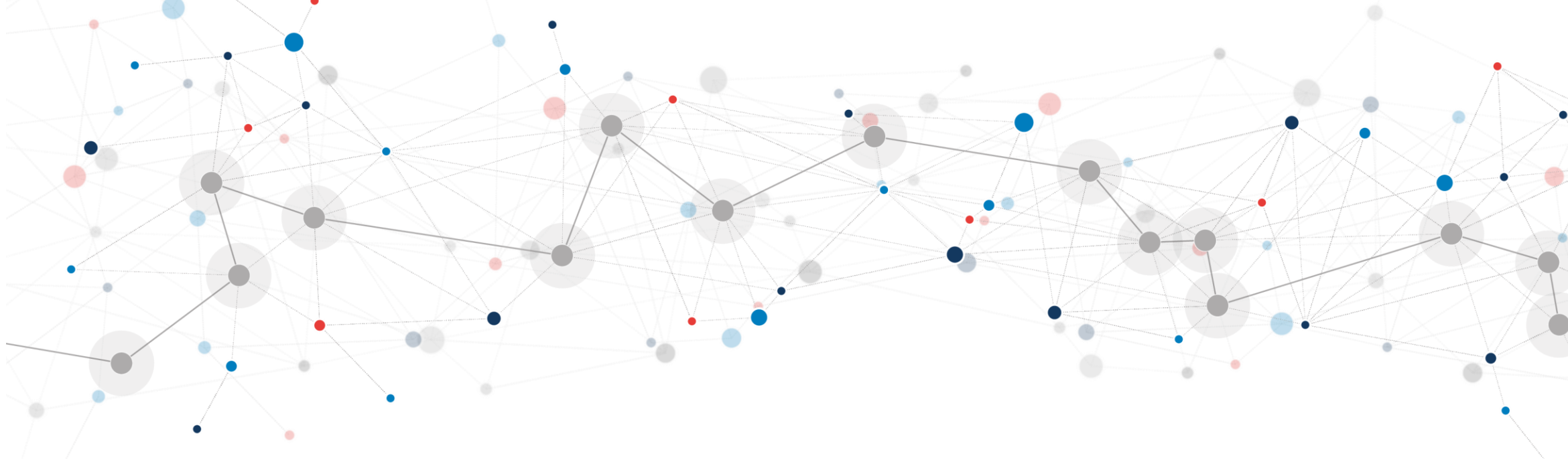




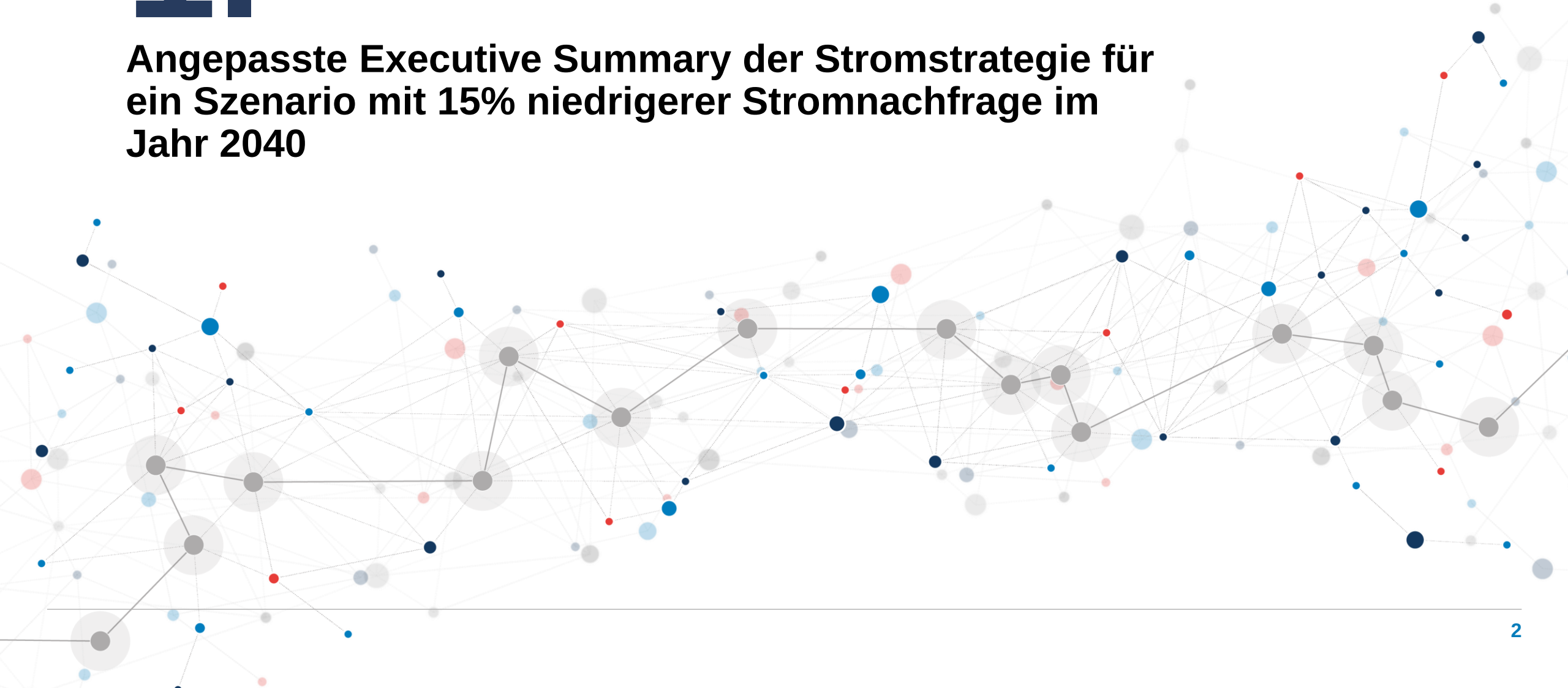
Aktualisierung der Modellierung der Stromstrategie 2040 sowie vertiefte Analyse von PV- & H₂-Integration

März 2026

Vorbereitet für: **e** oesterreichs
energie.

1.

Angepasste Executive Summary der Stromstrategie für ein Szenario mit 15% niedrigerer Stromnachfrage im Jahr 2040



Überblick: Kernerkenntnisse der Studie

Das Szenario „Stromstrategie 2040“ zeigt, dass ein klimaneutrales und robustes Stromsystem für 2040 möglich ist – die für den Ausbau benötigten Rahmenbedingungen müssen jedoch rasch hergestellt werden.

Eckdaten



- Der Stromverbrauch 2040 in Österreich wird mit 123 TWh angenommen – dies ist beinahe eine Verdopplung im Vergleich zu 2020.
- Die Stromerzeugung liegt im Jahr 2040 in Summe bei 125,9 TWh, bei einer installierten Kraftwerkskapazität von 57,8 GW.
- Die Masse an Strom wird dabei durch Wind- und PV-Kapazitäten mit bereitgestellt (34,4 GW installierte Leistung und 58,6 TWh Erzeugung).
- Wasserkraft in Form von Lauf- und Speicherkraftwerken, sowie Pumpspeichern erzeugt einen großen Teil des Stromverbrauchs und liefert einen signifikanten Teil der wöchentlichen und untertägigen Flexibilität (14,6 GW installierte Leistung und 52,4 TWh Erzeugung).
- Der Bedarf an saisonaler (21 TWh), wöchentlicher (18,1 TWh) und untertäglicher (24,5 TWh) Flexibilität bzw. Lastverschiebung ist erheblich, kann jedoch von den installierten Kapazitäten und dem Austausch mit dem Ausland aufgebracht werden.

