – CO₂-Intensität von ca. 100 g/kWh.**
 - Zur Ermittlung dieses Wertes wurde die absolute Differenz der CO₂eq-Emissionen der beiden Szenarien durch die Differenz des österreichischen Bruttostromverbrauchs in den beiden Szenarien geteilt.

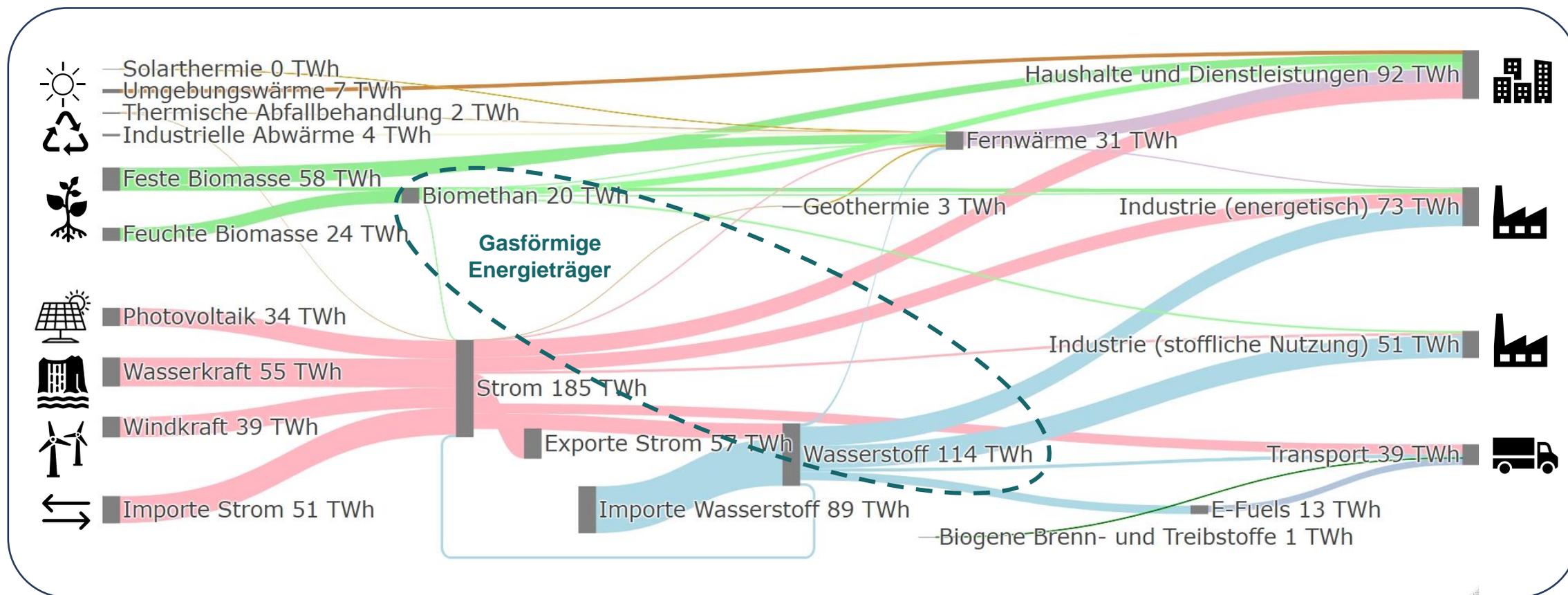
Energiefluss im österreichischen Energiesystem 2040

Szenario 1: Starke Elektrifizierung



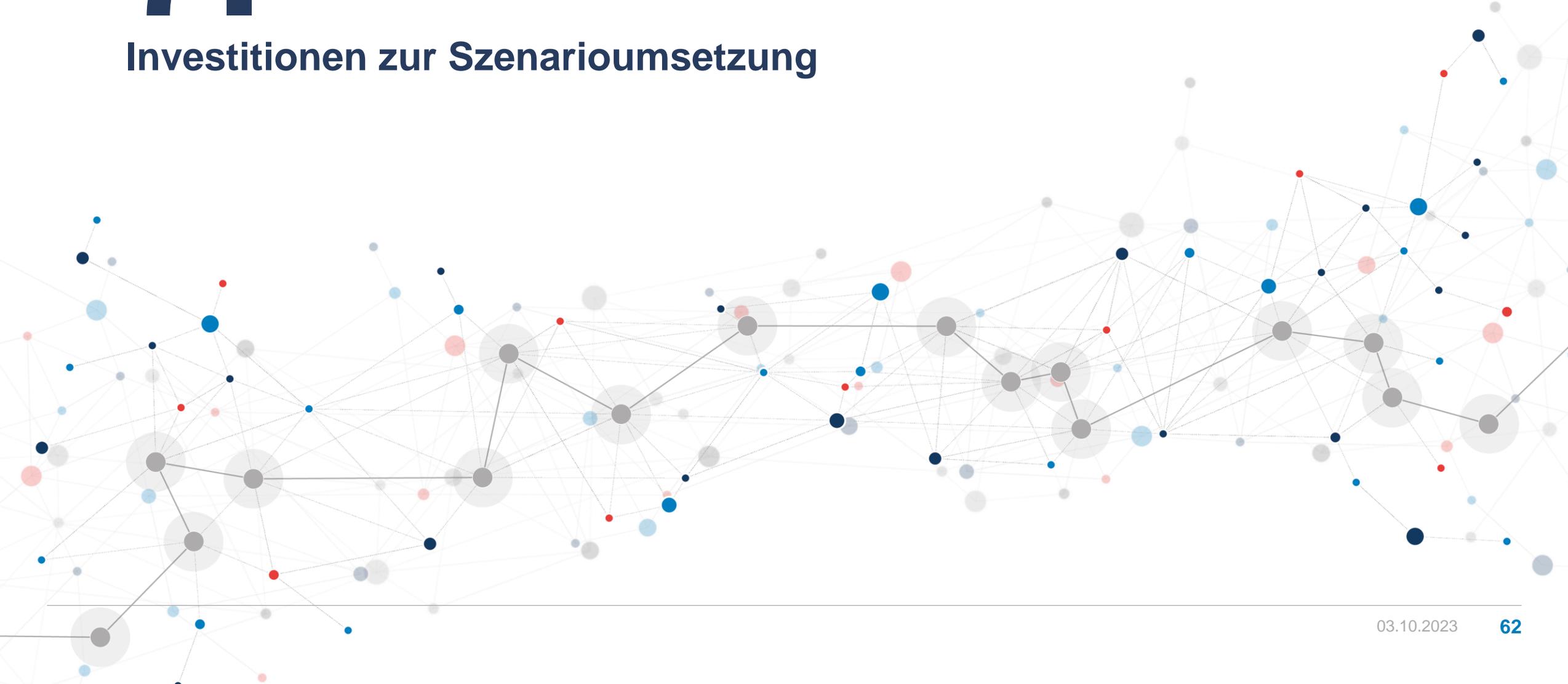
Energiefluss im österreichischen Energiesystem 2040

Szenario 2: Diversifizierter Energieträgermix



7.

Investitionen zur Szenarioumsetzung



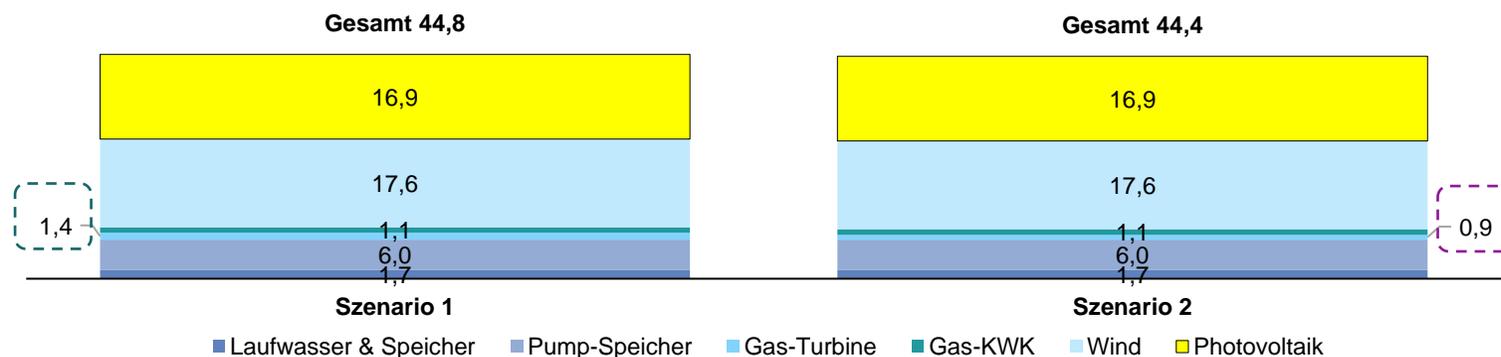
Methode der Investitionsberechnung

- Die Berechnung der Investitionsbedarfe der einzelnen Sektor stützt sich auf Compass Lexecon Modellierung sowie – für den Industriesektor – auf die BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021) und – für die Biomethanproduktion – die JKU & MUL-Studie (iA FGW) „Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas“.
- In diesem Kapitel werden direkte Investitionsbedarfe – sowie im Industriesektor auch Re-Investitionen – betrachtet.
 - Investitionsbedarfe können dabei – besonders im Bereich privater Haushalte – Transformationshürden darstellen. Den Investitionsbedarfen kommt daher eine besondere Bedeutung zu.
 - Neben Investitionen – und den daraus resultierenden Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen) – sind für die Beurteilung der Dekarbonisierungskosten bei Endverbraucher jedoch auch Betriebskosten bedeutsam – deren Ermittlung jedoch nicht im Studienfokus lag.
- Im Rahmen dieser Studien wurden – entsprechend dem Fokus auf die Wärmeversorgung – die bis 2040 erfordernten Investitionen in folgenden Bereichen abgeschätzt:
 - für **Fernwärme- und Stromerzeugungsanlagen**,
 - für Anlagen zur **inländischen Erzeugung von Biomethan & Wasserstoff**,
 - zur Dekarbonisierung des **energetischen Verbrauchs des industriellen Sektors**,
 - zur Dekarbonisierung der **Individualwärme in Haushalten und dem Dienstleistungssektor**.
- Für die Investitionsberechnung der **Fernwärme- und Stromerzeugungsanlagen** wurden Investitionen für den Ausbau der Kapazität gemäß der Compass Lexecon Modellierung mit Kostenansätze von Capros, et al., 2019 (auf Preisniveau 2022 umgewertet) abgeschätzt.
 - Berücksichtigt wurden dabei Kapazitätserweiterungen. Auf Grund fehlender Daten für die Restlebensdauer von Bestandsanlagen wurden Re-Investitionen nicht berücksichtigt. In Anbetracht der sehr erheblichen Ausweitung des Anlagenparks wird jedoch davon ausgegangen, dass diese nur eine untergeordnete Rolle spielen..
 - Die Investitionen inkludieren dabei aber Kosten für die Umstellung gasbetriebener Erzeugungsanlagen (KWK und HWK) auf Wasserstoffnutzung.
- Für die **Erzeugung von Wasserstoff und Biomethan** wurde der Investitionsbedarf für die Erzeugung von Biomethan aus der Studie JKU & MUL (iA FGW) „Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas“ (auf Preisniveau 2022 umgewertet) übernommen. Investitionen in den Ausbau der Elektrolyseurekapazität wurden auf Basis der Kostenansätze aus Capros, et al., 2019 (auf Preisniveau 2022 umgewertet) abgeschätzt. BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021)
- Investitionserfordernisse für den **industriellen Sektor (exkl. stoffliche Nutzung)** wurden auf Grundlage der– hinsichtlich der Kapazitäten – und Capros et al., 2019 (hinsichtlich der Kosten auf Preisniveau 2022 umgewertet) abgeschätzt.
 - Um Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zu ermöglichen wurden jeweils auch Re-Investitionen betrachtet..
- Für die **Dekarbonisierung der Individualwärme** wurden die erforderlichen (Re-)Investitionen auf Grundlage der Compass Lexecon Modellierung und der (auf Preisniveau 2022 umgewertet) Kostenansätze von Capros, et al., 2019 abgeschätzt. Investitionsdifferenzen zwischen den Szenarien treten dabei vor allem bei Wärmepumpen und Gas-Kessel auf.

Investitionen für Fernwärme- und Stromerzeugungsanlagen

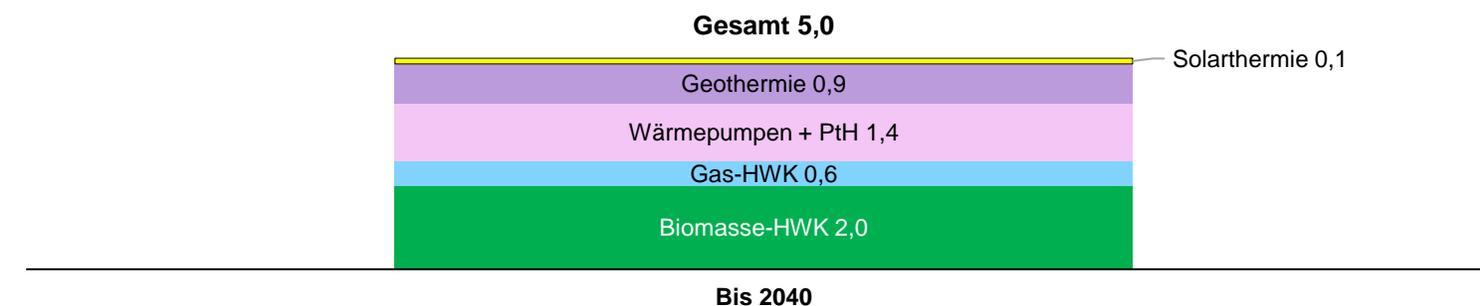
Bis 2040 werden Investitionen von ca. 45 Mrd. EUR₂₀₂₂^[1] in Stromerzeugungsanlagen sowie ca. 5 Mrd. EUR₂₀₂₂^[1] in Fernwärmeerzeugungsanlagen benötigt.

Investitionen in Stromerzeugungsanlagen [Mrd. EUR₂₀₂₂]^[1]



- Die Investitionen bis 2040 (undiskontierte Realwerte) für zusätzliche **Stromproduktionsanlagen** wurden (ohne Reinvestitionen) auf insgesamt **ca. 45 Mrd. EUR₂₀₂₂** abgeschätzt.
- Die Investitionen bis 2040 (undiskontierte Realwerte) für zusätzliche **Fernwärmekapazitäten** wurden (ohne Reinvestitionen) auf insgesamt **ca. 5 Mrd. EUR₂₀₂₂** abgeschätzt.
- Dies inkludiert auch die Umstellungskosten für gasbetriebene Erzeugungsanlagen (KWK und HWK) auf Wasserstoffnutzung.

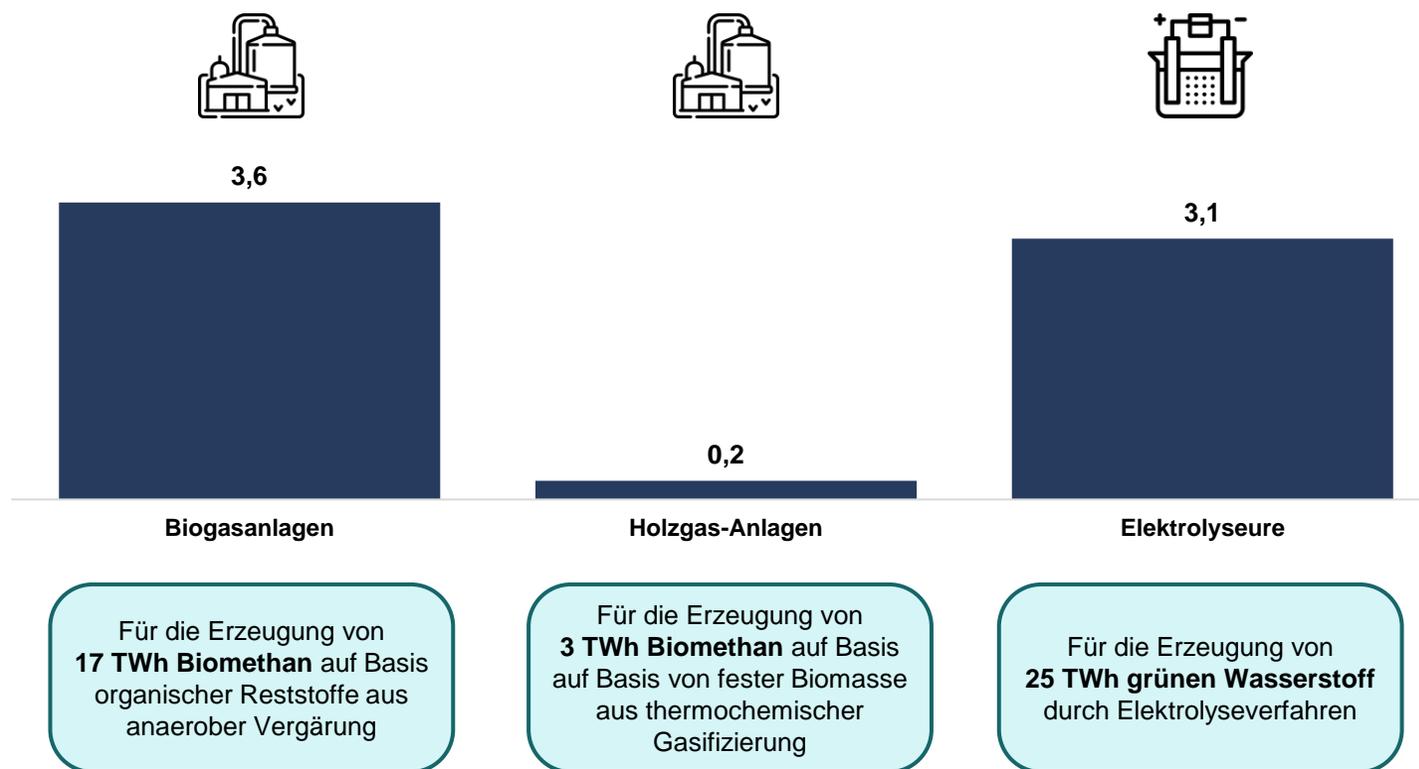
Investitionen in Fernwärmeerzeugungsanlagen [Mrd. EUR₂₀₂₂]^[1]



Investitionen zur inländischen Erzeugung von Biomethan & Wasserstoff

Die inländische Erzeugung von Biomethan und grünem Wasserstoff erfordert bis 2040 Investitionen von ca. 7 Mrd. EUR₂₀₂₂^[1].

