



Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln

Energiemärkte erforschen –  
Entscheidungen verbessern.



# ANALYSE DER GLOBALEN GASMÄRKTE BIS 2035

## Szenariobasierte Modellsimulation und Gasbilanzanalyse

David Schlund, Max Gierkink, Michael Moritz, Jan Kopp, Jakob Junkermann, Hendrik Diers, Meike Vey

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

Köln, 27.01.2023

**1** Executive Summary

**2** Szenariodesign und Annahmen zur Simulation der globalen Gasmärkte

**3** Ergebnisse zur Simulation der globalen Gasmärkte

**4** Szenariodesign und Annahmen zur Gasbilanzanalyse für Deutschland

**5** Ergebnisse zur Gasbilanzanalyse für Deutschland

**6** Datenanhang

# 1

## Executive Summary

# Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich in der Erdgasverfügbarkeit auf dem Weltmarkt und der Nachfrageentwicklung.

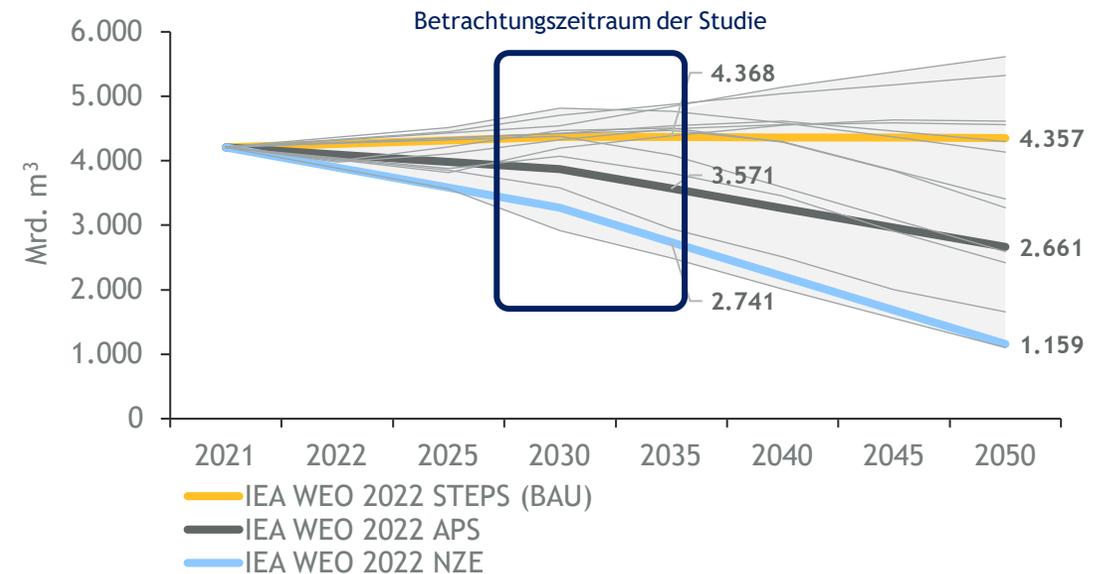
## Szenarienaufbau

- Zentrale Treiber der Gasmärkte sind die Entwicklung der Nachfrage, Investitionen in LNG-Infrastruktur und (in Europa) die Verfügbarkeit russischer Gaslieferungen
- Eine Simulation der Gasmärkte bis zum Jahr 2035 zeigt künftige Marktgleichgewichte, Investitionsbedarfe, Handelsflüsse und Preise

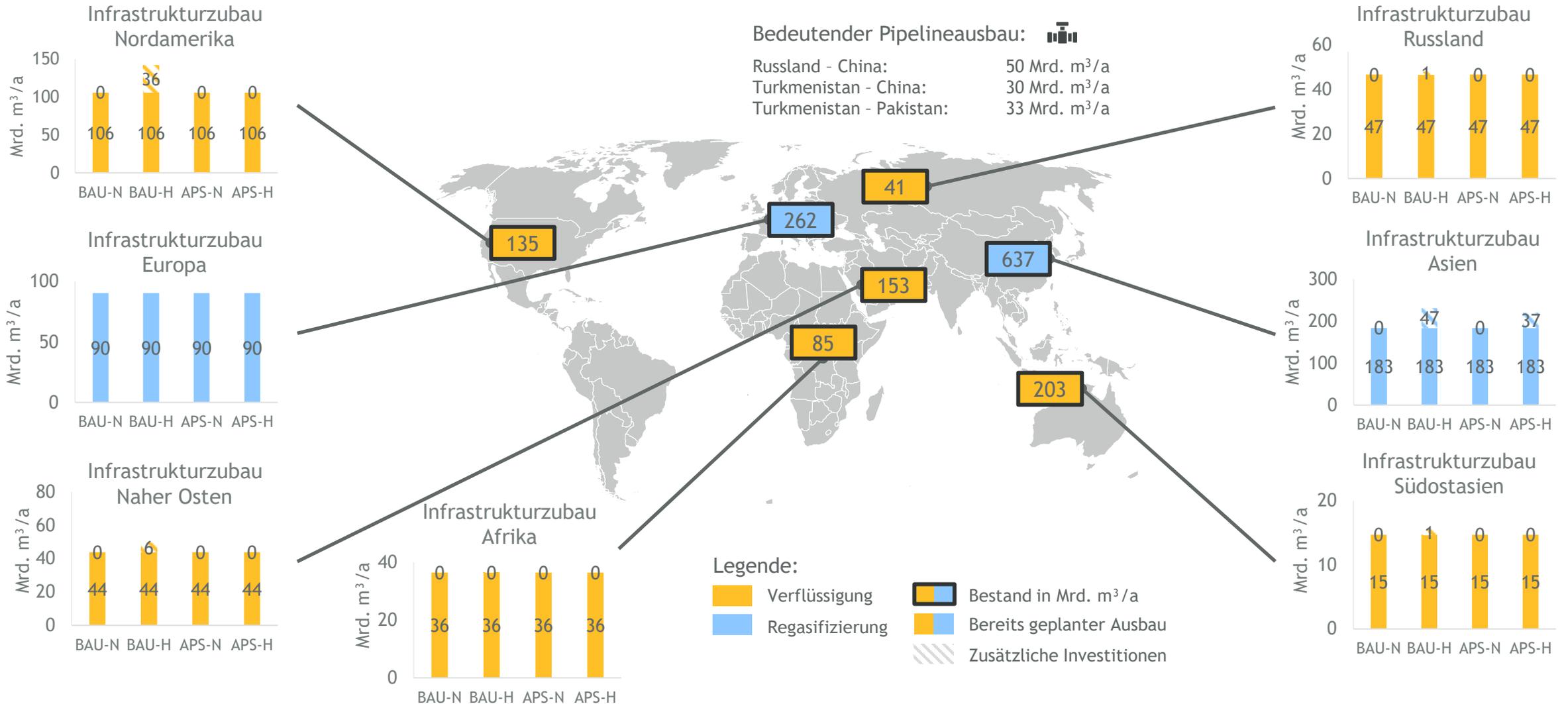
	Angebot	
	FID & RU & Ausbau (Hoch, H)	FID (Niedrig, N)
<b>Globale Nachfrage</b>		
Leicht steigend (Business-as-Usual, BAU)	BAU-H	BAU-N
Moderat fallend (Announced Pledges, APS)	APS-H	APS-N
Stark fallend (Net Zero Emissions, NZE)	NZE-H	NZE-N

## Szenarienbeschreibung

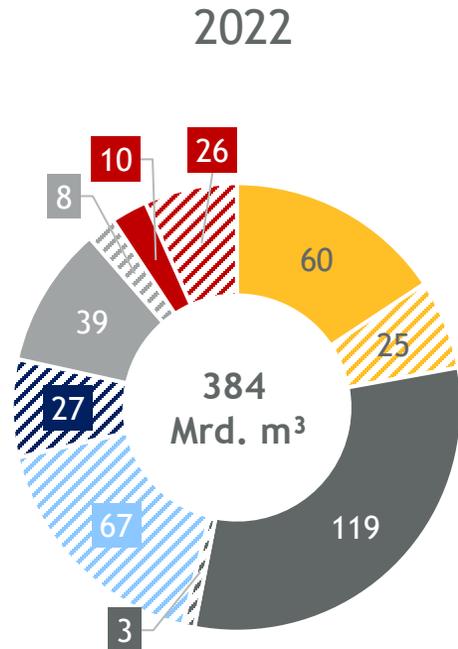
- Es werden Projekte mit Investitionsentscheidung (FID), die Verfügbarkeit russischer Lieferungen nach Europa (RU) und die Möglichkeit zusätzlicher Investitionen (Ausbau) berücksichtigt.
- Die ausgewählten Nachfrageszenarien bilden die Bandbreite von leicht steigender globaler Nachfrage bis zur globalen Erreichung von Netto-Nullemissionen im Jahr 2050 ab



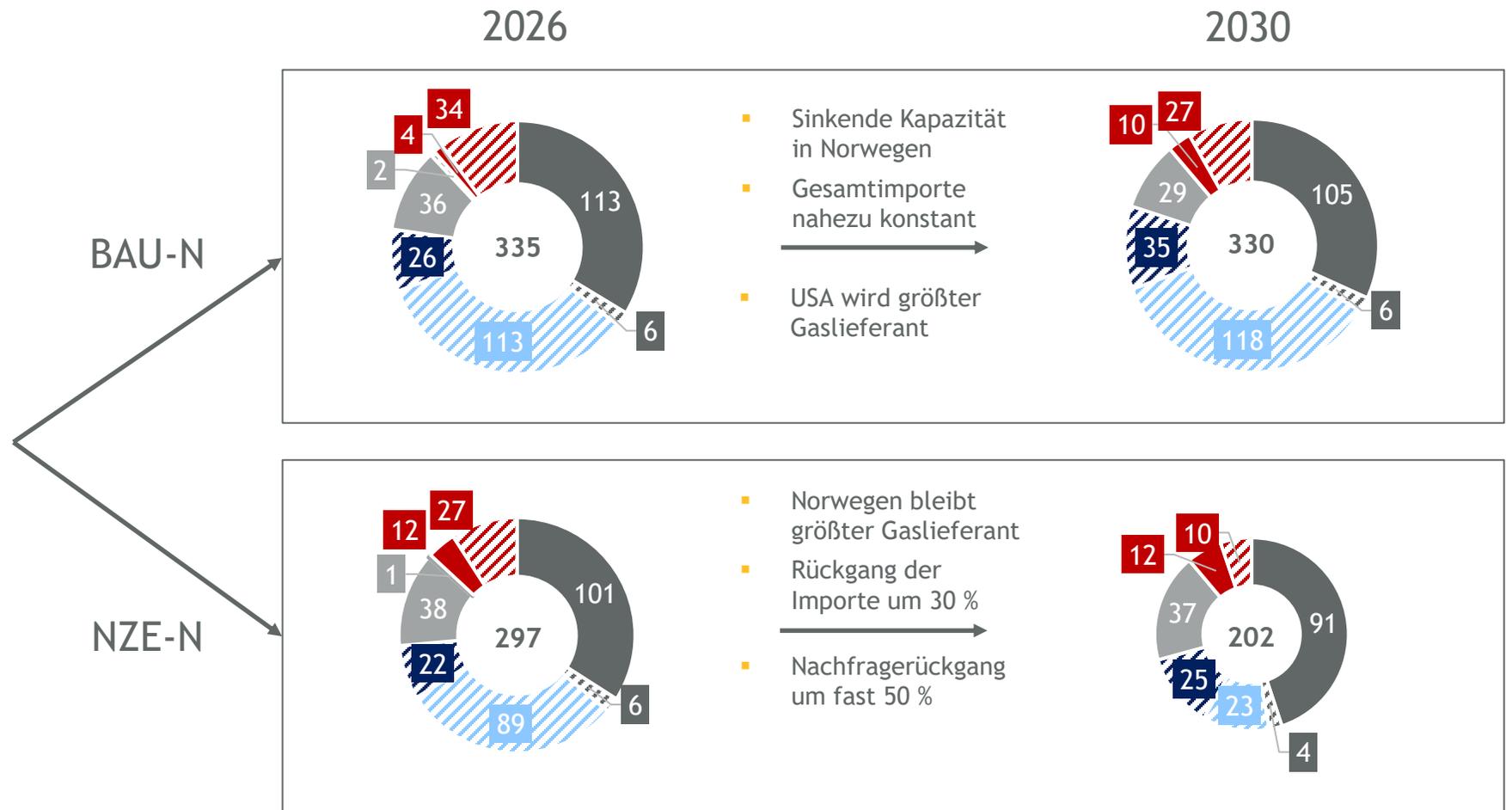
# Investitionen in LNG-Infrastruktur über heute bereits bekannte Projekte hinaus sind nur im Szenario mit leicht steigender Nachfrage erforderlich.



# Norwegen und die USA werden die wichtigsten Lieferländer für Europa. Katar hat den Großteil über Langfristverträge verkauft.

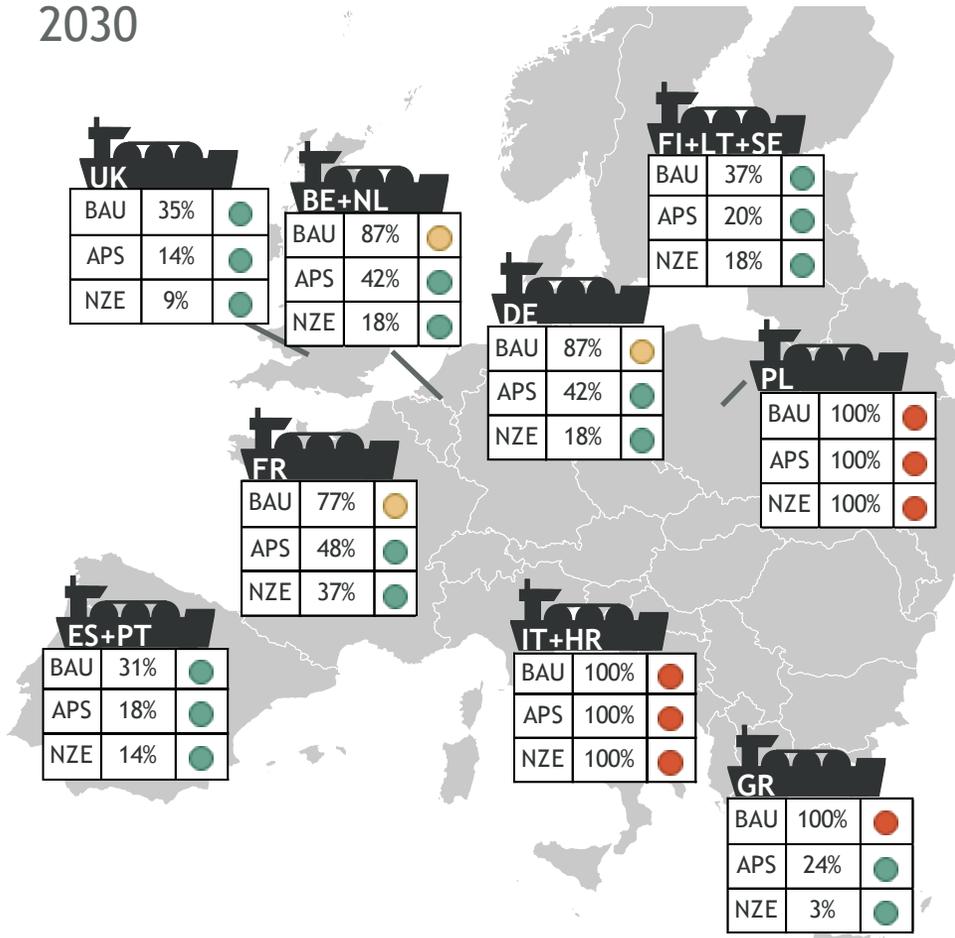


- Russland
- USA
- Nordafrika
- Pipeline
- Norwegen
- Katar
- Andere
- LNG



# Die LNG-Infrastruktur ist in den Szenarien mit niedrigem Angebot in der Lage, die europäische Gasnachfrage zu decken.

2030

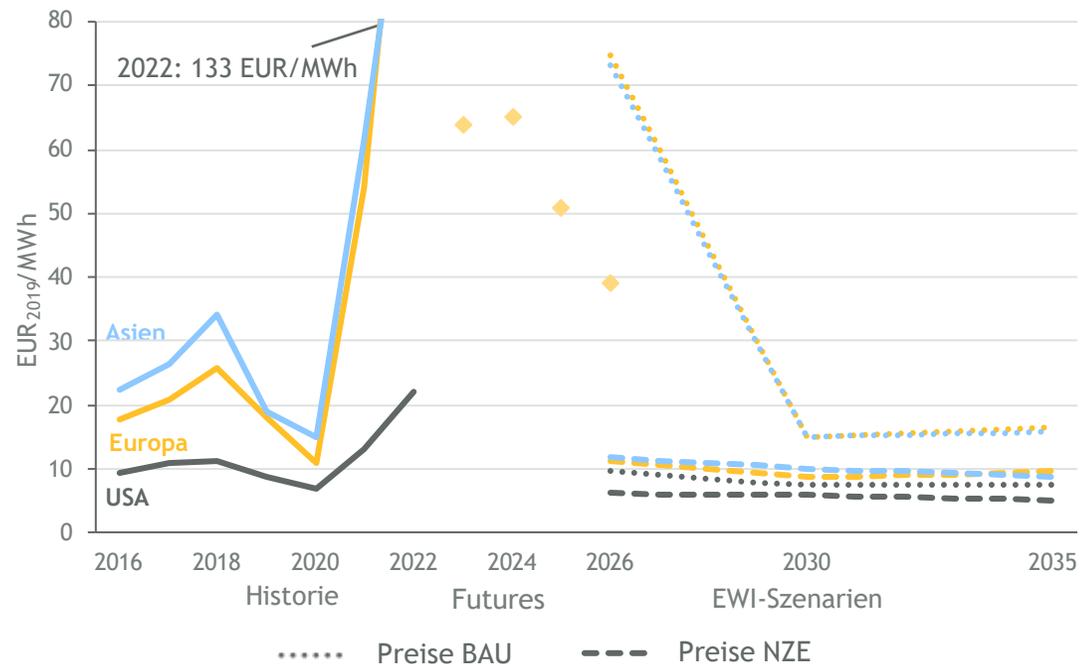


- Zurückgehende Pipelineimporte erfordern bei moderat sinkender Nachfrage in Europa (BAU) eine hohe Auslastung der LNG-Terminals in 2030 und 2035
- Im Jahr 2026 ist die Deckung der Nachfrage (BAU) durch noch konstante Pipelineexporte aus Norwegen weniger kritisch
- Sinkende Nachfrage (APS u. NZE) reduziert die Auslastung von Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa
- In (Süd-) Osteuropa werden ausbleibende russische Gaslieferungen vor allem durch LNG-Importe über Polen, Italien und Kroatien kompensiert
- Ein Bedarf an zusätzlichen Investitionen über die aktuell beschlossenen Ausbauprojekte hinaus ist bei sinkender Nachfrage nicht zu erwarten

# Europa und Asien nähern sich mittelfristig dem historischen Preisniveau an, die Preise in den USA bleiben dauerhaft niedriger.

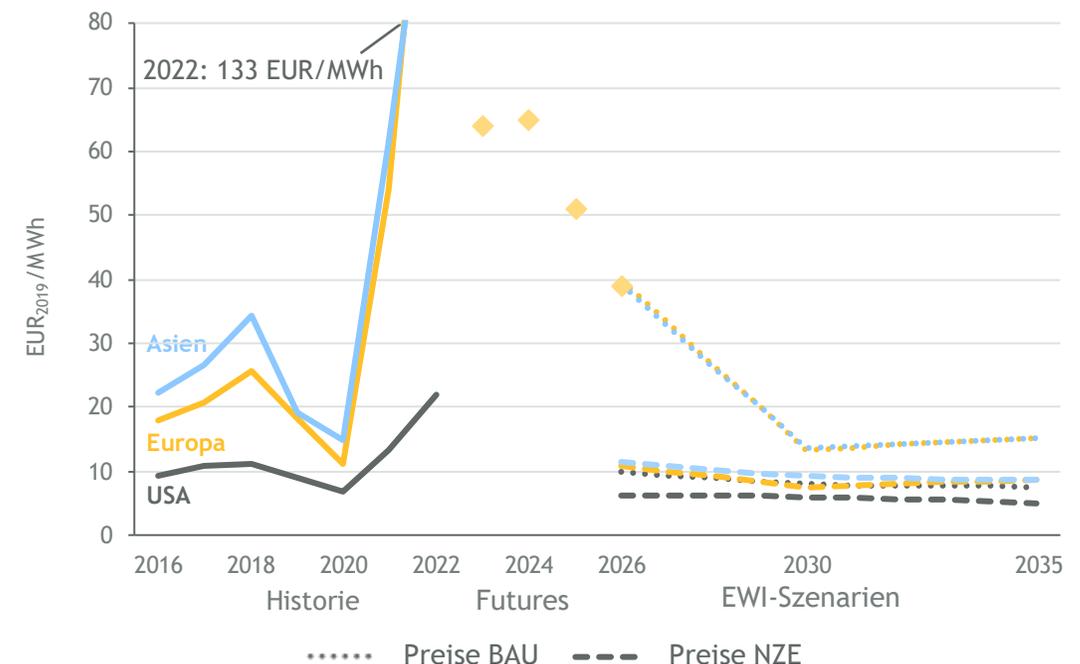
## Preisentwicklung Szenario niedriges Angebot

- Europa und Asien liegen auf vergleichbarem Preisniveau und nähern sich mittelfristig dem historischen Niveau in Europa an, die Preise in den USA bleiben dauerhaft niedriger
- Preise in Europa kehren bei global stark sinkender Nachfrage bereits bis 2026 auf das historische Niveau zurück



## Preisentwicklung Szenario hohes Angebot

- Die aktuelle Preiseerwartung im Markt entspricht dem Szenario BAU-H, die Reduktion der Preise gelingt bei höherem Angebot deutlich schneller
- Das langfristige Preisniveau ist relativ unabhängig vom Angebot und eher von der Nachfrageentwicklung beeinflusst



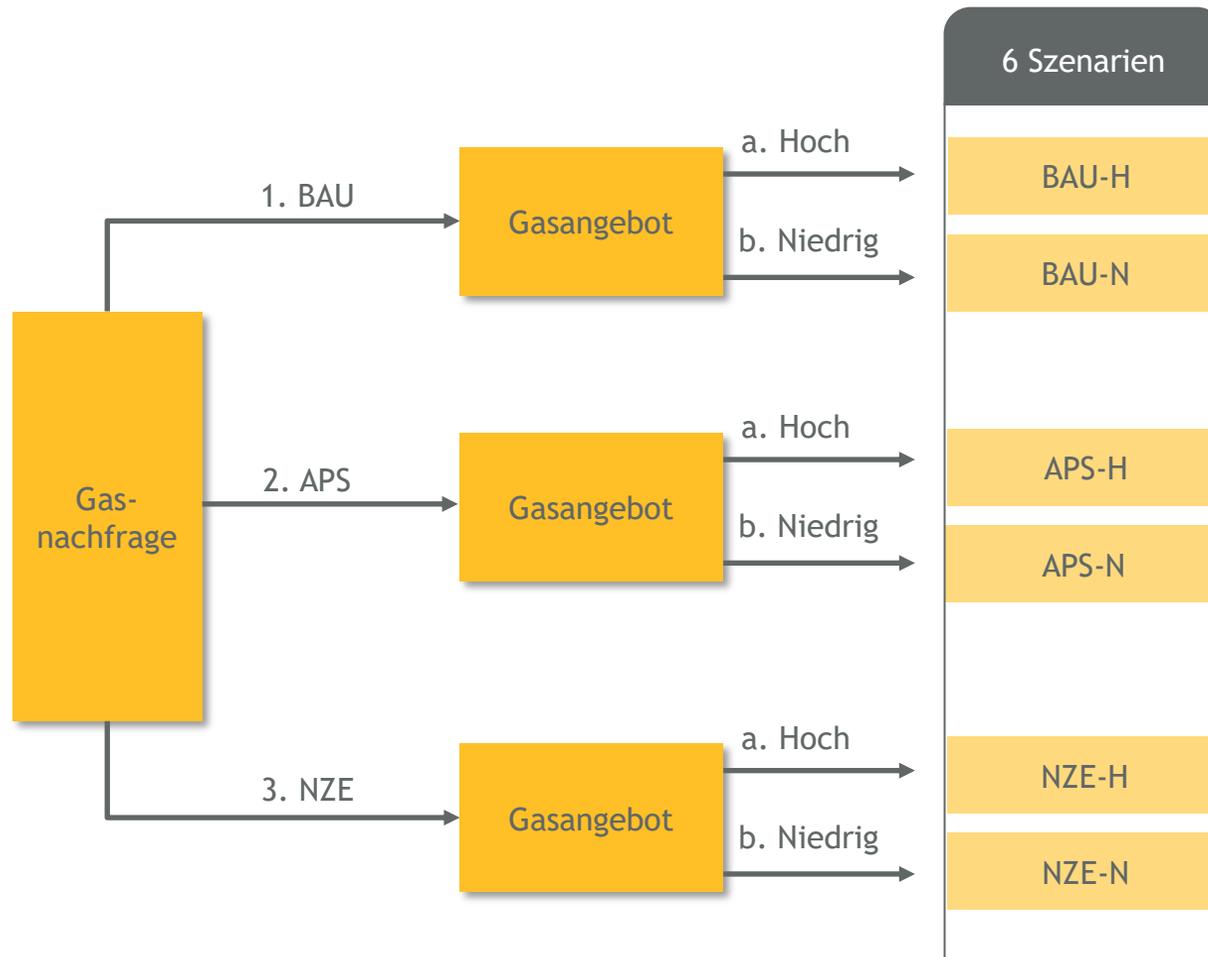
# Nachfragerückgang und Umsetzung angekündigter LNG-Projekte ermöglichen eine Normalisierung der globalen Gasmärkte bis 2030.