Klima-neutralität



- Die vorliegende Studie demonstriert im Rahmen der unten angeführten Limitationen, dass unter den Annahmen der Stromstrategie 2040 (09/2022)^[1] ein klimaneutrales und robustes Stromsystem für Österreich realisiert werden kann. Dabei werden im Stromsektor keine fossilen Energieträger mehr verwendet und der Wasserstoffbedarf für den Stromsektor (netto) lokal produziert. Es werden auch keine Netto-Stromimporte realisiert und sogar eine netto-negative CO₂-Importbilanz erzielt. Dies trotz einer massiven Steigerung der Stromnachfrage und einer umfangreichen heimischen Wasserstoffproduktion auch für andere Sektoren.

Rahmenbedingungen



- Um die hier getroffenen Annahmen zu erreichen, braucht es eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren, einen starken Ausbau der Pumpspeicher und Batteriespeicher sowie flexibler thermischer Erzeugungskapazitäten wie KWK (klimaneutral betrieben mit z.B. Wasserstoff, Biomasse, Biomethan etc.) - insgesamt rd. 36 GW neue Stromerzeugungskapazitäten. Unbedingt erforderlich ist auch der massive Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten (und offensichtlich der Übertragungs- und Verteilnetze) sowie einer Flexibilisierung der Nachfrage. Generell braucht es Investitionssicherheit und stabile Rahmenbedingungen für Geschäftsmodelle, damit die Transformation des Stromsystems gelingen kann. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen kann ein derartiger Ausbau weder erwartet noch erreicht werden. Der notwendige massive Ausbau zusätzlicher Flexibilitäten erfordert für eine kosteneffiziente Umsetzung einen koordinierten Ansatz.

Technologiemix



- Der im Vergleich zu anderen Studien stärkere Fokus auf Windkraft statt PV, verringert den Bedarf an täglicher und saisonaler Flexibilität erheblich und trägt damit wesentlich zu einem energie- und kosteneffizienten Erzeugungspark bei. Die Flexibilitätsbedarfe vervielfachen sich dennoch im Vergleich zu heute (sowohl in TWh als auch in GW), um die Schwankungen der Residualnachfrage auszugleichen. Zur Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs (täglich, wöchentlich und saisonal), wurde ebenfalls ein ausgewogener Technologiemix der diversen Flexibilitätsoptionen und Speichertechnologien modelliert, der gegenüber den untersuchten Abweichungen und einem kritischen Klimajahr (Sensitivitäten) robust ist und geeignet ist, um den Flexibilitätsbedarf zu decken.

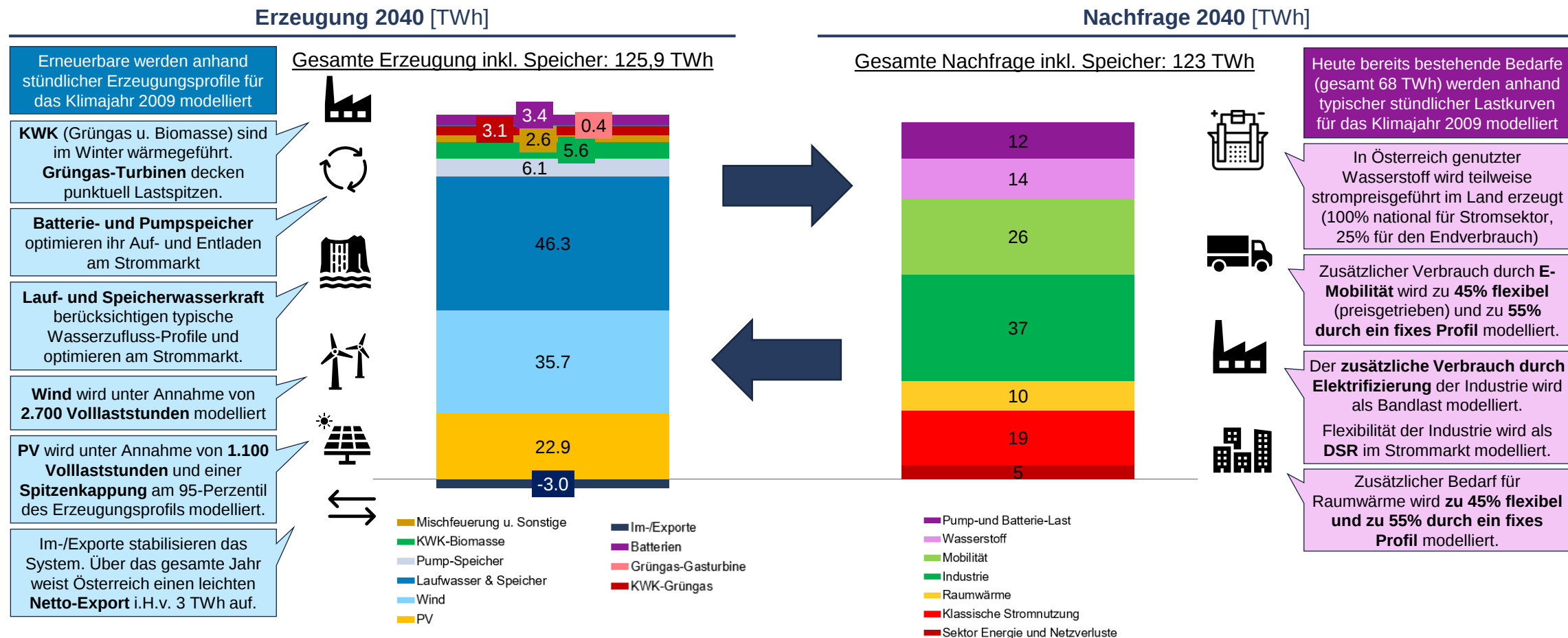
Limitationen und Annahmen der Studie

Diese Studie zeichnet ein positives bzw. optimistisches Zielbild des österreichischen Stromsektors in 2040. Weitere Arbeiten sollten die Rahmenbedingungen sowie weitere technische Fragen präzisieren.