Investitionen in Biogasanlage, Holzgasanlagen und Elektrolyseurkapazitäten [Mrd. EUR₂₀₂₂]^[1]

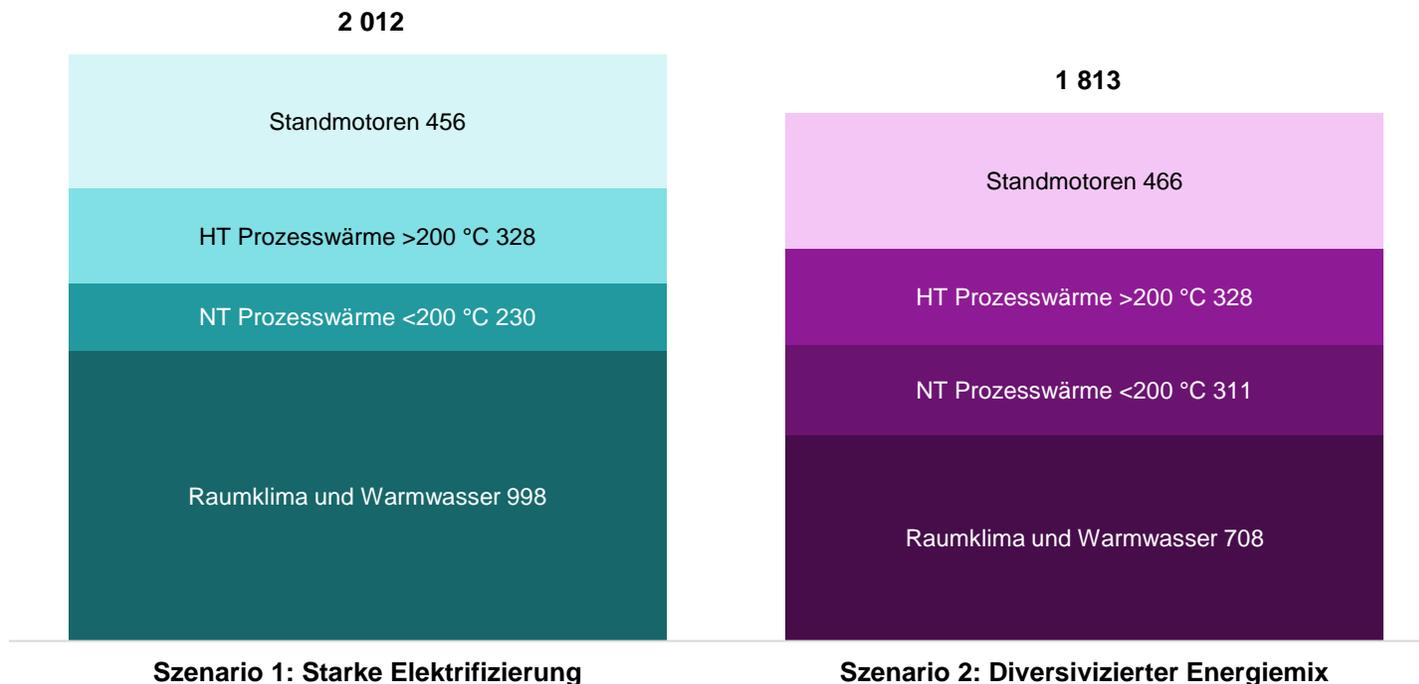


- Die hier präsentierten Werte entsprechen undiskontierten Realwerten in EUR₂₀₂₂ für Investitionen die insgesamt bis 2040 getätigt werden müssen.
- Biogas- und Holzgasanlagen:**
 - Investitionsbedarf entsprechend der Studie JKU & MUL (iA FGW) „Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas“.
 - Hier werden bis 2040 ca. 3,6 Mrd. EUR₂₀₂₂ benötigt, um die Erzeugung von 17 TWh Biomethan durch anaerobe Vergärung zu ermöglichen.
 - Gem. der Studienannahmen werden nur 3 TWh Biomethan aus fester Biomasse erzeugt. Hierfür werden ca. 0,2 Mrd. EUR₂₀₂₂ erfordert.
- Elektrolyseurkapazitäten:**
 - Für die Erzeugung von 25 TWh grünen Wasserstoffs werden 5,6 GW_e Elektrolyseure eingesetzt. Die dafür erforderlichen Investitionen wurden auf 3,1 Mrd. EUR₂₀₂₂ abgeschätzt.

Investitionen im industriellen Sektor (energetisch)

Im industriellen Sektor entsteht Investitionsbedarf über übliche Re-Investitionen hinweg primär für die Umstellung auf Wärmepumpen bzw. für die Umrüstung auf Wasserstofffähige Verbrauchseinrichtungen.

Direkte sowie Re-Investition für den industriellen Sektor^[1] bis zum Jahr 2040 [Million EUR₂₀₂₂]^[2]

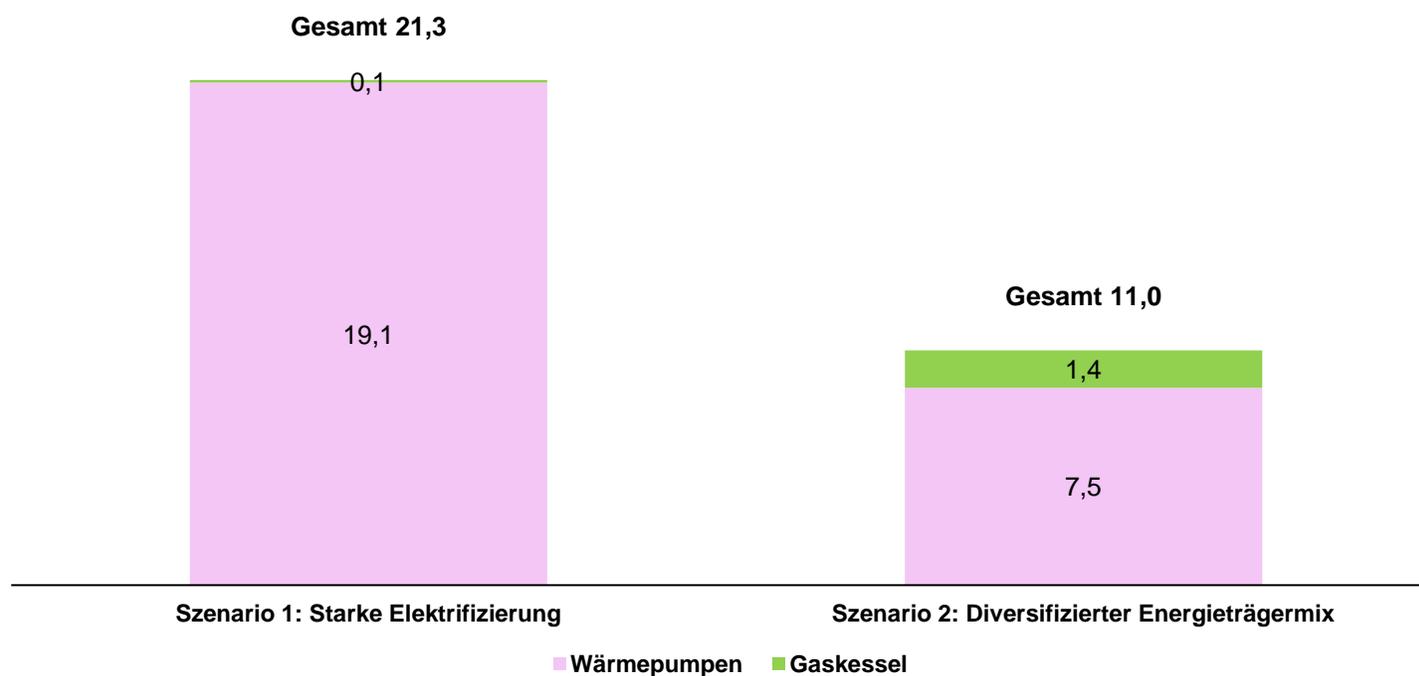


- Die Ermittlung der Investitionserfordernisse im Industriesektor richtet sich nach der BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021) wobei die Kostenansätze auf Capros et al. Basieren und auf Preisniveau 2022 umgewertet wurden.
- In **Szenario 1** entsteht Investitionsbedarf *primär* durch den Einsatz von Wärmepumpen für die Prozesse „**Raumklima und Warmwasser**“ (COP von 3 bei 2 200 Volllaststunden) und „**NT Prozesswärme unter 200 °C**“ COP von 2,5 bei 4 000 Volllaststunden).
- In **Szenario 2** werden bei diesen Prozessen auch 2040 *primär* Gas-basierte Technologien eingesetzt. Der Einsatz CO₂-neutraler Gase erfordert dabei nicht zwingend einen Wechsel der Verbrauchseinrichtung jedoch fallen Kosten für die Gasumstellung an sowie übliche Re-Investitionen.
- Bei **Prozesswärme von über 200 °C** geht die BMK-Studie „Beitrag der österreichischen Industrie“ (2021) vom Bedarf zur Nutzung klimaneutraler Gase zur Dekarbonisierung aus. Hier entsteht in beiden Szenarien derselbe Investitionsbedarf für Technologieumstellung und Reinvestitionen.
- Für **Standmotoren** unterscheiden sich die Szenarien vor allem im Sektor Bau, da im Elektrifizierungsszenario auch von der Elektrifizierung der Baumaschinen ausgegangen wird.

Investitionen in der Individualwärme in Haushalten und Dienstleistung

In Szenario 1 sind Investitionen in den Segmenten Haushalt & Dienstleistung höher als in Szenario 2 – die höheren Kapitalkosten würden absehbar jedoch zumindest teilweise durch geringere Betriebskosten ausgeglichen.

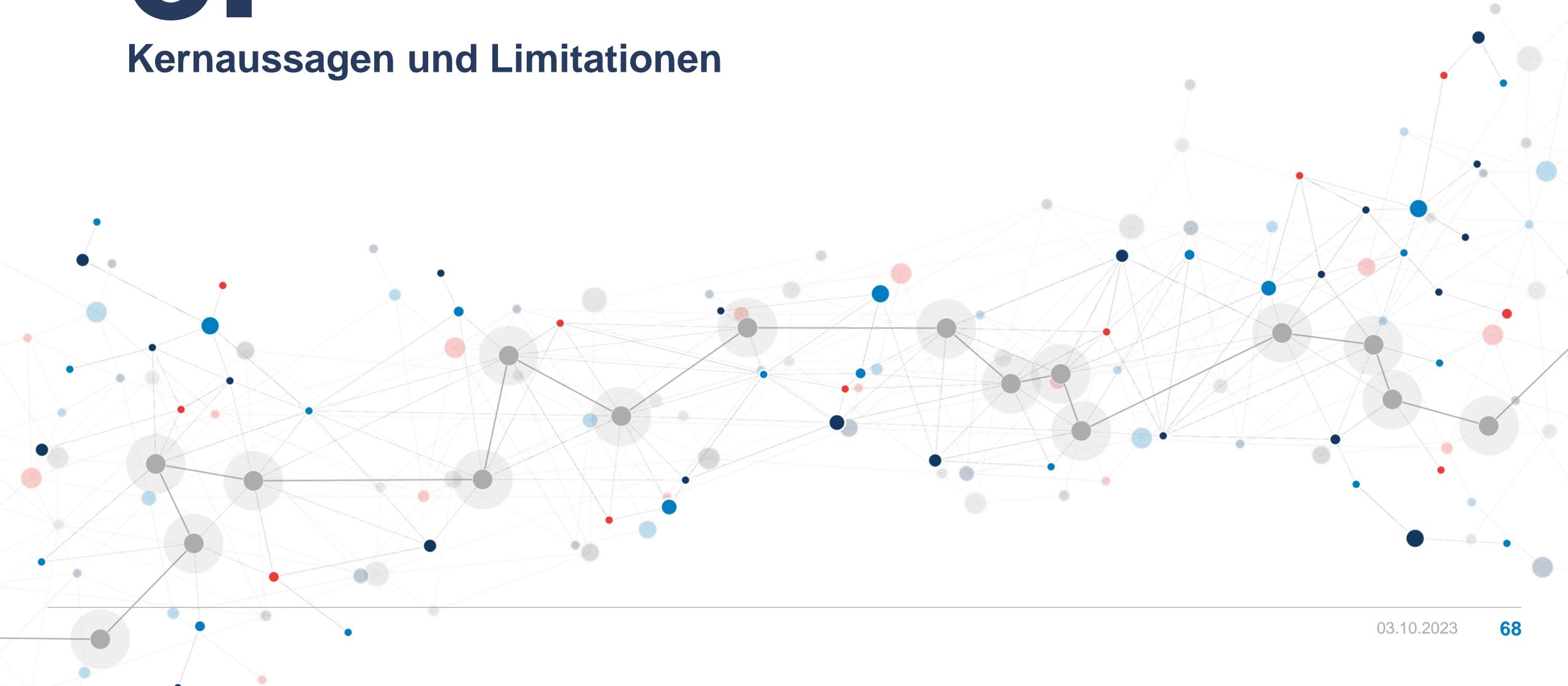
Investitionen in der Individualwärme bis 2040 [Mrd. EUR₂₀₂₂]



- Szenario 1 „Starke Elektrifizierung“:
 - Es erfolgt ein vollständiger Ausstieg aus Heizöl und gasförmigen Energieträgern in Raumwärme und Warmwasser bis 2040.
 - Nutzer von Öl und Gas wechseln dabei vorrangig auf Fernwärme und Wärmepumpen (→ deutliche Ausweitung).
 - Die Fernwärmenutzung ist dabei in Szenario 1 analog zu Szenario 2.
 - Für die Differenzbetrachtung der Szenarien sind somit vor allem die Investitionen in Wärmepumpen bis 2040 relevant.
- Szenario 2 „Diversifizierter Energieträgermix“:
 - Es erfolgt ein vollständiger Ausstieg aus Heizöl, jedoch nur eine Reduktion der Nutzung gasförmiger Energieträger.
 - Neben der Investition in Wärmepumpen ist somit auch eine Re-Investition in Gaskessel erforderlich, die ab 2040 nur mehr Biomethan nutzen.
- Anmerkung: In beiden Szenarien wird in den Segmenten Haushalt & Dienstleistung jeweils der selbe Wärmebedarf gedeckt.

8.

Kernaussagen und Limitationen



Zusammenfassung Kernaussagen

Vorgaben an das Studiendesign	Erreichung Klimaziele	<ul style="list-style-type: none"> In beiden Szenarien werden die aktuellen Ziele für die Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2040 erreicht. Die Szenarien unterscheiden sich jedoch im Weg zur Zielerreichung.
	Biomassepotential und Biomethanproduktion	<ul style="list-style-type: none"> In beiden Szenarien wird das Biomassepotential nicht vollständig ausgenutzt und aus Teilen der nicht direkt energetisch genutzten, festen und der feuchten Biomasse 20 TWh Biomethan produziert. Es verbleiben erhebliche Restpotentiale zur Biomethanherzeugung, dessen Produktion im Einklang mit nachhaltiger Biomasse-Nutzung steht.
Szenariodefinition Basis: vorhandene Sektorstudien (u.a. für FGW, BMK, UBA)	Einsatz gasförmiger Energieträger	<ul style="list-style-type: none"> Beide Szenarien nutzen auch 2040 in erheblichem – wenn auch unterschiedlichem – Umfang gasförmige Energieträger. 2040 sind alle eingesetzten Gasmengen vollständig dekarbonisiert – also Biomethan bzw. klimaneutraler^[1] Wasserstoff. Der Hochlauf der Produktion klimaneutraler Gase ist daher für beide Szenarien erforderlich.
Ergebnis Modellierung	Erzeugung & Importe von Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Der nationale Bedarf an klimaneutr. Wasserstoff übersteigt 2040 die Potentiale für die österr. Inlandsproduktion (ca. 25 TWh) in beiden Szenarien. Beide Szenarien erfordern 2040 erhebliche Importe an klimaneutralem H2 und daher den Aufbau von Import-, Speicher- & Verteilinfrastruktur. Im Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) werden 2040 deutlich höhere Importe klimaneutralen Wasserstoffs benötigt als im Szenario 1 („Starke Elektrifizierung“). Bei Wasserstoffimporten ist dabei in beiden Szenarien auf deren CO2-Neutralität (direkt und indirekt) zu achten.
	Stromimporte	<ul style="list-style-type: none"> Die in Österreich als verfügbar angenommenen erneuerbaren Stromproduktionspotentiale^[2] werden in beiden Szenarien vollständig ausgebaut. Im Szenario 1 („Starke Elektrifizierung“) werden 2040 dennoch bilanziell (d.h. auf Jahresebene) Strommengen zur Deckung des österreichischen Strombedarfs importiert. Im Szenario 2 („Diversifizierter Energieträgermix“) hingegen ist Österreich auf Jahresebene Netto-Exporteur.
	CO2-Intensität der Stromimporte	<ul style="list-style-type: none"> Stromimporte kommen 2040 i.d.R. auch aus Ländern (Gebotszonen) die zu diesem Zeitpunkt noch keine vollständige Dekarbonisierung der Stromproduktion anstreben (ENTSO-E Szenario „Distributed Energy“ sieht die vollständige Dekarbonisierung erst 2050 vor). Der in Szenario 1 ggü. Szenario 2 in Österreich zusätzlich verbrauchte Strom verursacht zusätzliche Emissionen im Ausland (ca. 100 g/kWh).
	Gas-Speicherbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Zum Ausgleich von Strukturdifferenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch klimaneutraler Gase werden für Österreich Speicherkapazitäten (d.h. AGV) im Umfang von ca. 40 TWh_{Erdgas-Äquivalent} benötigt.^[3] Heute liegen in Österreich ca. 97 TWh Erdgasspeicher AGV die jedoch teilweise auch für Nachbarländer genutzt werden. Die österreichischen Erdgasspeicher müssen dazu unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sukzessiv auf Wasserstoffnutzung umgerüstet bzw. neue Wasserstoffspeicher gebaut werden.
	Investitionsbedarfe	<ul style="list-style-type: none"> Das Szenario starker Elektrifizierung erfordert höhere Investitionen – vor allem in Anwendungstechnologie für den energetischen Verbrauch der Industrie und in der Individualwärme in Haushalten und im Dienstleistungssektor – als jenes mit diversifiziertem Energiemix.