- Die Energiekrise führt in der Mehrzahl der globalen Nachfrageszenarien zu einem stärkeren **Rückgang der Gasnachfrage** als in früheren Studien angenommen. Damit steht der europäischen Gasnachfrage künftig weltweit ein ausreichendes Angebot gegenüber.
- Seit dem russischen Überfall auf die Ukraine im Februar 2022 wurden global zusätzliche Investitionsentscheidungen in zahlreiche **LNG-Projekte auf Import- und Exportseite** getroffen.
- Die Infrastrukturinvestitionen und die Nachfrageentwicklung führen - insbesondere in Szenarien mit sinkender Nachfrage - zu einem **geringen zusätzlichen Ausbaubedarf** globaler Gasinfrastrukturen.
- Europa verfügt - insbesondere in Szenarien mit sinkender Nachfrage - künftig über **ausreichend LNG-Importkapazität** und nutzt diese bis 2035 zur Kompensation fallender Pipelineimporte.
- **Europa und Asien** liegen zukünftig auf **vergleichbaren Preisniveaus** und nähern sich mittelfristig dem **historischen Niveau in Europa** an. Im Falle einer global stark sinkenden Nachfrage geschieht dies bis 2026. Die **USA** werden als Exportland im Vergleich dauerhaft **niedrigere Preise** aufweisen.

# 2

## Szenariodesign und Annahmen zur Simulation der globalen Gasmärkte



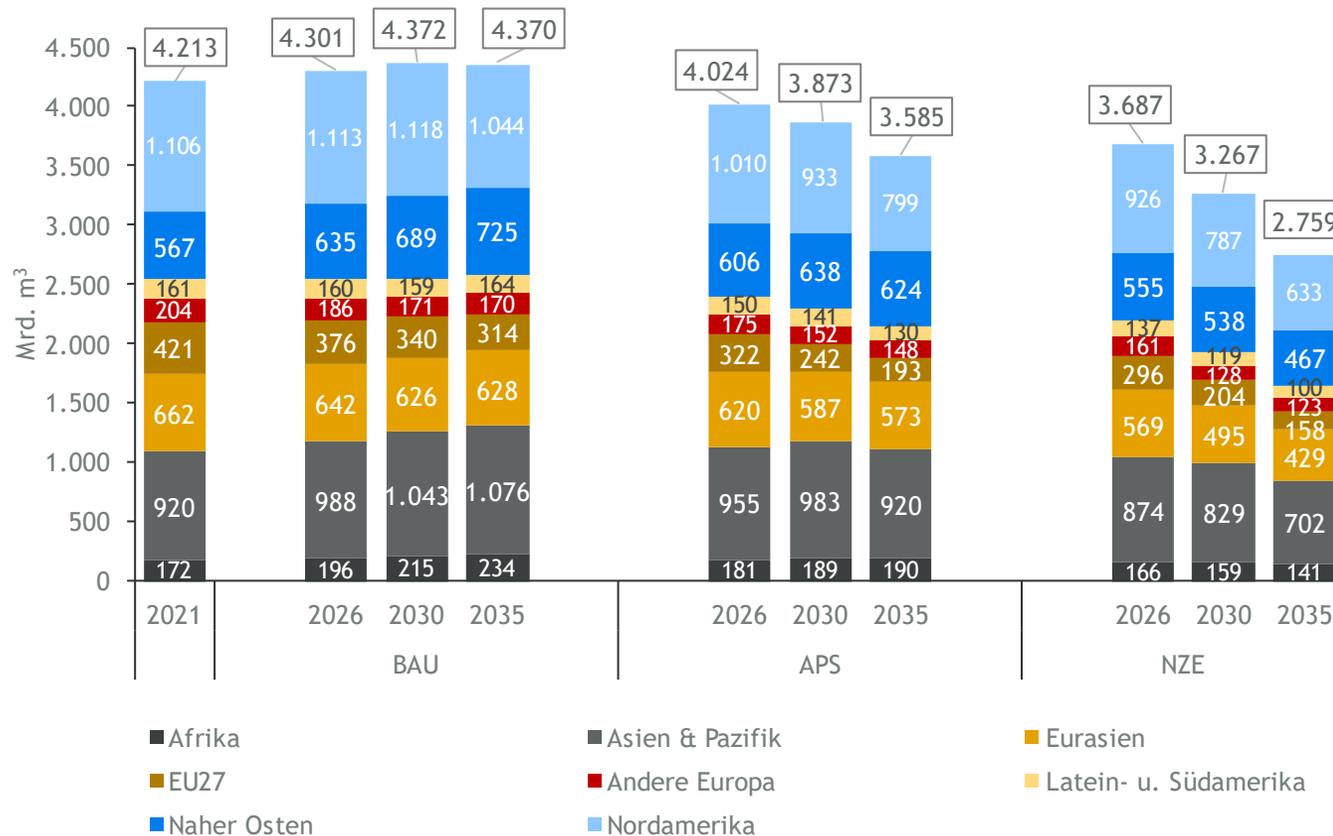
## Szenarien für die Nachfrageseite

- Weltweite und regionale Gasnachfrageentwicklung gemäß der IEA WEO 2022 Szenarien:
  - Nahezu konstant bzw. leicht steigend (BAU) gemäß WEO Stated Policies
  - Moderat fallend (APS) gemäß WEO Announced Pledges
  - Stark fallend (NZE) gemäß WEO Net Zero Emissions

## Szenarien für die Angebotsseite

- Hohe Verfügbarkeit von Erdgas (Hoch)
  - Realisierung aller Infrastrukturprojekte mit gegenwärtigem Status „Finale Investitionsentscheidung (FID)“. Zusätzlich modellendogener Zubau weiterer Infrastruktur möglich
  - Russische Gasexporte nach Europa auf Niveau Q4 2022
- Niedrige Verfügbarkeit von Erdgas (Niedrig)
  - Realisierung aller Infrastrukturprojekte mit gegenwärtigem Status „Finale Investitionsentscheidung (FID)“. **Keine** Möglichkeit zum modellendogenen Zubau
  - Keine russischen Gasexporte nach Europa

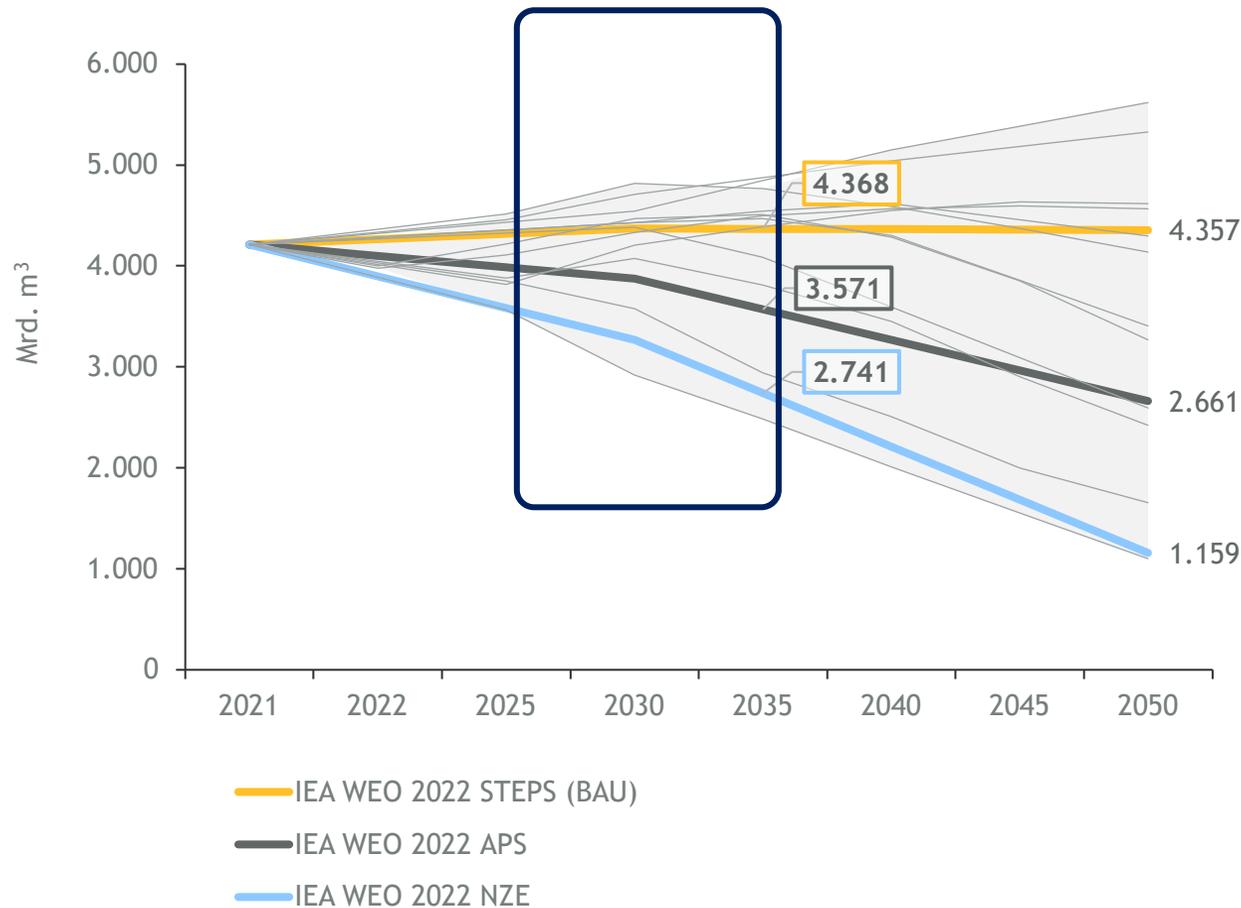
# Weltweite Entwicklungen der Erdgasnachfrage



- Das IEA Szenario **Stated Policies** (keine Klimaneutralität bis 2050, aktuelle Klimaschutzmaßnahmen, globaler Temperaturanstieg von 2,5 °C bis ins Jahr 2100) geht von einer weltweit moderat steigenden Gasnachfrage aus, lediglich Europa und Nordamerika reduzieren ihre Nachfragen bis 2050.
- Im Szenario **Announced Pledges** wird unterstellt, dass einzelne Länder ihre ausgerufenen Klimaziele erreichen, was in einer rückläufigen Gasnachfrage resultiert (keine globale Klimaneutralität bis 2050, Erderwärmung auf 1,7 °C bis 2100).
- Das IEA Szenario **Net Zero Emissions** sagt einen starken Rückgang der globalen Gasnachfrage voraus. Hierbei wird von einer globalen Klimaneutralität bis 2050 sowie einem Temperaturanstieg von 1,5 °C ausgegangen.

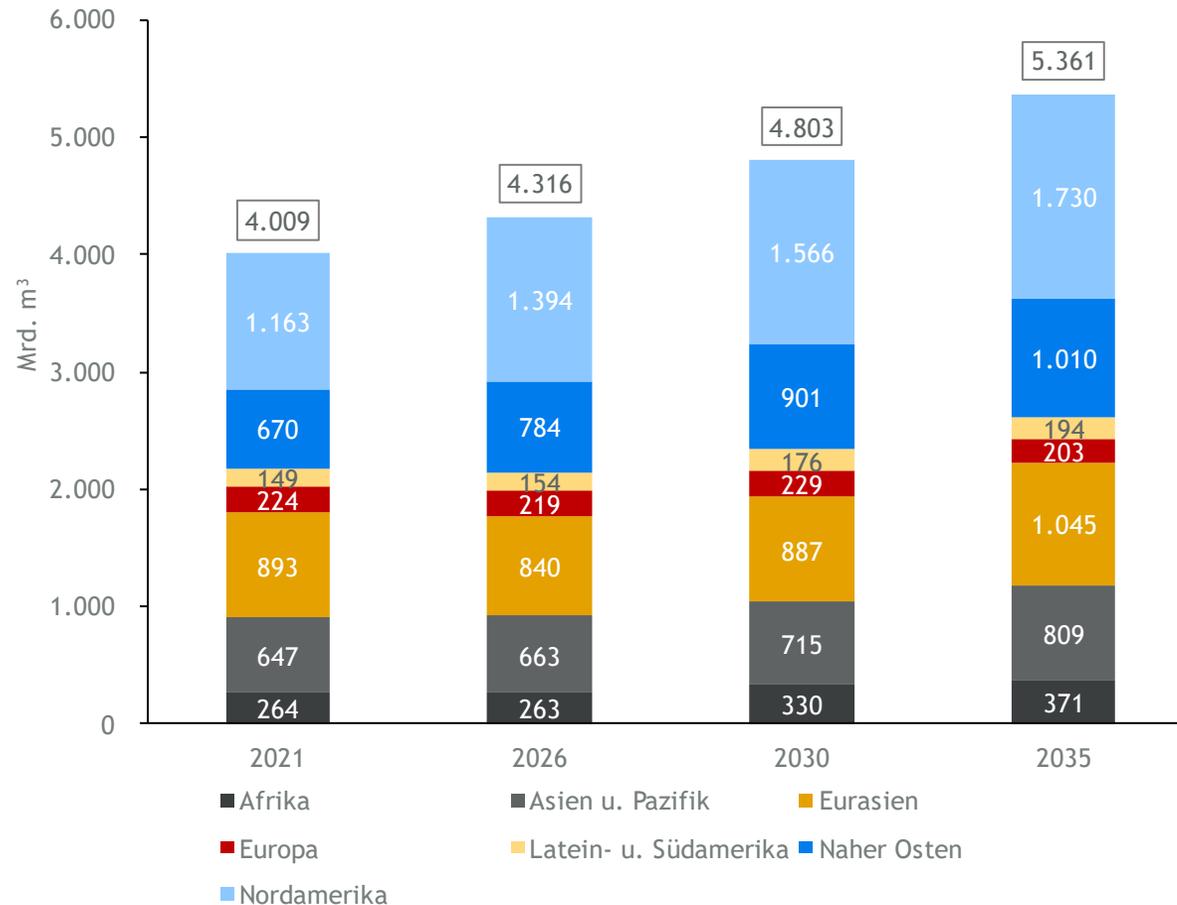
Quelle: IEA World Energy Outlook (2022)

Betrachtungszeitraum der Studie



- Insgesamt werden 15 Szenarien aus 6 Veröffentlichungen zur Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage im Studienvergleich berücksichtigt.
- Die Varianz der Studienergebnisse resultiert aus den hohen Unsicherheiten und den getroffenen Annahmen. Unterschiede liegen in Klimaneutralitätspfaden, Zieljahren, Ambitionen der Länder, eingesetzten Energieträgern und ihrer Substituierbarkeit sowie in der Rolle von Innovationen, Technologien und Effizienzsteigerungen.
- Die Szenarien des WEO 2022 der IEA decken einen Großteil der projizierten Entwicklung ab. Lediglich in einzelnen Szenarien liegt die globale Erdgasnachfrage höher als im IEA STEPS Szenario (BAU). Es handelt sich um folgende Veröffentlichungen: GECF 2021, Exxon 2022 und BP 2023. Bis zum Jahr 2035 (dem Betrachtungszeitraum der Studie) sind die Abweichungen dieser Szenarien vom BAU-Szenario aber gering.

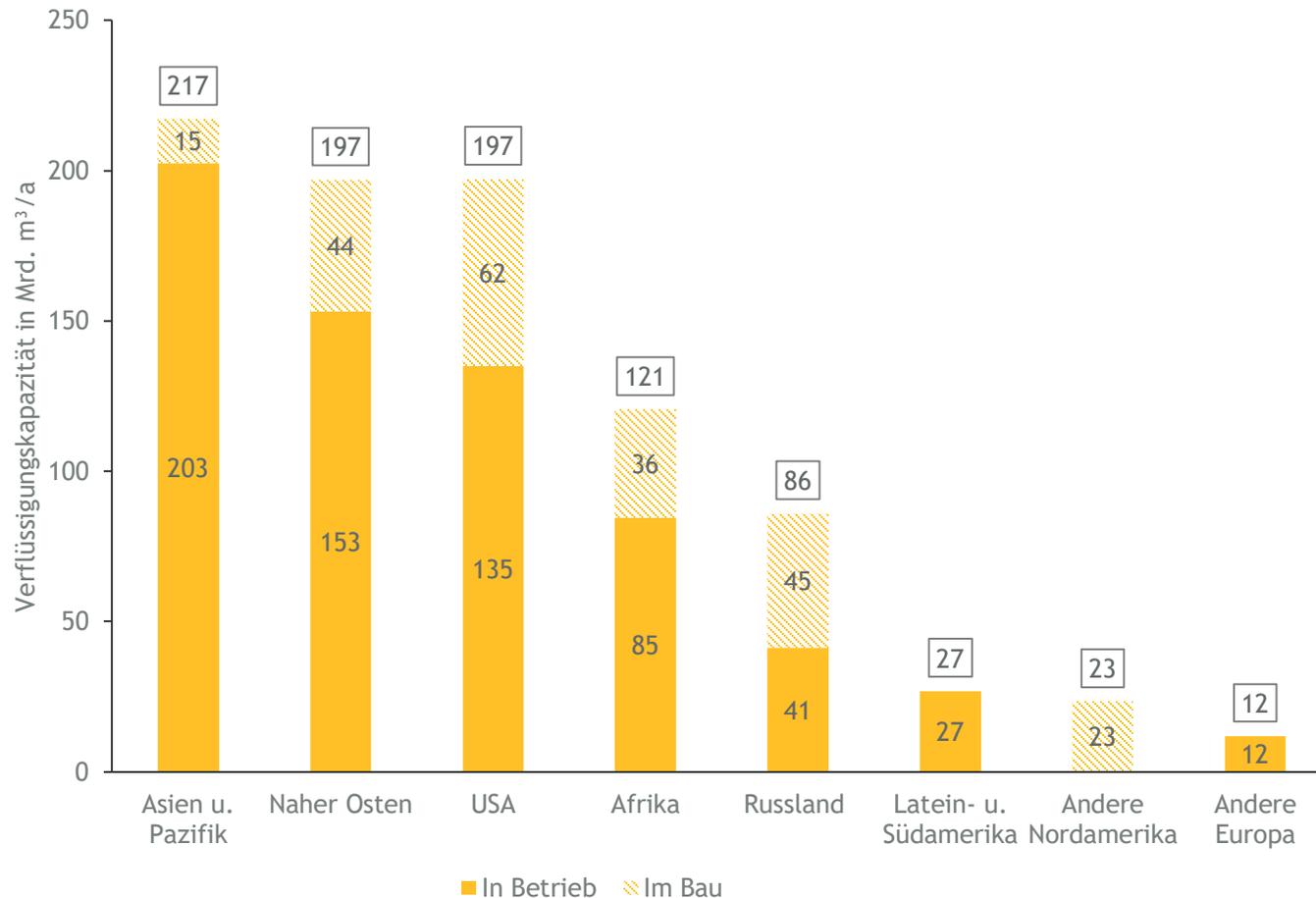
# Weltweite Entwicklung der Gasproduktionskapazitäten



- Die angenommene Entwicklung der weltweiten Gasproduktionskapazitäten ist in allen Szenarien gleich und basiert auf Rystad Energy (2022).
- Es werden Projekte berücksichtigt, die nach Rystad Energy mit hoher Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich durchführbar sind.
- Eine Modellierung der Investitionsentscheidung in die Projekte findet nicht statt. Kosten und Kapazitäten der Projekte werden einander zugeordnet, wodurch für das Modell länder- und jahresspezifische Angebotskurven abgeleitet werden.
- Treiber der globalen Entwicklung sind neben Ländern im Nahen Osten vor allem die USA (+ 420 Mrd. m<sup>3</sup>) sowie Kanada (+ 140 Mrd. m<sup>3</sup>). Gründe dafür sind der anhaltende Ausbau der Gasproduktion aus Fracking in den beiden Ländern.
- Nach aktuellen Einschätzungen fallen die russischen Kapazitäten bis 2026. Anschließend steigen diese wieder an.
- In den europäischen Staaten nehmen die Kapazitäten nach 2030 insbesondere in Norwegen weiter ab.

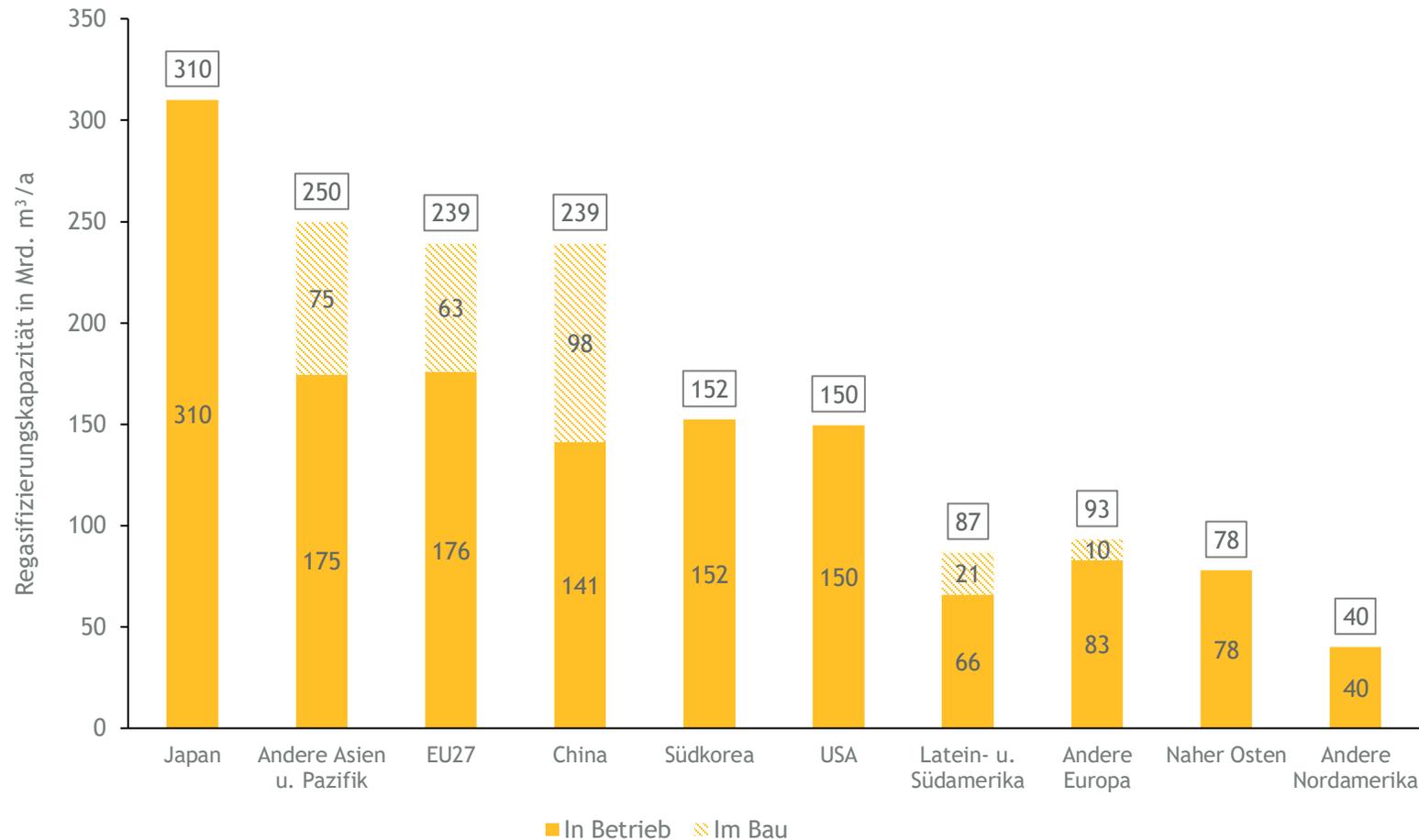
Quelle: Rystad Energy (2022)

# Bestand und bis heute bekannter Ausbau globaler Verflüssigungskapazitäten bis 2030



- Basierend auf heute bekannten Investitionsentscheidungen steigt die **globale** Kapazität von Verflüssigungsterminals bis 2030 um ca. 30 %.
- Im laufenden Jahr wurde für zahlreiche Projekte die **finale Investitionsentscheidung** getroffen.
- **Russland** plant die Verdopplung seiner Verflüssigungskapazitäten, die Fertigstellung ist aufgrund von westlichen Sanktionen unsicher.
- In Angebotsszenario „Hoch“ können durch das Modell **zusätzliche Investitionen** in Verflüssigungsanlagen erfolgen.

# Bestand und bis heute bekannter Ausbau globaler Regasifizierungskapazitäten bis 2030



- Basierend auf heute bekannten Investitionsentscheidungen steigen die **globalen** Kapazitäten für Regasifizierung bis 2026 um rund 20 %.
- Regasifizierungskapazitäten werden insbesondere in **Europa** und **Asien** ausgebaut.
- Zur Diversifizierung der Gasversorgung in der EU wurde in den vergangenen 12 Monaten für zahlreiche Projekte die **finale Investitionsentscheidung** getroffen.
- Der Ausbau in asiatischen Ländern ist insbesondere durch die **steigende Gasnachfrage** getrieben.
- In Angebotsszenario „Hoch“ können durch das Modell **zusätzliche Investitionen** in Regasifizierungsanlagen erfolgen.

# Annahmen zum gegenwärtig bekanntem Zubau von LNG-Terminals in Deutschland



LNG Regasifizierungs-Terminals in Deutschland					
Projektname	Typ	Betreiber	Status	Kapazität in Mrd. m <sup>3</sup> /a	Startjahr
Brunsbüttel (Phase 1)	FSRU	RWE	Im Bau	3.5	2023
Brunsbüttel (Phase 2)	FSRU	RWE	Im Bau	4.0	2024
Lubmin 1 (Phase 1)	FSRU	Deutsche Regas	Im Bau	5.0	2023
Lubmin 1 (Phase 2)	FSRU	Deutsche Regas	Im Bau	5.0	2024
Lubmin 2 (Bundesprojekt)	FSRU	RWE	FID	5.0	2024
Stade	FSRU	Hanseatic Energy Hub	Im Bau	5.0	2024
Wilhelmshaven 1	FSRU	Uniper	In Betrieb	5.0	2023
Wilhelmshaven 2	FSRU	TES, E.On, Engie	Im Bau	5.0	2024
Brunsbüttel LNG Terminal Onshore	Onshore	KfW, Gasunie, RWE	Geplant	10	2027

Hinweis: In Angebotsszenario „Hoch“ können durch das Modell zusätzliche Investitionen in Regasifizierungsanlagen erfolgen.