Szenario 	▪ Es handelt sich beim skizzierten Szenario um keine Prognose oder Erwartung, was mit aktuellen Rahmenbedingungen eintreffen könnte, sondern um die Prüfung eines Vorschlags für ein mögliches Zielsystem für 2040 (der OE-Stromstrategie 2040). Die vorliegende Lösung ist daher weder die einzige mögliche Alternative noch eine zwingend kostenoptimale Lösung. Vielmehr wurde darauf geachtet, ein robustes und effizientes klimaneutrales System zu spezifizieren. Die bestehenden Rahmenbedingungen und das Strommarktdesign müssen für die Umsetzung eines solchen Szenarios jedoch erst entsprechend weiterentwickelt werden.
Invest-anreize 	▪ Es wird in der weiteren Betrachtung davon ausgegangen, dass ausreichend Investitionsanreize für die Investitionen in das Leitungsnetz (Übertragungs- und Verteilnetze in AT und im angrenzenden Ausland), die unterschiedlichen Klassen von Stromspeichern (Wasserstoffspeicher, Methanisierungsanlagen, Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher) und die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (H2-ready-Kraftwerke, Wasserkraftwerke, PV, Wind, Biomasse) geschaffen werden. ▪ Eine gezielte Untersuchung und Weiterentwicklung der hierfür benötigten Rahmenbedingungen wird empfohlen.
Netz-ausbau 	▪ Netzrestriktionen wurden als Kapazitäten der Grenzkuppelstellen modelliert, somit wurden Netzengpässe im Übertragungs- und Verteilnetz innerhalb der Nachbarländer nicht berücksichtigt. Diese Restriktionen könnten die Einspeisung von erneuerbarem Strom reduzieren (Abregelung) und/oder bewirken, dass weitere Backup-Kapazitäten für Redispatch-Maßnahmen vorgehalten werden müssen. Der Netzausbau auf allen Ebenen ist daher zu forcieren und massiv zu beschleunigen.
Globale An-nahmen 	▪ Europäisches Stromsystem: Entscheidend ist die Integration ins Europäische Stromsystem, bzw. die Weiterentwicklung und Beibehaltung der Marktintegration mit den benachbarten Strommärkten. Die Import- und Exportmöglichkeiten erlauben einen Ausgleich in Bezug auf die Erneuerbare Erzeugung mit dem Ausland, was in Bezug auf die vorzuhaltenden Flexibilitäten im In- und Ausland signifikante Effizienzen hebt. ▪ Klimatische Verhältnisse: Es wurden für 2040 die Wetterverhältnisse des Jahres 2009 (Klimajahr 2009) unterstellt. 2009 gilt als ein repräsentatives Klimajahr. Die Einsatzplanung der verschiedenen Speichertechnologien erfolgt unter der Annahme perfekter Voraussicht (perfect foresight).

Strombilanz 2040: Annahmen zur Erzeugung und Nachfrage

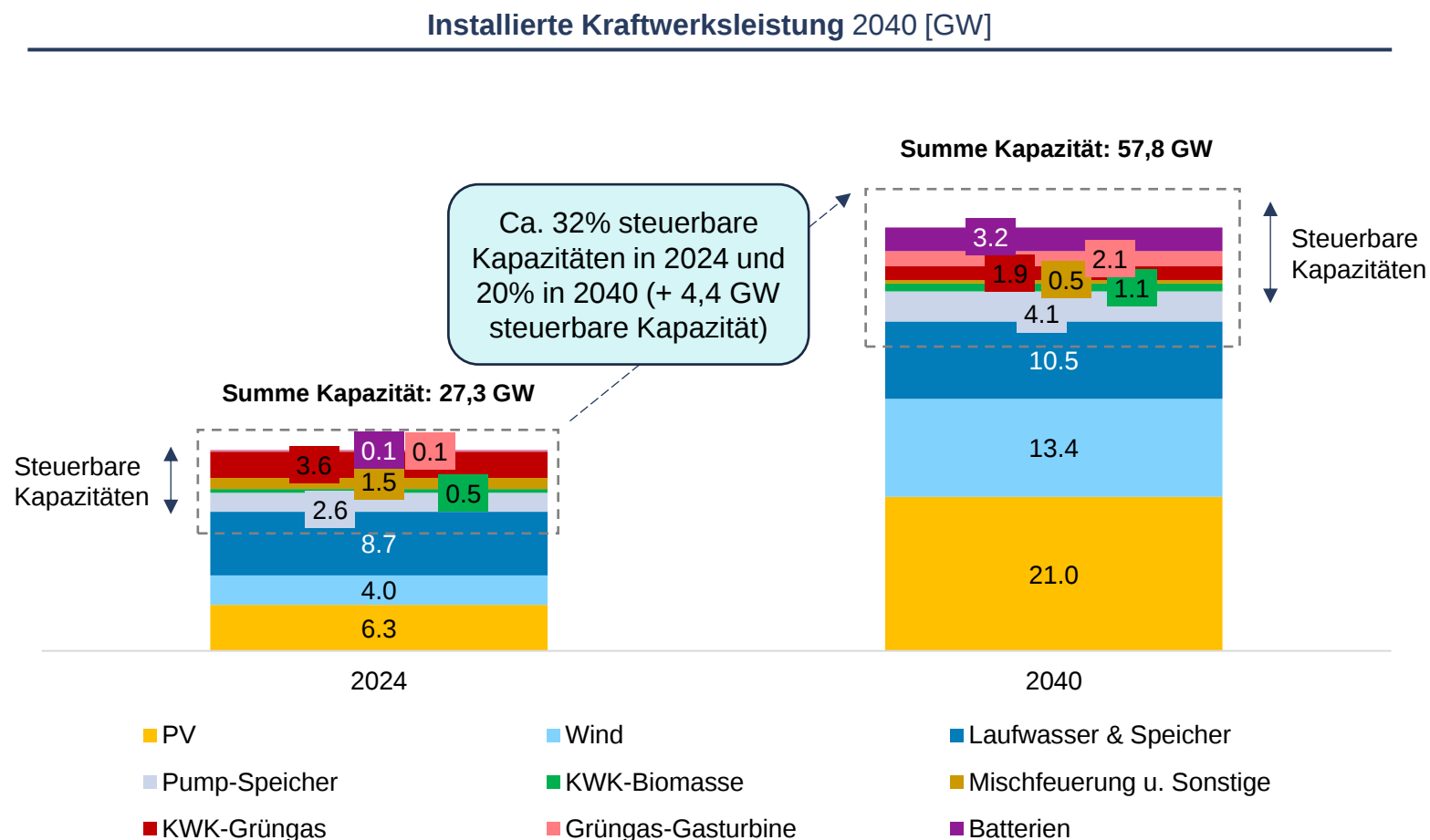
Die Stromnachfrage steigt von 68 TWh in 2020 auf 123 TWh in 2040. Die Stromerzeugung ist von PV, Wind- und Wasserkraft dominiert, ergänzt durch Pump- und Batteriespeicher, Biomasse und Grüngase.



Installierte Kapazitäten

Gemäß OE-Stromstrategie 2040 kommt es zu einem massiven Ausbau der installierten Leistung, wobei trotz Wachstum der steuerbaren Kapazitäten, die Volatilität im Stromsystem insgesamt trotzdem zunimmt.