Limitationen der Studie

Dekarbonisierung des Endverbrauchs

- **Szenario – nicht Prognose:** Bei den modellierten und analysierten Transformationen handelt es sich um Szenarien mit exogen definiertem Endpunkt (= vollständige Dekarbonisierung 2040) und nicht um prognostizierte Entwicklungen. Das Eintreten dieser Entwicklungen hängt von einer Vielzahl an (u.a. auch politischen) Rahmenbedingungen ab, die vielfach noch nicht gesetzt sind.
- **Umsetzungspfad und -geschwindigkeit:** Die Transitionswege im Industrie- und Verkehrssektor beruhen vor allem auf Analyse und Integration aktueller österreichischer Energiesystemstudien. Die beschriebenen Umstellungen wurden dabei nicht auf grundsätzliche Machbarkeit und Erreichbarkeit bis 2040 hin überprüft.

Limitationen des Modellierungsansatzes im Strom- und Fernwärmesektor

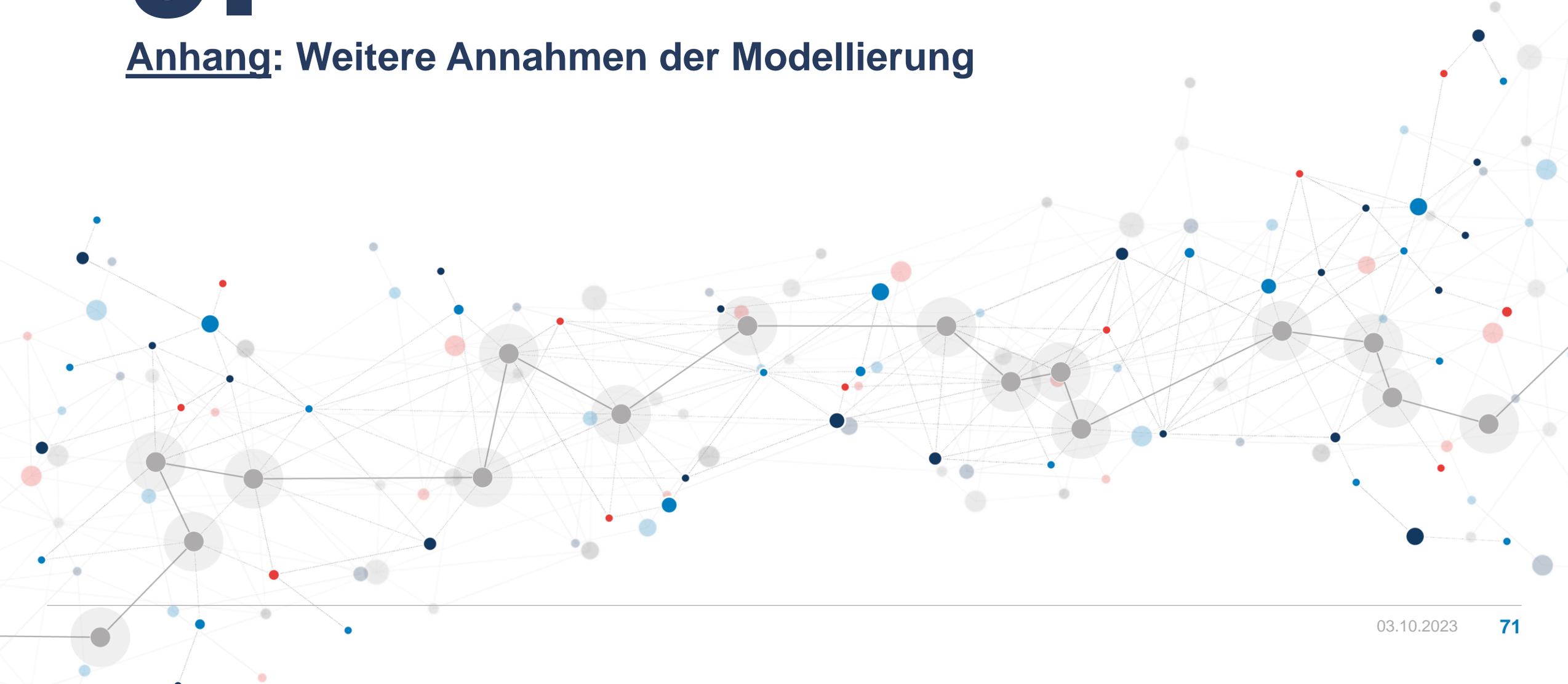
- **Aggregierte Fernwärmemodellierung:** Der in eine Vielzahl von autonomen Fernwärmesystemen gegliederte, österreichische Fernwärmesektor wurde im Rahmen der Studie aggregiert modelliert (d.h. eine regionale Differenzierung von Nachfrage und Erzeugung wurde nicht vorgenommen). Um dadurch auftretenden Unschärfen im Dispatch der Fernwärmanlagen zu reduzieren wurden teilweise regionale Anforderungen über Nebenbedingungen berücksichtigt.
- **Stromnetzrestriktionen:** Österreich-interne Restriktionen im Übertragungsnetz sowie Netzengpässe in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer wurden nicht berücksichtigt. Eine Ausnahme stellt dabei die Kopplungskapazität von Deutschland nach Österreich dar, die trotz Ausbaus in der Modellierung auf das aktuelle Vermarktungslimit beschränkt wurde.
- **Ausbau RES-Kapazitäten:** Die Potentialannahmen zu erneuerbaren Kapazitäten beruhen auf der „Stromstrategie 2040“ von Österreichs Energie bzw. Szenarien von ENTSO-E. Die Realisierbarkeit der Ausbaupotentiale (und die Geschwindigkeit für die Realisierung) wurde nicht überprüft. Auch der RES-Ausbau ist von vielfältigen Rahmenbedingungen abhängig (u.a. auch hinsichtlich sozio-ökonomischer Akzeptanz und Ressourcenverfügbarkeit) und stellt somit keine Prognose dar.
- **Modellierung der Stromkapazitätserweiterung:** Die Berechnung der Kapazitätserweiterung durch die Differenzierung der beiden Szenarien beschränkt sich auf Österreich. Ob und in welchem Umfang sich die erhöhte Last des Szenario 1 auf den Anlagenpark der Nachbarländer auswirkt, wurde nicht analysiert – wenngleich davon ausgegangen wird, dass dieser Effekt nur eine untergeordnete Bedeutung hätte.
- **Klimajahr:** Die Modellierung erfolgt für ein Klimajahr (2009). Dieses wurde zwar repräsentativ gewählt, kann aber naturgemäß nicht jede zukünftig denkbare Wetterkonstellation berücksichtigen.
- **Primärenergieträgerpreise:** Den Berechnungen wurde ein – auf breit abgestützten Annahmen basierendes – Szenario für die Entwicklung der Preise von Primärenergieträgern (Kohle, Erdgas, Biomasse, etc.) und CO₂ zu Grunde gelegt. Hier sind Abweichungen für kurze oder länger Zeiträume und auch in erheblichem Umfang möglich.
- **Netz- & Speicherinvestitionen:** Die dargestellte Transformation des österreichischen Energiesystems erfordert (absehbar bedeutende) (Re-)Investitionen in Stromübertragungs- & -verteilernetze, in Gasnetze (u.a. zur Umwidmung für Wasserstoffnutzung) und in Wasserstoffspeicher. Obwohl diese Investitionen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind und ihrer Ermittlung nicht im Studienfokus lag, sind sie bei einer Beurteilung der Transformationsaufgaben jedenfalls mitzudenken.

Wasserstoffproduktion

- **Inländische Wasserstoffherstellung und Anforderungen des delegierten Rechtsakts:** Die Modellierung geht davon aus, dass Österreich bereits ab 2028 die Kriterien für eine Ausnahme von Additionalitäts- und zeitlichen Korrelationsanforderungen des delegierten Rechtsakts der EU-Kommission erfüllt und Elektrolyseure somit direkt über Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz betrieben werden dürfen. Bei Nicht-Erreichen der 90%-Hürde wäre eine an die Erneuerbaren-Produktion gekoppelte Elektrolyseurnutzung erforderlich, die ggfs. abweichende Kosten und Potentiale nach sich zieht.
- **Emissionen der Wasserstoffproduktion:** Im Rahmen der Studie wurde davon ausgegangen, dass der nach Österreich importierte Wasserstoff in den Ursprungsländern keine (direkten oder indirekten) CO₂-Emissionen verursacht. Ob, ab wann bzw. wie diese Anforderung in den einzelnen in der österreichischen Wasserstoffstrategie vorgesehenen Exportländern erfüllt wird, wurde im Rahmen dieser Studie nicht analysiert.

9.

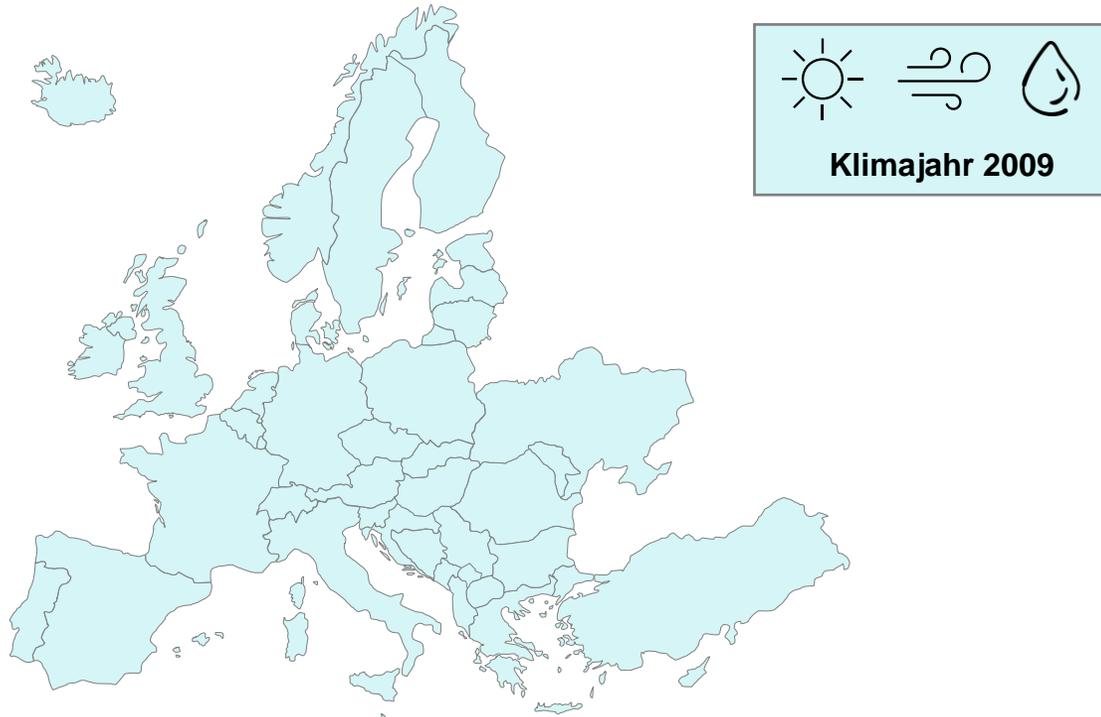
Anhang: Weitere Annahmen der Modellierung



Klimatische Annahmen bei der Modellierung

Bei der Modellierung wird ein Klimajahr (das Jahr 2009) für alle Länder eingesetzt. Somit sind die Wetterbedingungen über alle Länder hinweg miteinander konsistent gemäß der historischen Werten.

Im Rahme der Modellierung: Annahme des selben Klimajahres für alle Länder Europas



Annahmen zu Klimaverhältnissen in der Modellierung

- Für die Modellierung des Europäischen Strommarktes wird über alle Länder hinweg **dasselbe Klimajahr** angewendet.
- Hierfür wird die von ENTSO-E publizierte Pan-European Climate Database (PECD) eingesetzt. Diese Datenbank beinhaltet 38 Jahre historische Wetterbedingung für ganz Europa und erfasst alle relevanten Klimavariablen. Diese Daten werden von ENTSO-E z.B. bei der Verfassung des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) oder des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) angewendet.
- Die Modellierung erfolgt für ganz Europa für das Klimajahr 2009.
- Somit sind die Profile und Kapazitätsfaktoren der Erneuerbare Energien (PV, Wind, Wasserkraft) über alle einzelne Länder hinweg miteinander konsistent.

Europäisches Umfeld

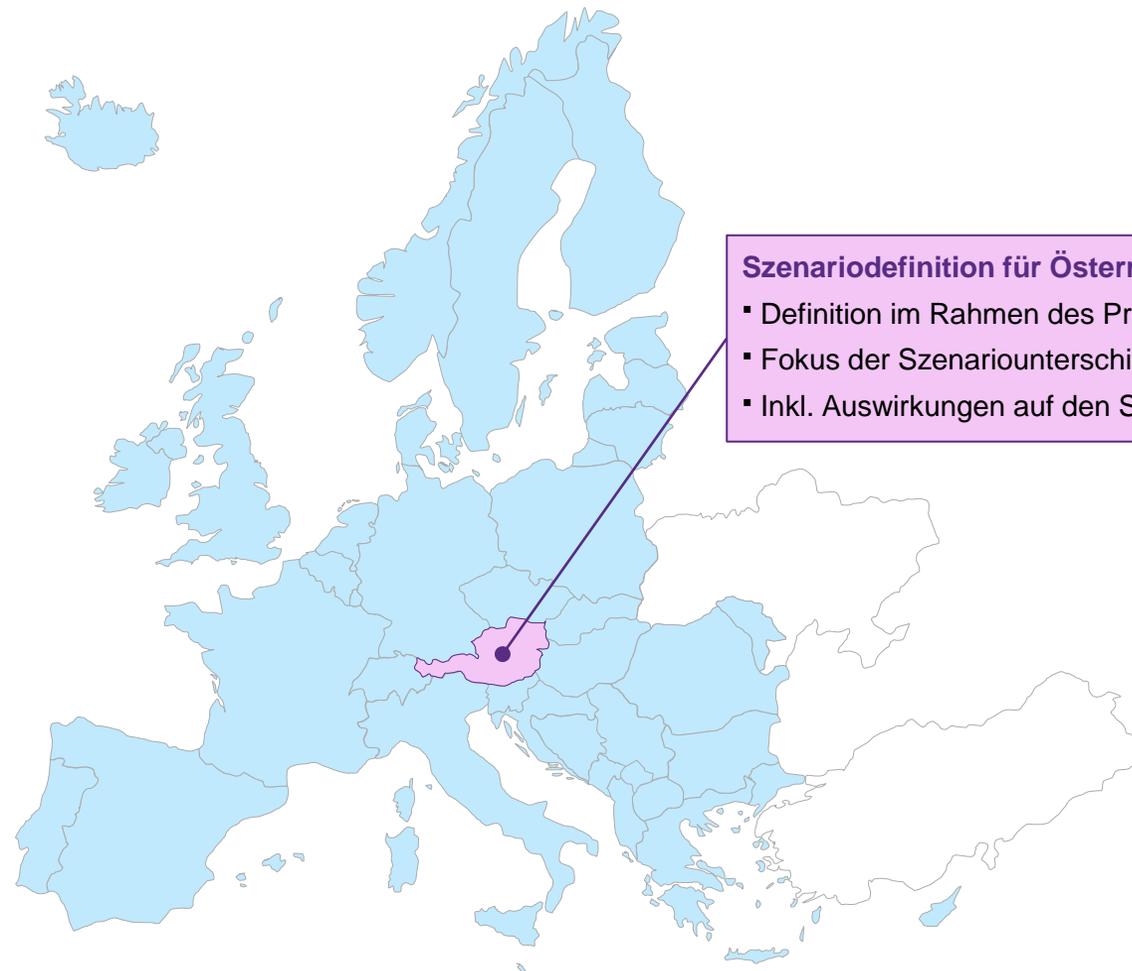
Für den Rest Europas wird in beiden Studienszenarien jeweils die selbe Entwicklung des Energiesystems angenommen.

Szenariodefinition Rest-Europa

Nutzung einer an das ENTSO-E / ENTSO-G TYNDP-Szenario „**Distributed Energy (DE)**“ angelehnten Entwicklung, die die EU Dekarbonisierungsziele bis spätestens 2050 erreicht.