# Annahmen zum weltweiten Zubau von Pipelines

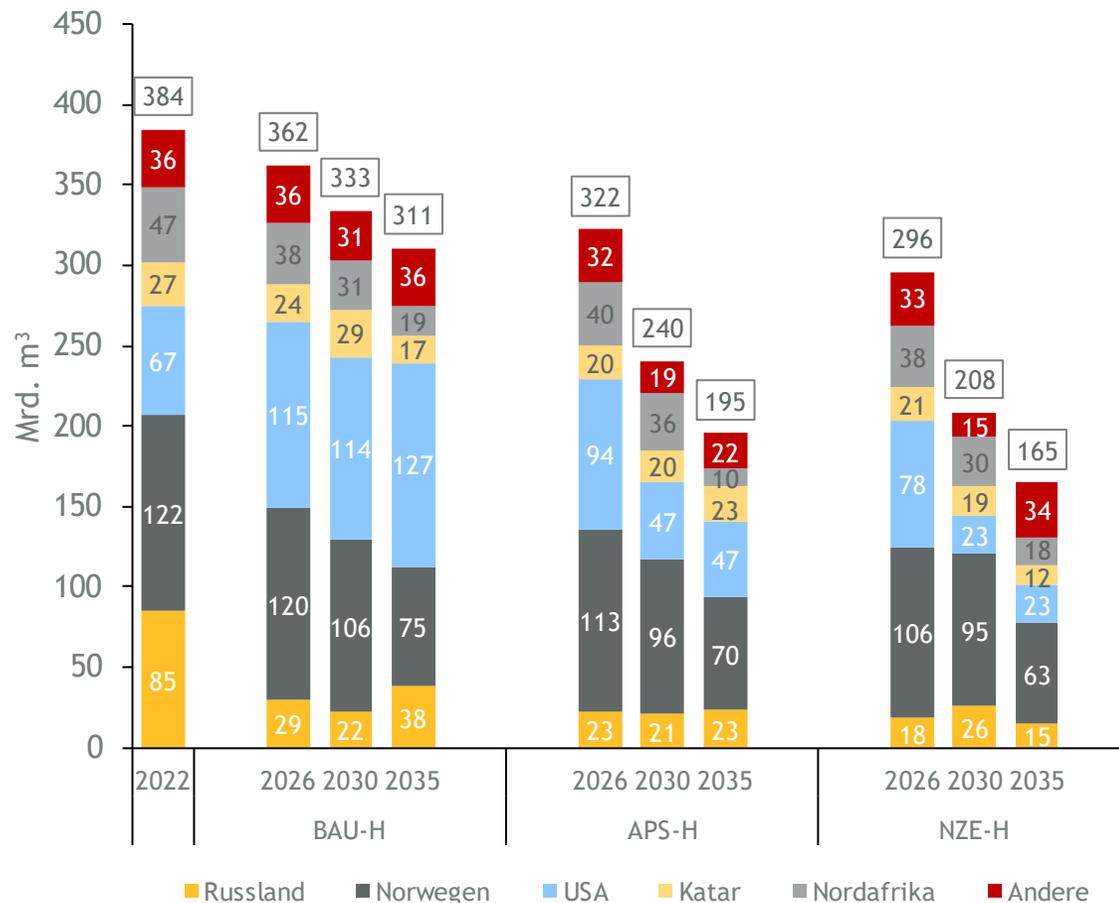


Zubau von Pipelines weltweit					
Projektname	Start	Ziel	Status	Startjahr	Kapazität in Mrd. m <sup>3</sup> /a
Baltic Pipe	Dänemark	Polen	In Betrieb	2022	10
GIPL	Polen	Litauen	In Betrieb	2022	2.4
PL-SK Interconnetor	Polen	Slovakei	In Betrieb	2022	5.7
Interconnector Greece Bulgaria	Griechenland	Bulgarien	In Betrieb	2022	3
Serbia-Bulgaria Interconnector	Bulgarien	Serbien	Im Bau	2023	1.8
GNEA (Gasoducto del Noreste Argentino)	Bolivien	Argentinien	Im Bau	2023	10.1
Central Asia China Pipeline D (Leg I-IV)	Turkmenistan	China	Im Bau	2026	30
Altai pipeline (Power of Siberia 2)	Russland	China	Geplant	2030	50
TANAP Erweiterung Phase III	Azerbaidschan	Griechenland	Geplant	2026	6.2

Hinweis: In Angebotsszenario „Hoch“ können durch das Modell zusätzliche Investitionen in Pipelines erfolgen.

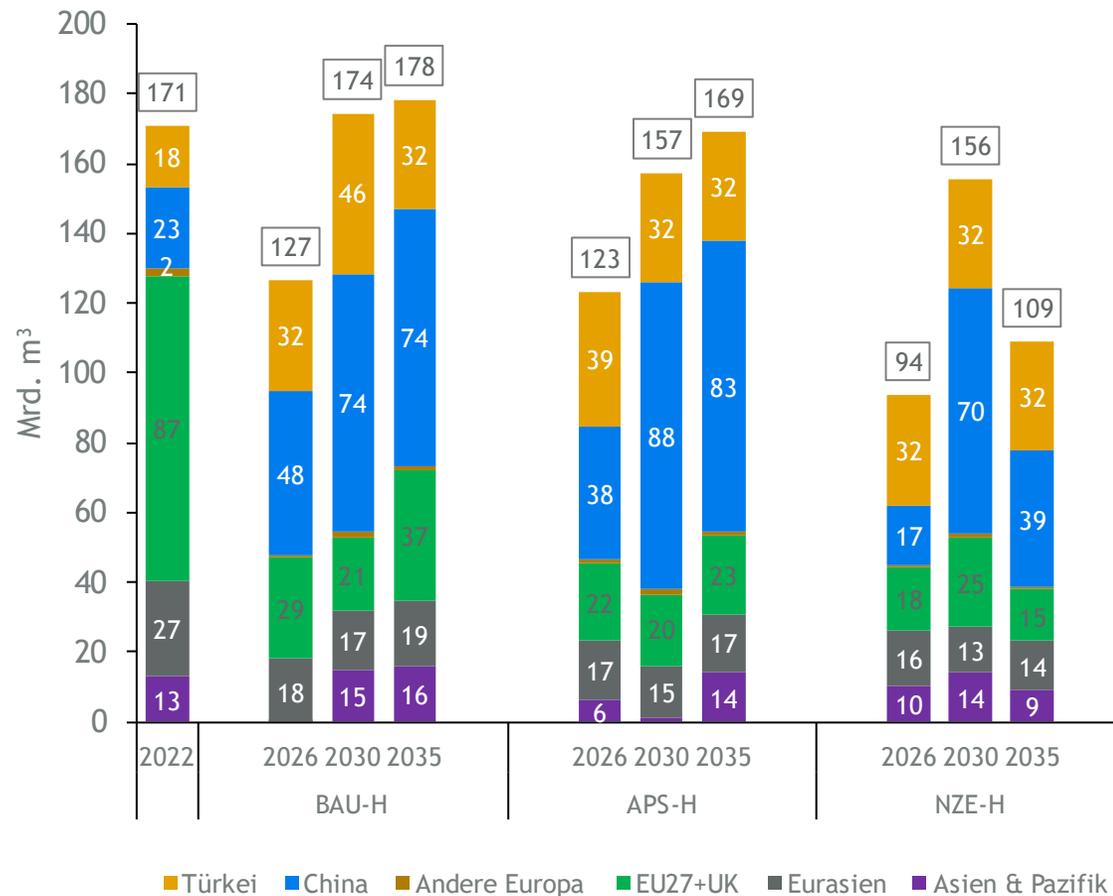
# Ergebnisse zur Simulation der globalen Gasmärkte

# Gasimportstruktur der EU und UK - Hohes Angebot



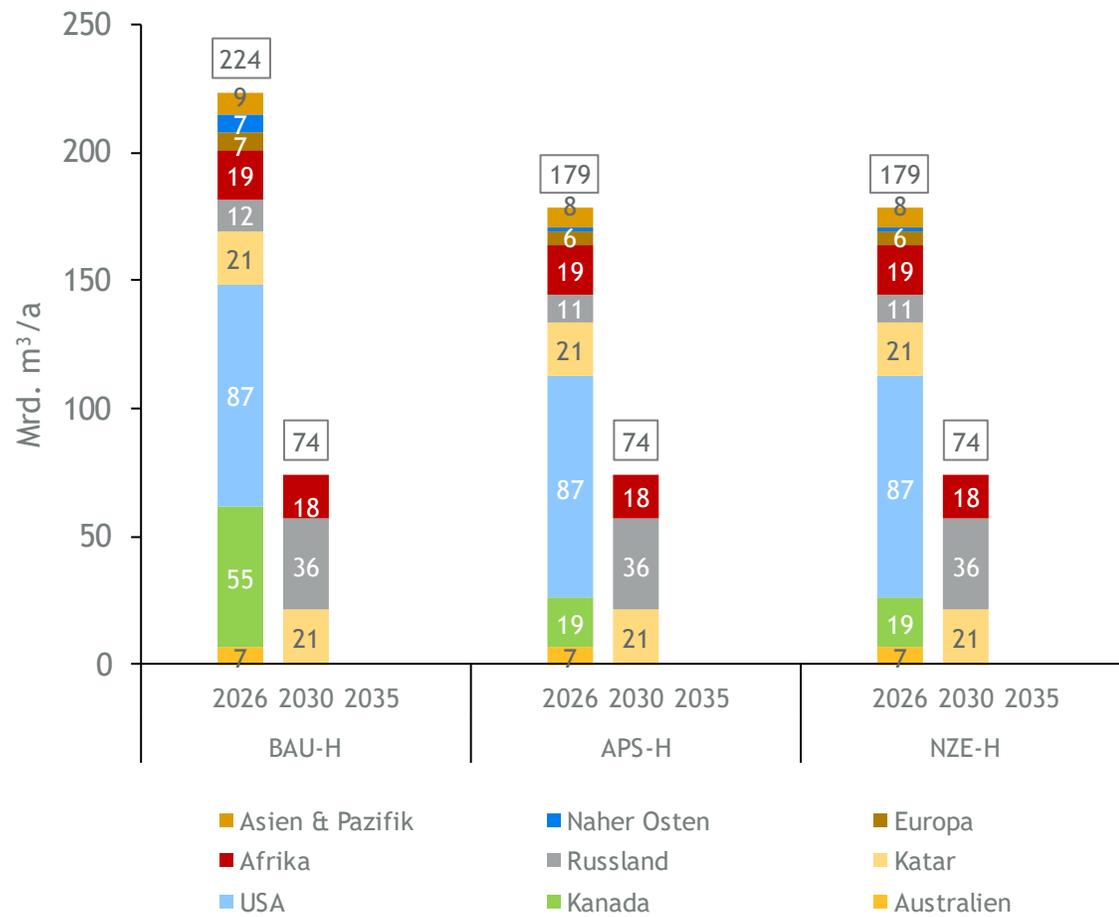
- Russische Mengen werden in 2026 zu mindestens einem Viertel durch die **Nachfragereduktion** kompensiert (Szenario BAU).
- **Norwegen** erreicht den Höhepunkt seiner Gasproduktion in 2028, bis 2035 sinken die Gasexporte deutlich.
- Durch den wachsenden Eigenbedarf in **Nordafrika**, halbieren sich Gasimporte aus der Region zwischen 2026 bis 2035.
- Vom Ausbau der Exportkapazitäten **Katars** kann Europa mengenmäßig nicht profitieren, da Katar den Großteil der Exporte bereits über Langfristverträge verkauft hat.
- Die **USA** sind für Europa ein bedeutender Gaslieferant, der rückläufige Pipelineimporte aus Russland, Norwegen und Nordafrika kompensiert.
- Eine Diversifizierung der Importstruktur könnte Europa durch neue Langfristverträge erreichen. Mozambik und Nigeria sind beispielsweise Länder, die noch nicht vertraglich gebundene Gasmengen aufweisen.

# Gasexportstruktur Russland - Hohes Angebot



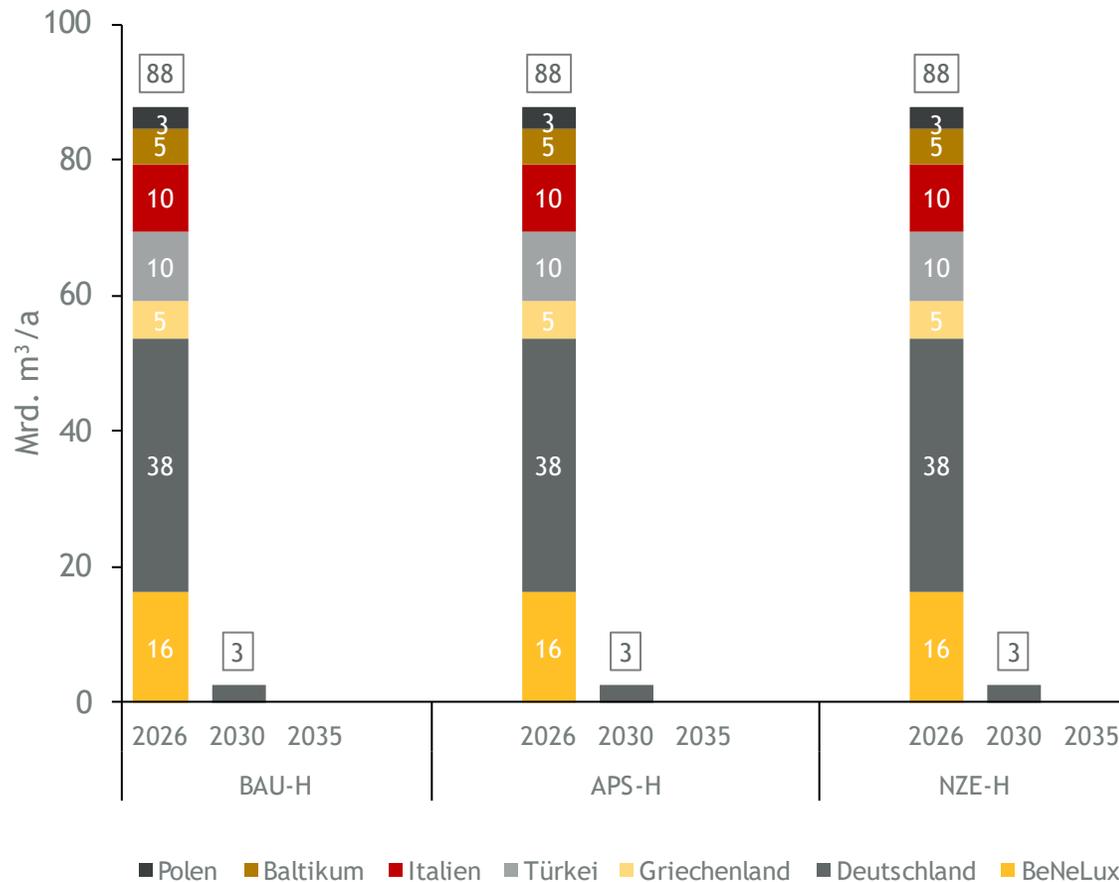
- **Russland** exportiert zunehmend in Richtung Asien, insbesondere nach China.
- Aufgrund der geltenden Sanktionen verzögert sich der Ausbau der **russischen Verflüssigungskapazitäten** voraussichtlich bis 2030.
- Deshalb und aufgrund von bestehenden Langfristverträgen kann Russland seine **LNG-Exporte nach Asien** erst ab 2030 erhöhen.
- Russlands Exporte gehen **um ein Viertel zurück**, trotz voller Auslastung der Power of Siberia 1 Pipeline nach China bis 2026.
- Durch die Inbetriebnahme der Power of Siberia 2 Pipeline nach China könnte Russland ab 2030 seine Exporte wieder auf das **Niveau von 2022** erhöhen.

# Investitionen in Verflüssigungs-Terminals - Hohes Angebot



- In den Szenarien mit global sinkender Nachfrage (APS und NZE) geht der **Ausbau der Verflüssigungskapazitäten** nicht über Projekte hinaus, die nach heutigem Stand einen FID-Status haben.
- Bleibt die globale Nachfrage annähernd konstant und exportiert Russland weiterhin einen Teil seines Gases nach Europa (BAU-H), entstehen in **Kanada** Verflüssigungskapazitäten, um die steigende Nachfrage in Asien zu decken.
- Durch die geltenden Sanktionen kann **Russland** einen Großteil der im Bau befindlichen Verflüssigungsterminals voraussichtlich erst in 2030 fertigstellen.
- **Australien** besitzt in 2022 nach den USA die größten Verflüssigungskapazitäten und baut diese nur geringfügig aus, da die Gasproduktion ab 2035 zurückgeht.
- Die Inbetriebnahme neuer Verflüssigungskapazitäten in **Katars North Field** sind für 2026 und 2027 mit jeweils 21 Mrd. m<sup>3</sup>/a geplant.

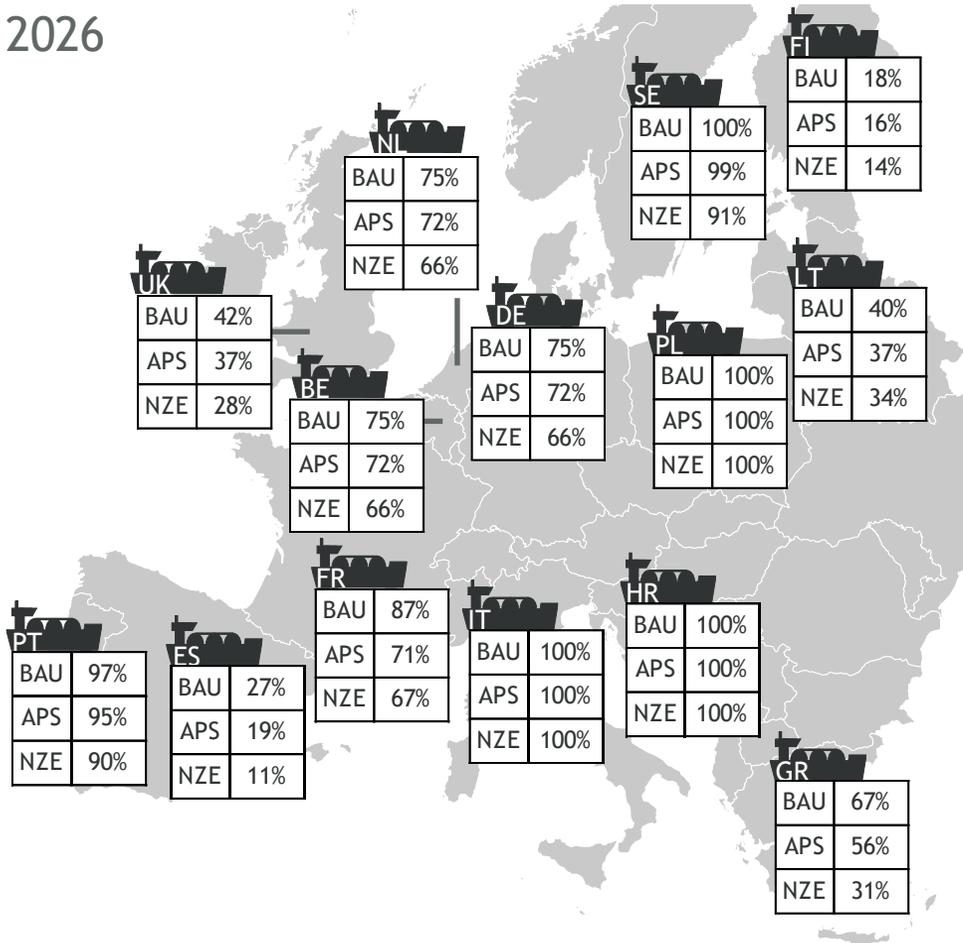
# Investitionen in Regasifizierungsterminals in Europa



- Europäische Staaten, die zuletzt signifikante Mengen Gas aus **Russland** importiert haben, kompensieren den Wegfall zum Teil über den Ausbau von Regasifizierungsterminals.
- In keinem Nachfrageszenario geht der **Ausbau** der Regasifizierungskapazitäten über Projekte hinaus, welche nach heutigem Stand einen FID-Status besitzen.
- Die **europäischen** Staaten verfügen durch die Beschaffung von FSRU und den Ausbau stationärer Terminals in allen Szenarien über ausreichende Importkapazitäten für LNG.
- **Binnenstaaten** in Mittel- und Osteuropa, werden durch LNG-Importe über Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa, dem Baltikum, Polen oder Griechenland versorgt.

# Auslastung europäischer Regasifizierungsanlagen - niedriges Angebot

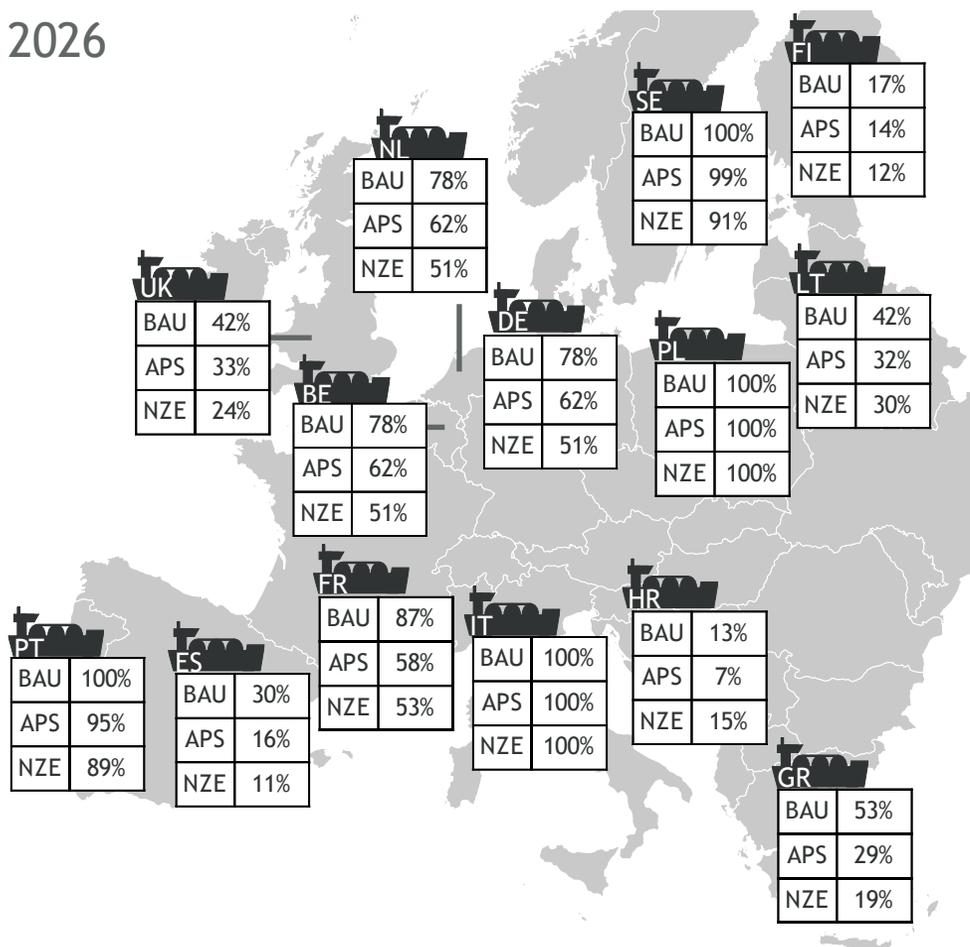
2026



	BAU		APS		NZE	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
LT	56%	54%	24%	19%	23%	14%
BE	87%	100%	42%	48%	18%	29%
DE	87%	100%	42%	48%	18%	29%
ES	21%	32%	9%	13%	6%	9%
FI	14%	14%	10%	8%	9%	7%
FR	77%	92%	48%	61%	37%	41%
GR	100%	100%	24%	8%	3%	6%
IT	100%	100%	87%	97%	36%	50%
NL	87%	100%	42%	48%	18%	29%
PL	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PT	89%	85%	73%	66%	59%	60%
SE	100%	100%	76%	64%	64%	52%
UK	35%	40%	14%	17%	9%	10%
HR	100%	62%	27%	58%	61%	52%

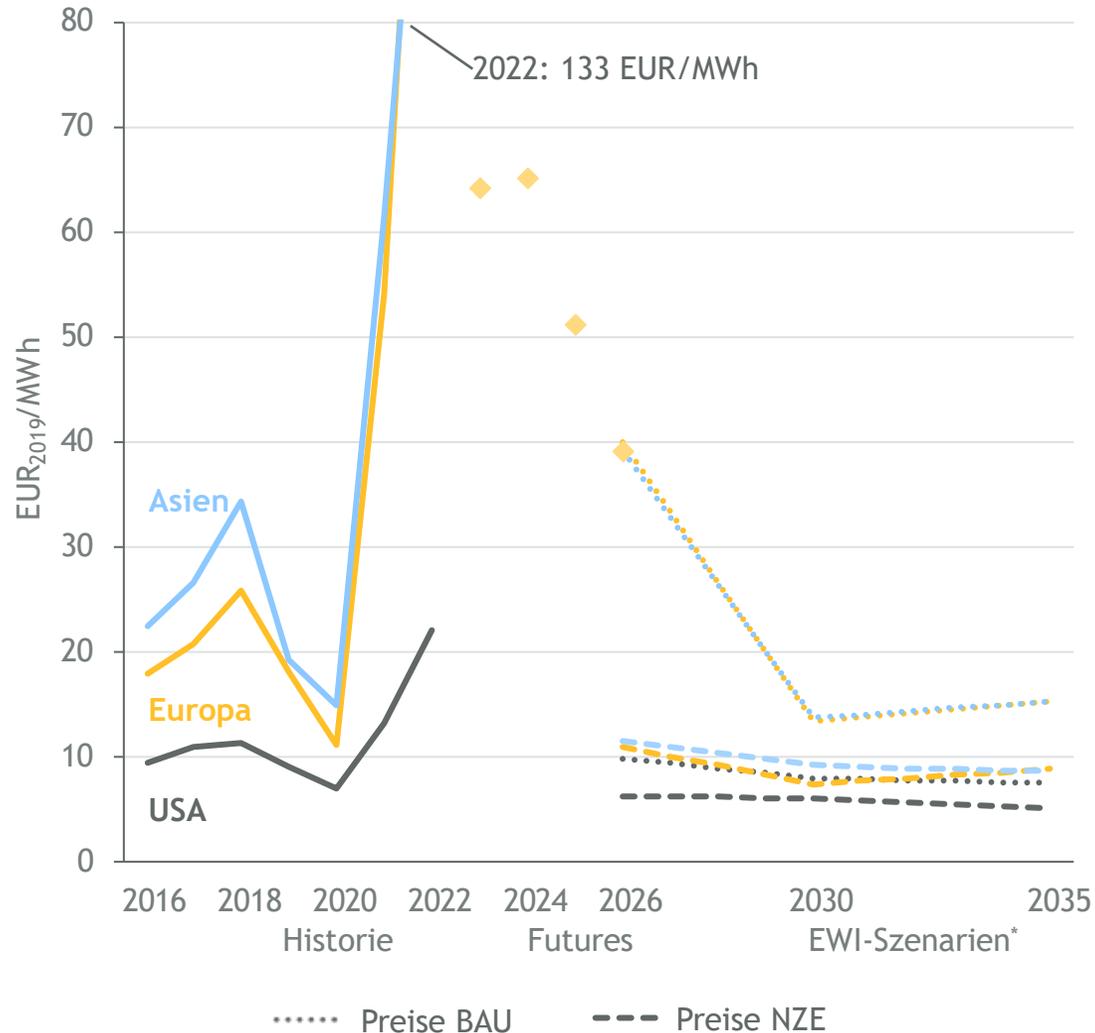
# Auslastung europäischer Regasifizierungsanlagen - hohes Angebot