- Die in 2040 installierten Kapazitäten werden aufgrund der OE-Stromstrategie 2040 (09/2022) bestimmt und für eine nur etwas niedrigere erwartete Stromnachfrage adaptiert.
- Mit Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität werden EE-Kapazitäten bis 2040 massiv ausgebaut. Die installierten Kapazitäten für PV und Wind sind jeweils 21 GW und 13.4 GW.
- Wasserkraft (Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher) stellt eine Gesamtkapazität von 14,7 GW bereit, was rund 25% der gesamten installierten Erzeugungslleistung von knapp 57,8 GW entspricht.
- Zur Deckung des Wärmebedarfs in den Wintermonaten sowie der Kapazitätsmarge zur Spitzenlast, stehen 2040 rund **4 GW mit grünen Gasen** (Biomethan u. H₂) **betriebene Kraftwerke** zur Verfügung.
- Zur kurzfristigen Flexibilität sind 2040 zudem 3,2 GW Batterien installiert.

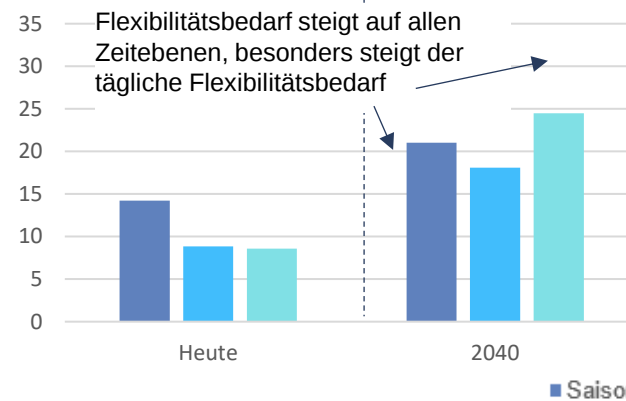


Flexibilitätsbedarfe

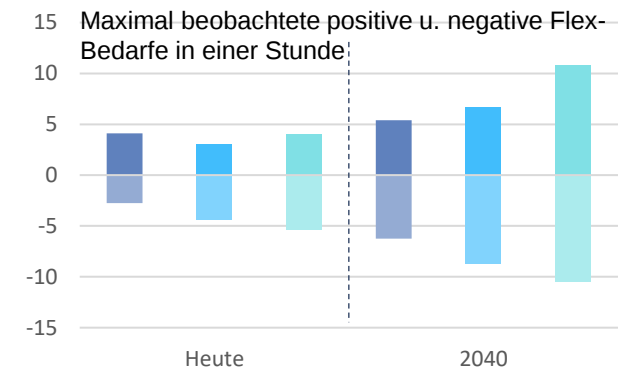
Das österreichische Stromsystem hat 2040 erhebliche Bedarfe nach Flexibilitäten über alle Zeitskalen.

- Ein Großteil der österreichischen Stromerzeugung stammt im Jahr 2040 aus erneuerbaren Quellen. Die **intermittierende Natur einiger dieser Technologien bedingt Schwankungen in der Erzeugung** auf täglicher, wöchentlicher und saisonaler Ebene.
- Die **traditionelle Stromnachfrage berücksichtigt diese Schwankungen nicht**, bzw. verstärkt diese ggf. – so ist in Österreich im Winter die Wasserkraft- und PV-Erzeugung eher gering, dafür die Nachfrage hoch.
- Mit dem EE-Ausbau ergibt sich eine **Vervielfachung der Flex-Bedarfe im Vergleich zu heute** (in TWh und in GW), um die variable Residualnachfrage auszugleichen, hin zu Jahressummen i.H.v. 21 TWh (saisonal), 18 TWh (wöchentlich) und 24,5 TWh (täglich) in 2040.
- Insb. stark steigen die Flex-Bedarfe auf Tagesebene aufgrund von PV-Spitzen, die es in Abend- u. Nachtstunden zu verschieben gilt.

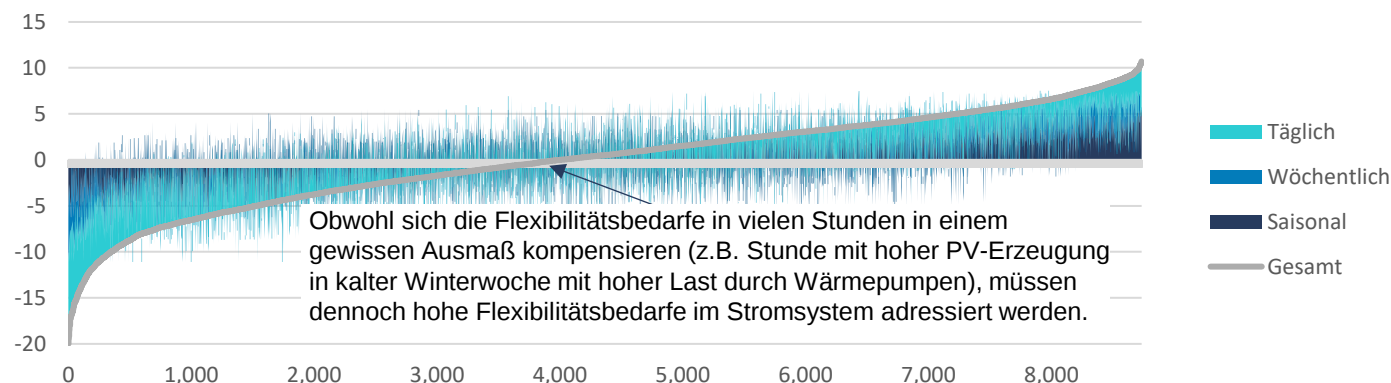
1. Jahressumme Flexibilitätsbedarfe¹ (TWh)