Szenariodefinition für Österreich

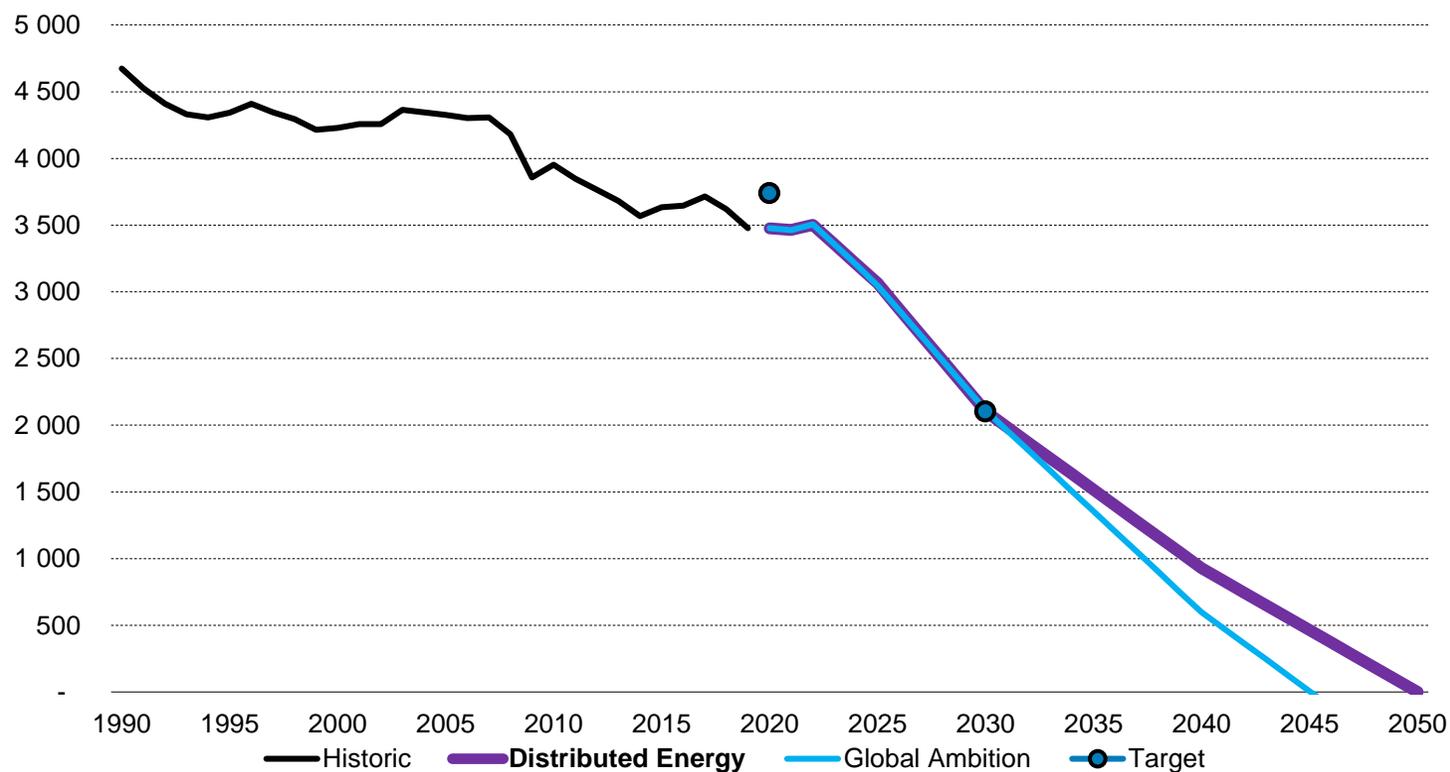
- Definition im Rahmen des Projekts
- Fokus der Szenariounterschiede: **Wärmesektor**
- Inkl. Auswirkungen auf den Stromsektor



Europäisches Umfeld – Emissionsziele

Die Szenarien des TYNDP verfolgen einen unterschiedlichen Dekarbonisierungspfad nach 2030. Das Szenario „Global Ambition“ erreicht die Klimaneutralität schon im Jahr 2045.

Emission outlook EU-27 with LULUCF [Mt]

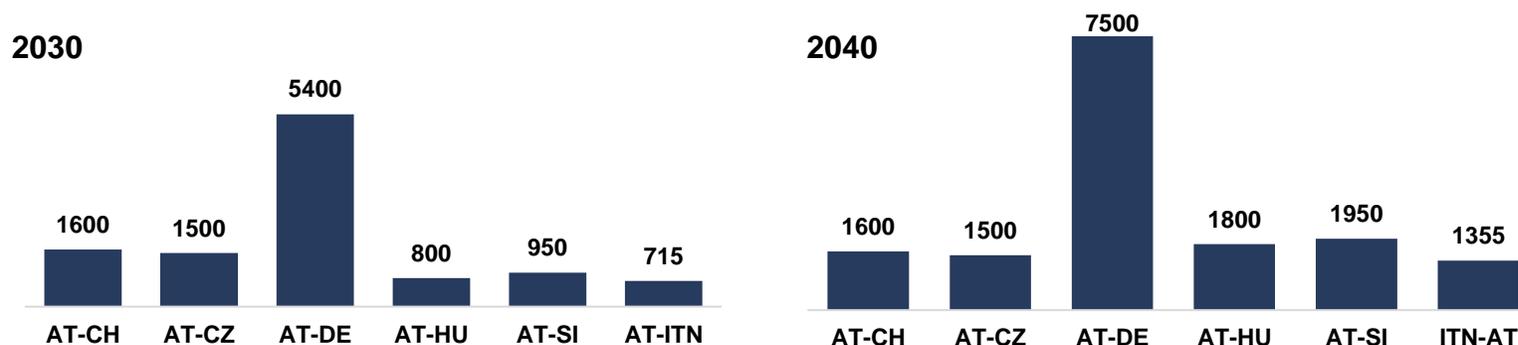


- Beide Szenarien verfolgen das **Ziel von mindestens 55 %** Reduktion der Treibhausgasemissionen bis **2030**.
- Ab 2030 entsteht eine Abweichung des Dekarbonisierungspfads der Szenarien:
 - In dem Szenario „Global Ambition“ ist die EU-27 schon im **Jahr 2045 klimaneutral**
 - „Distributed Energy“ weist erst eine **Klimaneutralität im Jahr 2050** auf
- Die Szenarios sind so angelegt, dass sie unterschiedliche Pfade in Bezug auf den identifizierten Szenario-Treiber untersuchen.
- Der Unterschied resultiert somit aus den Annahmen bzgl. der Nachfrage und Aufbringung der emissionsintensiven Energien.

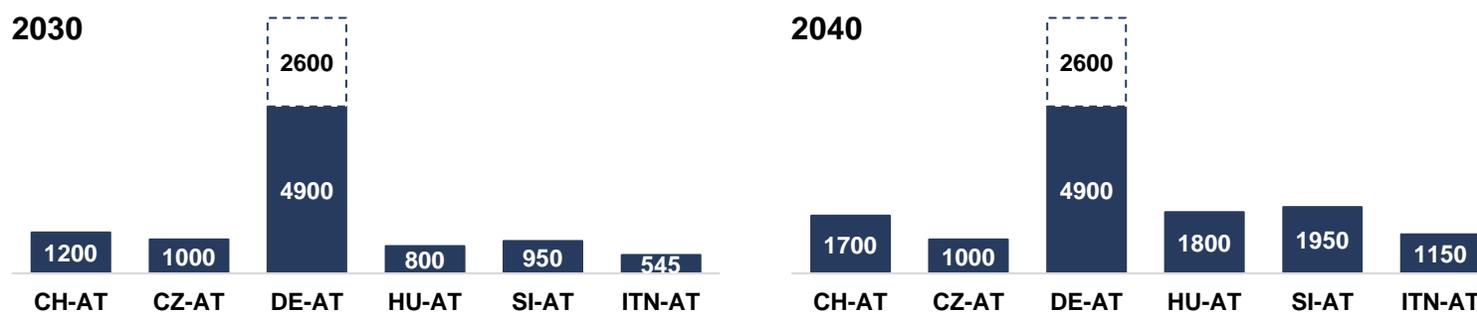
Strom-Kopplungskapazitäten Österreichs zu Nachbarländern

Kopplungskapazitäten werden gem. der aktuellsten ENTSO-E Publikationen modelliert.

Strom-Export-Kapazitäten gem. ENTSO-E Studien [MW]



Modellierte Strom-Export-Kapazitäten [MW]



- Der Stromsektor Österreichs ist mit folgenden Ländern verbunden:
 - Schweiz
 - Deutschland
 - Tschechische Republik
 - Ungarn
 - Slowenien
 - Italien
- Österreich besitzt die größten Import- und Exportmöglichkeiten mit Deutschland (Steigerung von heute ca. 4,9 GW auf 2030 ca. 7,5 GW).
 - **Importe aus Deutschland wurden in der Modellierung jedoch auch nach 2030 auf max. 4,9 GW beschränkt.**
- 2040 ist ein Ausbau der Interkonnektorkapazität mit Ungarn sowie mit Slowenien vorgesehen.

Fernwärmeerzeugung: Annahmen zu Kosten & Wirkungsgraden

Der österreichische Kraft- und Heizwerkspark wird als aggregierte Form modelliert. Die Erweiterung der Kapazitäten in der Zukunft wird durch das Modell berechnet.

Energie-träger	Anlagentyp	Wirkungsgrade		Anschaffungs- & Herstellkosten (2030) ^[1]	Fixe jährliche O&M Kosten (2030) ^[1]	Variable O&M Kosten (2030) ^[1]	Lebensdauer ^[1] (techn. = Ökon.)
		Strom	Therm.	EUR ₂₀₂₂ /kW	EUR ₂₀₂₂ /MW	EUR ₂₀₂₂ /MWh	Jahre
Gas	KWK	60% ^[1] (Kondensationsbetrieb)	54%	808	17 322	4	25
	Heizwerk	—	86% ^[4]	182	1 386	1	25
Biomasse	KWK	37% ^[1]	55%	4 157	26 445	3	30
	Heizwerk	—	78% ^[4]	982	1 501	2	25
Biomethan	KWK	38% ^[1]	18%	1 444	28 062	3	25
Abfall	Thermische Abfallbehandlung	—	75% ^[4]	1 095	18 708	2	35
Strom	Großwärmepumpe	—	300% ^[4]	3 486	5 774	0	20
	P2H	—	100% ^[1]	982	1 270	1	25

[1] Capros et al., 2019, Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality (technology pathway)

[2] Biomasseverband-OÖ (2019) – Basisdatenbioenergie 2019 ([link](#)),

[3] Webseiten der verschiedenen Produzenten ([Energie AG](#), [Linz AG](#), [Wien Energie](#), [Salzburg AG](#), [EVN](#)) und Austrian Heat Map - Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich (TU Wien, [link](#))

[4] [FGW- Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich, 2022](#)

[5] [Wien Energie](#)

[6] [Salzburg AG](#), Wien Energie: Leopoldau ([link](#)), Spittelau ([link](#))

Strom- und Wasserstoffherzeugung: Annahmen zu Kosten & Wirkungsgraden

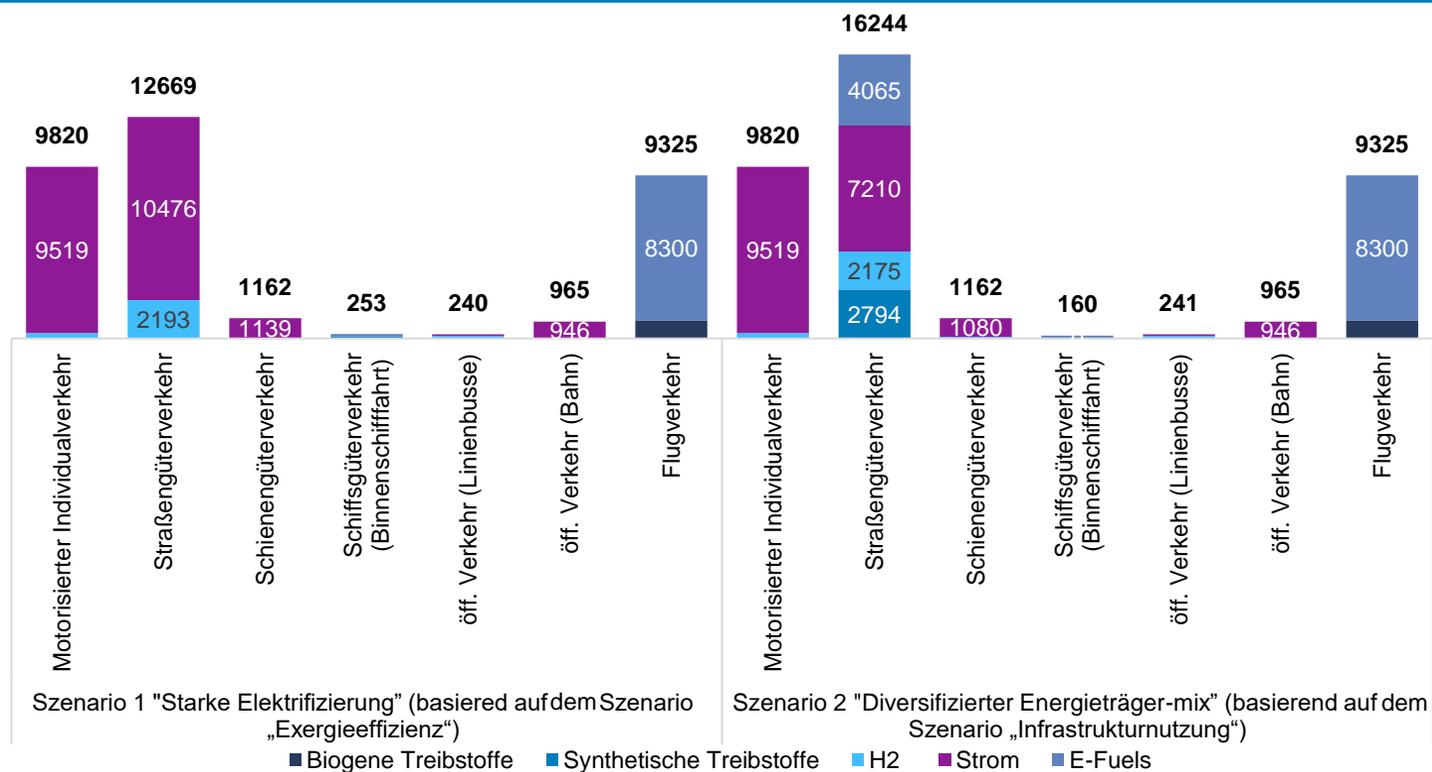
Der österreichische Kraft- und Heizwerkspark wird als aggregierte Form modelliert. Die Erweiterung der Kapazitäten in der Zukunft wird durch das Modell berechnet.

Anlagentyp	Wirkungs- grade	Jährliche Ausbaulimits	Anschaffungs- & Herstellkosten (2030)	Fixe jährliche O&M Kosten (2030)	Variable O&M Kosten (2030)	Lebensdauer (techn. = Ökon.)	
	%	(MW)	EUR ₂₀₂₂ /kW	EUR ₂₀₂₂ /MW	EUR ₂₀₂₂ /MWh	Jahre	
Photovoltaik	—	Bis 2030: 1 200 MW/Jahr Ab 2030: 1 800 MW/Jahr	580	10 000	—	25	
Wind Onshore	—	Bis 2030: 700 MW/Jahr Ab 2030: 1 150 MW/Jahr	995	18 000	—	25	
Wasserkraft (Lauf- kraftwerke und Speicherkraftwerke)	—	Ausbaupfad von 8 500 heute bis 9 000 in 2040	Ohne Kostenansatz in der Modellierung	—	—	—	
Pumpspeicher	—	Ausbaupfad von 3 500 heute bis 8 000 in 2040	Ohne Kostenansatz in der Modellierung	—	—	—	
Gas CCGT	54%	—	870	23 000	2	20	
Gas OCGT	38%	—	466	18 000	2	20	
Öl	29%	Keine Expansion					
Batterien (4 MWh/MW)	90% ^[1]	—	870	6 300	5	10	
Elektrolyseure (zur Wasserstoffherzeugung für den <u>Endverbrauch</u>)	bis 85% in 2040	Ausbau zur Deckung des inländ. Potentials von 25 TWh in 2040	700	14	—	20 ^[2]	
P2G2P	45%	Ausbau durch Optimierung nach Bedarf für Flexibilität	2790	25	10	20	

Annahmen zur Nachfrage im Transportsektor

Die Szenarien des Endenergiebedarfs im Transportsektor im Jahr 2040 basieren auf „Erneuerbares Gas in Österreich“ (AEA) und „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (Umweltbundesamt).