2026



	BAU		APS		NZE	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
LT	33%	33%	20%	16%	19%	14%
BE	75%	86%	29%	38%	13%	16%
DE	75%	86%	29%	38%	13%	16%
ES	24%	39%	6%	10%	5%	7%
FI	15%	12%	10%	7%	7%	4%
FR	69%	74%	40%	43%	33%	23%
GR	60%	28%	2%	9%	2%	4%
IT	100%	100%	63%	64%	17%	22%
NL	75%	86%	29%	38%	13%	16%
PL	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PT	89%	85%	72%	61%	56%	55%
SE	100%	100%	76%	64%	64%	52%
UK	32%	32%	8%	10%	7%	8%
HR	28%	29%	14%	34%	12%	20%

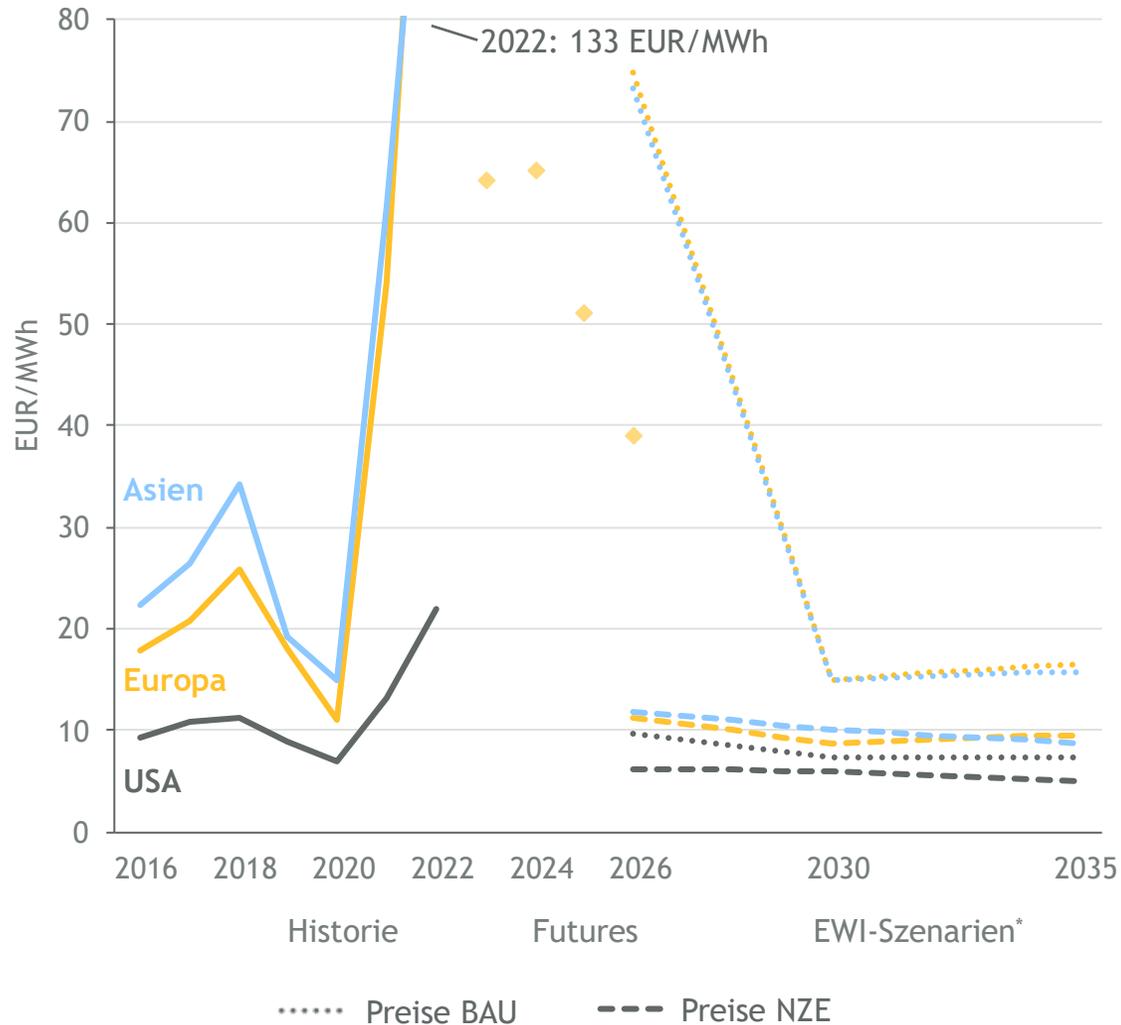
# Gaspreisentwicklung im regionalen Vergleich bei hohem Angebot



- Eine **zurückgehende Nachfrage** ist über alle Szenarien der stärkste Treiber für sinkende Preise. In Nachfrageszenarien mit **sinkender Gasnachfrage** (APS und NZE) stellen sich ab 2026 Preise auf dem Niveau von 2019 ein.
- Europa und Asien liegen zukünftig auf vergleichbaren Preisniveaus, da in beiden Märkten **LNG preissetzend** ist, und nähern sich mittelfristig dem historischen Niveau in Europa an.
- Die USA werden als Exportland im Vergleich dauerhaft **niedrigere Preise** aufweisen.
- Die aktuelle Preiseerwartung gemäß Futurepreisen im Markt entspricht dem Szenario BAU-H.
- Bis 2030 sinken die Preise in Asien und Nordwesteuropa **marktgetrieben**, da sich der Angebots-Schock durch die Neuorientierung Russlands von Europa nach Asien ausgleicht.
- Ab 2030 steigen die Preise in Nordwesteuropa **kostengetrieben** an, da der Anteil an LNG an den Gasimporten zunimmt.

\* Jahre zwischen den Stützjahren 2026, 2030 und 2035 sind interpoliert

# Gaspreisentwicklung im regionalen Vergleich bei niedrigem Angebot



- Bei hoher Nachfrage, ohne zusätzliche Investitionen in Infrastruktur und bei Ausbleiben russischer Gaslieferungen (BAU-H) liegt das Preisniveau in Europa und Asien bis 2026 über dem Niveau aktueller **Futurepreise** am Markt.
- In Nachfrageszenarien mit **sinkender Gasnachfrage** (APS und NZE) stellen sich ab 2026 Preise auf dem Niveau von 2019 ein.
- **Russische** Lieferungen nach Europa haben bis 2030 Einfluss auf Preise in Europa, langfristig gleichen sich Preisniveaus mit und ohne russische Lieferungen an.

\* Jahre zwischen den Stützjahren 2026, 2030 und 2035 sind interpoliert

# Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse zur Gasmarktsimulation

- Der globalen Gasnachfrage steht in den kommenden Jahren ein wachsendes Angebot an LNG-Export- und Importinfrastruktur zur Verfügung, wodurch sich der globale LNG-Handel intensiviert.
- Auch in Szenarien mit moderat steigender Nachfrage sind nur geringfügig zusätzliche Investitionen zum heute bekannten Ausbau erforderlich. In Europa sind die Importkapazitäten in allen untersuchten Szenarien ausreichend.
- Neben Norwegen werden die USA zu einem bedeutenden Spotmarktlieferanten für Europa. Neue Langfristverträge mit alternativen Exportländern, die über Gasmengen verfügen, welche noch nicht vertraglich gebunden sind, könnten die Importstruktur weiter diversifizieren.
- Europa verfügt - insbesondere in Szenarien mit sinkender Nachfrage - künftig über ausreichend LNG-Importkapazität und nutzt diese bis 2035 zur Kompensation fallender Pipelineimporte. Bleibt die Nachfrage hoch, werden die LNG-Terminal, auch in Deutschland, stark ausgelastet.
- Europa und Asien liegen zukünftig auf vergleichbaren Preisniveaus und nähern sich mittelfristig dem historischen Niveau in Europa an. Im Falle einer global stark sinkenden Nachfrage geschieht dies bis 2026. Die USA werden als Exportland im Vergleich dauerhaft niedrigere Preise aufweisen.

# 4

## Szenariodesign und Annahmen zur Gasbilanzanalyse für Deutschland

## Nachfrage

### Business-as-Usual (BAU):

- Nachfrageanstieg um ca. 4 % p.a. im Jahr 2023, 2024 und 2025
- Trifft im Jahr 2026 den Pfad des STEPS-Szenarios der IEA

### BAU + kalter Winter in 2023/2024:

- Variation mit kaltem Wetter (+7 % Nachfrage in den Wintermonaten)

### Net Zero Emissions (NZE):

- Verringerung der Nachfrage um 1 % p.a. im Jahr 2023, 2024 und 2025
- Trifft im Jahr 2026 den Pfad des NZE-Szenarios der IEA

## Angebot

### Status Quo:

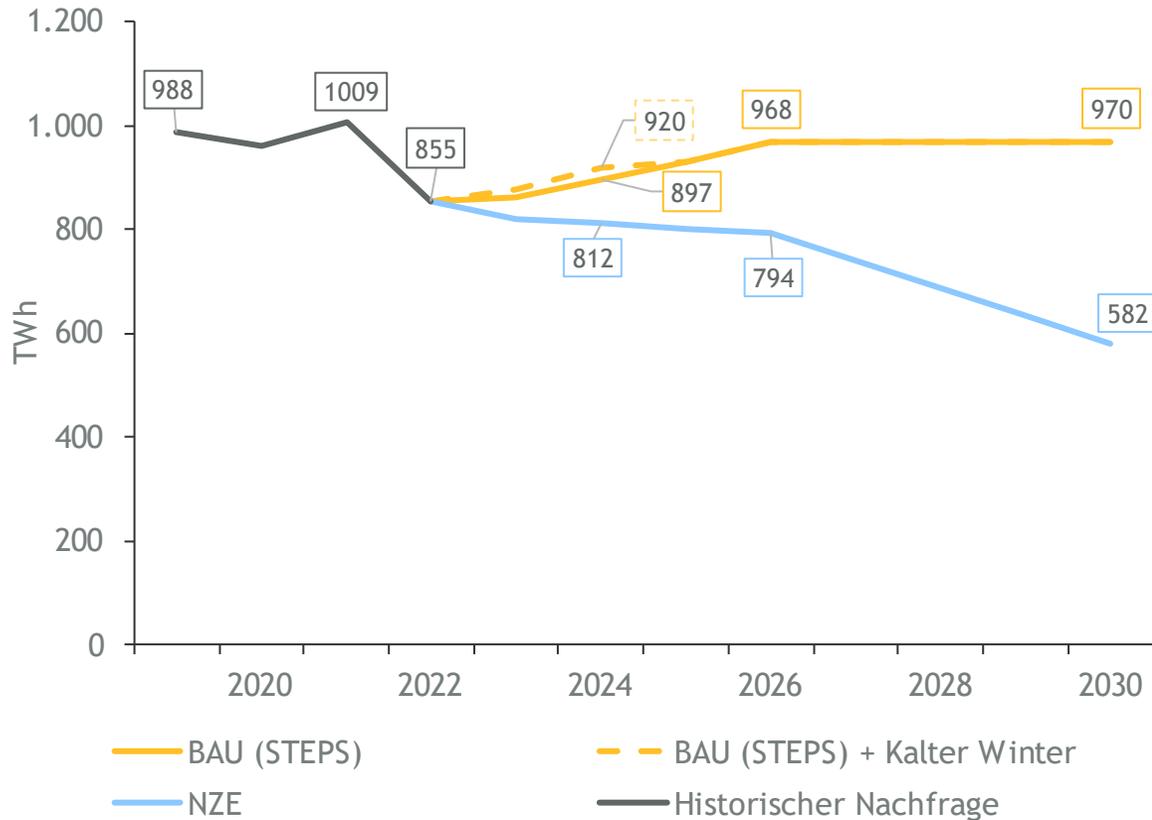
- Russische Liefermengen auf dem Niveau von Q4/2022 (13 TWh/Monat über die Ukraine-Route)

### Lieferstopp Russland:

- Stopp russischer Lieferungen nach Europa
- Ausfallende russische Lieferungen über die Ukraine werden zu 50 % von Deutschland gedeckt und nach Osteuropa weitergeleitet

- Die inländische Gasnachfrage lag in 2022 etwa 13 % unter dem Mittelwert der vergangenen 5 Jahre.
- Der Pfad der künftigen Gasnachfrage ist unsicher, daher werden zwei **Nachfrageszenarien** und eine Sensitivität abgebildet.
- **Angebotsseitig** besteht ein Risiko in der Verfügbarkeit russischer Gasimporte nach Europa. Diese müssen im Ausfallszenario teilweise durch höhere Importe in Deutschland gedeckt werden.
- Es wird die **konservative Annahme** getroffen, dass 50 % ausfallender russischer Mengen, die derzeit über die Ukraine importiert werden (13 TWh/Monat), durch Deutschland kompensiert werden müssen.

Gasnachfrageentwicklung in Deutschland



- Die Nachfrageszenarien folgen den IEA WEO 2022<sup>1)</sup> Szenarien STEPS und NZE:
  - Gasnachfrage verbleibt knapp unter dem Niveau von 2021 und folgt dem BAU-Szenario der globalen Gasmarktsimulation aus AP 3.
  - Sensitivität mit Untersuchung eines kalten Winters 2023/2024 im Nachfrageszenario BAU: Erhöhung der Gasnachfrage von Oktober bis März um durchschnittlich 7 % (Mehrbedarf von 41 TWh über die Jahre 2023/2024).
  - Rückgang der Gasnachfrage zur Erreichung von Net Zero in 2050 in Europa, folgend dem NZE-Szenario der globalen Gasmarktsimulation.
  - Die Gasnachfrage der Stichjahre 2023, 2024 und 2025 ergibt sich aus einer linearen Interpolation zwischen dem Referenzjahr 2022<sup>2),3)</sup> und dem Modelljahr 2026.
- Die Berechnung der Nachfrage in den Nachbarländern erfolgt analog.

<sup>1)</sup> [IEA WEO 2022](#) <sup>2)</sup> [Eurostat Database](#) <sup>3)</sup> [Bruegel Gas Demand Tracker](#)

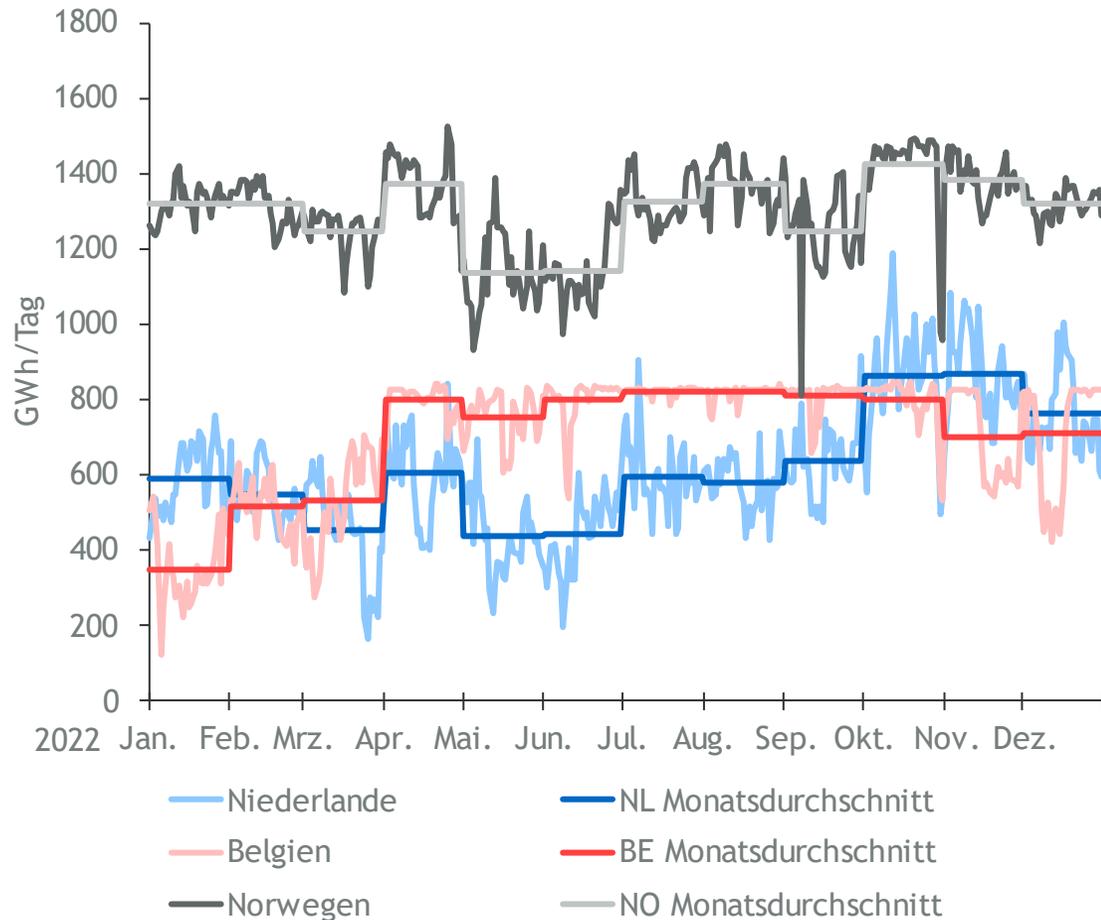
## Infrastrukturausbau bis April 2025

Land	Projektname	Typ	Kapazität [bcm]	Kapazität [TWh]	Start-monat	Start-jahr
DE	Brunsbüttel (Phase 1)	FSRU	3,5	38,9	2	2023
DE	Brunsbüttel (Phase 2)	FSRU	4,0	44,4	12	2023
DE	Lubmin 1 (Phase 1)	FSRU	5,0	55,6	1	2023
DE	Lubmin 1 (Phase 2)	FSRU	5,0	55,6	1	2024
DE	Lubmin 2 (Bundesprojekt)	FSRU	5,0	55,6	11	2023
DE	Stade	FSRU	5,0	55,6	1	2024
DE	Wilhelmshaven 1	FSRU	5,0	55,6	1	2023
DE	Wilhelmshaven 2	FSRU	4,5	50,0	10	2023
BE	Zeebrugge LNG Terminal Expansion	Onshore	6,4	71,0	3	2024
PL	Świnoujście Polskie LNG Terminal Expansion 2	Onshore	2,1	23,3	12	2023
NL	Gate Expansion 1	Onshore	1,5	16,7	10	2024
FR	Le Havre	FSRU	4,5	50,0	10	2023

- Der angenommene Infrastrukturausbau ist in allen Szenarien gleich.
- Basierend auf den Importdaten europäischer Regasifizierungsterminals im Jahr 2022 wird in der Bilanzanalyse eine **Auslastung von 90 %** angenommen.<sup>1), 2)</sup>
- Es wird unterstellt, dass der Ausbau von LNG-Infrastruktur im Ausland keinen Einfluss auf das Angebot in Deutschland hat:
  - Eine Erhöhung der Liefermengen **von Belgien nach Deutschland** ist nach Ausbau der Importkapazität in Belgien aufgrund voll ausgelasteter Pipelines derzeit nicht möglich.
  - Der Ausbau der polnischen LNG-Importkapazität hat per Annahme keinen Einfluss auf die Gasexporte von **Deutschland nach Polen**. Es wird angenommen, dass zusätzlich importiertes Gas in Polen an osteuropäische Nachbarländer exportiert wird.
  - Liefermengen von den **Niederlanden nach Deutschland** können per Annahme nach Ausbau der Importkapazität in den Niederlanden nicht erhöht werden, da die zusätzliche Kapazität für den Fall steigender niederländischer Nachfrage benötigt wird.
  - Flüsse von **Frankreich nach Deutschland** werden nach der Kapazitätserhöhung in Frankreich nicht angepasst, da bereits im Jahr 2022 freie Regasifizierungskapazitäten nicht genutzt wurden.

<sup>1)</sup> [ENTSOG](#), <sup>2)</sup> [GIE](#)

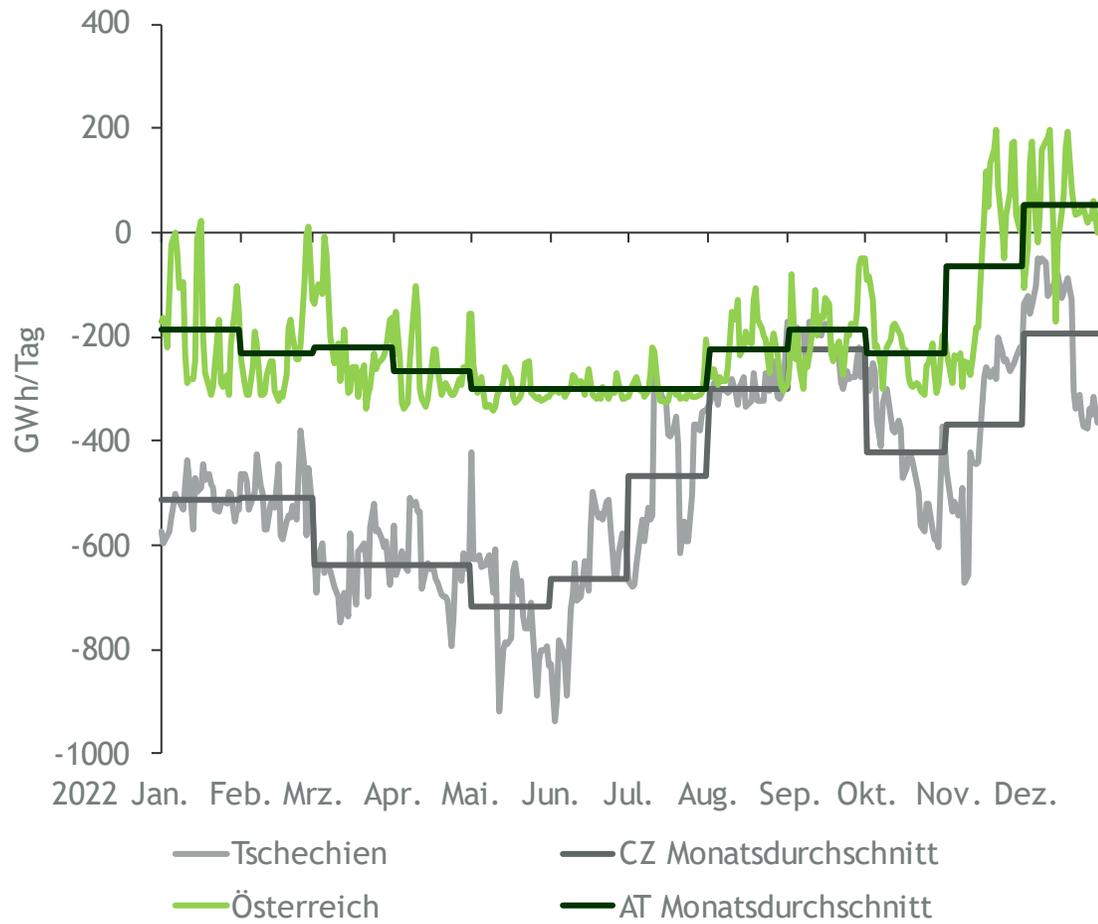
## Austauschbilanz zwischen DE und NO, NL, BE in 2022



- **Norwegen:**
  - Annahme: **40 TWh/Monat** (1.333 GWh/Tag) als Bandlieferung
  - Basierend auf Flusssituation im Jahr 2022
- **Niederlande:**
  - Annahme: **24 TWh/Monat** (800 GWh/Tag) als Bandlieferung
  - Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022, da Eemshaven LNG seit September 2022 mit zusätzlicher Importkapazität verfügbar ist.
  - Keine Reduzierung der Flüsse bei steigender Nachfrage in den Niederlanden, da Restimportkapazitäten bei bestehenden Terminals verfügbar sind.
- **Belgien:**
  - Annahme: **21 TWh/Monat** (700 GWh/Tag) als Bandlieferung
  - Basierend auf Jahr 2022 (seit April 2022 nahezu konstant)
  - Keine Reduzierung der Flüsse bei steigender Nachfrage in Belgien, da Restkapazitäten bei bestehenden Terminals verfügbar sind.

Quellen: Bundesnetzagentur, Trading Hub Europe.

## Austauschbilanz zwischen DE und AT, CZ in 2022



### ■ Österreich:

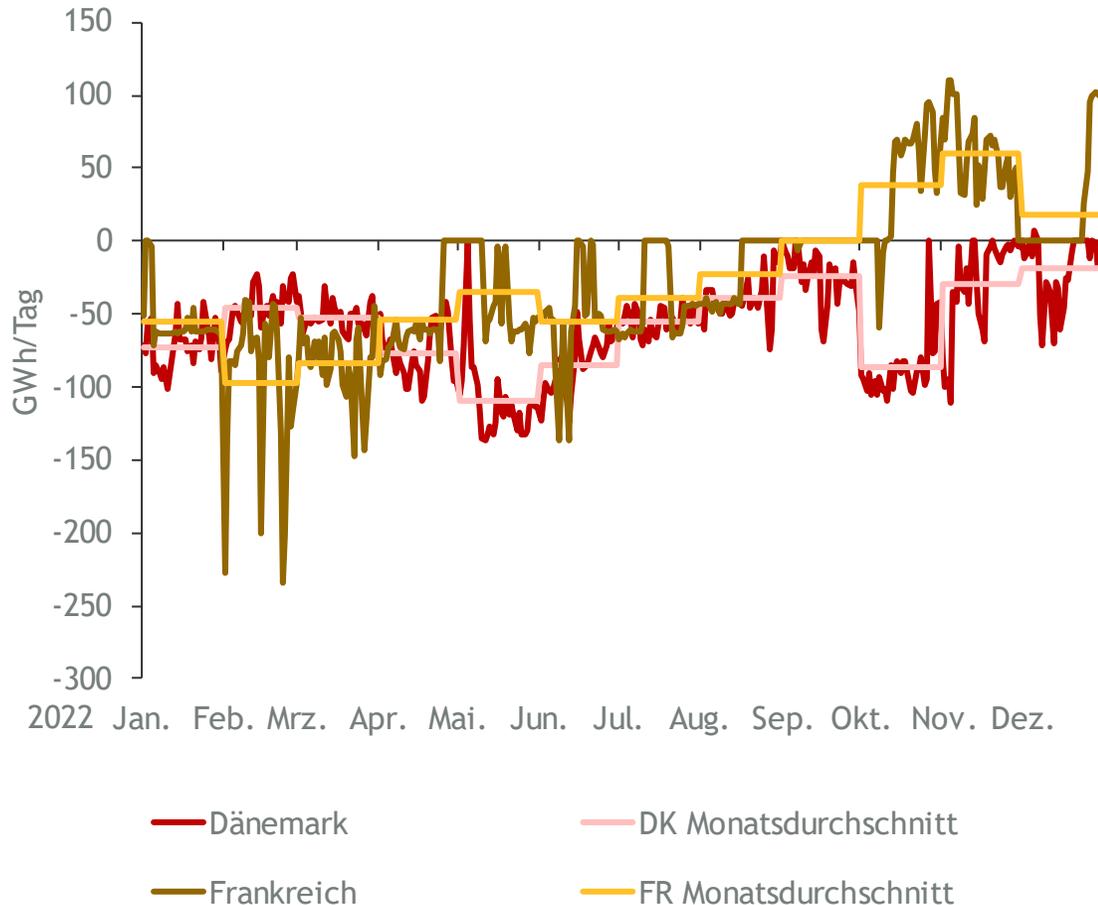
- Annahme: **-5 TWh/Monat** (-167 GWh/Tag), zusätzliche Nachfrage in AT wird zu 50 % durch Deutschland gedeckt.
- Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022
- Ohne zusätzliche Mengen aus Russland kann steigende Nachfrage in AT nur durch Importe aus DE oder eine Reduzierung der Exporte nach IT, die SK oder SI gedeckt werden.