2. Spannweite der Flexibilitätsbedarfe² (GW)



3. Dauerkurve der Flexibilitätsbedarfe 2040 (GW)



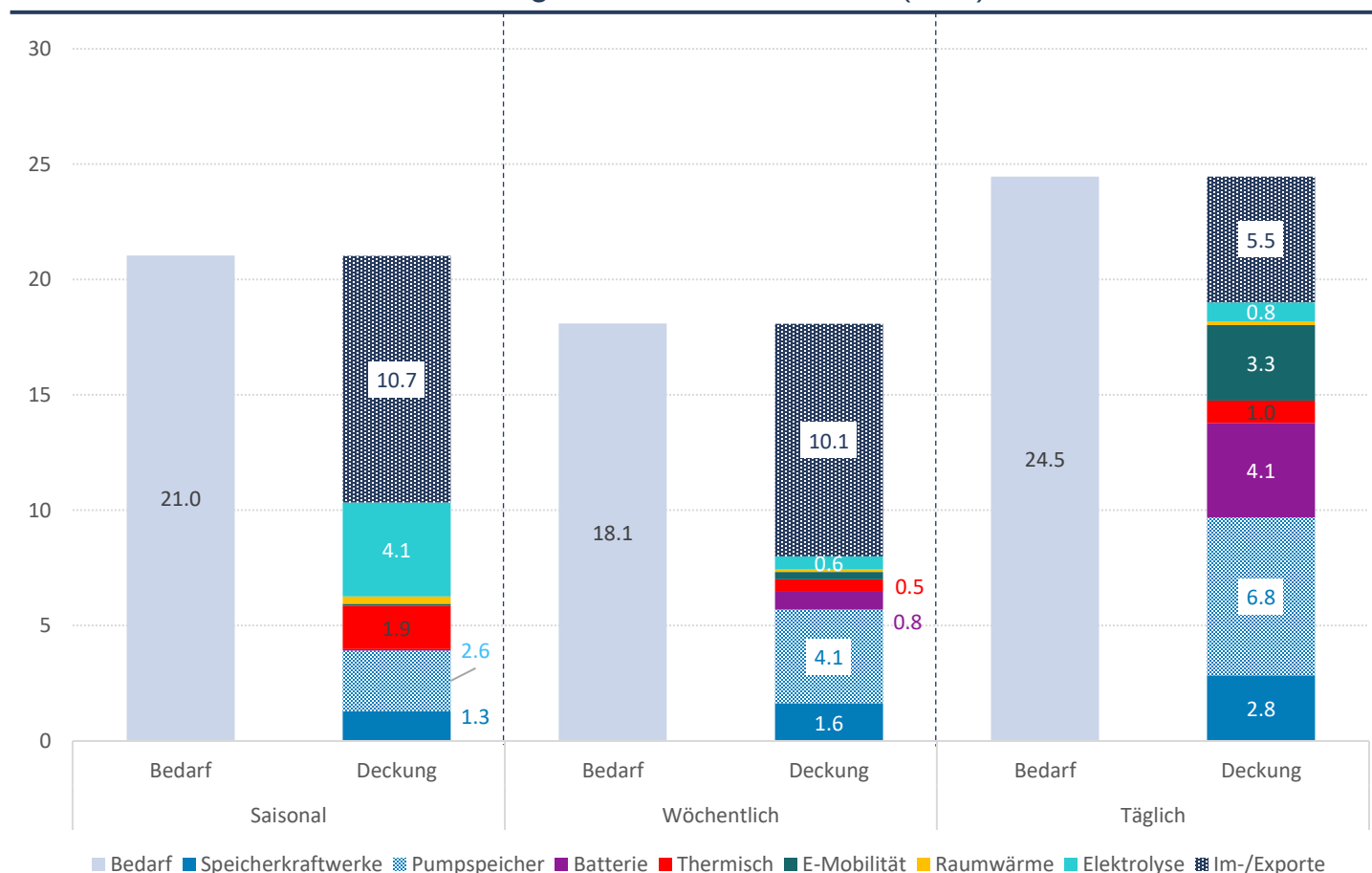
Einsatz flexibler Kapazitäten (I)

Die erheblichen saisonalen, wöchentlichen und untertägigen Flexibilitätsbedarfe des Stromsystems 2040 werden durch das strommarktgetriebene Zusammenspiel verschiedener Technologien gedeckt.

Unter den Rahmenbedingungen der Studie, insb. der Klimaneutralität sowie der Verfügbarkeit von 3 TWh an subventioniertem H₂, wird ein **breiter Mix an Flexibilitätsoptionen** zum Ausgleich des Stromsystems verwendet, wobei der zeitliche Schwerpunkt je Technologie variiert:

- **Speicherkraftwerke & Pumpspeicher:** Tragen insb. zu untertäglicher und mehrtägiger Lastverschiebung bei.
- **Batterien:** Zentral für die untertägliche Lastverschiebung.
- **Thermische KW:** Stellen insb. saisonale, aber auch untertägliche Flexibilität bereit.
- **E-Mobilität und Raumwärme:** Tragen durch effiziente Wahl der Heiz- und Ladezeiten zu untertäglicher Lastverschiebung bei.
- **Elektrolyseure:** Tragen im Sommer den Überschuss an EE-Erzeugung ab und „verschieben“ einen Teil davon in den Winter.
- **Im-/Exporte:** Wichtige Flex-Option auf allen Zeitebenen, da annahmengemäß im Ausland Flexibilitäten aller Arten verfügbar sind.

Deckung der Flexibilitätsbedarfe (TWh)

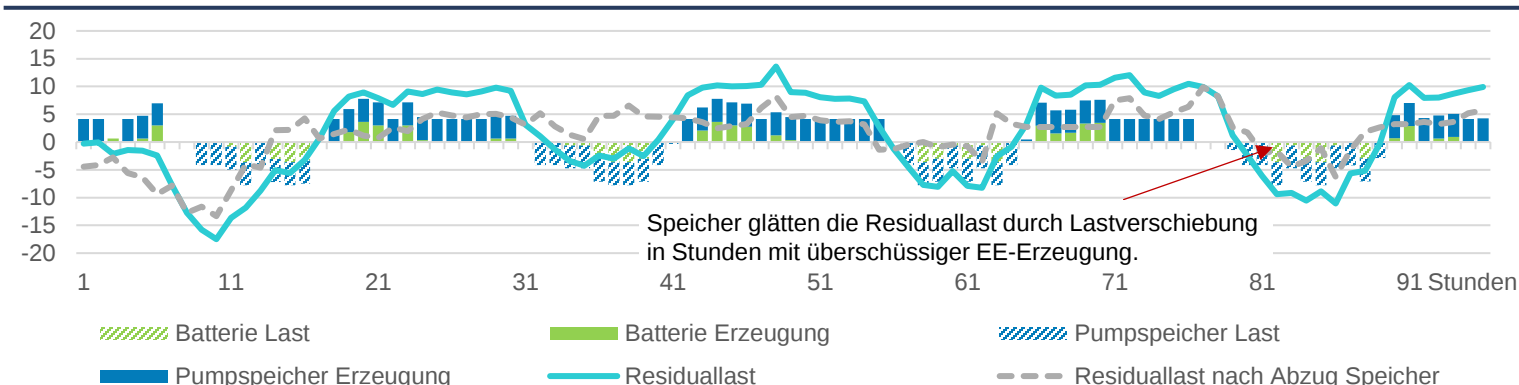


Einsatz flexibler Kapazitäten (II)

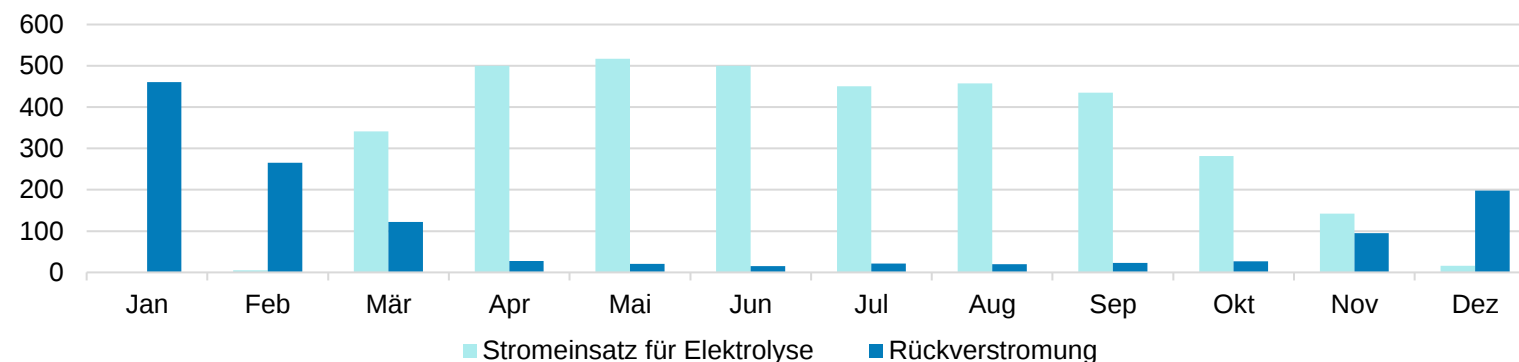
Pumpspeicher tragen zur Deckung der (mehr-)täglichen u. Batterien wesentlich zur innertäglichen Flex-Bedarfe bei. Wasserstoff, Biomethan und Biomasse tragen zur Deckung der saisonalen Flex-Bedarfe bei.