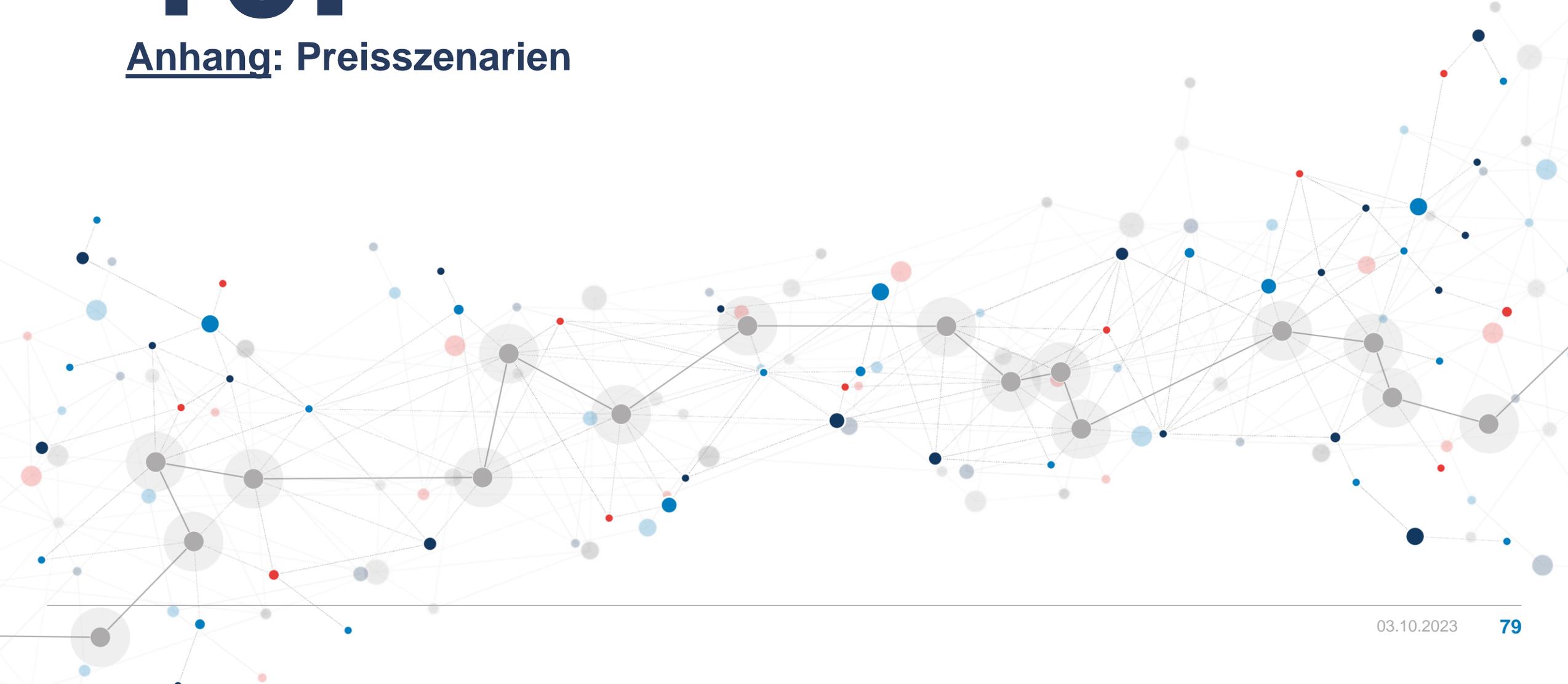
Endenergiebedarf im Transportsektor in 2040 [GWh]



- In der AEA-Studie werden im Bereich des Schienengüterverkehrs, der Binnenschifffahrt, des öffentlichen Verkehrs (Schiene und Linienbusse) keine Unterschiede zwischen dem Szenario „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ angenommen. Diese Sektoren haben eher geringe Auswirkungen auf den Gasbedarf im Verkehr. Im Flugverkehr werden auch keine abweichenden Annahmen getroffen.
- Der Sektor „Straßengüterverkehr“ verweist in beiden Szenarien den höchsten Endenergiebedarf mit einem Anteil von rund 77 % bzw. 73 % am ermittelten Endenergieverbrauch in den betrachteten Verkehrssektoren.
- Der geringere Endenergiebedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ bei gleichbleibender Transportleistung kann durch die höhere Effizienz elektrischer Antriebe erklärt werden.
- Der Endenergiebedarf im Sektor Motorisierter Individualverkehr basiert auf Angaben der UBA-Studie.
- Das Szenario 1 „starke Elektrifizierung“ verweist einen sehr hohen Anteil an Strombedarf im Straßengüterverkehr. Im Szenario 2 „diversifizierter Energieträgermix“ basiert dieser Sektor vermehrt auf synthetische Kraftstoffe sowie E-Fuels.

10.

Anhang: Preisszenarien

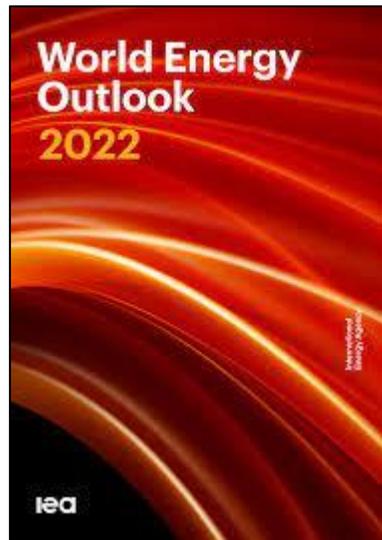


Globalszenarien für Primärenergieträger und CO2

Für die nächsten 3 bis 5 Jahre berücksichtigen die Szenarien die aktuell gehandelten Futures Preise; darüber hinaus sind sie an den Werten der IEA World Energy Outlook Szenarien angelehnt (Details siehe Folgeslides).

Konstruktion der Szenarien für Primärenergieträger (Gas, Kohle) und CO2

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Angelehnt an Forwards			Interpolation				angelehnt an IEA Szenario (Werte für 2030 und 2050 – dazwischen interpoliert)										

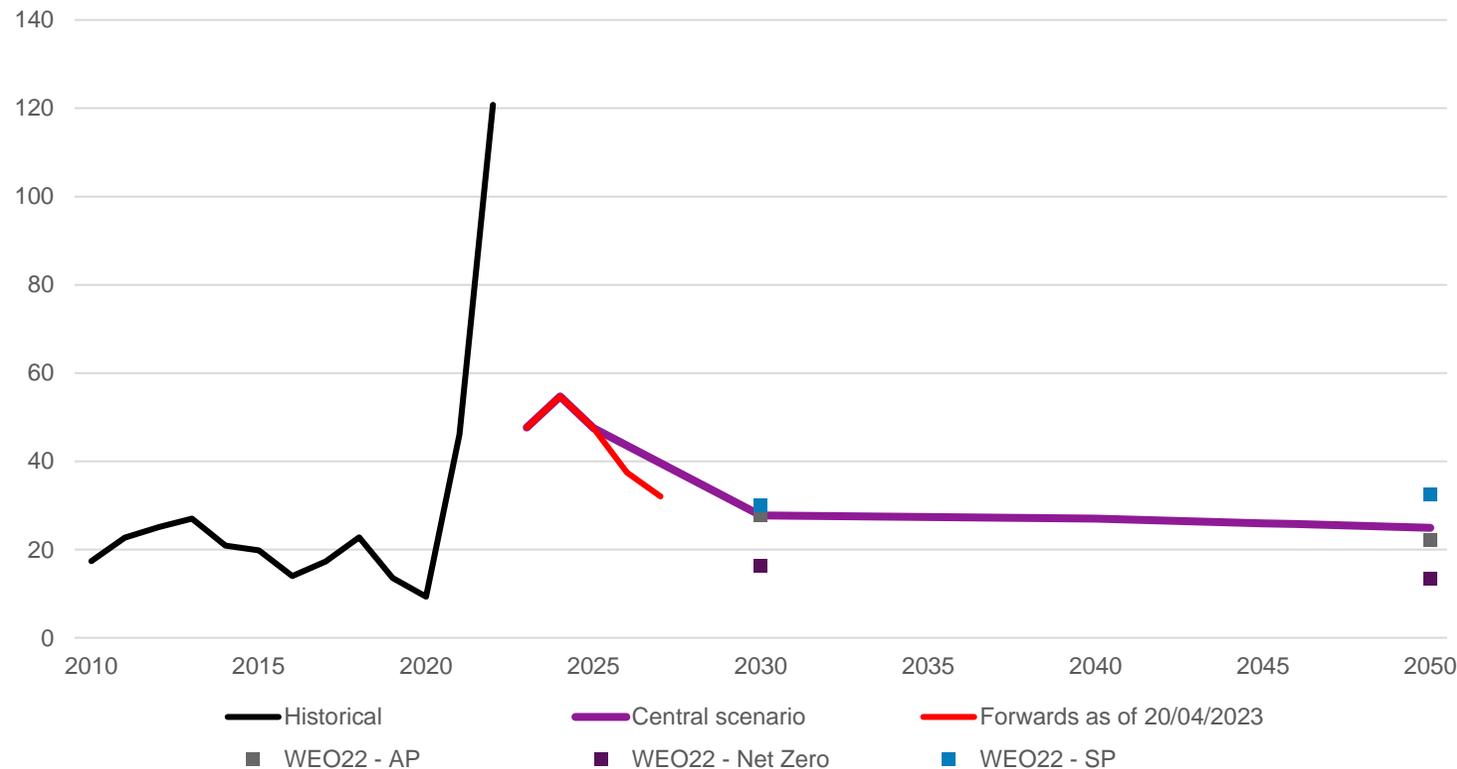


	Net Zero Emissions by 2050 (NZE) Szenario	Announced Pledges Scenario (APS)	Stated Policies Scenario (STEPS)
Definition	<ul style="list-style-type: none"> Ein Szenario, das einen Weg für den globalen Energiesektor zeigt, um bis 2050 Netto-Null CO2-Emissionen zu erreichen. Es verlässt sich <u>nicht</u> auf Emissionssenkungen außerhalb des Energiesektors, um seine Ziele zu erreichen. Der universelle Zugang zu Strom und sauberem Kochen wird bis 2030 erreicht. 	<ul style="list-style-type: none"> Ein Szenario, bei dem davon ausgegangen wird, dass alle von Regierungen auf der ganzen Welt eingegangenen Klimaziele, einschließlich der Nationally Determined Contributions (NDCs) und der längerfristigen Netto-Zero-Ziele sowie der Ziele für den Zugang zu Elektrizität und sauberem Kochen, vollständig und fristgerecht erfüllt werden. 	<ul style="list-style-type: none"> Ein Szenario, das die aktuellen politischen Rahmenbedingungen widerspiegelt, basierend auf einer sektor- und länderspezifischen Bewertung der bestehenden und der von den Regierungen weltweit angekündigten Maßnahmen.
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> Zeigen, was in den wichtigsten Sektoren von den verschiedenen Akteuren benötigt wird, damit die Welt bis 2050 Netto-Null-Emissionen im Energiebereich und bei industriellen Prozessen erreicht. Gleichzeitig andere energiebezogene Ziele für eine nachhaltige Entwicklung, wie z. B. den universellen Zugang zu Energie. 	<ul style="list-style-type: none"> Um zu zeigen, wie nah die Welt mit den derzeitigen Zusagen an das Ziel herankommt, die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, wird die "Ambitionsücke" aufgezeigt, die geschlossen werden muss, um die in Paris 2015 vereinbarten Ziele zu erreichen. Sie zeigt auch die Lücke zwischen den derzeitigen Zielen und der Verwirklichung des universellen Energiezugangs. 	<ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung eines Maßstabs für die Bewertung der potenziellen Erfolge (und Grenzen) der jüngsten Entwicklungen in der Energie- und Klimapolitik.

Europäisches Gaspreisszenario

Im Rahmen des Projekts wurde das Central Scenario verwendet.

Jahresdurchschnitte der Gaspreis (EUR₂₀₂₂/MWh)^[1, 2]

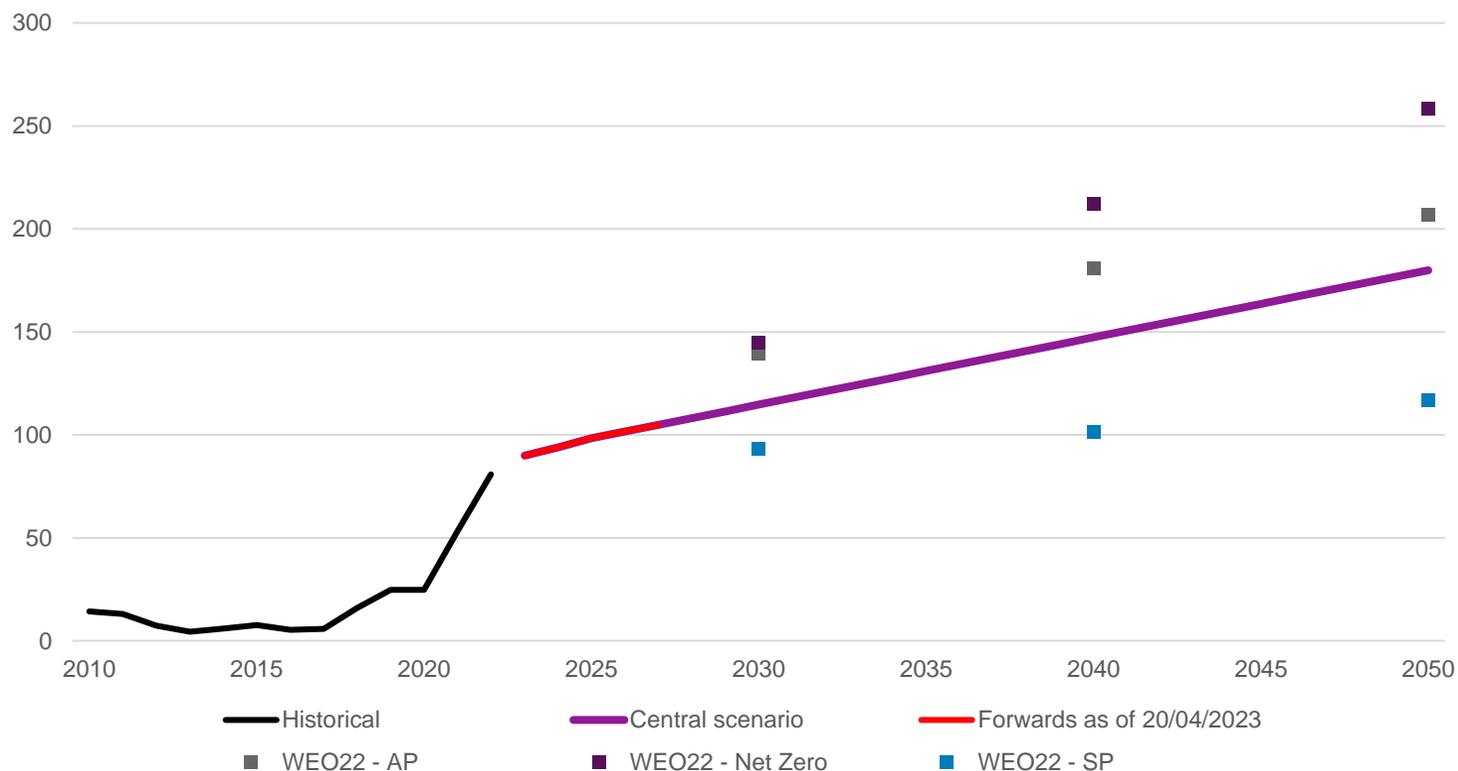


- „Central Scenario“:
 - Die Gaspreise beruhen kurzfristig (bis 2025) auf den aktuellen Forwards-Preisen.
 - Langfristig konvergieren sie zu den US-Henry-Hub-Gaspreisen des WEO-2022 „announced pledges“ Szenarios, wobei angenommen wird, dass der Spread den langfristigen marginalen Kosten von in die EU geliefertem US-LNG entspricht (ca. 4 USD/MMBtu).
- Aus dem Europäischen Gaspreisszenario wurden auf Basis historischer Spreads nationale Szenario (inkl. auch für Österreich) abgeleitet.

Globales CO₂-Preisszenario

Im Rahmen des Projekts wurde das Central Scenario verwendet.

Jahresdurchschnitte der EU-ETS Preise (EUR₂₀₂₂/t)^[1]

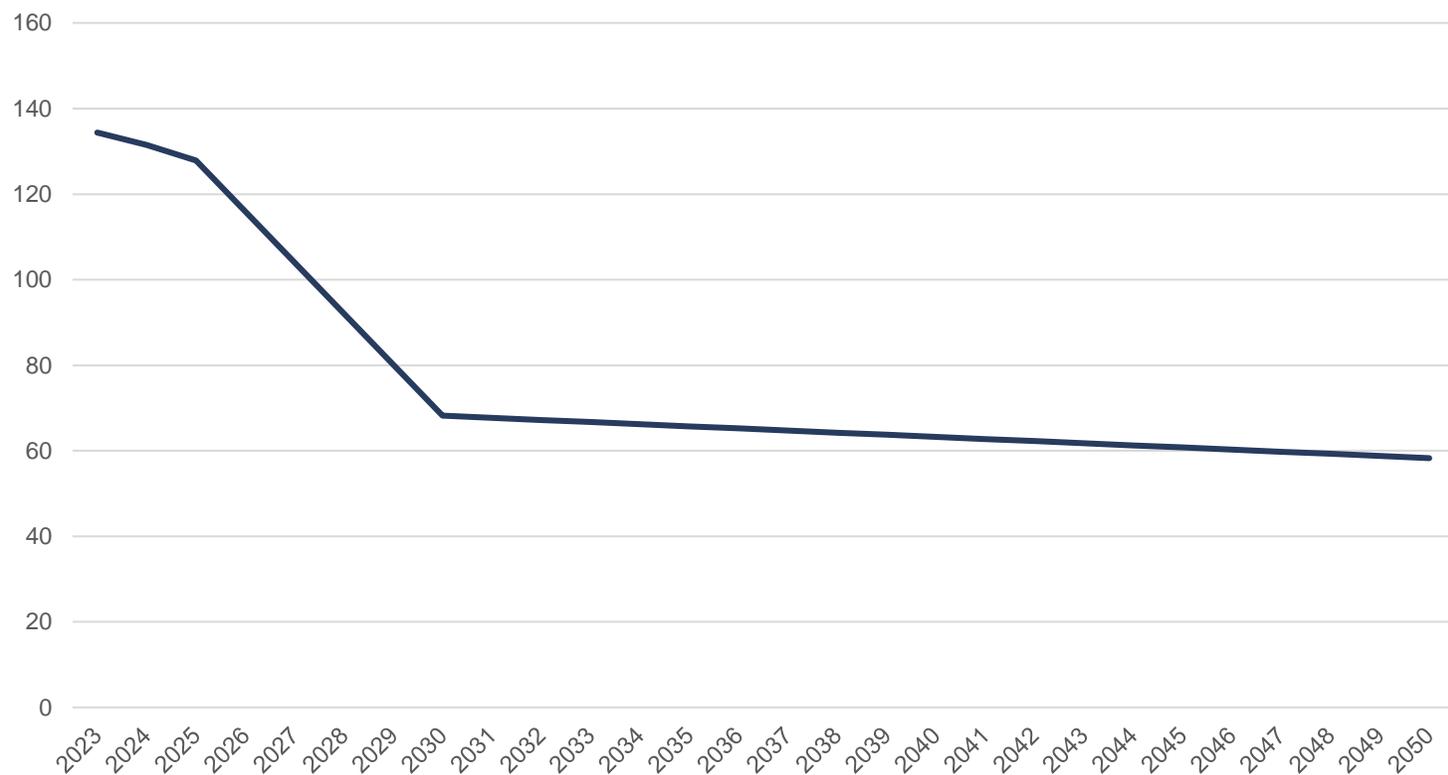


- „Central Scenario“:
 - Kurzfristig (bis 2025) basieren die CO₂-Preise auf den aktuellen Forwards-Preisen.
 - Langfristig konvergieren die CO₂-Preise gegen den Preis des WEO-2022 „announced pledges“ Szenarios von 180 EUR/t.

Globales Kohle-Preisszenario

Das Kohle Preisszenario basiert auf den Preis des WEO-2022 „announced pledges“ Szenario.