### ■ Tschechien:

- Annahme: **-10 TWh/Monat** (-333 GWh/Tag), zusätzliche Nachfrage in CZ wird zu 100 % durch Deutschland gedeckt.
- Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022
- CZ ist stark abhängig von Importen aus benachbarten Regionen, davon ein großer Teil aus DE.

Quellen: Bundesnetzagentur, Trading Hub Europe.

## Austauschbilanz zwischen DE und DK, FR in 2022

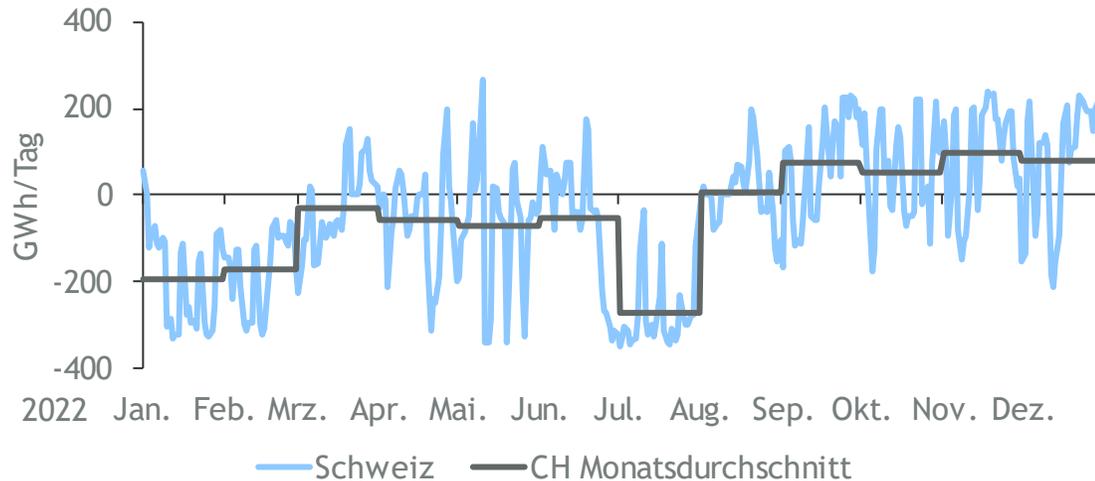
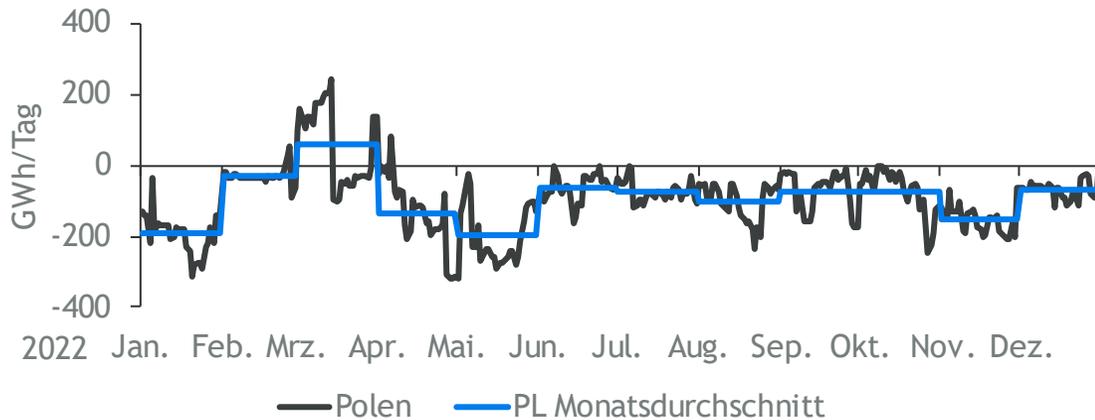


- Dänemark:
  - Annahme: -1 TWh/Monat (-33,3 GWh/Tag) als Bandlieferung
  - Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022
- Frankreich:
  - Annahme: 1 TWh/Monat (33,3 GWh/Tag) als Bandlieferung
  - Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022
  - Keine Veränderung des Austauschaldos mit der Nachfrage in Frankreich, da die derzeitigen Flüsse wenig Wechselwirkungen mit der Nachfrage und der Auslastung der LNG-Terminal zeigen.

Quellen: Bundesnetzagentur, Trading Hub Europe.

# Austauschbilanzen mit der Schweiz & Polen

Austauschbilanz zwischen DE und PL (oben) und zwischen DE und CH (unten) im Jahr 2022



Quellen: Bundesnetzagentur, Trading Hub Europe.

## ■ Polen:

- Annahme: **-3 TWh/Monat** (-100 GWh/Tag) als Bandlieferung
- Basierend auf Flusssituation Sep. 2022 - Nov. 2022
- Keine Veränderung des Austauschaldos mit der Nachfrage in Polen, da Restkapazitäten über die Baltic Pipe nach Norwegen verfügbar ist.

## ■ Schweiz:

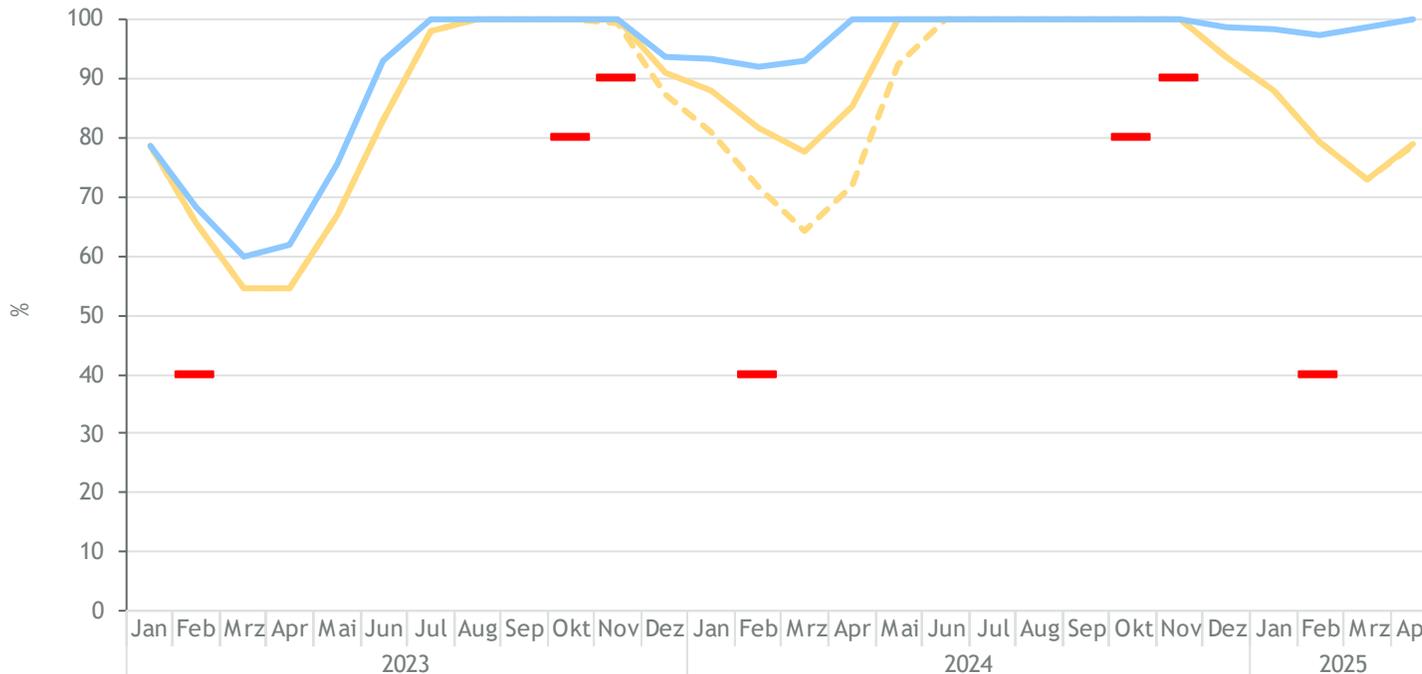
- Annahme: **-1 TWh/Monat** (-33 GWh/Tag) als Bandlieferung
- Basierend auf Flusssituation im Jahr 2022

5

# Ergebnisse zur Gasbilanzanalyse für Deutschland

# Durchschnittliche Speicherfüllstände in Deutschland am Monatsende im Angebotsszenario „Status Quo“

## Durchschnittliche Speicherfüllstände - Angebot „Status Quo“

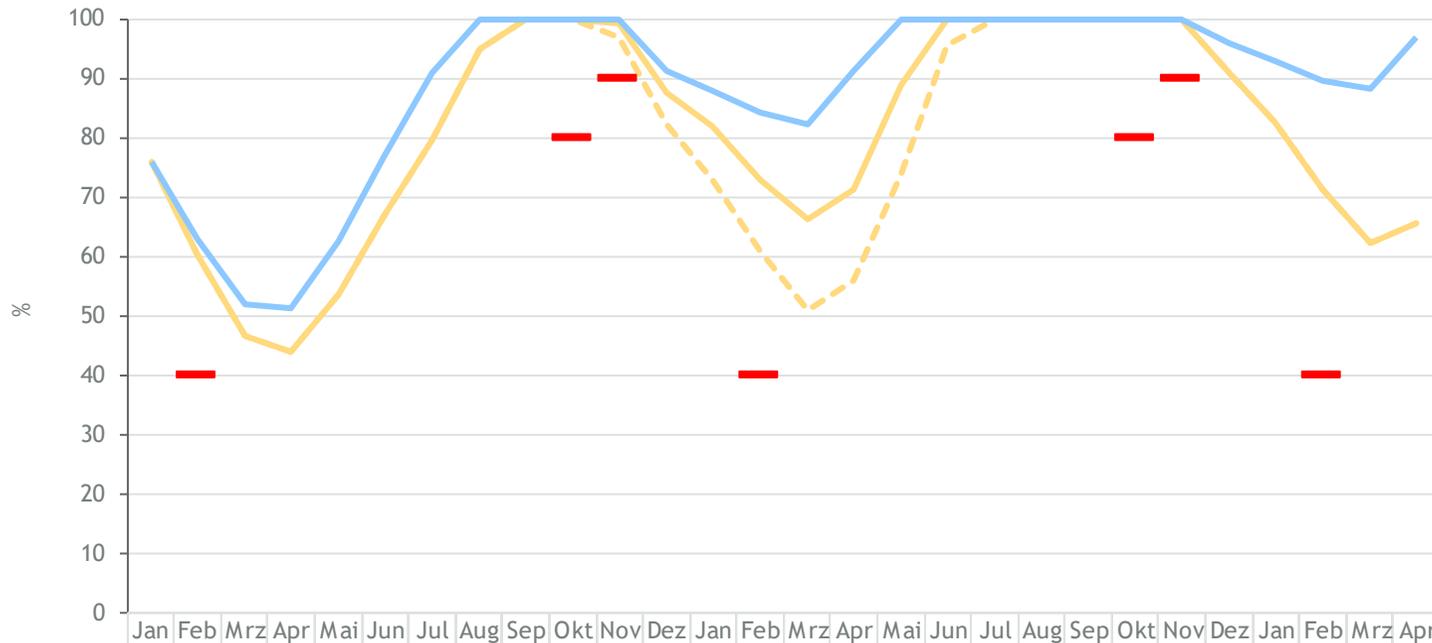


	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr
	2023												2024												2025			
— BAU	79	66	55	55	67	83	98	100	100	100	100	91	88	82	78	85	100	100	100	100	100	100	100	94	88	79	73	79
- - - BAU + Kalter Winter	79	66	55	55	67	83	98	100	100	100	100	88	81	72	64	72	92	100	100	100	100	100	100	94	88	79	73	79
— NZE	79	68	60	62	76	93	100	100	100	100	100	94	93	92	93	100	100	100	100	100	100	100	100	99	98	98	99	100
- - - Vorgabe EnWG §35b		40								80	90			40								80	90			40		

- Die gesetzlichen Speichervorgaben werden in allen untersuchten Szenarien erfüllt.
- In den Sommermonaten wird in allen Szenarien ein Speicherfüllstand von 100 % erreicht.
- Bei vollen Speichern werden LNG-Importe und Importe aus den Niederlanden und Belgien reduziert.
- Speicherfüllstände repräsentieren kein marktlich optimales Ergebnis.

# Durchschnittliche Speicherfüllstände in Deutschland am Monatsende im Angebotsszenario „Lieferstopp Russlands“

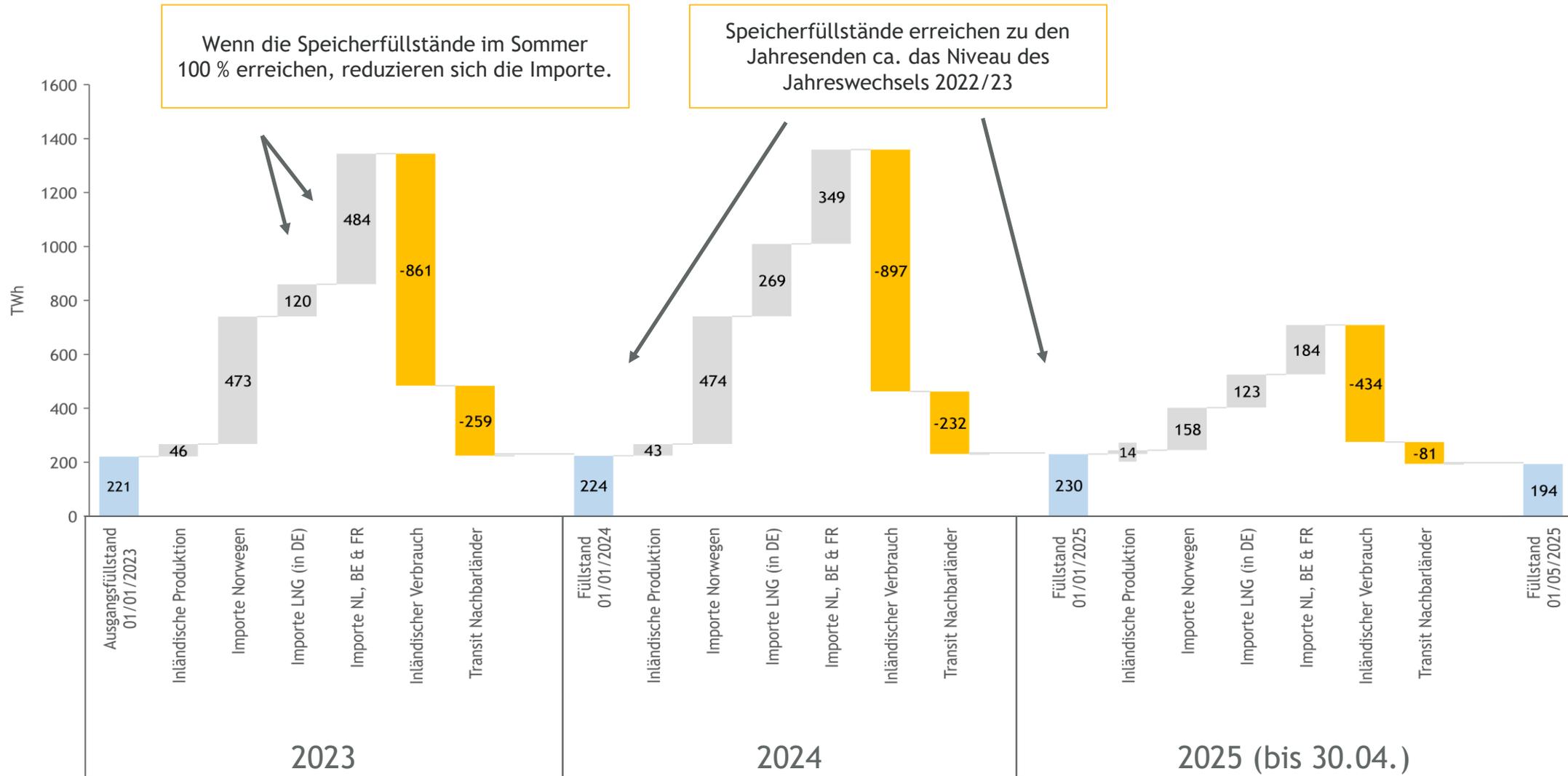
## Durchschnittliche Speicherfüllstände - Angebot „Lieferstopp Russlands“



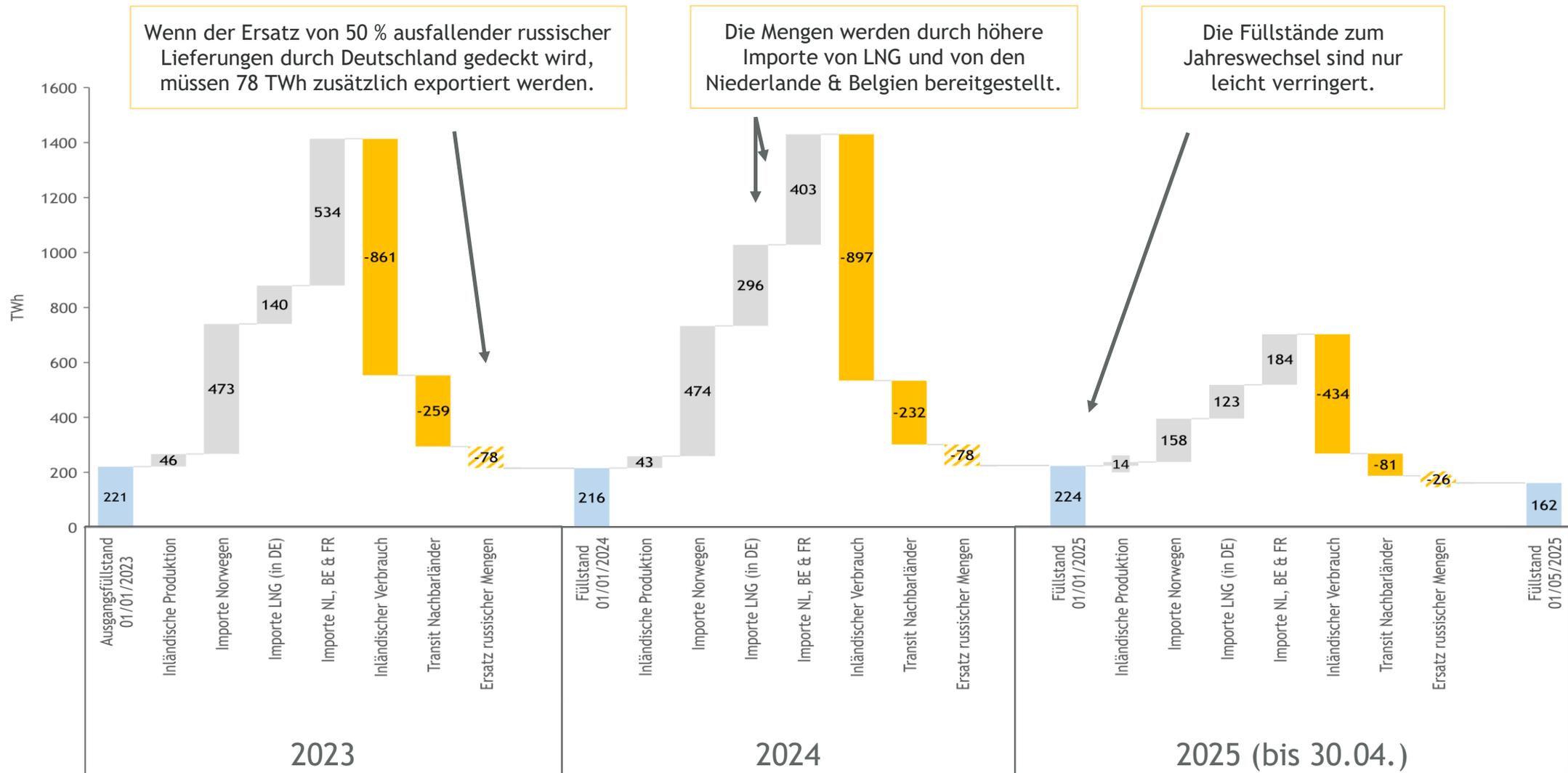
	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr
	2023												2024												2025			
BAU	76	60	47	44	54	67	80	95	100	100	99	88	82	73	66	71	89	100	100	100	100	100	100	91	83	72	63	66
BAU + Kalter Winter	76	60	47	44	54	67	80	95	100	100	97	82	73	61	51	56	74	96	100	100	100	100	100	91	83	71	62	66
NZE	76	63	52	51	63	77	91	100	100	100	100	91	88	84	82	91	100	100	100	100	100	100	96	93	90	88	97	
Vorgabe EnWG §35b		40								80	90			40								80	90			40		

- Die gesetzlichen Speichervorgaben werden auch beim Ersatz von 50 % ausfallender russischer Lieferungen über die Ukraine durch Deutschland in allen untersuchten Szenarien erfüllt.
- In den Sommermonaten wird in allen Szenarien ein Speicherfüllstand von 100 % erreicht.
- Speicherfüllstände repräsentieren kein marktlich optimales Ergebnis.

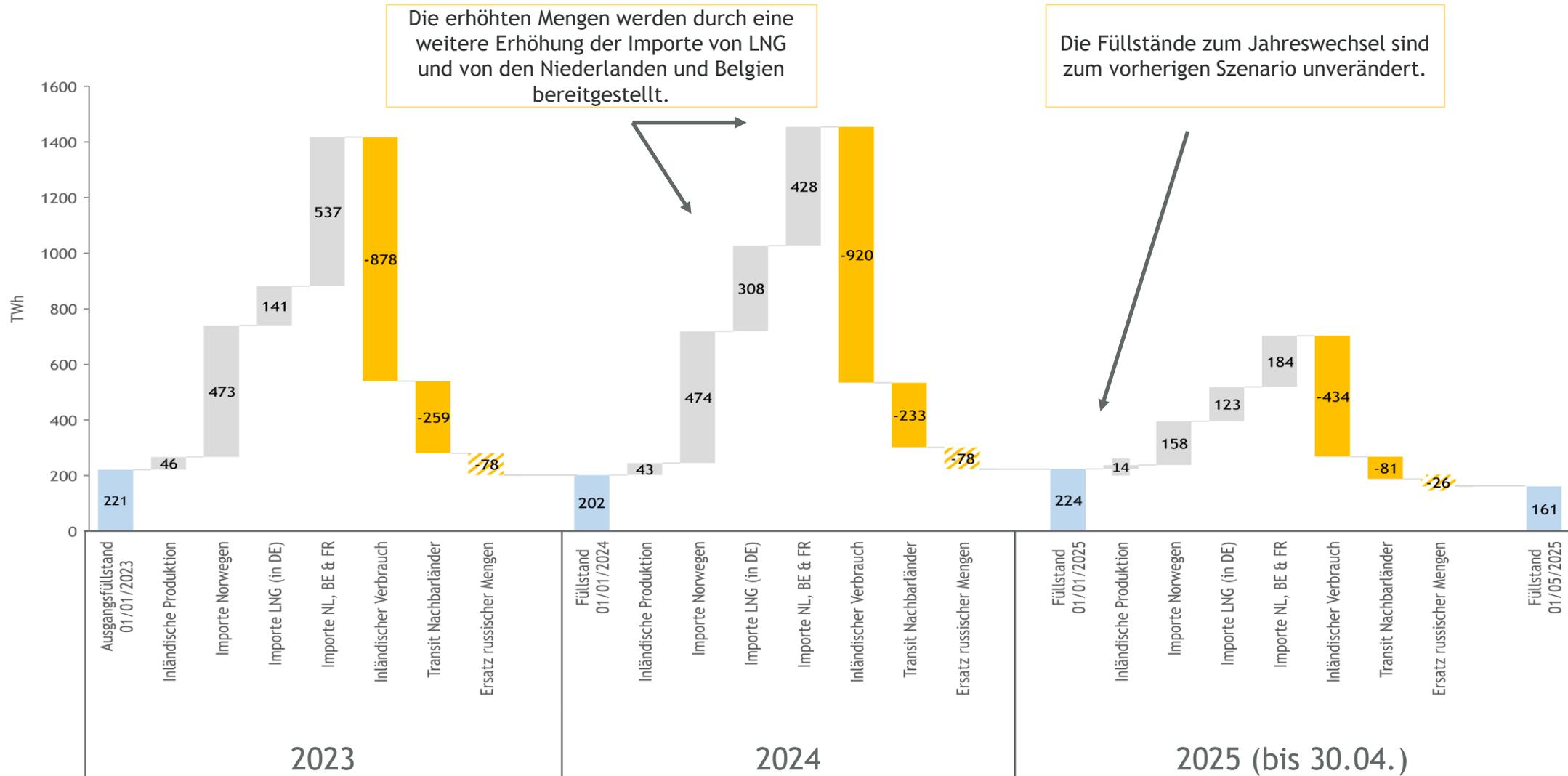
# Jahresbilanz im Szenario BAU - Status Quo