- Das Stromsystem wird 2040 von der Dynamik volatiler Erneuerbarer getrieben.
- Unter den diversen Flexibilitätstechnologien, die zur Ausbalancierung der Schwankungen eines solchen Systems zur Verfügung stehen, haben insb. verschiedenen Speichertechnologien eine bedeutende Rolle.
- Tägliche und mehrtägige Speicherung:** Schwankungen der Residuallast in der kürzeren Frist werden von Batterien (Tag zu Nacht) und Pumpspeichern (oft auch mehrtäglich, z.B. zur Ausbalancierung von oft mehrtägigen Winderzeugungszyklen) abgetragen.
- Saisonale Speicherung:** Gemäß der angenommenen Wasserstoffförderung werden in den Monaten von März bis Oktober knapp **3 TWh H₂** für den Einsatz im Stromsektor erzeugt und **vorrangig im Winter zur Verstromung in hocheffizienten KWK** eingesetzt. Der Einsatz von Biomasse und Biomethan folgt einem ähnlichen saisonalen Muster.

Tägliche und mehrtägige Speicherung: Glättung der Residuallast durch Batterie Einspeicherung
[GWh] – Beispiel 4 Sommertage 2040



Saisonale Speicherung: Wasserstoffherzeugung und Rückverstromung 2040^[1] [GWh Strom]



Beschreibung des Beitrags der Technologien zum Stromsystem 2040

Ein breiter Mix an Technologien trägt im marktgetriebenen Zusammenspiel mit unterschiedlichen Rollen zur sicheren Bedarfsdeckung im Stromsystem 2040 bei.



PV & Wind
13,4 GW 21 GW

- Grundlage für die Erreichung der Klimaneutralität in Österreich bis 2040
- Knapp die Hälfte der Stromerzeugung 2040 stammt aus Wind & PV (59 TWh)



Wasserkraft
10,5 GW

- Wasserkraft ist ein zentraler Pfeiler der Dekarbonisierung des AT-Stromsystems
- Steht mit ca. 46 TWh für etwa ein Drittel der jährlichen Erzeugung
- Insbesondere Speicherwasserkraftwerke sind eine bedeutende Quelle von wöchentlicher und täglicher Flexibilität



Thermische Kraftwerke
4 GW (Grüingas-gefeuert)

- Hocheffiziente KWK (1,9 GW) decken ca. 10% saisonaler Flexibilitätsbedarfe
- Betrieben mit bilanziell im Inland erzeugtem grünem H₂ und Biomethan
- Reserve verfügbarer Gasturbinen (2,1 GW) gewährleistet sichere Bedarfsdeckung zu jedem Zeitpunkt



Pumpspeicher
4,1 GW

- Unverzichtbare Flexibilitäts- und Speichertechnologie
- Stehen für rund 23% der wöchentlichen Flexibilität aus AT-Quellen (4,1 TWh)
- Stellen mit insgesamt über 6,8 TWh die wichtigste Quelle täglicher Flexibilität dar



Batterien
3,2 GW

- Batteriespeicher sind von zentraler Bedeutung für die untertägliche Lastverschiebung von PV-Mittagspitzen in die Abendstunden
- Batterien decken ca. 17% des Bedarfs an täglicher Flexibilität (4,1 TWh)



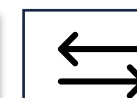
Elektrolyseure
2,6 GW_{el}

- Flexibler, saisonaler Verbrauch
- Balanciert als wichtigste saisonale Flexibilitätsquelle (4,1 TWh) die Nachfrage zwischen erzeugungsreichem Sommer und vergleichsweise erzeugungsschwachem Winter aus



Flexible Endkunden-Nachfrage

- E-Mobilität und Raumwärme glätten durch intelligente Wahl des Verbrauchszeitpunktes die untertäglichen Erzeugungs- und Verbrauchsmuster.
- Decken einen bedeutenden Teil des Bedarfs an täglicher Flexibilität (ca. 13%)



Im- & Exporte

- Stromaustausch mit Nachbarländern als eine der wichtigsten Flexibilitätsquellen
- Strommarktgetrieben wird aus dem Ausland sowohl saisonale Flexibilität (ca. 10,7 TWh, 50% der Bedarfe), als auch untertägliche Flexibilität (5,5 TWh, 22%) bezogen



Stromnetze: Das effiziente Zusammenspiel der genannten Technologien im Stromsystem 2040 erfordert als Basis einen entsprechenden Zuwachs der Kapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz. Dies beinhaltet sowohl den Netzausbau als auch die Digitalisierung und smarte Nutzung bestehender Netze. Innerösterreichische Netze wurden nicht explizit modelliert, sondern als ausreichend dimensioniert angesetzt, sodass sich keine Einschränkungen der angesetzten Interkonnektorkapazitäten ergeben.

Erreichbarkeit vollständiger Dekarbonisierung

Die Kapazitäten gem. Stromstrategie 2040^[1] ermöglichen – bei entsprechenden Einsatzvorgaben und Förderung – ein Erreichen der vollständigen Dekarbonisierung des österreichischen Stromsektors

- Die **gesamte inländische Stromerzeugung** erfolgt im Rahmen der Modellierung aus CO₂-neutralen Quellen.
- Um der Klimaneutralität Rechnung zu tragen, muss jedoch auch die int. **Stromhandelsbilanz** **zumindest bilanziell emissionsneutral** sein.
- Dies wird hier anhand einer approximativen Methodik überprüft^[2], welche auf stündlicher Ebene die folgenden Werte verrechnet:
 - die Emissionseinsparung in Nachbarländern durch emissionsfreie Importe aus AT
 - den in Stromimporten nach Österreich enthaltenen Emissionen.
- Unter den Rahmenbedingungen der Klimaneutralität im nationalen Stromsektor und einer positiven Handelsbilanz ergibt sich somit auch eine zusätzliche **Netto-Emissionsvermeidung im Ausland**.