Jahresdurchschnitte der EU-Kohle Preise (USD₂₀₂₂/t)^[1]



- Annahmen zu Kohlepreisen:
 - Kurzfristig (bis 2025) basieren die Kohle-Preise auf den aktuellen Forwards-Preisen.
 - Langfristig konvergieren die Kohle-Preise gegen den Preis des WEO-2022 „announced pledges“ Szenarios.

Österreichisches Biomassepreisszenario

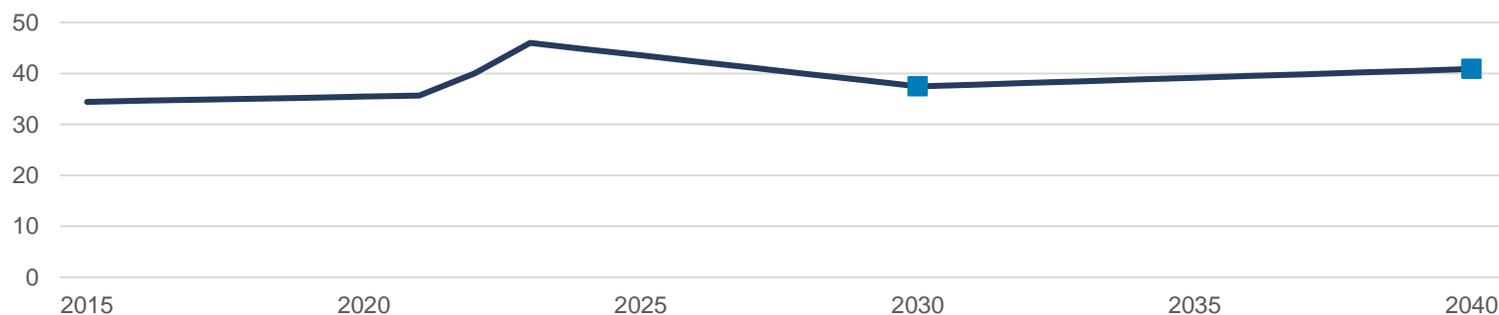
Das österr. Preisszenario für feste Biomasse basiert auf den „EU Heat Roadmap – EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050“-Preisen für Hackschnitzel („wood chips“).

Biomassepreise gem. EU Heat Roadmap (EUR₂₀₂₂/MWh)

EUR2022/MWh			EU	AT
Wood Chips	2015	Labour share low	32.07	32.86
		Labour share medium	32.07	34.42
		Labour share high	32.07	36.77
	2030	Labour share low	34.90	35.75
		Labour share medium	34.90	37.46
		Labour share high	34.90	40.01
	2050	Labour share low	41.24	42.24
		Labour share medium	41.24	44.25
		Labour share high	41.24	47.28

- In der Studie wurden verfügbare Daten zu Biomassepreisen zusammengetragen und interpoliert, um Daten für 2015, 2030 und 2050 zu berechnen. Um die Preise zwischen den verschiedenen EU-Ländern zu unterscheiden, wurden Arbeitskosten („labor costs“) berücksichtigt.
- Um die Auswirkungen des Faktors Arbeit besser einschätzen zu können, wurden drei Szenarien mit einem Anteil von 5, 15 und 30 % der Arbeitskosten an den durchschnittlichen Gesamtkosten für Biomasse sowie an den Kosten der einzelnen Biomassearten erstellt.

Biomassepreise gem. EU Heat Roadmap – Wood Chip, Szenario labour share medium (EUR₂₀₂₂/MWh)

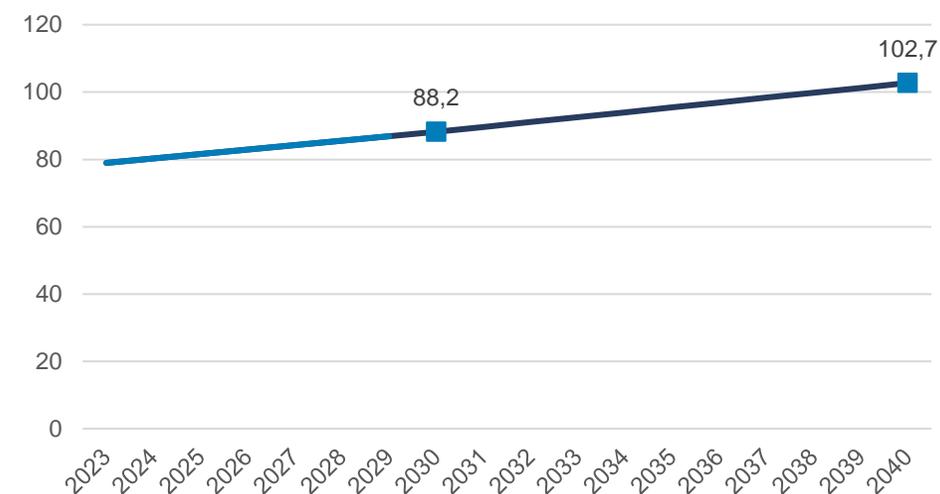


Österreichisches Biomethanpreisszenario

Das Biomethan-Preisszenario beruht auf die berechneten Biomethan-Energiegestehungs-kosten der FGW-JKU Grüngas-Potential-Studie und den in der Modellierung angesetzten Biomethanpotentialen.

Biomassefraktion	Durchschnittliche Energiegestehungskosten – technisches Potential		Gesamtinvestitionen für Anlagen [EUR ₂₀₂₀]	
	2030	2040	2030	2040
Feuchte Biomasse (organische Reststoffe) → Biomassevergärung	7.9 ct₂₀₂₀/kWh für bis zu 18 TWh	6.2 ct₂₀₂₀/kWh für bis zu 17 TWh	1.498 Mio. EUR ₂₀₂₀	2.492 Mio. €
Feste Biomasse (Rinde) → Biomassevergasung	9.4 ct ₂₀₂₀ /kWh für bis zu zusätzlich 5 TWh	9.2 ct ₂₀₂₀ /kWh für bis zu zusätzlich 5 TWh	950 Mio €	1.667 Mio €
Feste Biomasse (Sägenebenprodukte) → Holz-Gasifizierung	9.6 ct/kWh für bis zu zusätzlich 11TWh	9.4 ct ₂₀₂₀ /kWh für bis zu zusätzlich 13 TWh		
Feste Biomasse (Brennholz, Hackgut, Kurzumtrieb, Miscanthus) → Holz-Gasifizierung	10.9 cct ₂₀₂₀ /kWh für bis zu zusätzlich 20 TWh	10.8 ct ₂₀₂₀ /kWh für bis zu zusätzlich 33 TWh		
Verwendeter Biomethanpreis	7.9 ct ₂₀₂₀ /kWh	9.2 ct ₂₀₂₀ /kWh		
	8.82 ct₂₀₂₂/kWh	10.3 ct₂₀₂₂/kWh		

Gestehungskosten Biomethan gem. FGW-JKU Grüngas-Potentiale-Studie (EUR₂₀₂₂/MWh)

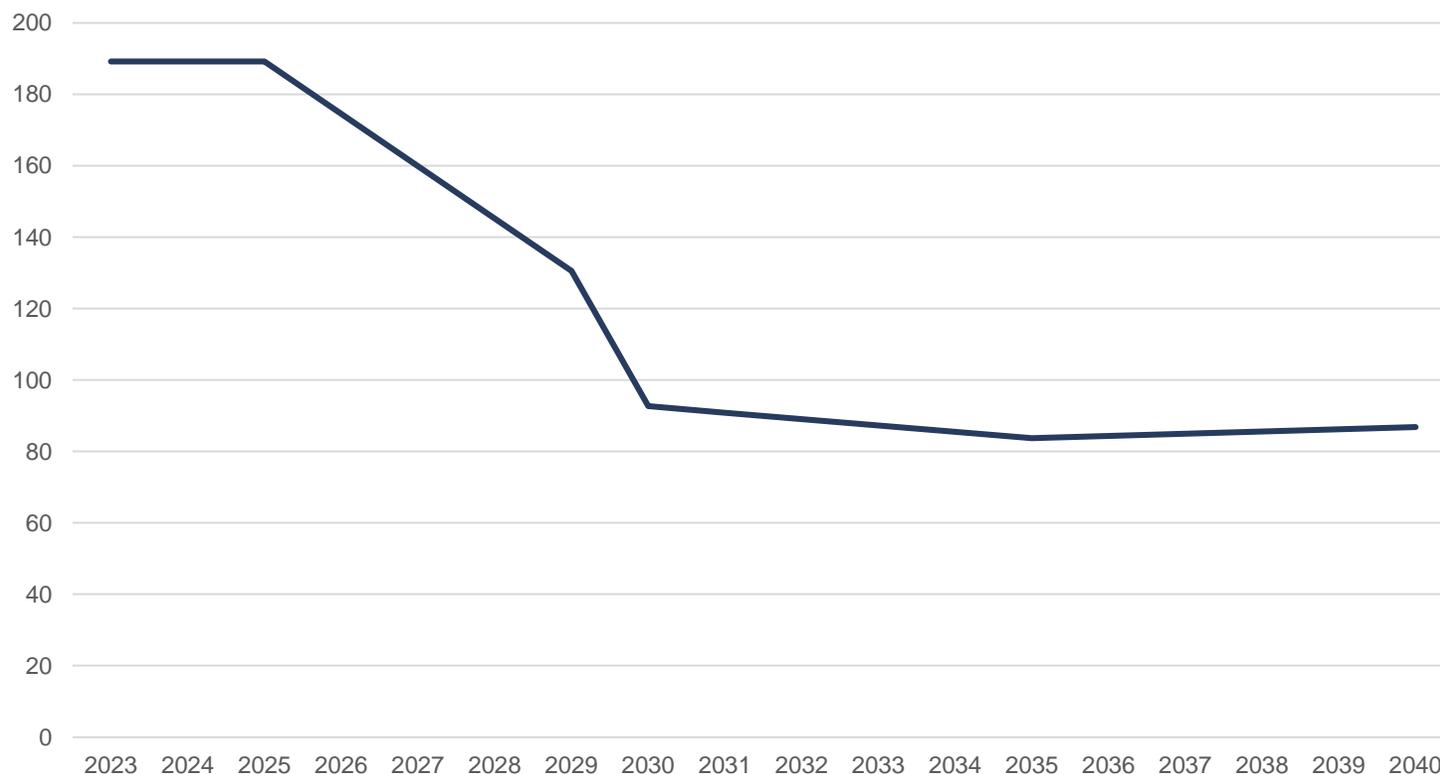


Die abgeschätzten spezifischen Gestehungskosten der erneuerbaren Gase entsprechen Vollkosten des Energieinhalts (HHV) – **Gasnetzentgelte, Steuer/Abgaben, etc.** sind nicht enthalten.

Österreichisches Wasserstoffpreisszenario

Die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff stellen sich aus variablen Kosten (Strompreis, Systemnutzungsentgelt) und Fixkosten zusammen (der Preis für die Elektrolyseuranlage).

Berechneter Preis für in Österreich erzeugter Wasserstoff (EUR₂₀₂₂/MWh)

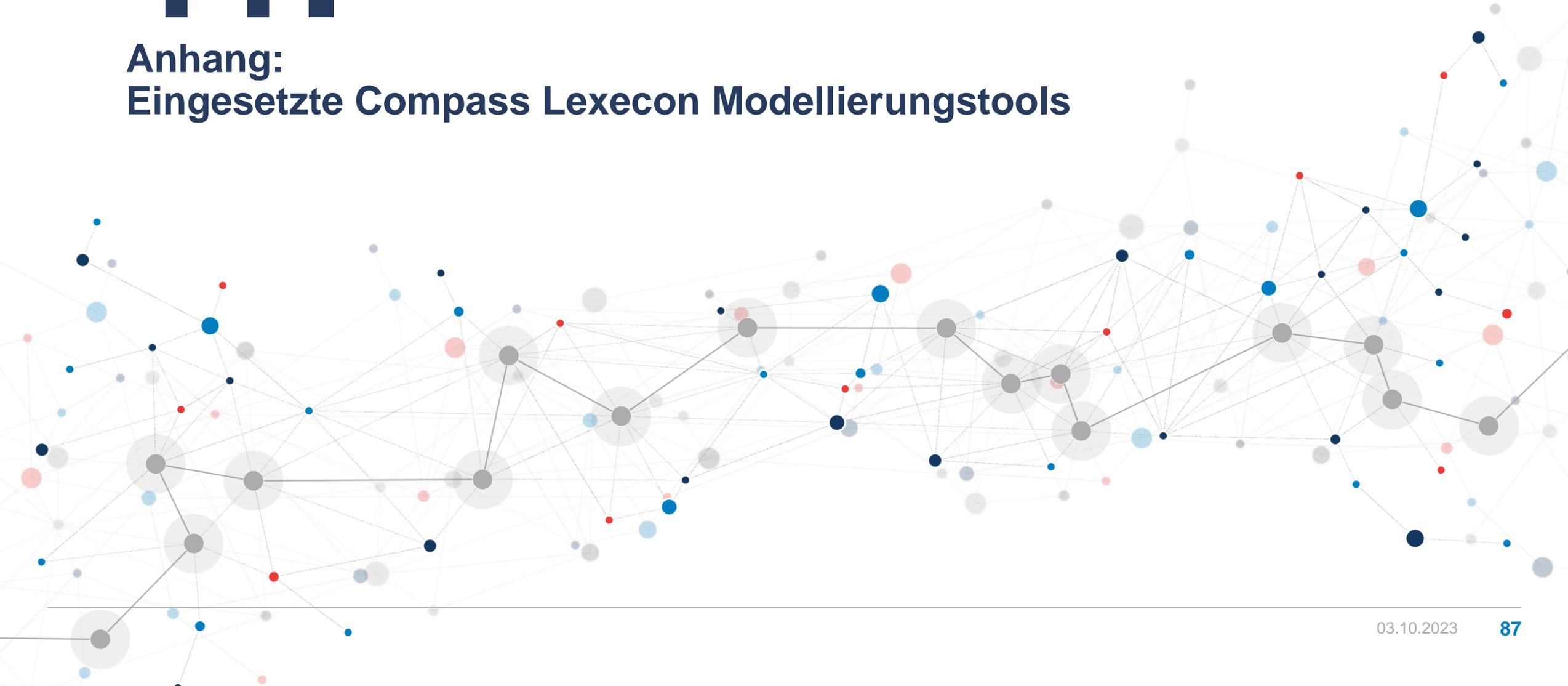


Annahmen zu in Österreich produzierter Wasserstoff:

- Die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff stellen sich aus **variablen Kosten** (Strompreis, Systemnutzungsentgelt) und Fixkosten zusammen (der Preis für die Elektrolyseuranlage).
- Durch die Reduktion der Strompreise in großen Teilen des Jahres (getrieben durch die erhöhte Einspeisung von RES-Stromerzeugung) sowie erhöhter Effizienz und geringerer Kosten der Anlagen sinkt der Wasserstoffpreis:
 - 2025: 6.31 €/kgH₂
 - 2030: 3.09 €/kgH₂
 - 2035: 2.79 €/kgH₂
 - 2040: 2.90 €/kgH₂

11.

Anhang: Eingesetzte Compass Lexecon Modellierungstools

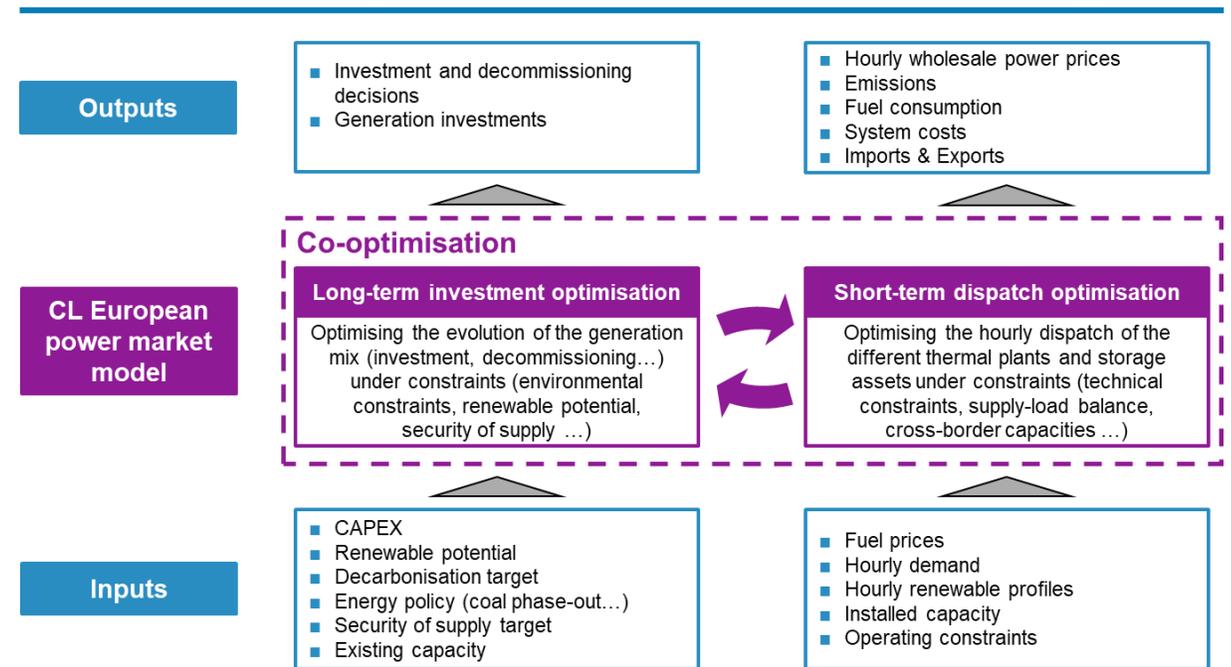


Compass Lexecon Strommarktmodell (1/2)

Das Modell kann zur Ko-optimierung (i) der Erweiterung des Anlagenparks und (ii) des Anlageneinsatzes verwendet werden.