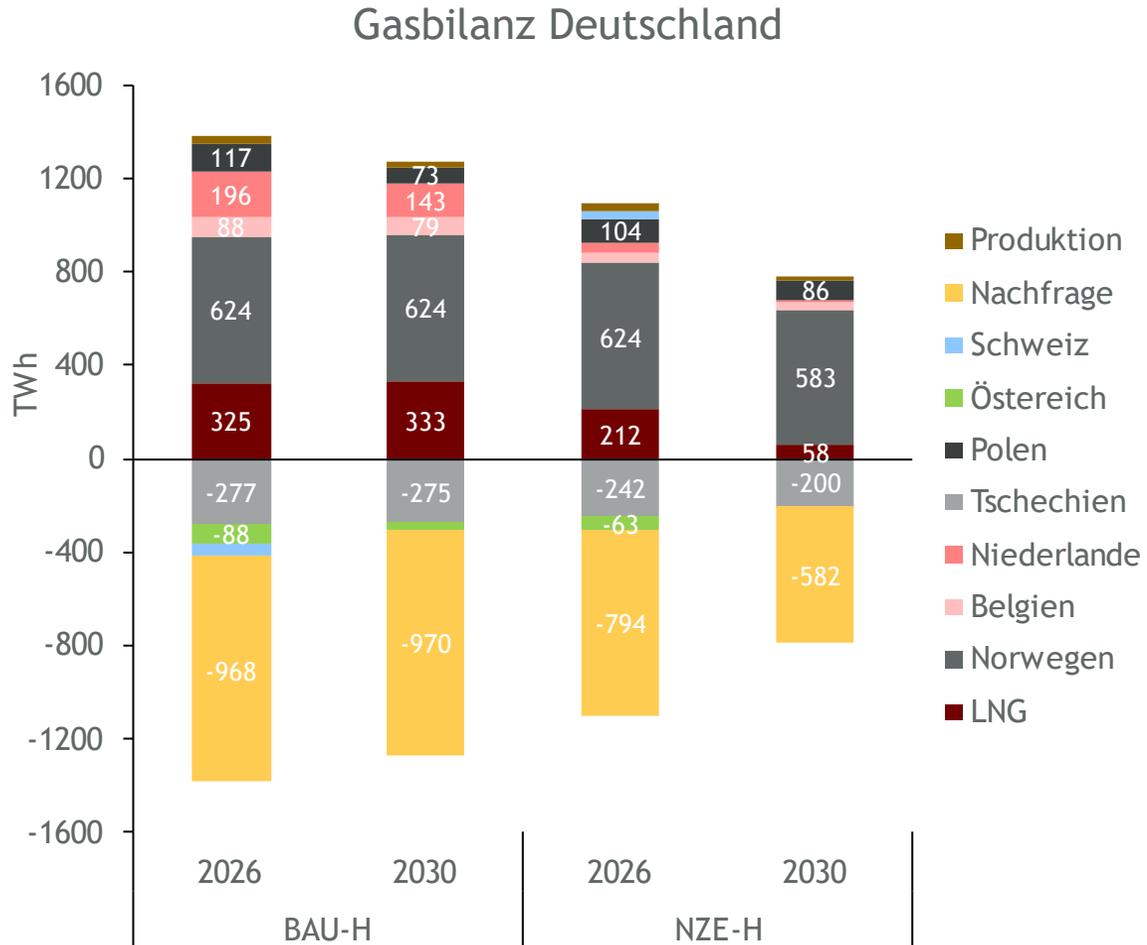
# Jahresbilanz im Szenario BAU - Lieferstopp Russland



# Jahresbilanz im Szenario BAU + Kalter Winter - Lieferstopp Russland

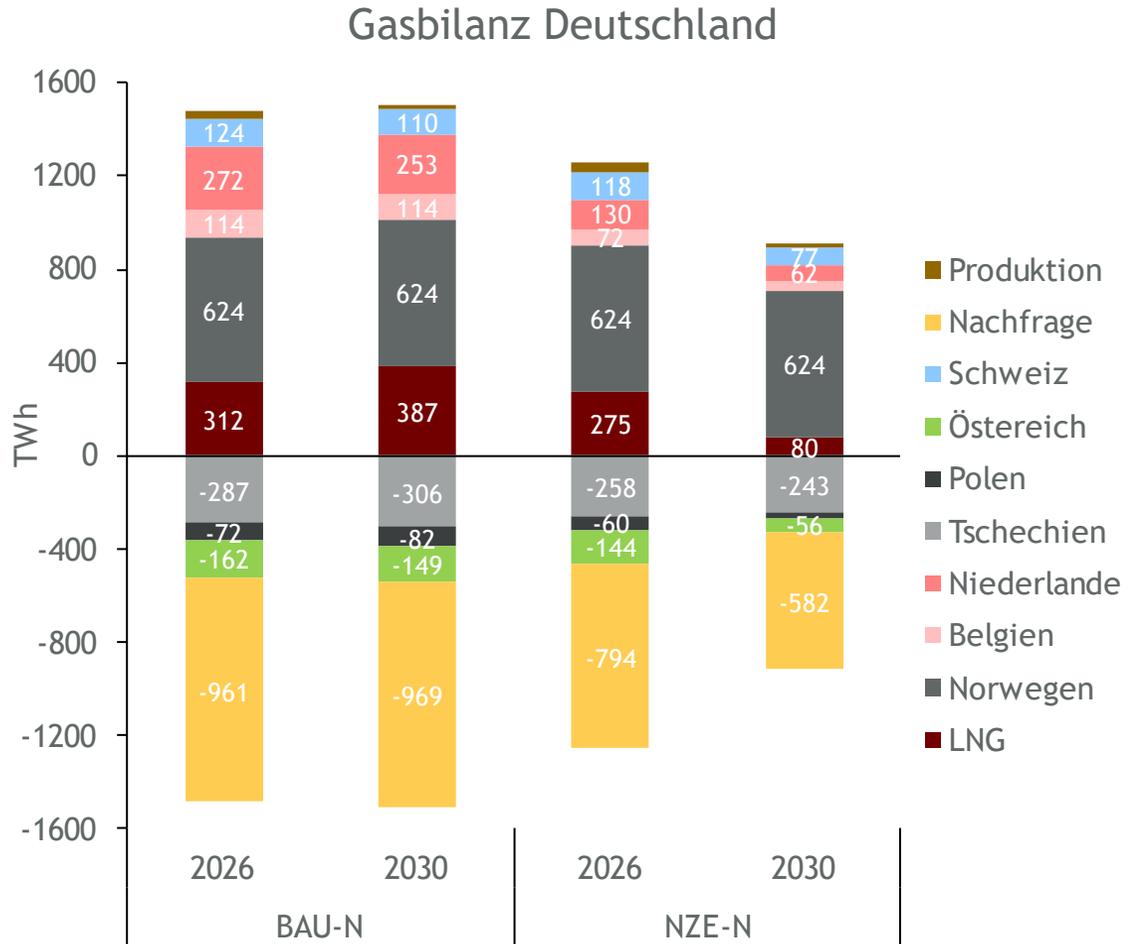


# Jährliche Gasbilanz Deutschlands in den Jahren 2026 und 2030: Angebotsszenario „Hoch“



- Die Gasbilanzanalyse für die Stichjahre 2026 und 2030 erfolgt in jährlicher Auflösung auf Grundlage der Modellergebnisse aus AP 3.
- Bei der Einordnung der Ergebnisse ist zu beachten, dass aufgrund der verschiedenen Methodiken zwischen reiner Mengenbilanzierung und Modellrechnung Unterschiede in den Austauschsalen entstehen können:
  - Die Modellergebnisse sind durch Kostenoptimalität bestimmt.
  - Modelloptimale Verteilung der Gasmengen über Europa führt in der Tendenz zu geringeren Transiten im Vergleich zur Realität.
  - Die jährliche Modellsimulation vernachlässigt saisonale Effekte und die Speicherung.
- Importe aus Norwegen** werden aufgrund niedrigerer Kosten im Modell bevorzugt und liegen damit über den historischen Importen.
- Preissetzendes LNG** wird neben der Erfüllung von Langfristverträgen zur Deckung der Nachfrage bezogen.

# Jährliche Gasbilanz Deutschlands in den Jahren 2026 und 2030: Angebotsszenario „Niedrig“



- Zwischen den Angebotsszenarien kehrt sich die **Flussrichtung nach Polen** um. Dies ist mit dem Wegfall von Gas aus Russland zu erklären, wodurch sich die Gasflüsse von West- und Mitteleuropa in Richtung Osteuropa verstärken.
- Dieser Effekt lässt sich ebenfalls **zwischen Deutschland und Tschechien bzw. Österreich** beobachten. Ohne russische Gaslieferungen steigen die Nettoexporte nach CZ und AT, um Osteuropa verstärkt mitzuversorgen.
- Aus Belgien und den Niederlanden** wird Gas zur Versorgung Deutschlands und weiterer Staaten importiert. Diese sind in den Szenarien mit hoher Nachfrage und ohne russische Gaslieferungen besonders hoch. Die niederländischen Grenzflüsse liegen in diesen Szenarien auf dem Niveau der für die Jahre 2023-2025 unterstellten Austauschsalen.
- Die Modellergebnisse zeigen keinen Gasfluss zwischen **Deutschland und Frankreich**, ebenso nur geringe Gasflüsse nach **Dänemark** (BAU Szenarien).

# Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse zur Gasbilanzanalyse

- Hohe Importe aus Norwegen, Belgien, den Niederlanden und über deutsche LNG-Terminal sorgen für eine ausreichende (Mengen-) Verfügbarkeit von Erdgas in Deutschland und seinen Nachbarländern über alle untersuchten Szenarien.
- Die gesetzlichen Speichervorgaben können in allen untersuchten Szenarien erfüllt werden.
- Eine zentrale Voraussetzung zur Gewährleistung der Gasversorgung ist eine sehr hohe Auslastung europäischer Regasifizierungsterminals und eine ausreichende Verfügbarkeit von LNG auf dem Weltmarkt.
- Die Nachfrageentwicklung wird insbesondere auch durch die Gaspreise beeinflusst. Steigende Preise aufgrund eines knappen Angebots könnten zu einer weiteren Reduzierung bzw. einer weniger starken Erholung der Gasnachfrage führen.
- Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund der angewandten Methodik zu interpretieren:
  - Die Bilanzanalyse repräsentiert keine ökonomische Optimierung der europäischen Gasversorgung und bildet keine Wechselwirkungen zwischen Angebot und Nachfrage ab (z.B. Reduzierung der Nachfrage bei knappem Angebot).
  - Insbesondere die Deckung steigender Nachfrage in osteuropäischen Ländern ist eine zentrale Unsicherheit, die in der Bilanzanalyse als Exporte nach Österreich und Tschechien dargestellt ist.
  - Die Versorgungssicherheit wird zudem durch kurzfristige und regionale Faktoren beeinflusst (z.B. lokale Netzengpässe oder Spitzenlast-situationen am Ende des Winters).
  - Die tatsächliche Einspeicherung kann von den Ergebnissen abweichen, da das Speicherverhalten auch eine Funktion der Gaspreise ist.

## KONTAKT

David Schlund

[david.schlund@ewi.uni-koeln.de](mailto:david.schlund@ewi.uni-koeln.de)

+49 (0)221 650 745 43

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

# Disclaimer und Haftungsausschluss

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt.

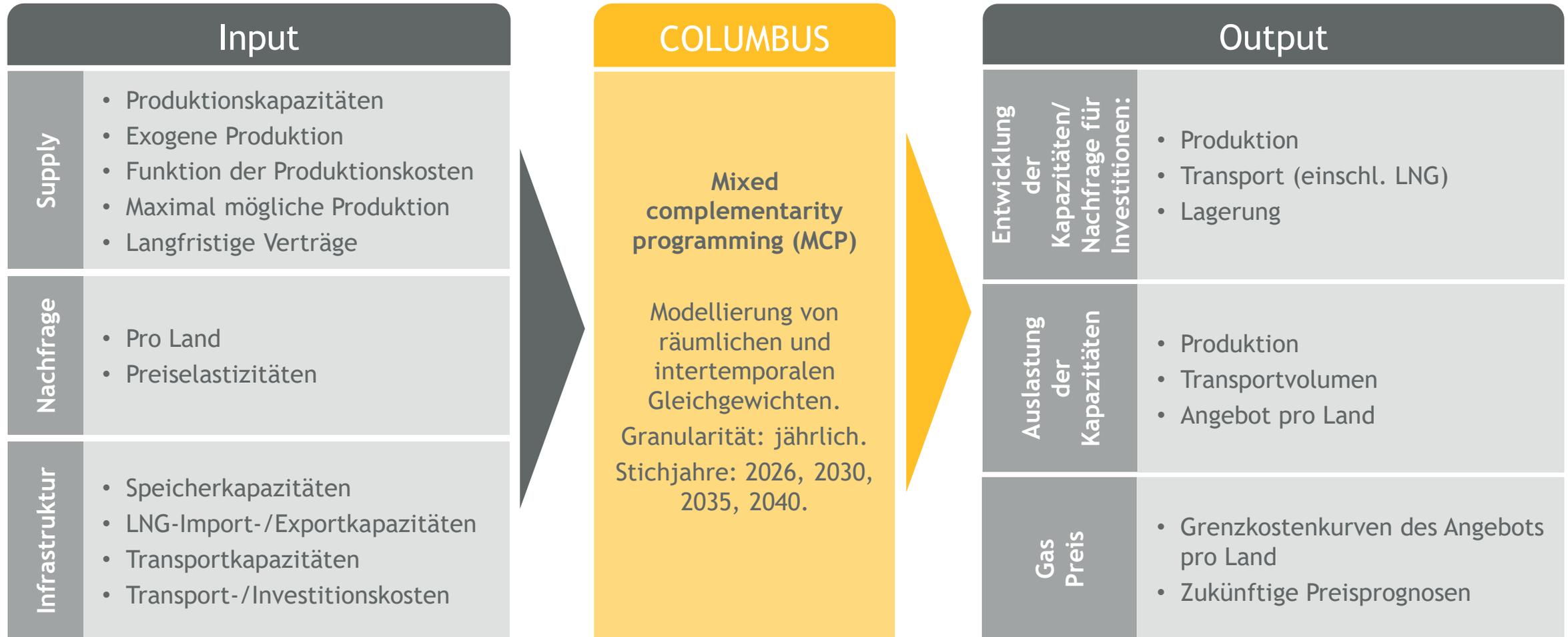
Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).

Hinsichtlich der in diesem Dokument gegebenen Informationen ist Vertraulichkeit zu bewahren. Dieses Dokument darf nicht ohne vorherige Zustimmung durch die Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH Dritten zugänglich gemacht werden. Die Haftung für Folgeschäden ist ausgeschlossen. Dies betrifft auch und insbesondere Schäden oder entgangene Gewinne, die dem Partner infolge der Verwendung der in diesem Dokument gegebenen Informationen entstehen.

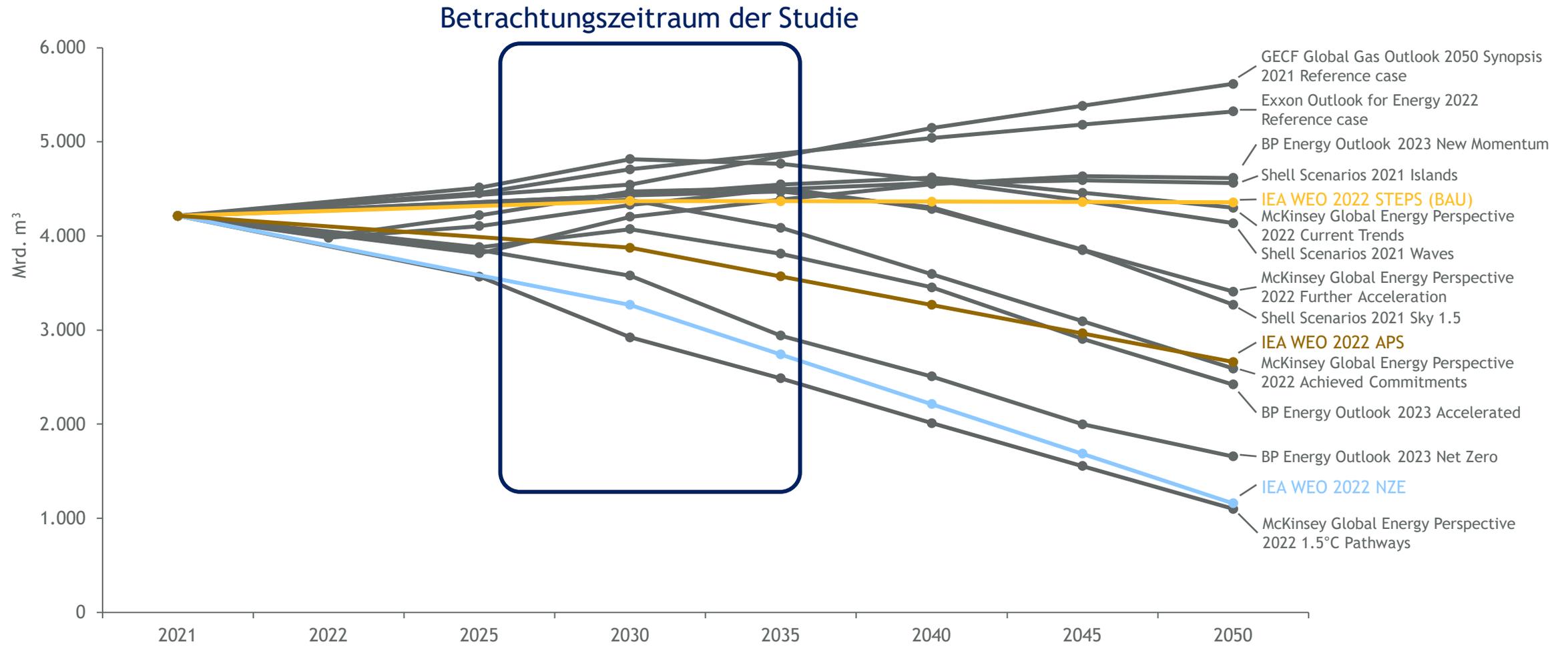
# 6

## Datenanhang

## Langfristiges EWI Simulationsmodell für den globalen Gasmarkt



# Studienvergleich zur Entwicklung globaler Erdgasnachfrage



# Sensitivitätsanalyse zeigt vernachlässigbare Auswirkungen eines geringeren Kernkraftausbaus auf die globale Gasnachfrage

## Relative Erhöhung des Erdgasbedarfs bei reduziertem Kernkraftausbau nach Weltregionen

	Szenario BAU (STEPS)	Szenario APS
	2030	2030
<b>Welt</b>	1%	1%
Nordamerika	0%	0%
USA	0%	0%
Mittel- und Südamerika	0%	0%
Brasilien	1%	1%
Europa	0%	1%
EU	0%	0%
Afrika	0%	0%
Mittlerer Osten	0%	0%
Eurasien	0%	0%
Russland	0%	0%
Asien & Pazifik	2%	3%
China	2%	3%
Indien	3%	3%
Japan	9%	12%
Südostasien	0%	0%

## Annahmen

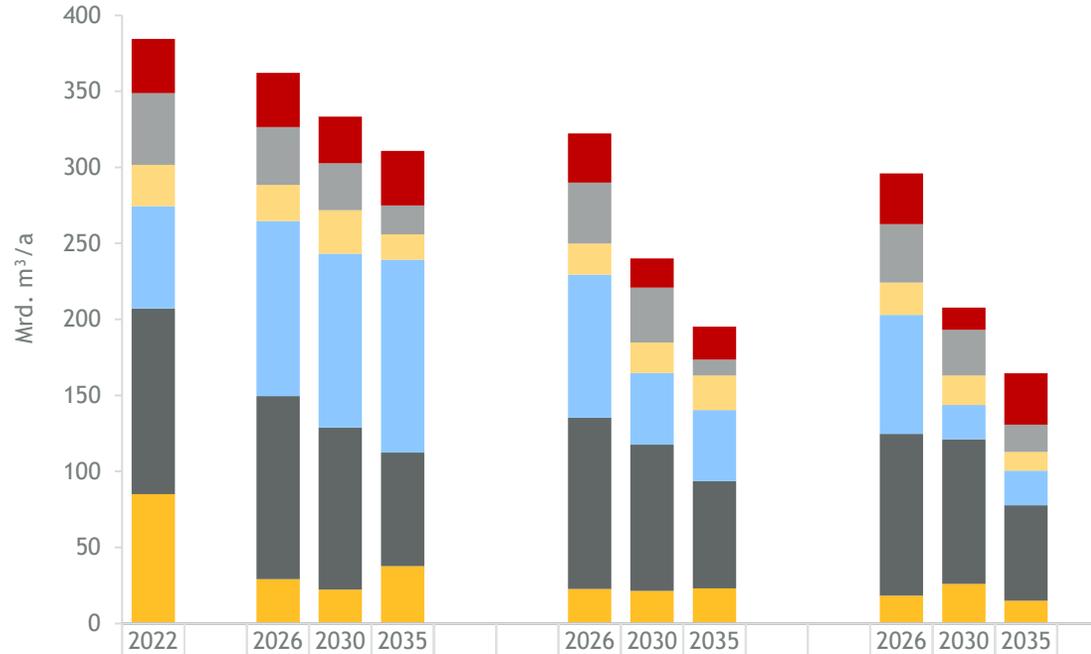
- Kernenergie wird langsamer ausgebaut als in den Szenarien angenommen und muss teilweise durch die Verstromung von Erdgas ersetzt werden.
- Der Ausbau der Kernenergie ist um 50 % geringer als in den Szenarien des World Energy Outlook angegeben.
- Konservative Annahme: 50 % der fehlenden Stromerzeugung aus Kernenergie werden durch Erdgas ersetzt (anstelle des beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien).
- Erdgas wird in Kraftwerken mit einer Energieeffizienz von 60 % verstromt.

Auch unter **konservativen Annahmen** hat ein reduzierter Ausbau der Kernenergie sehr **begrenzten Einfluss** auf die globale Erdgasnachfrage.

Nennenswerte Effekte ergeben sich nur in Asien, vor allem in Japan. Die **globale Gasnachfrage** erhöht sich in durch einen geringeren Kernkraftausbau lediglich um **1 %**.

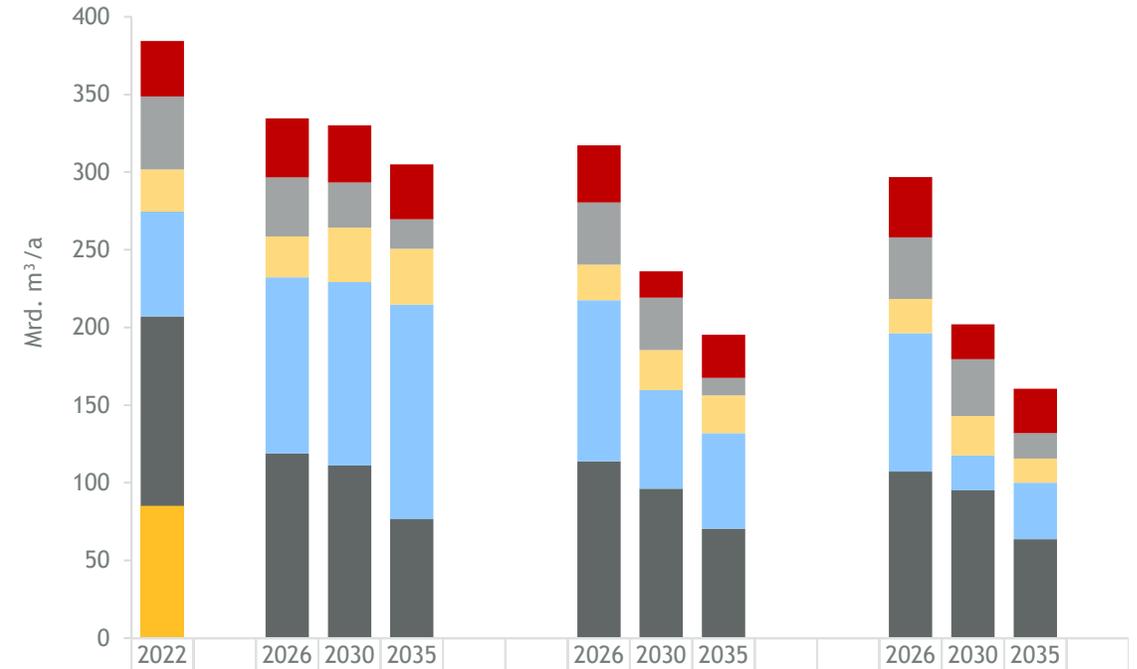
# Gasimportstruktur der EU + UK

## Hohes Angebot



	2022	BAU-H			APS-H			NZE-H		
		2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
■ Andere	36	36	31	36	32	19	22	33	15	34
■ Nordafrika	47	38	31	19	40	36	10	38	30	18
■ Katar	27	24	29	17	20	20	23	21	19	12
■ USA	67	115	114	127	94	47	47	78	23	23
■ Norwegen	122	120	106	75	113	96	70	106	95	63
■ Russland	85	29	22	38	23	21	23	18	26	15
Summe	384	362	333	311	322	240	195	296	208	165