Berechnungsmethodik

Summe über stundenscharfe Modellierungsdaten

$$\sum_{\text{stündlich}} \text{Im-/Export} \times \text{CO}_2\text{-Intensität}$$

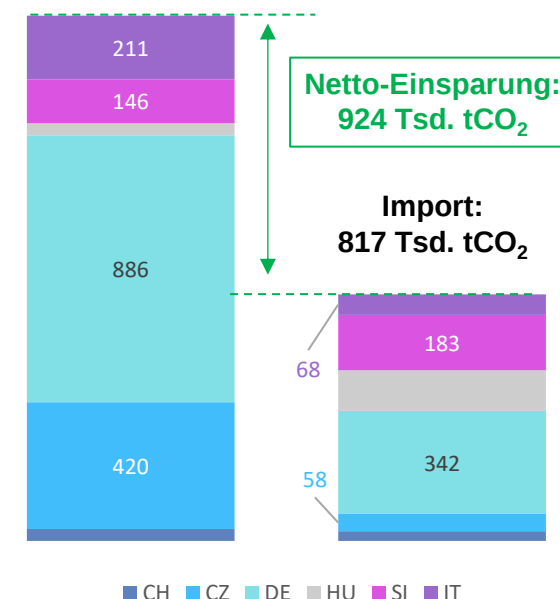
je Land



(wirtschaftliche und politische Möglichkeit für Importe und Exporte als Grundvoraussetzung)

CO₂-Import-Bilanz 2040 [Tsd. tCO₂]

Vermeidung:
1.741 Tsd. tCO₂



Österreichische Stromexporte vermeiden 2040 mehr CO₂-Emissionen im Ausland als Emissionen vom Ausland nach AT importiert werden.

Kosten für den zusätzlichen Netzausbau: Auf Basis einer Studie des AIT wurden weitere jährl. Kosten i.H.v. 17 Mio. EUR pro GW durch notwendigen Ausbau des Mittelspannungsnetzes berechnet, welche jedoch erst ab ca. 40 GW installierter PV-Kapazität anfallen. Wir berücksichtigen daher keine zusätzlichen Netzausbaukosten in der Grafik, obwohl davon auszugehen ist, dass welche anfallen.

Deep-dive PV: Kapazitätsausbau strategisch anpassen

Weiterer PV-Ausbau führt ab einem gewissen Punkt zu zurückgehendem bzw. negativem Nutzen für das Stromsystem, da die positiven Effekte bei konstant steigenden Kosten geringer werden.

In der nebenstehenden Grafik werden die ökonomischen Vorteile eines weiteren PV-Ausbaus den entstehenden Kosten gegenübergestellt (bei gegebenem Strombedarf und Erzeugungskapazitäten):

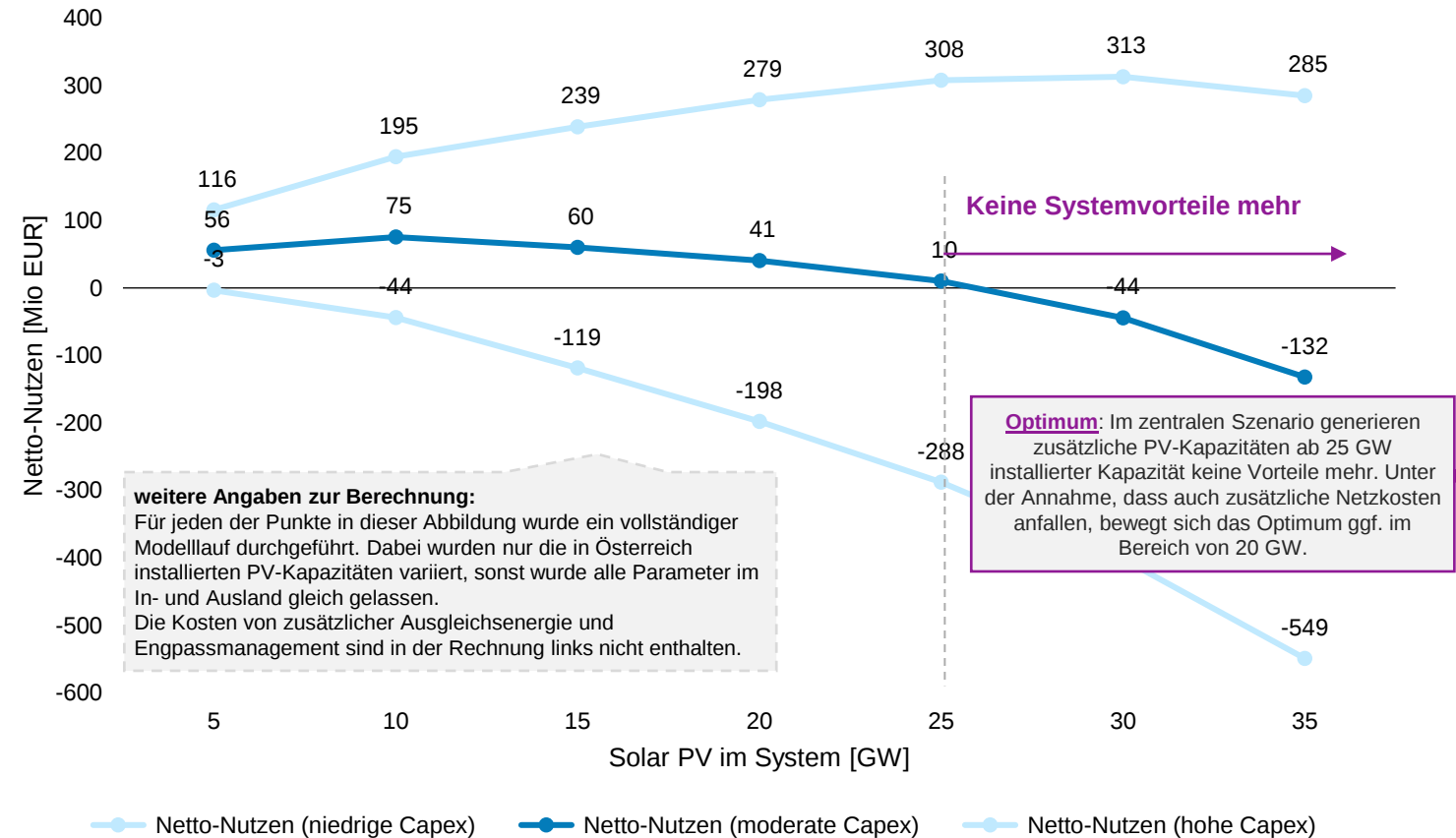
- Der **Nutzen** besteht aus dem **Marktwert des PV-Stroms** (die Wertschöpfung = Capture-Preis x Produktionsmenge) sowie der **kumulierten Senkung des Marktpreises** durch den PV-Zubau (Strommenge x Reduktion des durchschnittlichen Marktpreises).
- Die ausgewiesenen **Kosten** bestehen im Wesentlichen aus den **Anlageninvestitionen**. Zusätzlich sollten noch die **geschätzten Kosten für den zusätzlichen Netzausbau** berücksichtigt werden, was wir hier nur indikativ tun können (sieht rechts).

Gemäß dieses Analyserahmens sind die Systemeffekte von PV in 2040 bei mittleren Kapitalkosten **ab etwa 25 GW negativ**, womit ein weiterer Ausbau die Kosten stärker erhöht, als dadurch Mehrwert geschaffen wird. Das Ergebnis ist mit hoher Unsicherheit verbunden und hängt stark von den gewählten Kostenparametern und den Strompreisen ab. Auch bei niedrigen CAPEX wäre der zusätzliche (inkrementelle) Nutzen aus einem weiteren Ausbau ab 20-30 GW nur mehr sehr gering bzw. negativ.