- Das Strommarktmodell von Compass Lexecon verwendet die Dispatchoptimierungssoftware Plexos®; Daten und Annahmen zu Kraftwerkspark, Stromnachfrage(entwicklung) und Kopplungskapazitäten stammen von Compass Lexecon.
 - Plexos® wird weltweit von Regulierungsbehörden, ÜNB und Strommarktteilnehmern eingesetzt.
- Das Modell wurde speziell entwickelt um Erzeugung und intertemporalen Speicherung von Strom in Systemen mit hohem erneuerbaren Anteil zu analysieren.
- Das Modell kann die Erweiterung des Anlagenparks (Vollkostenoptimierung) mit dem Einsatz jeweils vorhandener Anlagen (Grenzkostenoptimierung) ko-optimieren.

Aufbau Compass Lexecon's Strommarktmodellierung



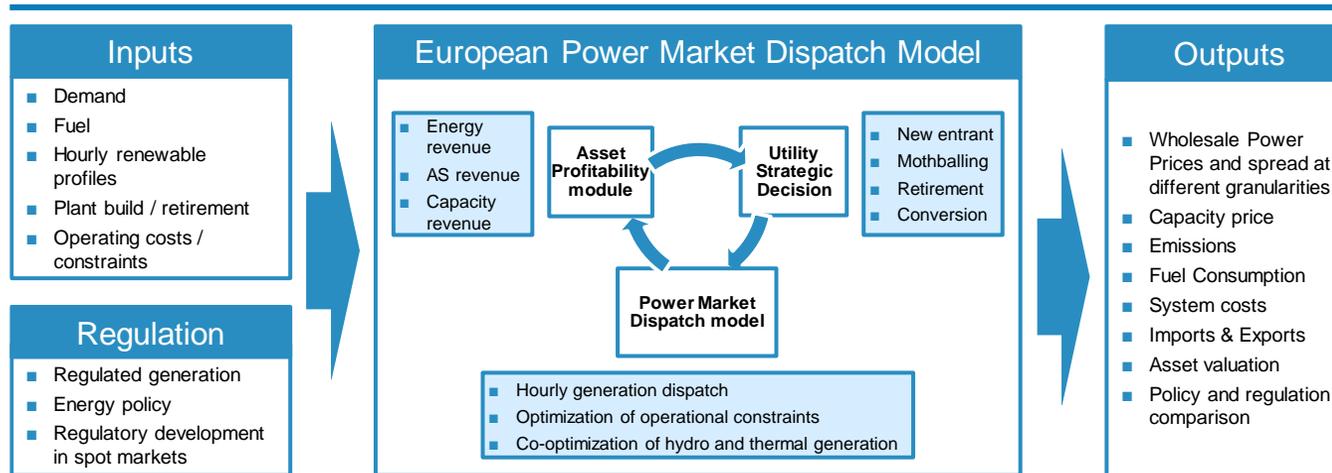
Compass Lexecon Strommarktmodell (2/2)

Unser Strommarktmodell umfasst alle Gebotszonen des ENTSO-E Raums

- Das Strommarktmodell von CL umfasst die EU-27-Länder sowie Großbritannien, die Schweiz, Norwegen, den Balkan und die Türkei.
 - Länder außerhalb dieses geografischen Bereichs werden auf aggregierter Ebene modelliert.
- Das Strommarktmodell bestimmt die Zonenpreise als Energiegrenzkosten unter Berücksichtigung von Gebotsstrategien der Produzenten
 - Die Produktion wird dabei in Angebot in jeder Preiszone auf Grundlage individueller Kraftwerke ermittelt.
 - Die Anlagendatenbank des Modells enthält technische Parameter aller europäischen Kraftwerke.
 - Ebenso werden u.a. Grenzkopplungskapazitäten und Unit-Commitment Beschränkungen berücksichtigt.

Geografische Ausdehnung

Aufbau Compass Lexecon's Strommarktmodellierung



Compass Lexecon Modellierung von Fernwärmesystemen

Optimierte Kapazitätserweiterung und Anlagendispatch (gegen Strompreisszenarien oder mit endogener Strompreisermittlung)



Energiepreisszenarien
(ggfs. inkl. Strompreise)

Ausgangssituation

- Aktueller Anlagenpark
- Einsatzrestriktionen
- ...

Erweiterungsoptionen

- (Re-)Investitions-
optionen (Anlagen-
typen mit Ausbau-
potentialen)

Modellierung des Fernwärmesystems
(Entwicklung über die Zeit)

- (1) **Gesamtkostenoptimale Kapazitätserweiterung**
unter Berücksichtigung von:
- (2) **Grenzkostenbasierter Anlageneinsatzplanung**

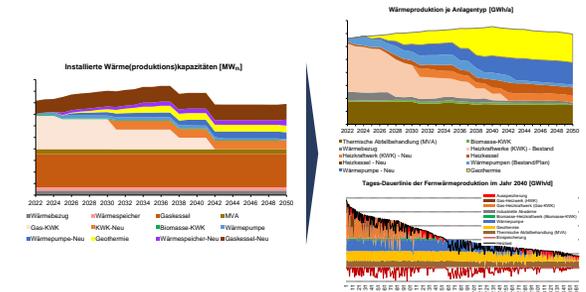
- gegen Energie-/CO₂-Preisszenarien
- zur Deckung des Wärmebedarfs
- zur Deckungsbeitragsoptimierung am Strommarkt

Rahmenbedingungen

- Dekarbonisierungsziele
- Entwicklung Wärmebedarfe

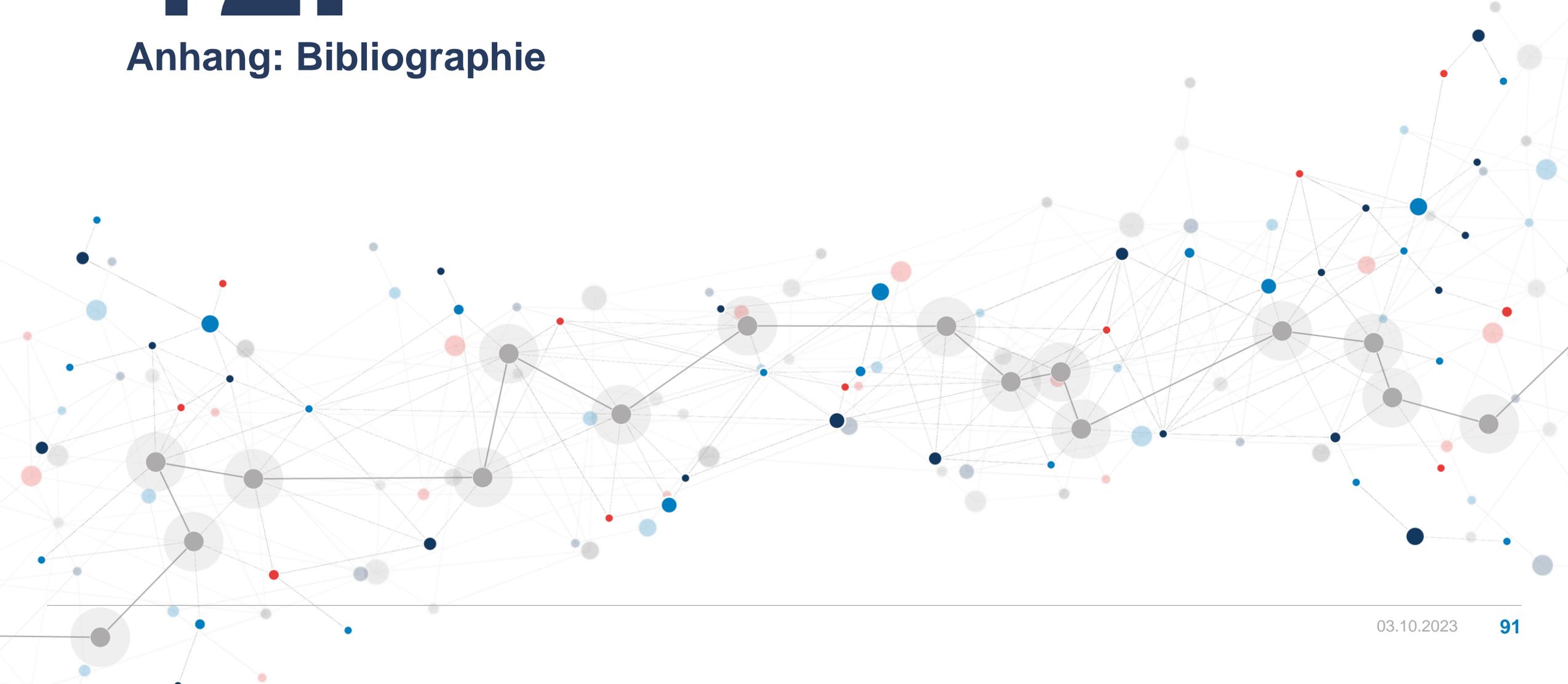
Modellergebnisse (Auswahl)

- Anlageninvestitionen (Wann? Was?)
- Wärmeproduktion je Anlage
- Stromproduktion je Anlage
- Brennstoff-/ CO₂-Verbrauch und -kosten
- Strommarkterlöse
- Variable OPEX
- ...



12.

Anhang: Bibliographie



Aktuelle Energiesystemstudien für Österreich (1/5)

Wir haben eine Vielzahl an Studien identifiziert, die das österreichische Energiesystem analysieren.

No	Autor / Titel	Jahr	Szenarien / Horizont / Dekarbonisierungsziele	Betrachtete Sektoren	Abstract/ Anmerkung
1	AEA (im Auftrag des FGW): Aktualisierung der Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich (link)	2022	Dekarbonisierungsszenario 2040 : gesamte Fernwärmenachfrage steigt bis 2040, durch Energieträger- und Technologiewechsel im Wärmemarkt. Es werden quantitative Prognose in 5 Jahresabschnitten präsentiert.	Fernwärme	Die Studie berücksichtigt das aktuelle österreichische Ziel der Klimaneutralität bis 2040 in einem Dekarbonisierungsszenario (ohne erforderlichen Rahmenbedingungen zu analysieren)
2	PwC (im Auftrag von Österreichs Energie): Stromstrategie 2040: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario 2030: Basierend auf EAG ▪ Szenario 2040: Autoren Prognose 	Strom	Analyse der notwendigen Änderungen im Stromsektor für eine Klimaneutralität bis 2040
3	Austrian Energy Agency, EIJKU, EVT (im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz): Erneuerbares Gas in Österreich 2040 – Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot (link)	2021	Beide Szenarien mit Horizont 2040 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario "Infrastrukturnutzung": bestehende technologische Infrastruktur, die zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Gasen derzeit benötigt wird, in höherem Ausmaß weiterhin verwendet wird (konservativeren technologischen Entwicklung) ▪ Szenario "Exergieeffizienz": ambitioniertere techn. Entwicklung 	Gas	Den mit den oben einhergehenden Zielsetzungen (2030: Stromsektor klimaneutral, 2040: gesamte Wirtschaft klimaneutral) verbundenen Gasbedarf im Jahr 2040 zu quantifizieren, um so die österr. energie- und klimapolitischen Diskussionsprozesse zu unterstützen.
4	Wagner & Elbling GmbH (im Auftrag österreichischer Netzbetreiber): One 100 – Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich (link – Kurzfassung)	2021	Keine vorab definierten Szenarien – Berechnung eines idealtypisches, 100% dekarbonisiertes und optimiertes Energiesystem für Österreich für 2040.	Gesamtes Energiesystem	Entwurf durch ein energieökonomisches Optimierungsmodell eines volkswirtschaftlich optimiertes dekarbonisiertes Energiesystems
5	AIT, MUL, EI-JKU, AEA: Klimaneutralität Österreichs bis 2040, Beitrag der Österreichischen Industrie (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario 2030: -61% THG-Emissionen bis 2030 ggü. 2019 ▪ Szenario 2040: vollständigen Dekarbonisierung des Energie- bzw. gesamten Wirtschaftssystems bis zum Jahr 2040 	Industrie	Analyse der notwendigen Transformation der österr. Industrieprozesse zur Klimaneutralität 2040
6	JKU & MUL (im Auftrag des FGW): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas im österreichischen Energiesystem Potentiale – Kosten – Effekte (link)	2020	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario 2030: National bilanzielle Versorgung mit Ökostrom bis 2030 ▪ Szenario 2040: Vollständige Dekarbonisierung bis 2040 	Gas	Ermittlung des Potentials an erneuerbarem Gas aus verschiedenen Quellen im österreichischen Energiesystem

Aktuelle Energiesystemstudien für Österreich (2/5)

Wir haben eine Vielzahl an Studien identifiziert, die das österreichische Energiesystem analysieren.

Nº	Autor / Titel	Jahr	Szenarien / Horizont / Dekarbonisierungsziele	Betrachtete Sektoren	Abstract/ Anmerkung
7	EEG der TU Wien (im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz): <i>Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario 1 – “Szenario 2030”: Vollst. Dekarbonisierung des Stromsektors in 2030; Kapazitäten in 2030 basierend auf das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (2020). ▪ Szenario 2 – “Vision 2040”: Vollst. Dekarbonisierung des Energiesystems in 2040; Angenommene Stromnachfrage für 2040 basierend auf Ergebnissen von Studien, die mit einer Dekarbonisierung in 2050 berechnet wurden. 	Strom	Analyse des Potenzials an P2G-Kapazitäten und die erreichbaren Volllaststunden zur Unterstützung des erneuerbaren Stromsystems für 2030 und einer Vision 2040.
8	Energy Brainpool (im Auftrag der Austrian Power Grid AG): <i>Österreichs Weg Richtung 100% Erneuerbare. Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050</i> (link)	2019	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario 2030: fast vollst. Dekarbonisierung des Stromsektors in 2030; basierend auf TYNDP 2018, Szenario „Sustainable Transition 2030“ (mit Änderung: 65% erneuerbare Energie für Bruttostrom in 2030 in Deutschland), 100% Deckung Stromverbrauch bilanziell durch erneuerbare Energie ▪ Ausblick 2050: vollständige Dekarbonisierung Energieversorgung; Klima-Zielpfad mit max. Elektrifizierung, Ausbau der erneuerbaren Kapazität folgt 2030 Pfad. 	Strom	Analyse der zunehmenden Wetterabhängigkeit durch Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen.
9	Navigant (im Auftrag des FGW): <i>Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem</i> (link)	2019	<p>Vollständige Dekarbonisierung <u>erst 2050</u> angenommen.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromszenario: Strom + Grünes Gas nur für Strom-Spitzenlasten ▪ Gasszenario: Strom + Nutzung der vorhandenen Gas(verteilt)infrastruktur insb. für die Wärmeversorgung. 	Gas	Szenarienvergleich zur Rolle der Gasinfrastruktur in der Dekarbonisierung Österreichs
10	Umweltbundesamt: <i>GHG Projections and Assessment of Policies and Measures in Austria</i> (link), to be updated in 2023	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Szenario WEM: berücksichtigt bis zum 1. Januar 2018 durchgeführte Maßnahmen ▪ Szenario WAM: berücksichtigt die Maßnahmen aus INECP (2019) 	Alle Sektoren	In diesem Bericht werden die Projektionen der österreichischen Treibhausgas-Emissionen für 2020, 2025, 2030, 2035 und 2040 basierend auf den INECP (2019).

Aktuelle Energiesystemstudien für Österreich (3/5)

Wir haben eine Vielzahl an Studien identifiziert, die das österreichische Energiesystem analysieren.

No	Autor / Titel	Jahr	Szenarien / Horizont / Dekarbonisierungsziele	Betrachtete Sektoren	Abstract/ Anmerkung
11	AGGM: <i>Langfristige und integrierte Planung</i> (link) und <i>Koordinierter Netzentwicklungsplan</i> (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 ▪ Bis 2030 5 TWh Grünes Gas pro Jahr ins Gasnetz einspeisen dank Ausbau- und Unterstützungsprogramm 	Gas	Netzentwicklungsplan für 2022 in Konsultation (01/2023)
12	Energieinstitut der Wirtschaft GmbH: <i>Wasserstoff – Zentraler Baustein der Energiewende – EIWInsights</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 	Wasserstoff	Überblick über mögliche Anwendungen, Transportwege, Produktions- und Speichermöglichkeiten von Wasserstoff
13*	Frontier (iA von Österreichs Energie): <i>Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 	Wasserstoff	Rahmenbedingungen für die Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff aus der Sicht der Stromwirtschaft ausgestaltet werden können
14	Frontier u. AIT (Im Auftrag vom BMK): <i>Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff</i> (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 	Wasserstoff	Optionen zum zukünftigen Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich untersucht.
15	APG: <i>Netzentwicklungsplan</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität noch nicht berücksichtigt, da basierend auf ENSTO-E TYNDP 2020 	Strom	Netzentwicklungsplan
16	AEA (iA BMK): <i>Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland</i> (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 	Gas	Unabhängigkeit von russischem Gas ermöglichen
17	Arbeiterkammer Wien: <i>Edelsprit für alles? Bedarf und Angebot an Grünen Gases in Österreich</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutralität Österreichs bis 2040 	Grünes Gas	Potential an Grüngas wird untersucht.
18	WEC: <i>Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities</i> (link)	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeithorizont 2050 	Wasserstoff	Mögliche Szenarien für den Verbrauch und die Produktion von dekarbonisiertem Wasserstoff in der Europäischen Union (EU), inkl. Länderprofil für Österreich.

Aktuelle Energiesystemstudien für Österreich (4/5)

Wir haben eine Vielzahl an Studien identifiziert, die das österreichische Energiesystem analysieren.