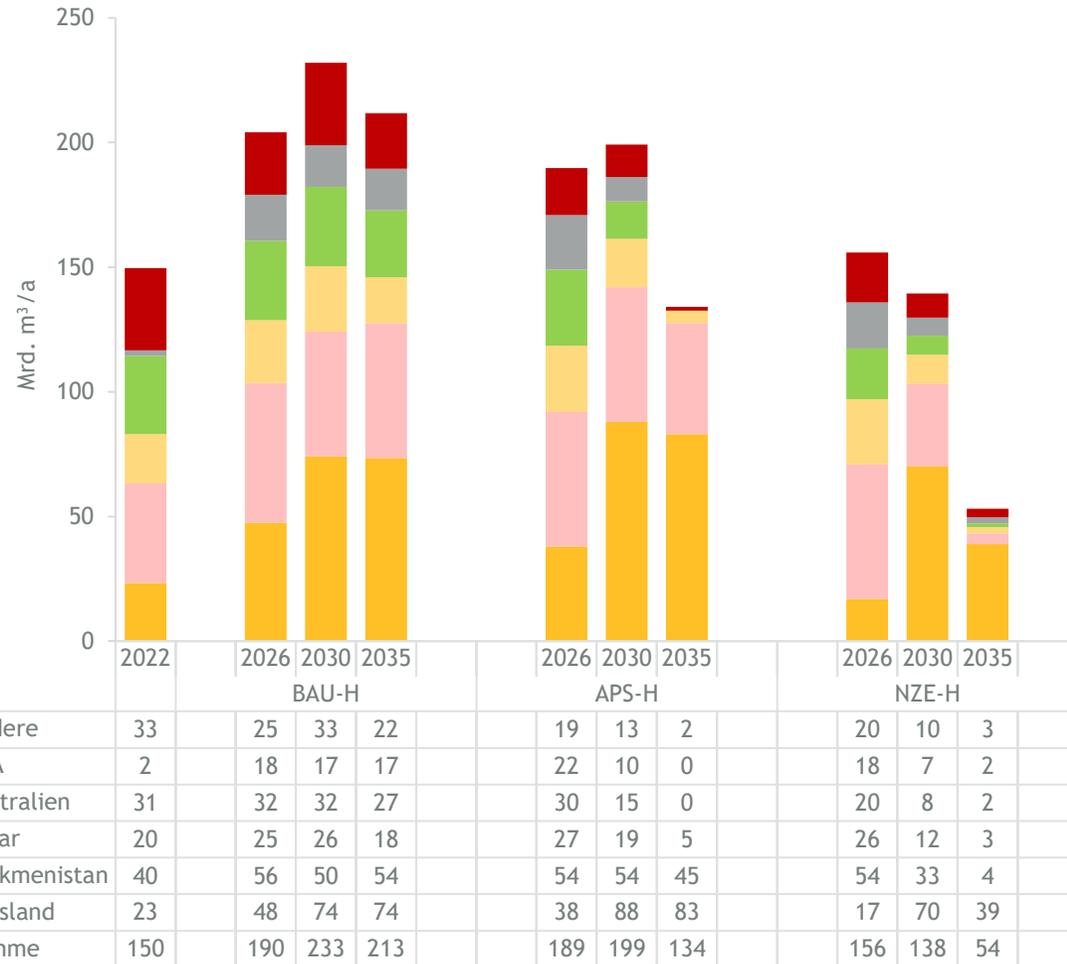
## Niedriges Angebot



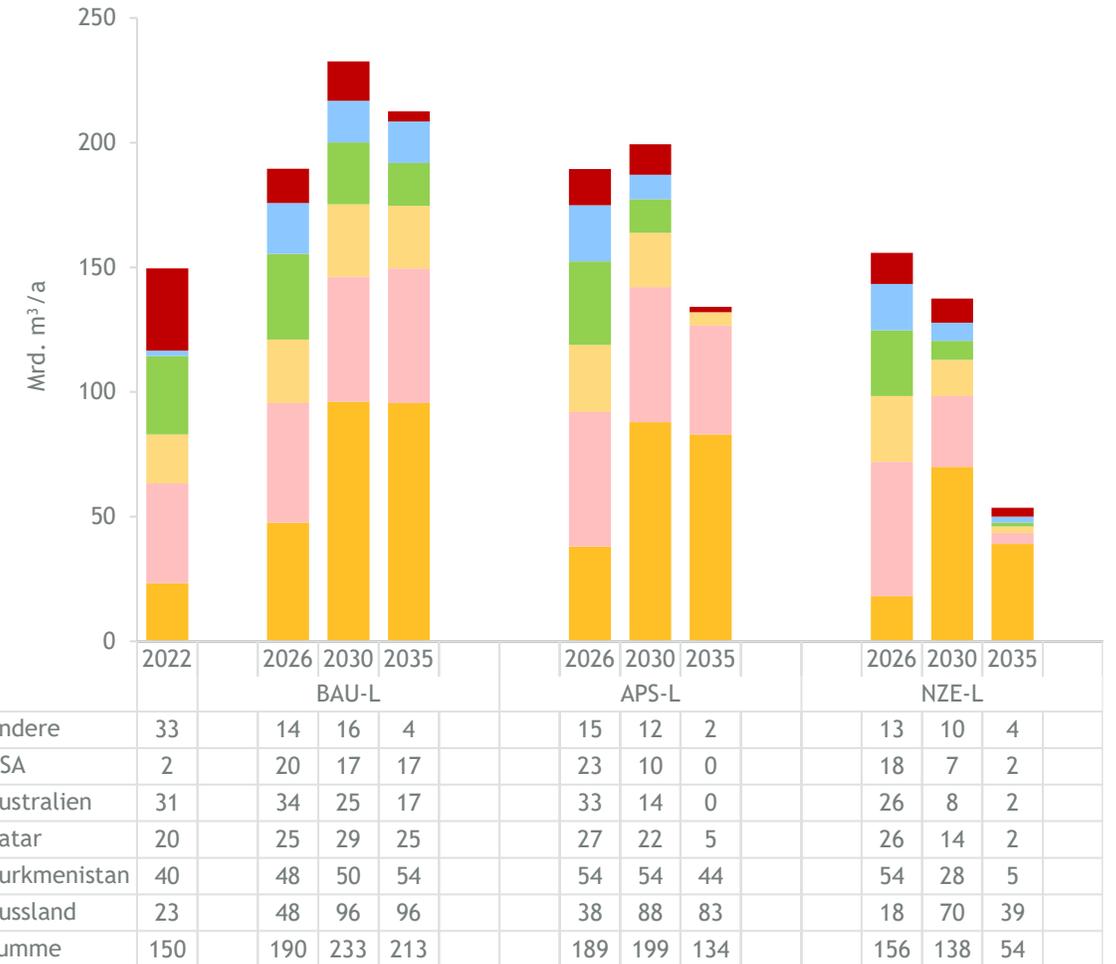
	2022	BAU-N			APS-N			NZE-N		
		2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
■ Andere	36	38	37	35	37	17	28	39	22	29
■ Nordafrika	47	38	29	19	40	34	11	40	37	16
■ Katar	27	26	35	36	23	26	24	22	25	15
■ USA	67	113	118	138	104	63	61	89	23	36
■ Norwegen	122	119	111	77	114	96	70	107	95	64
■ Russland	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	384	335	330	305	317	236	195	297	202	161

# Gasimportstruktur Chinas

## Hohes Angebot

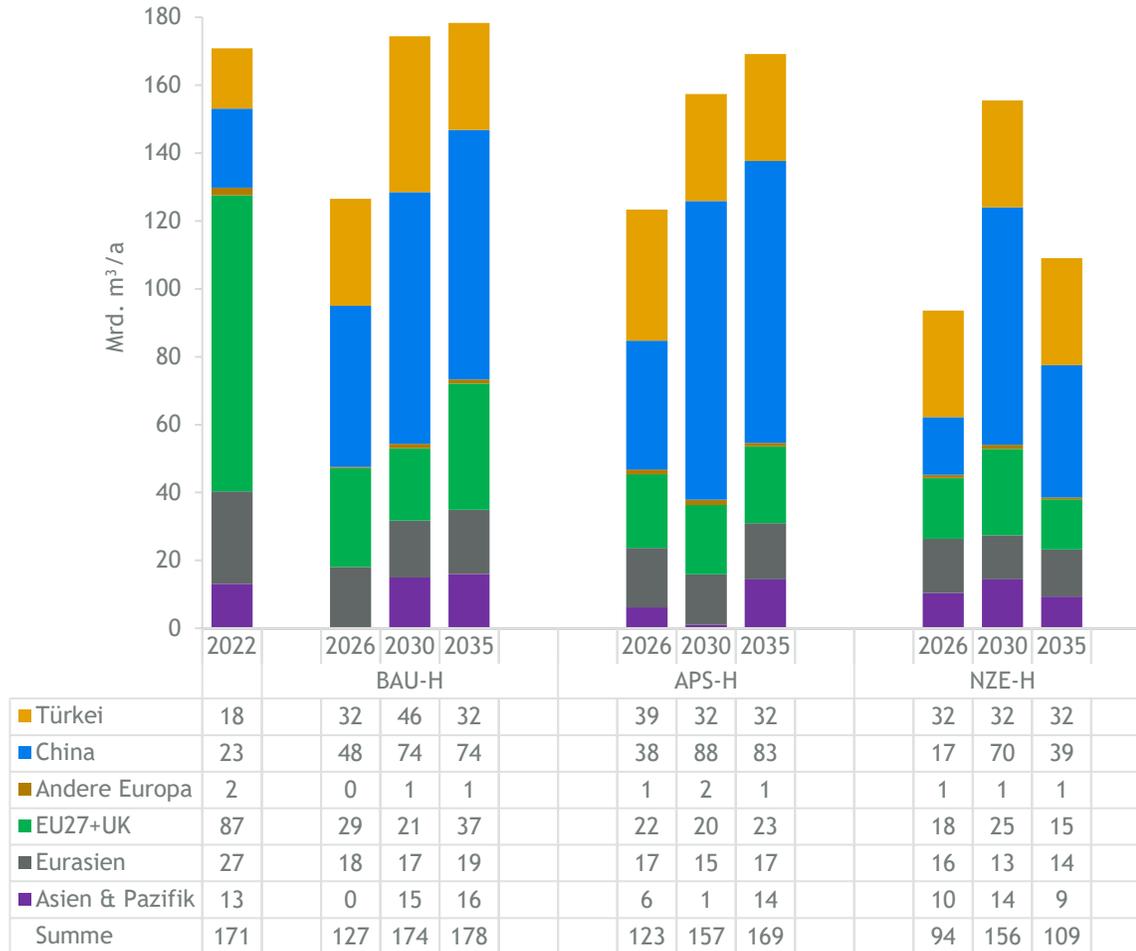


## Niedriges Angebot

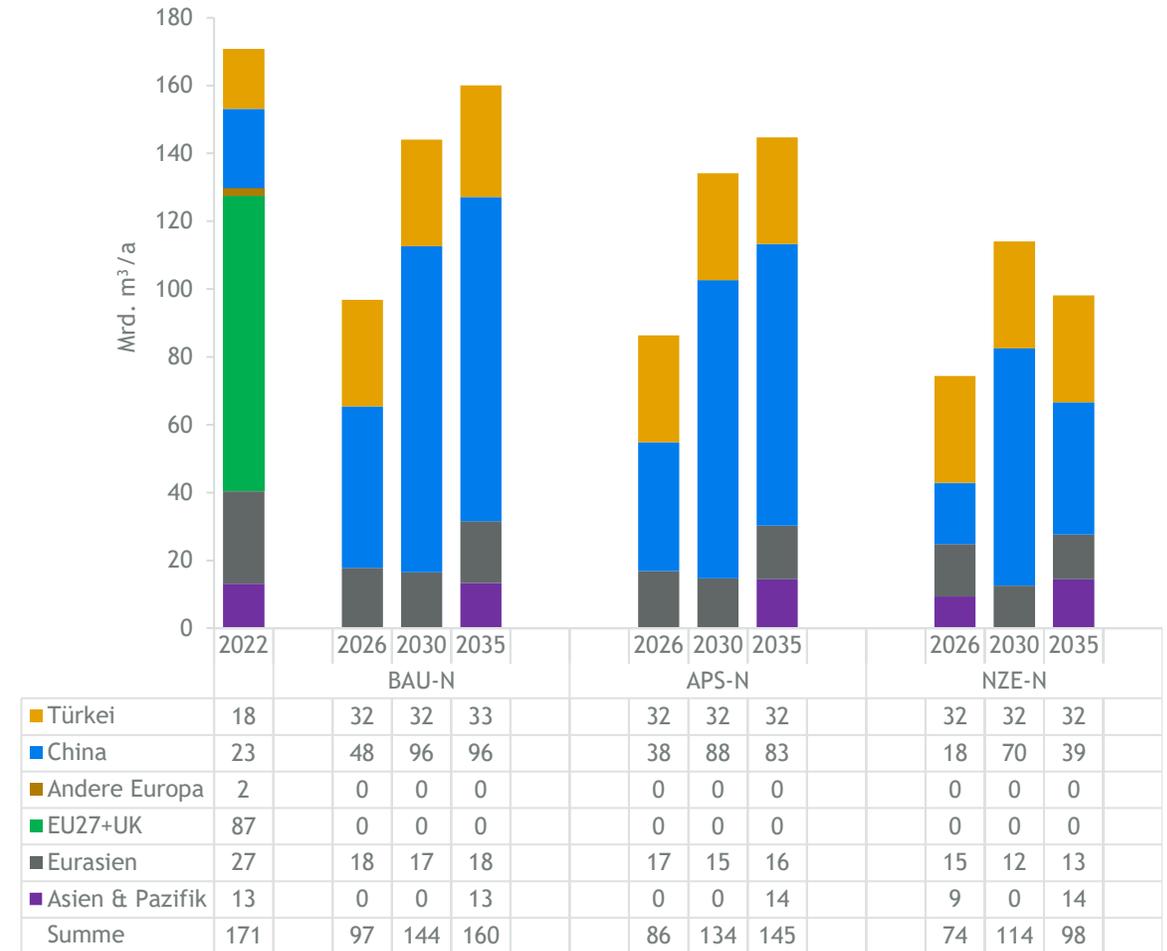


# Gasexportstruktur Russlands

## Hohes Angebot



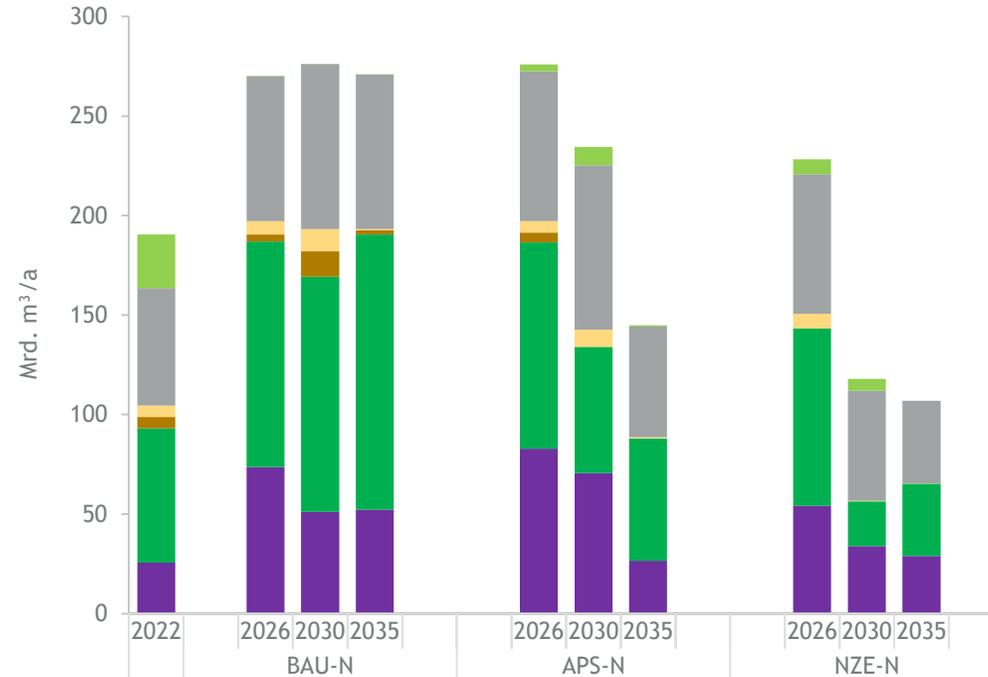
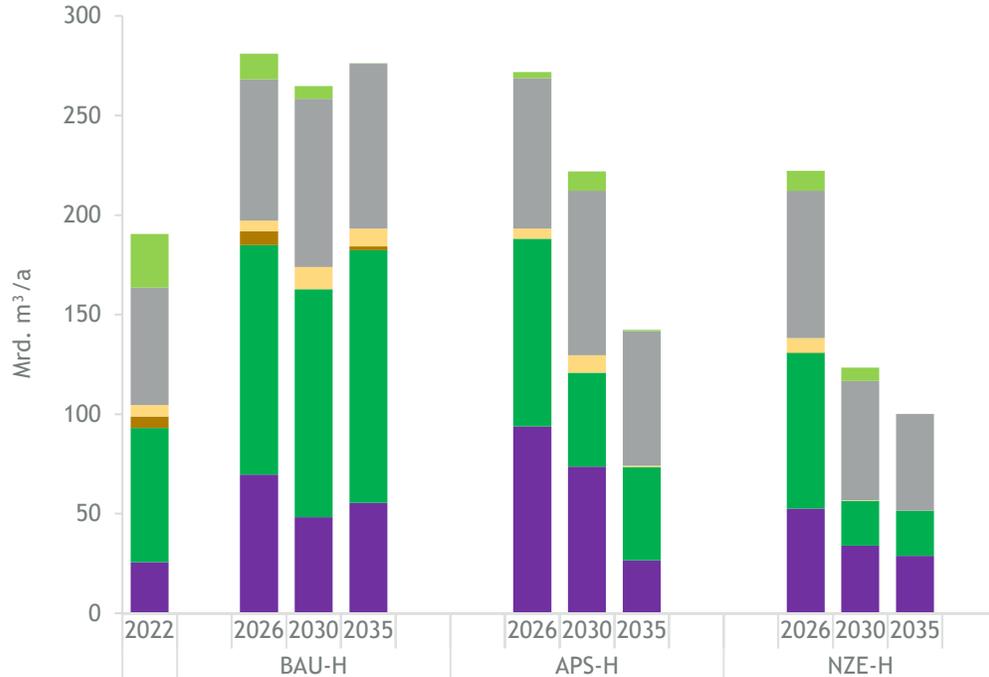
## Niedriges Angebot



# Gasexportstruktur der USA

## Hohes Angebot

## Niedriges Angebot

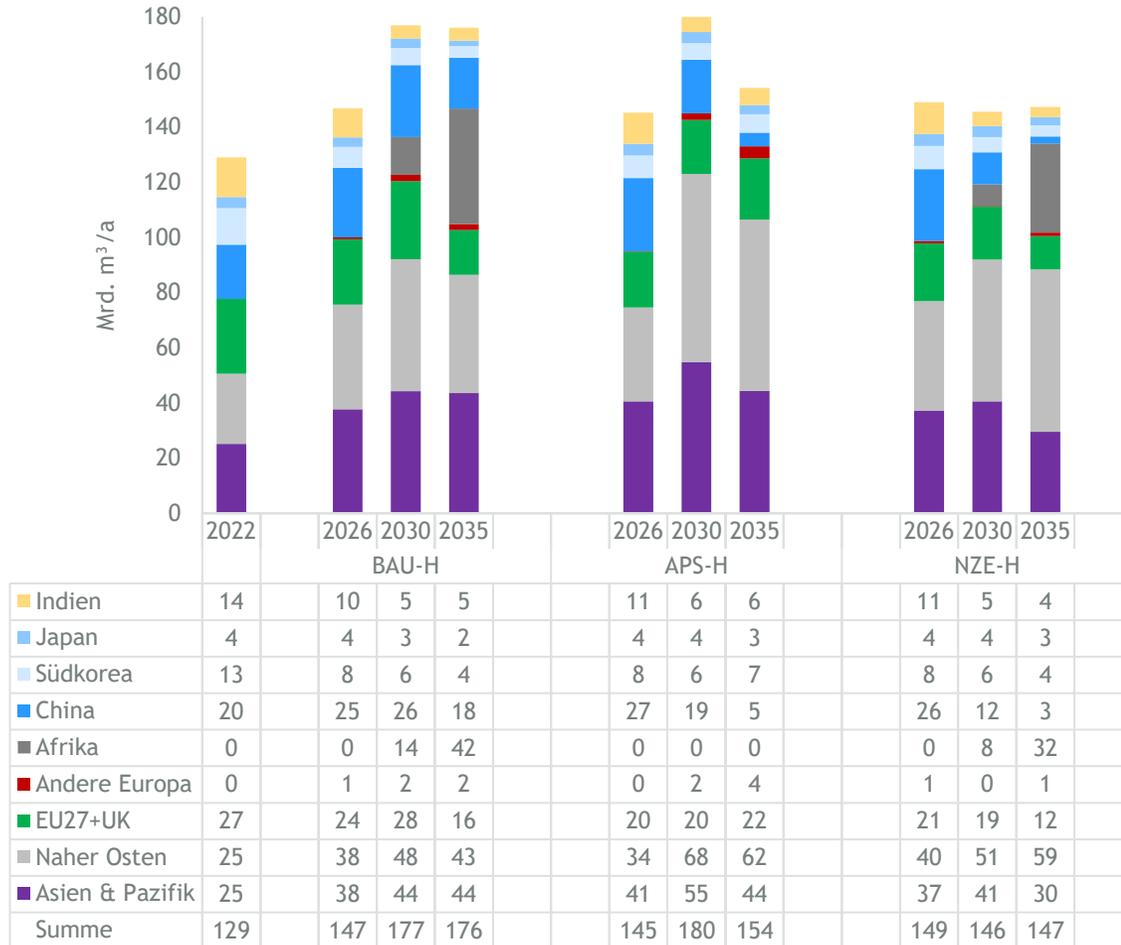


	2022	BAU-H			APS-H			NZE-H		
		2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
■ Kanada	27	13	6	0	3	10	1	10	7	0
■ Mexiko	59	71	84	83	76	83	68	74	60	48
■ Mittel- & Südamerika	6	5	11	9	5	9	1	7	0	0
■ Andere Europa	6	7	0	2	0	0	0	0	0	0
■ EU27+UK	67	115	114	127	94	47	47	78	23	23
■ Asien & Pazifik	26	70	48	56	94	74	27	53	34	29
Summe	190	281	265	276	272	222	142	222	123	100

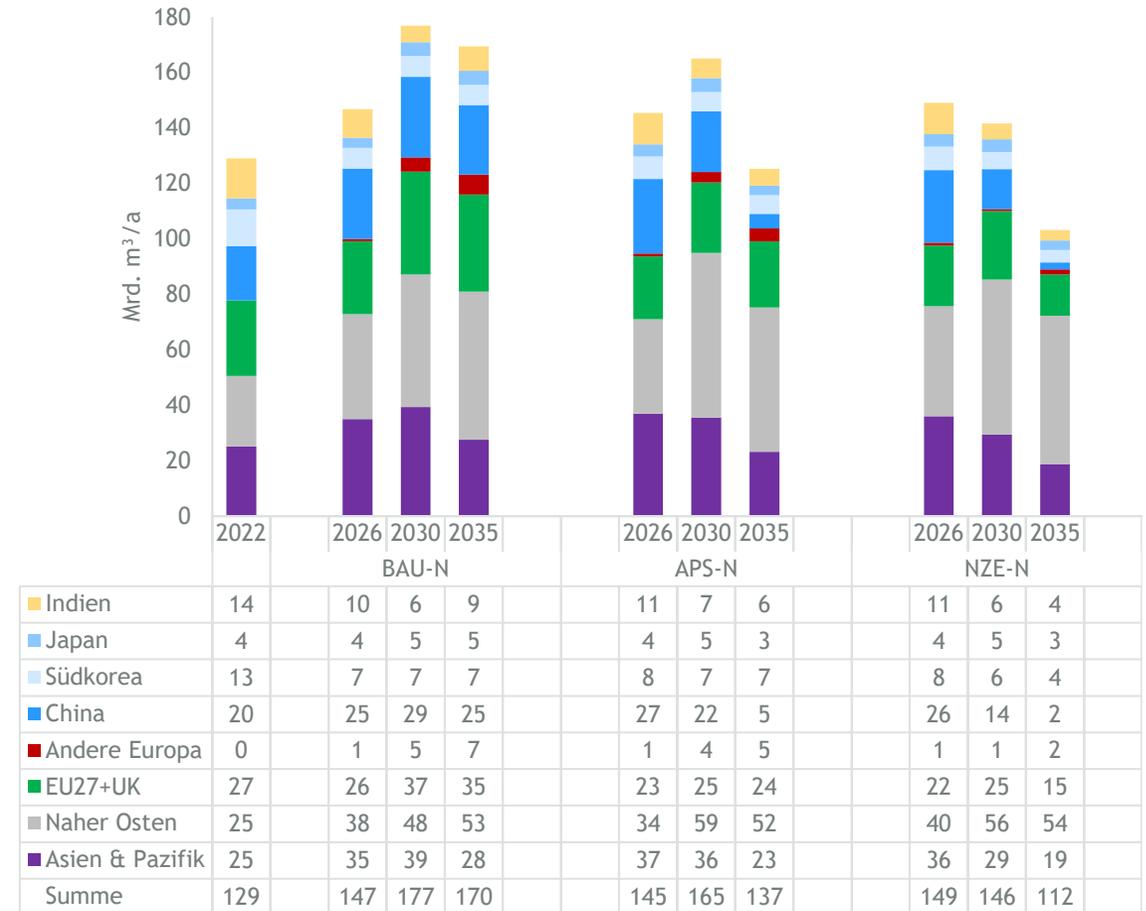
	2022	BAU-N			APS-N			NZE-N		
		2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
■ Kanada	27	0	0	0	4	9	1	8	6	0
■ Mexiko	59	73	83	78	75	83	56	70	55	41
■ Mittel- & Südamerika	6	7	11	1	6	9	1	7	0	0
■ Andere Europa	6	4	13	2	5	0	0	0	0	0
■ EU27+UK	67	113	118	138	104	63	61	89	23	36
■ Asien & Pazifik	26	74	51	52	83	71	27	54	34	29
Summe	190	270	276	271	276	235	145	228	118	107