Während die Kosten mit steigendem Ausbaupfad linear steigen, nimmt der Nutzen ab, bedingt durch sinkende Capture-Preise und einen abnehmenden Effekt auf die Marktpreise.

- Marktpreisreduktion und Wertschöpfung von PV:** Mit zunehmendem PV-Ausbau sinken die Einsparungen durch Reduktionen des Marktpreises. Diese liegen zwischen 29 und 48 Mio. EUR pro zusätzlichem GW installierter Kapazität. Die Wertschöpfung je GW liegt zwischen 7 und 35 Mio. EUR
- Anlageninvestitionskosten:** Die annualisierten Ausbauskosten inklusive fixen Betriebs- und Wartungskosten liegen bei rund 71 Mio. EUR im mittleren Kostenszenario pro GW.

Preissenkung + Marktwert des PV-Ausbaus minus Kosten 2040 (Mio. EUR₂₀₂₅)



Deep-dive Elektrolyse: Optimale Elektrolyse-Kapazität

Die kostenoptimale Elektrolysekapazität zur Deckung des H₂-Bedarfs sinkt bei steigenden angenommenen Kapitalkosten von ca. 5 GW auf 3 GW (bei steigender Auslastung der Elektrolyseure).

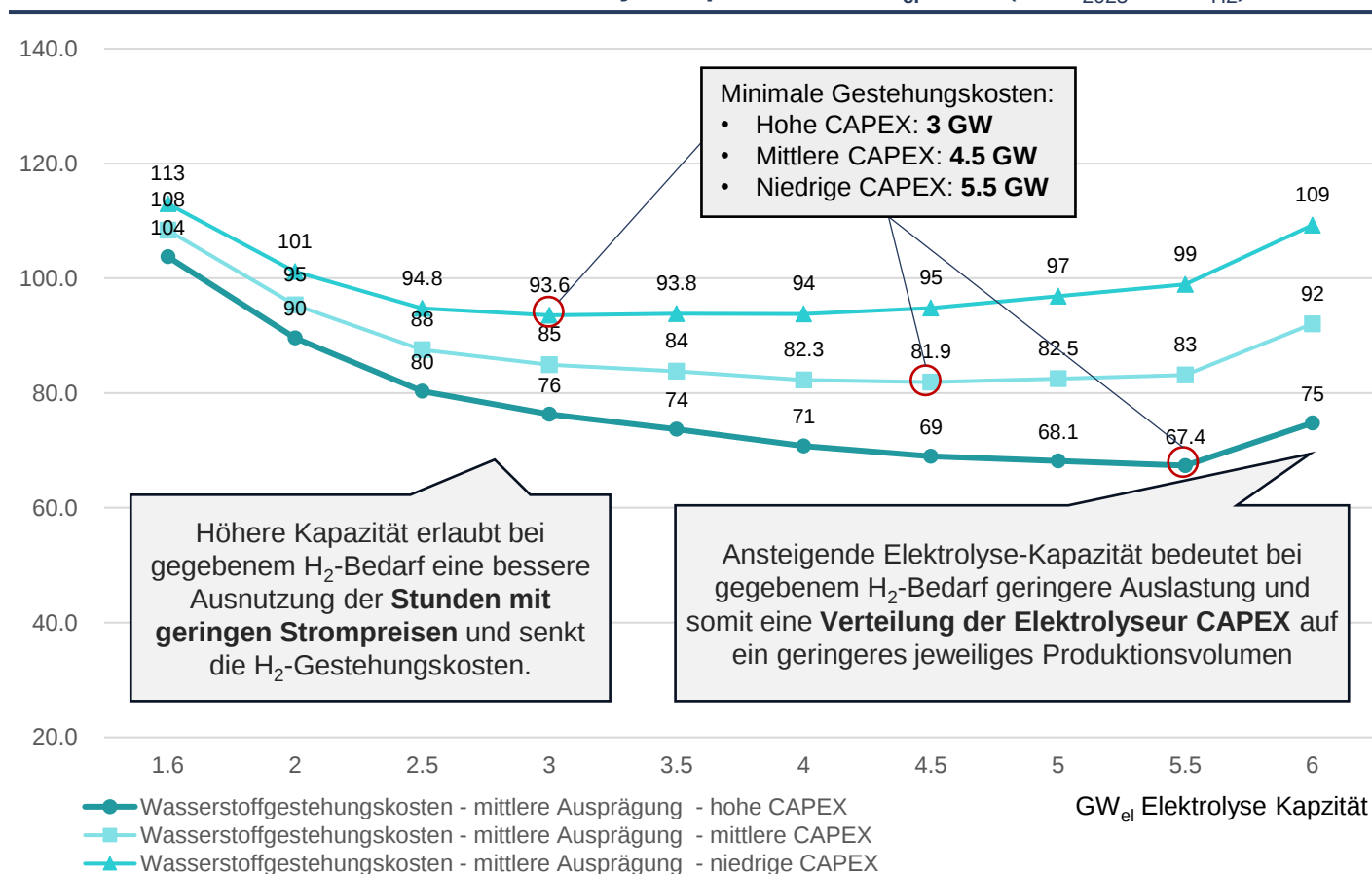
Die Grafik beschreibt den Zusammenhang zwischen der Elektrolyse-Kapazität und den Gestehungskosten der Elektrolyse bei einer Stromnachfrage für die Wasserstofferzeugung von rund 13,4 TWh im vorliegenden Szenario.

Der Zubau weiterer Elektrolysekapazität führt zu geringeren Auslastungen aller Elektrolyseure, die ihre Produktion dadurch auf Stunden mit niedrigeren Strompreisen verlagern können. Jedoch fallen dadurch die Investitionskosten immer stärker ins Gewicht.

Je nach CAPEX der Elektrolyseure trägt daher ein Kapazitätszubau bis zu einem gewissen Punkt zu insgesamt niedrigeren Gestehungskosten für Wasserstoff bei, während ab diesem Punkt ein weiterer Zubau zu steigenden Gestehungskosten führt.

- Unter **hohen Kapitalkosten** in 2040 ist die optimale Auslastung bei 3 GW Kapazität mit 50% erreicht. Dies führt zu einem Wasserstoffpreis von 94 EUR/MWh_{H₂}.
- Bei **mittleren Kapitalkosten** verschiebt sich die optimale Auslastung weiter zu 4.5 GW bei 35%. Die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 82 EUR/MWh_{H₂}.
- Unter **geringen Kapitalkosten** im Jahr 2040 und einer erhöht sich die optimale Kapazität weiter auf 5.5 GW bei einer Auslastung von rund 28% und Wasserstoffgestehungskosten von 67 EUR/MWh_{H₂}.

Wasserstoffkosten nach Elektrolysekapazität in GW_{el} 2040 (EUR₂₀₂₅/MWh_{H₂})



EXPERTS WITH IMPACT™

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

Dr. Anton Burger

Vice President

aburger@compasslexecon.com

+49 (0) 170 93 14 709