№	Autor / Titel	Jahr	Szenarien / Horizont / Dekarbonisierungsziele	Betrachtete Sektoren	Abstract/ Anmerkung
19	Bioenergy 2020+ (iA FGW): Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse	2019	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horizont 2050 	Biomasse	Machbarkeitsstudie zum Biomassepotential in Österreich in 2050 sowie der Synthese von BioSNG auf Basis der Biomassewirbelschichtvergasung.
20	IIBW & Umweltbundesamt (iA GDI 2050, WKO, ZIB): Monitoring-System zu Sanierungsmaßnahmen in Österreich	2021	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volle Dekarbonisierung 2040 	Sanierungsmaßnahmen	
21	ENTSOE/ENTSOG: TYNDP 2022 (link)	2022	Für 2030 und 2040 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Distributed Energy (DE) ▪ Global Ambition (GA) 	Strom und Gas	Gasendnachfrage: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nur nach Nutzungsart aber nicht nach Sektor ▪ für 2030 und 2040 ▪ zwei Szenarien
22	New Energy for Industry: Pathway to industrial decarbonisation (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volle Dekarbonisierung erst 2050 3 Szenarien: <ul style="list-style-type: none"> • Business as usual (BAU) • Pathway of industry (POI): vorhersehbaren Randbedingungen bis 2030, Entwicklung bis 2050: Technologieverfügbarkeit extrapoliert • Zero emission (ZEM): Umsetzung Maßnahmen, die Österreichs industrielles Energiesystem bis 2050 vollständig klimaneutral 	Industriesektor	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Das Zieljahr 2050 wurde beibehalten, um internationale Vergleiche zu ermöglichen und die Sichtbarkeit der Projektergebnisse zu erhöhen.
23	BMK: Wasserstoffstrategie für Österreich (link)	2022	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Klimaneutralität 2040 	Wasserstoff	

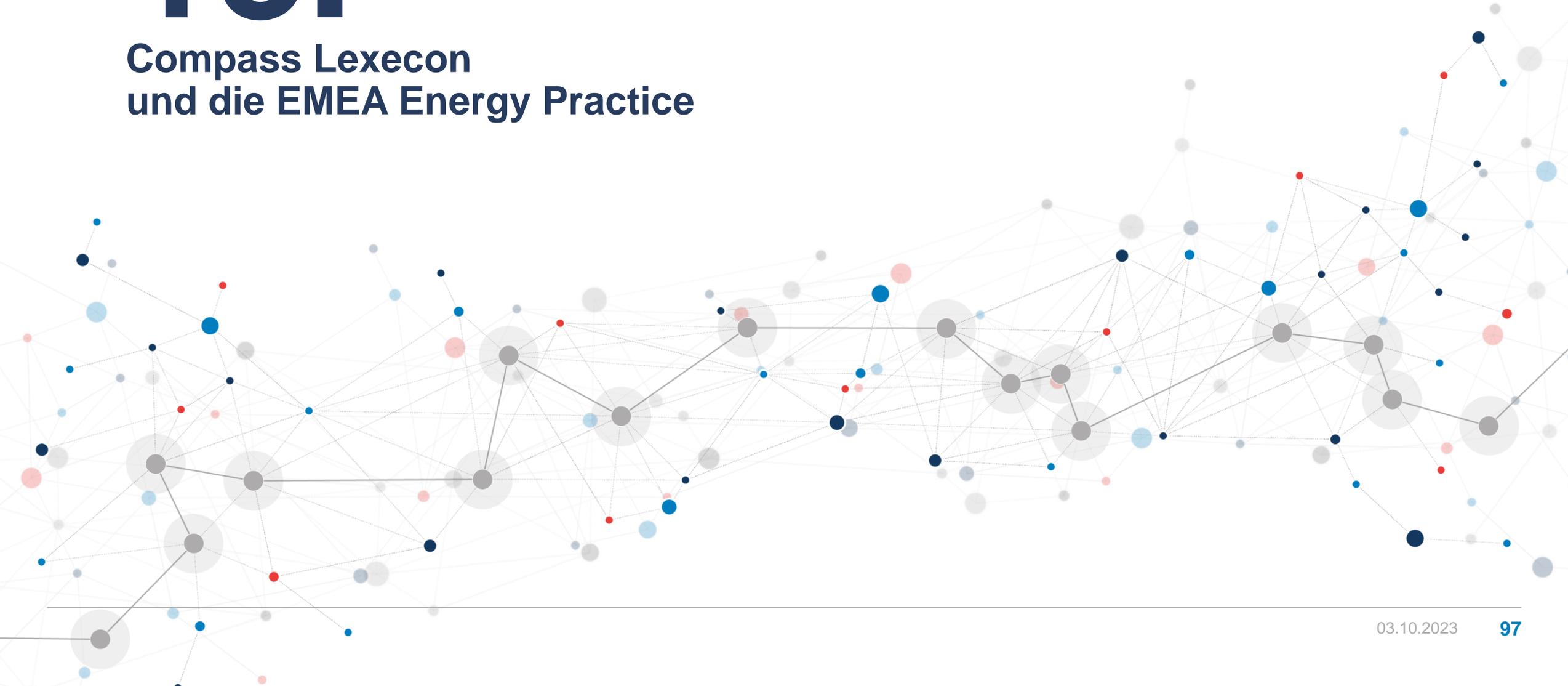
Aktuelle Energiesystemstudien für Österreich (5/5)

Wir haben eine Vielzahl an Studien identifiziert, die das österreichische Energiesystem analysieren.

No	Autor / Titel	Jahr	Szenarien / Horizont / Dekarbonisierungsziele	Betrachtete Sektoren	Abstract/ Anmerkung
24	BMK: Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich. Der neue Klimaschutz-Rahmen für den Verkehrssektor Nachhaltig – resilient – digital (link)	2021		Mobilität	
25	Klima- und Energiefonds: Path2ZeroCarbonTrans - Pathways to a Zero Carbon Transport Sector (link)	2020	<ul style="list-style-type: none">▪ Volle Dekarbonisierung 2040 wird auch gezeigt	Mobilität	
26	Institut für industrielle Ökologie (iA Fachverband der Chemischen Industrie): Perspektiven der Dekarbonisierung für die chemische Industrie in Österreich (link)	2018		Industrie (Chemie)	
27	DECHEMA (iA Verband Chemische Industrie): Roadmap Chemie 2050, Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland (link)	2019	<ul style="list-style-type: none">▪ Volle Dekarbonisierung 2050	Industrie (Chemie)	
28	Umweltbundesamt: Austria's National Inventory Report 2022 (link)	2022		Gesamt	

13.

Compass Lexecon und die EMEA Energy Practice



Über Compass Lexecon

- Compass Lexecon ist ein weltweit führendes, auf ökonomische Fragestellungen spezialisiertes Beratungsunternehmen.
- Wir bieten Unternehmen, Regierungsorganisationen und Anwaltskanzleien klare Analysen komplexer Probleme. Wir unterstützen unsere Klienten dabei mit entscheidenden Einsichten und Erkenntnissen in rechtlichen und regulatorischen Verfahren, bei strategischen Weichenstellungen und in politischen Debatten.
- Wir verfügen über Erfahrung und Fachwissen für praktisch jede ökonomische Fragestellung, in praktisch jedem Rechts- oder Geschäftskontext und jeder Branche.
- Von unseren weltweit mehr als 500 Spezialisten sind über 350 in unseren europäischen Büros in Berlin, Brüssel, Düsseldorf, London, Madrid, Paris, etc. tätig.

Dienstleistungen

- Wettbewerbs- & Kartellrecht, M&A
- Gerichts- & Schiedsgerichtsverfahren
- Bewertung & Finanzanalyse
- Markt- & Branchenuntersuchungen
- Staatliche Beihilfe
- Schadensquantifizierung
- Ökonometrische Analyse
- Geistiges Eigentum
- Forensische Buchprüfung
- Wirtschafts- & Finanzregulierung

Branchen

- **Energie**
- Gesundheitswesen
- High Tech
- Pharma-Industrie
- Telekommunikation
- Finanzdienstleistungen
- Transport
- Internationaler Handel
- Internet
- Unterhaltung & Medien

Facts and Figures

800+

Employees

21

Offices worldwide

182

Merger-related matters advised on in the last 12 months

319

Antitrust litigation matters advised on in the last 12 months

175+

Ph.D. economists

2

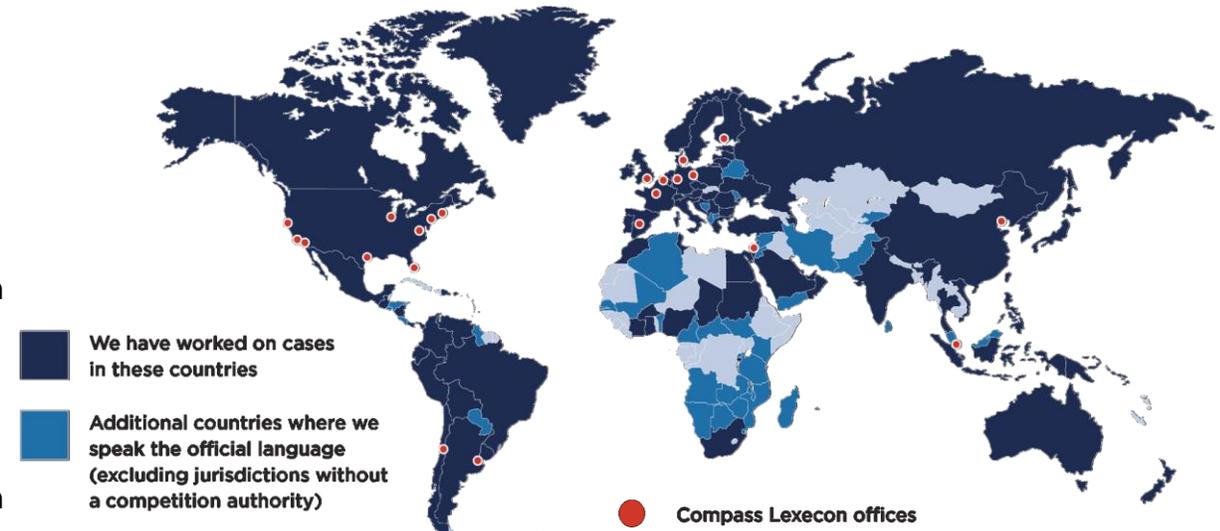
Nobel Prize winners

84%

Of current Fortune 100 companies advised

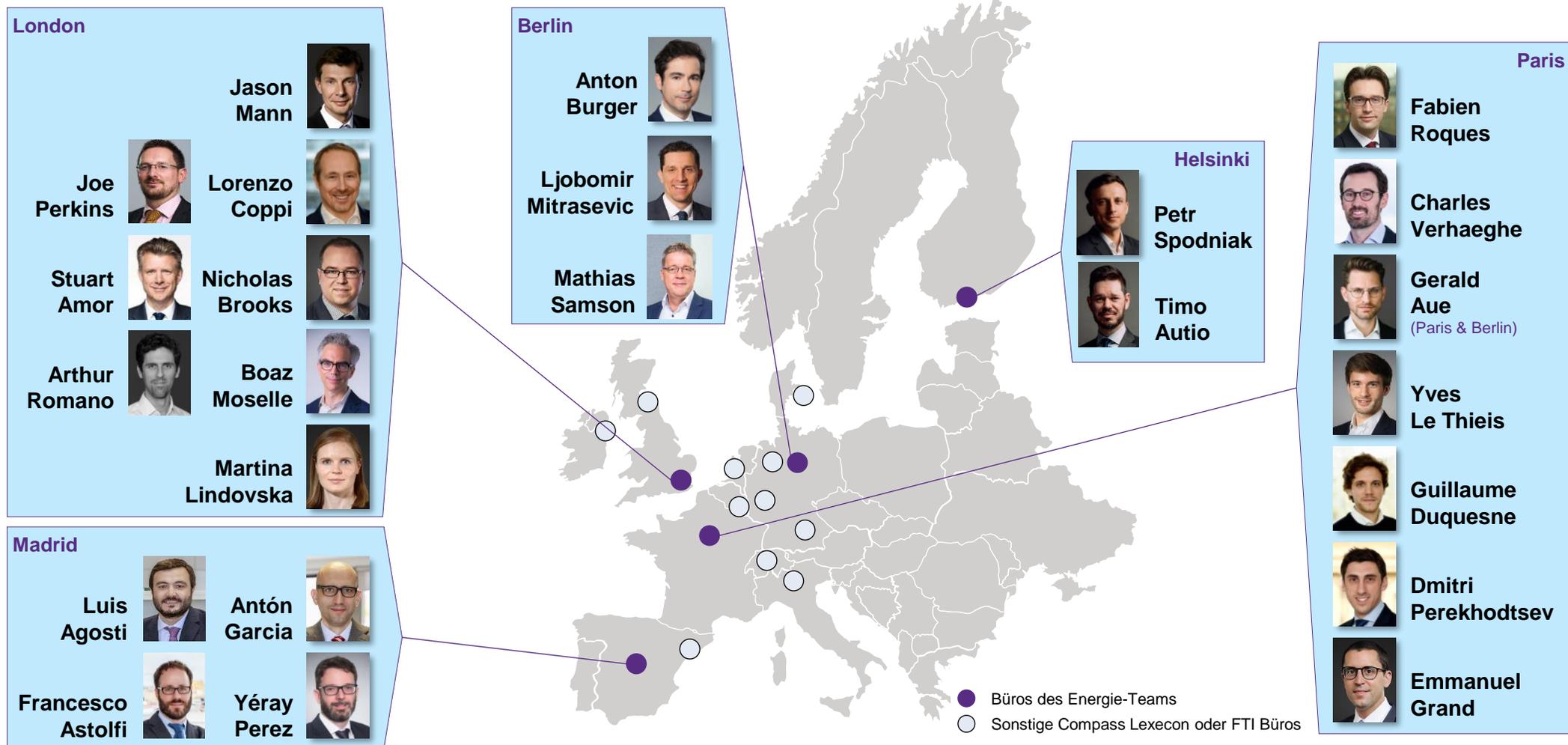
91

Jurisdictions in which we have advised clients

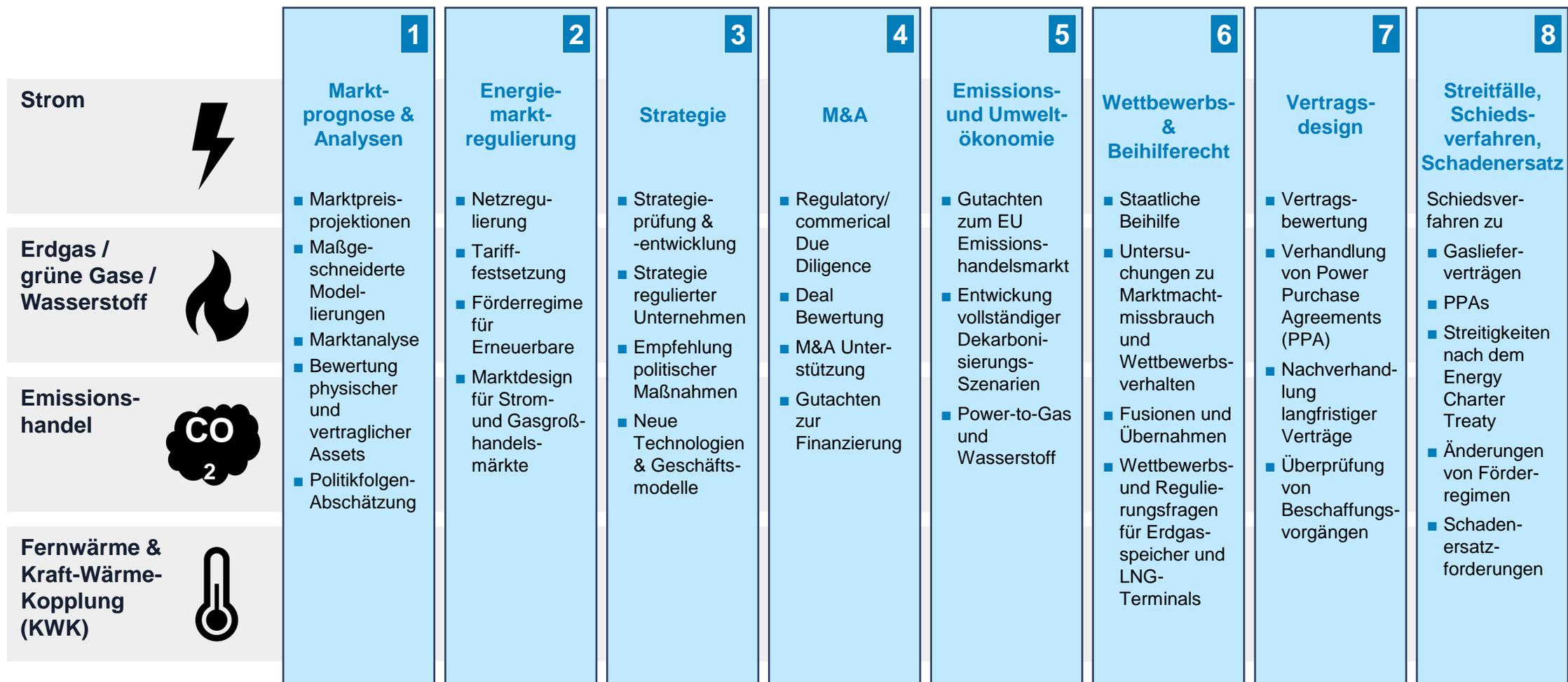


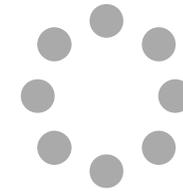
Compass Lexecon Senior-Energieexpert(in)en in Europa*

Wir verfügen über ein Team von mehr als 100 erfahrenen Energiesektor-Berater(in)en in unseren europäischen Büros



Compass Lexecon EMEA Energy Practice Expertise – Übersicht





COMPASS
LEXECON

Bringing **CLARITY** to the complex.

COMPASS LEXECON
EMEA Energy Practice

Paris

22 pl. de la Madeleine
75008 Paris

Berlin

Kurfürstendamm 217
10719 Berlin

Düsseldorf

Kö-Bogen
Königsallee 2b
40212 Düsseldorf

London

5 Aldermanbury Square
London, EC2V 7HR

Madrid

Pas. de la Castellana 7
28046 Madrid

Helsinki

Unioninkatu 30
Helsinki, 00100

Brüssel

23 Square de Meeus
1000 Brussels

Gerald Aue

Vice President

gaue@compasslexecon.com

+33 7 61 93 93 46