# Gasexportstruktur Katars

## Hohes Angebot

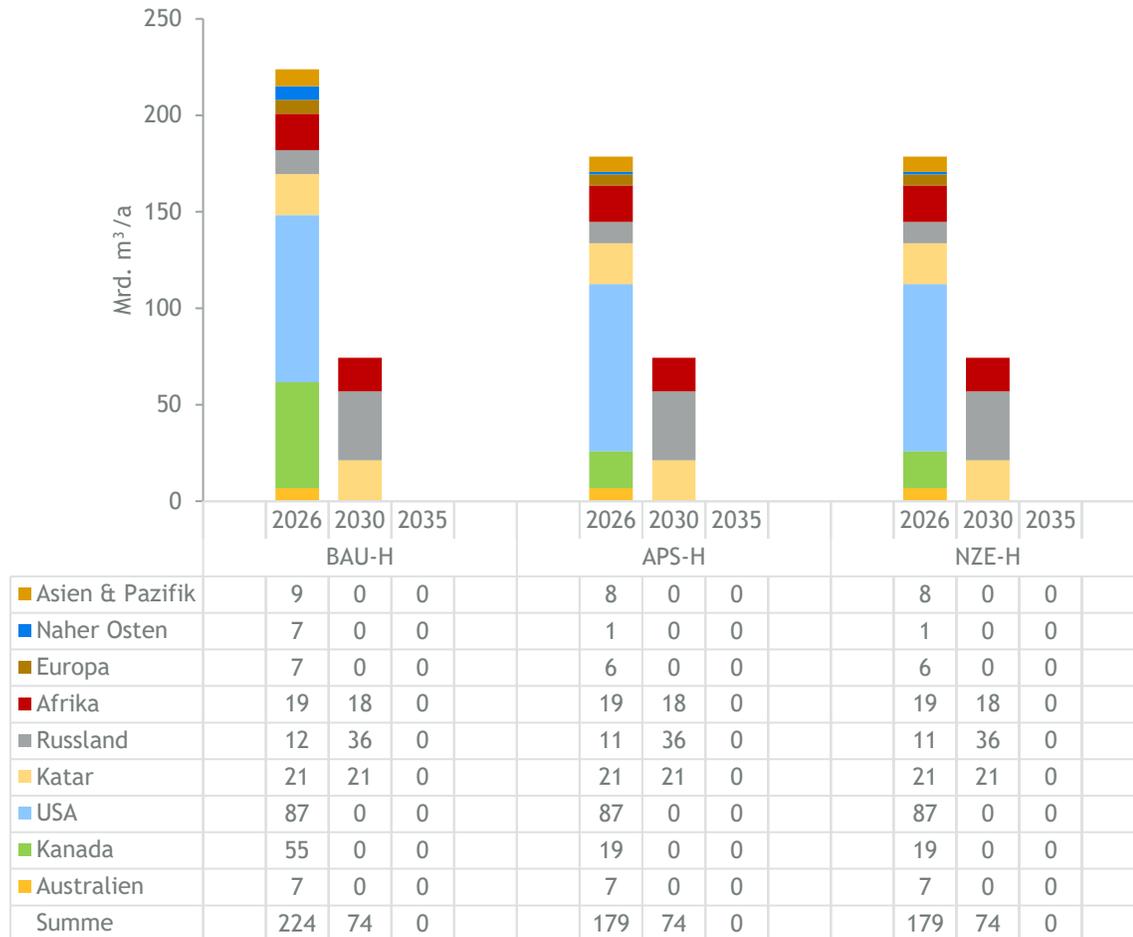


## Niedriges Angebot

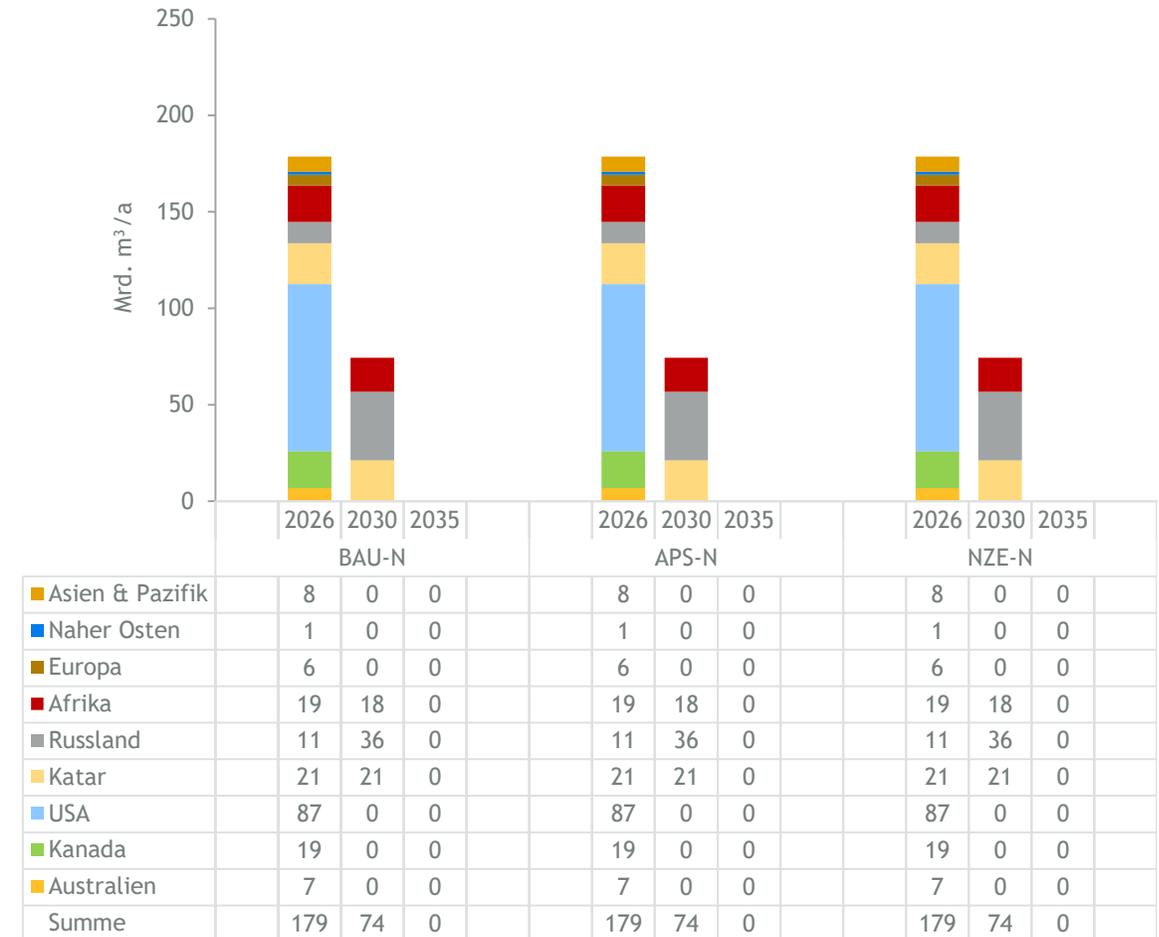


# Investitionen in Verflüssigungs-Terminal

## Hohes Angebot

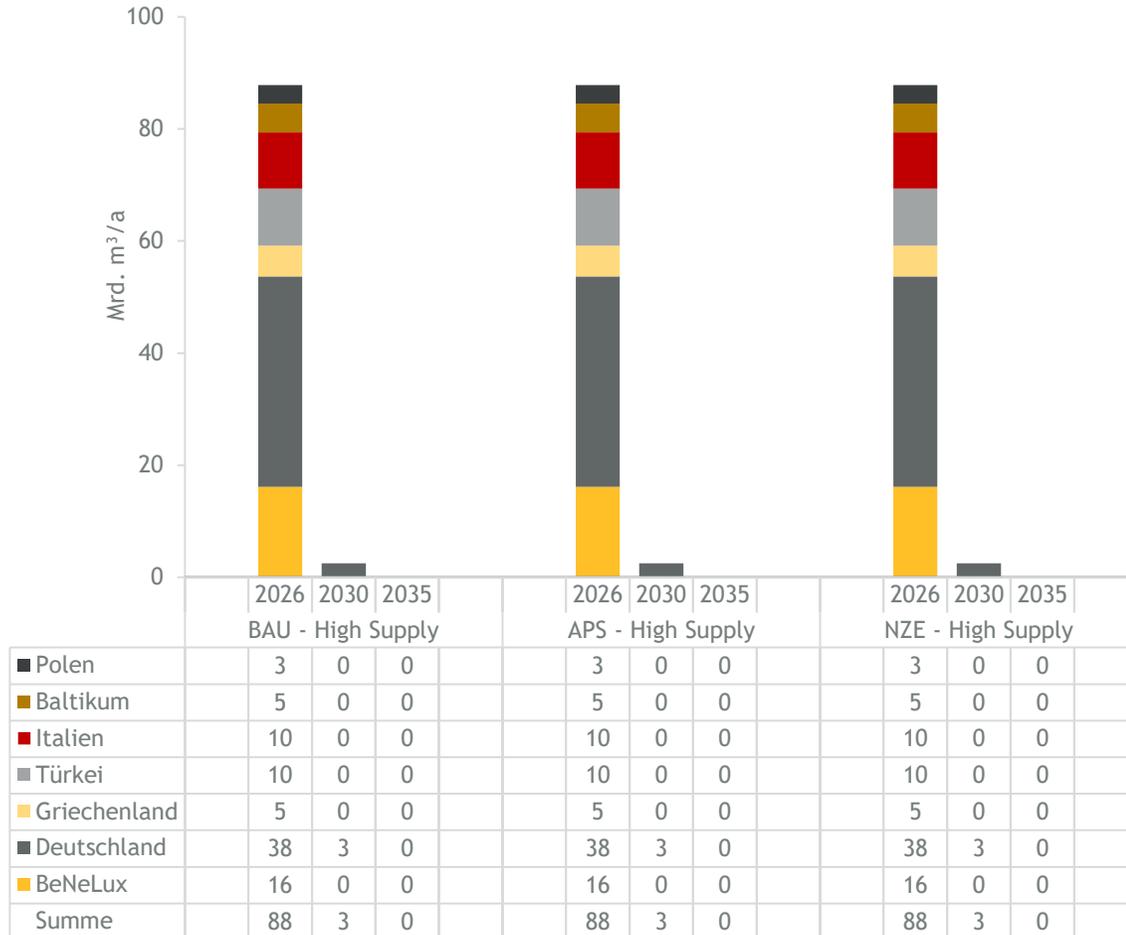


## Niedriges Angebot

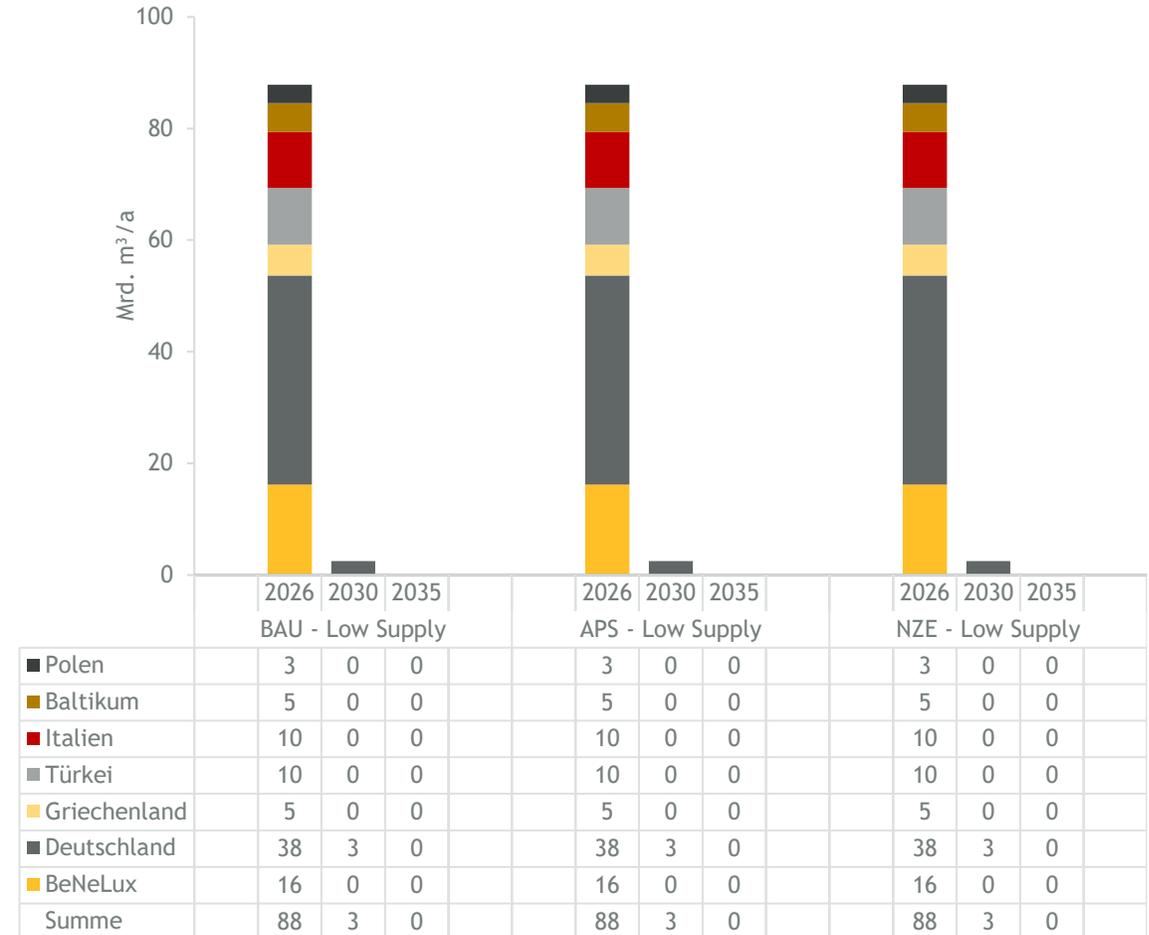


# Investitionen in Regasifizierungs-Terminal in Europa

## Hohes Angebot



## Niedriges Angebot



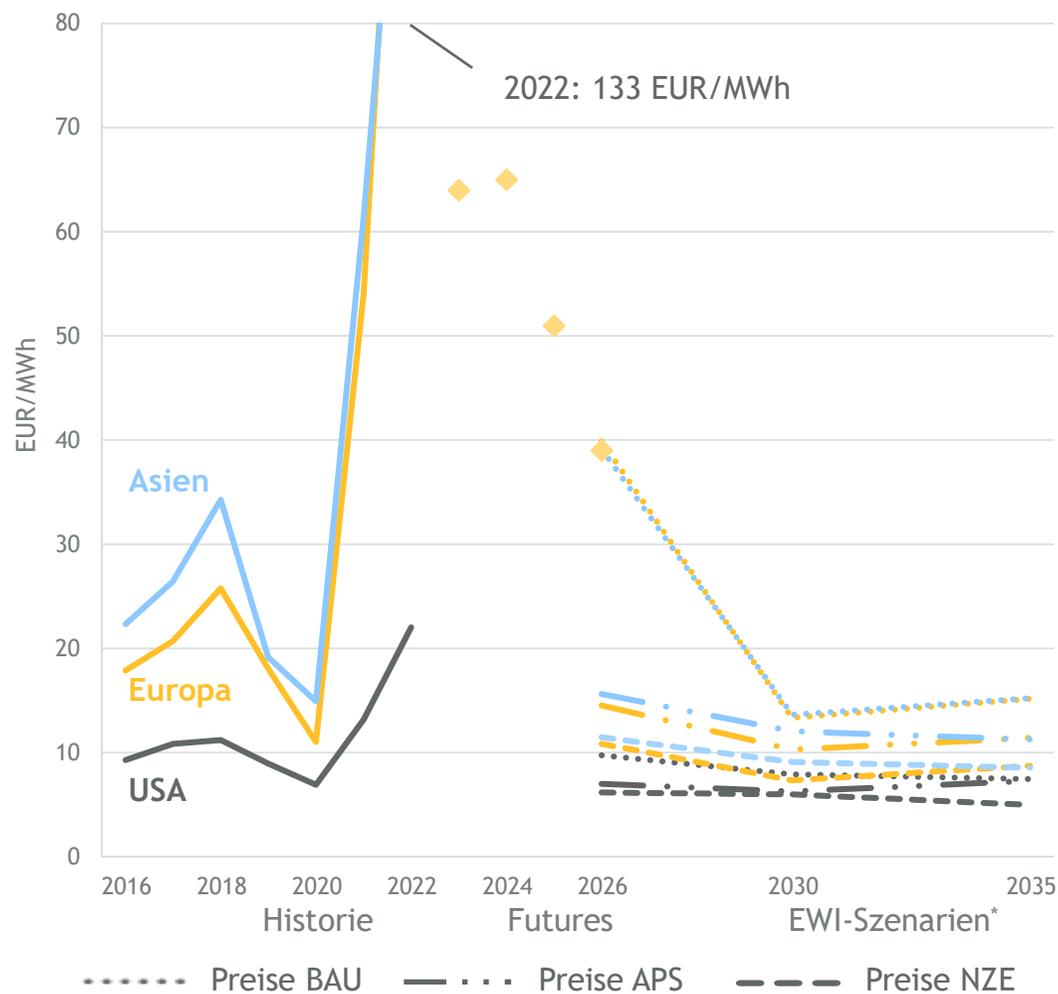
# Auslastung der Regasifizierungs-Terminal in Europa bei hohem Angebot

	BAU			APS			NZE		
	2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
LT	42%	33%	33%	32%	20%	16%	30%	19%	14%
BE	78%	75%	86%	61%	29%	38%	50%	13%	16%
DE	78%	75%	86%	61%	29%	38%	50%	13%	16%
ES	30%	24%	39%	16%	6%	10%	11%	5%	7%
FI	17%	15%	12%	14%	10%	7%	12%	7%	4%
FR	87%	69%	74%	58%	40%	43%	53%	33%	23%
GR	53%	60%	28%	29%	2%	9%	19%	2%	4%
IT	100%	100%	100%	100%	63%	64%	100%	17%	22%
NL	78%	75%	86%	61%	29%	38%	50%	13%	16%
PL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PT	100%	89%	85%	95%	72%	61%	89%	56%	55%
SE	100%	100%	100%	99%	76%	64%	91%	64%	52%
UK	42%	32%	32%	33%	8%	10%	24%	7%	8%
HR	13%	28%	29%	7%	14%	34%	15%	12%	20%

# Auslastung der Regasifizierungs-Terminal in Europa bei niedrigem Angebot

	BAU			APS			NZE		
	2026	2030	2035	2026	2030	2035	2026	2030	2035
LT	40%	56%	54%	37%	24%	19%	34%	23%	14%
BE	75%	87%	100%	72%	42%	48%	65%	18%	29%
DE	75%	87%	100%	72%	42%	48%	65%	18%	29%
ES	27%	21%	32%	19%	9%	13%	11%	6%	9%
FI	18%	14%	14%	16%	10%	8%	14%	9%	7%
FR	87%	77%	92%	71%	48%	61%	67%	37%	41%
GR	67%	100%	100%	56%	24%	8%	31%	3%	6%
IT	100%	100%	100%	100%	87%	97%	100%	36%	50%
NL	75%	87%	100%	72%	42%	48%	65%	18%	29%
PL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PT	97%	89%	85%	95%	73%	66%	90%	59%	60%
SE	100%	100%	100%	99%	76%	64%	91%	64%	52%
UK	42%	35%	40%	37%	14%	17%	28%	9%	10%
HR	100%	100%	62%	100%	27%	58%	100%	61%	52%

# Gaspreisentwicklung im regionalen Vergleich bei hohem Angebot

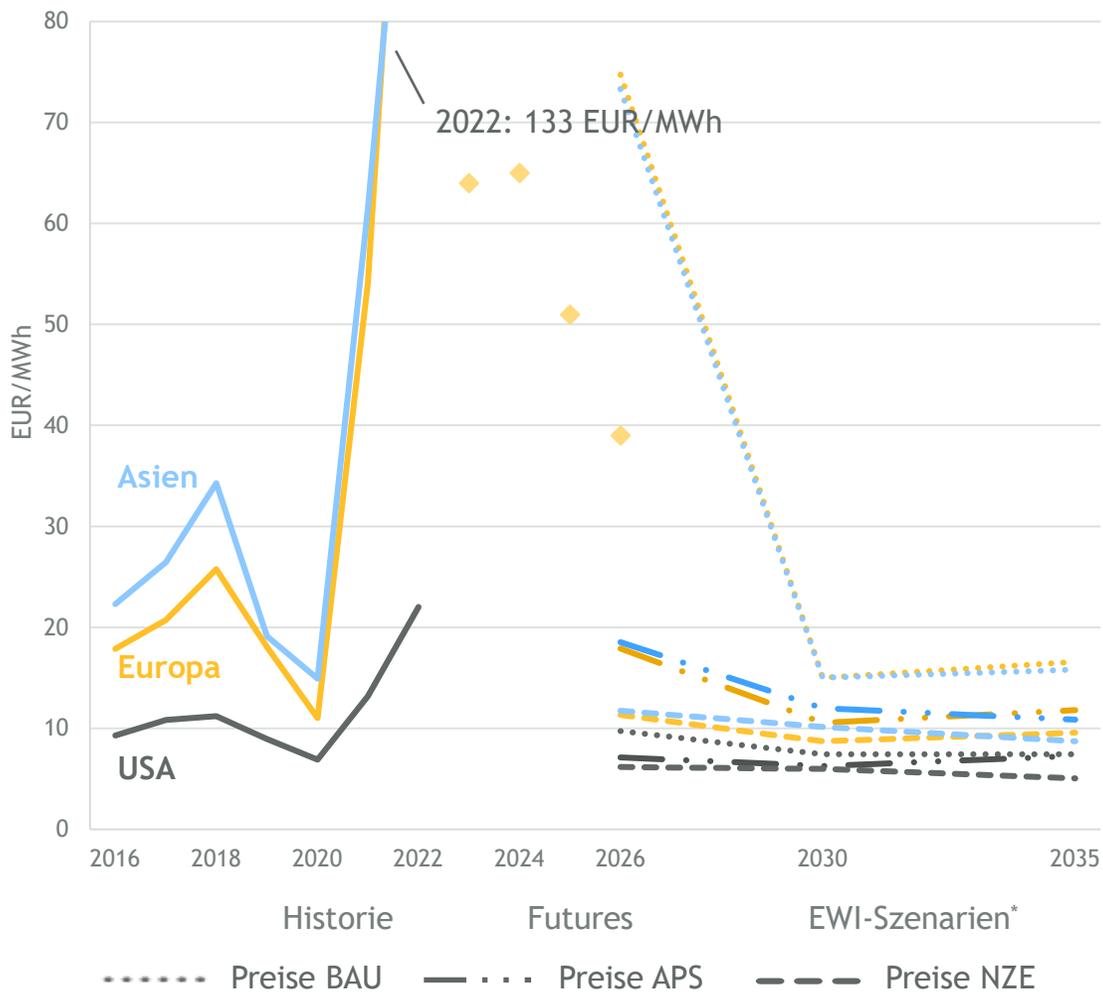


Preise in Euro/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
historisch Europa	18	21	26	18	11	54	133						
historisch USA	9	11	11	9	7	13	22						
historisch Asien	22	26	34	19	15	61	116						
Future TTF Europa								64	65	51	39		
BAU-HS Europa											40	13	15
BAU-HS USA											10	8	7
BAU-HS Asien											39	14	15
APS-HS Europa											15	10	11
APS-HS USA											7	6	7
APS-HS Asien											16	12	11
NZE-HS Europa											11	7	9
NZE-HS USA											6	6	5
NZE-HS Asien											11	9	9

\* Zeiträume zwischen den Stützjahren 2026, 2030 und 2035 sind interpoliert

# Gaspreisentwicklung im regionalen Vergleich bei niedrigem Angebot

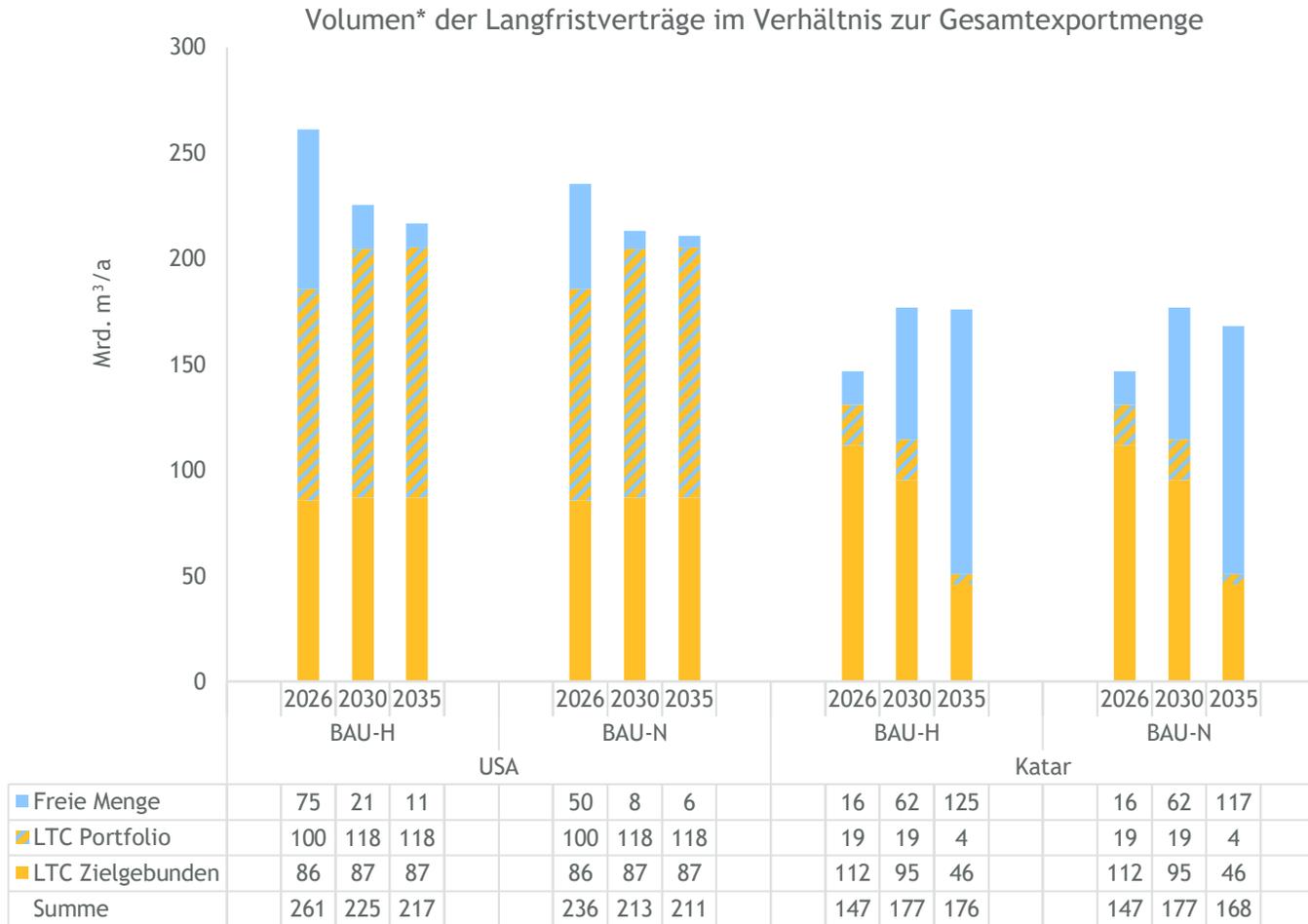


Preise in Euro/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
historisch Europa	18	21	26	18	11	54	133						
historisch USA	9	11	11	9	7	13	22						
historisch Asien	22	26	34	19	15	61	116						
Future TTF Europa								64	65	51	39		
BAU-LS Europa											75	15	17
BAU-LS USA											10	7	7
BAU-LS Asien											73	15	16
APS-LS Europa											18	11	12
APS-LS USA											7	6	7
APS-LS Asien											19	12	11
NZE-LS Europa											11	9	10
NZE-LS USA											6	6	5
NZE-LS Asien											12	10	9

\* Zeiträume zwischen den Stützjahren 2026, 2030 und 2035 sind interpoliert

# Langfristverträge und Exportvolumen von Katar und den USA in den BAU Szenarien



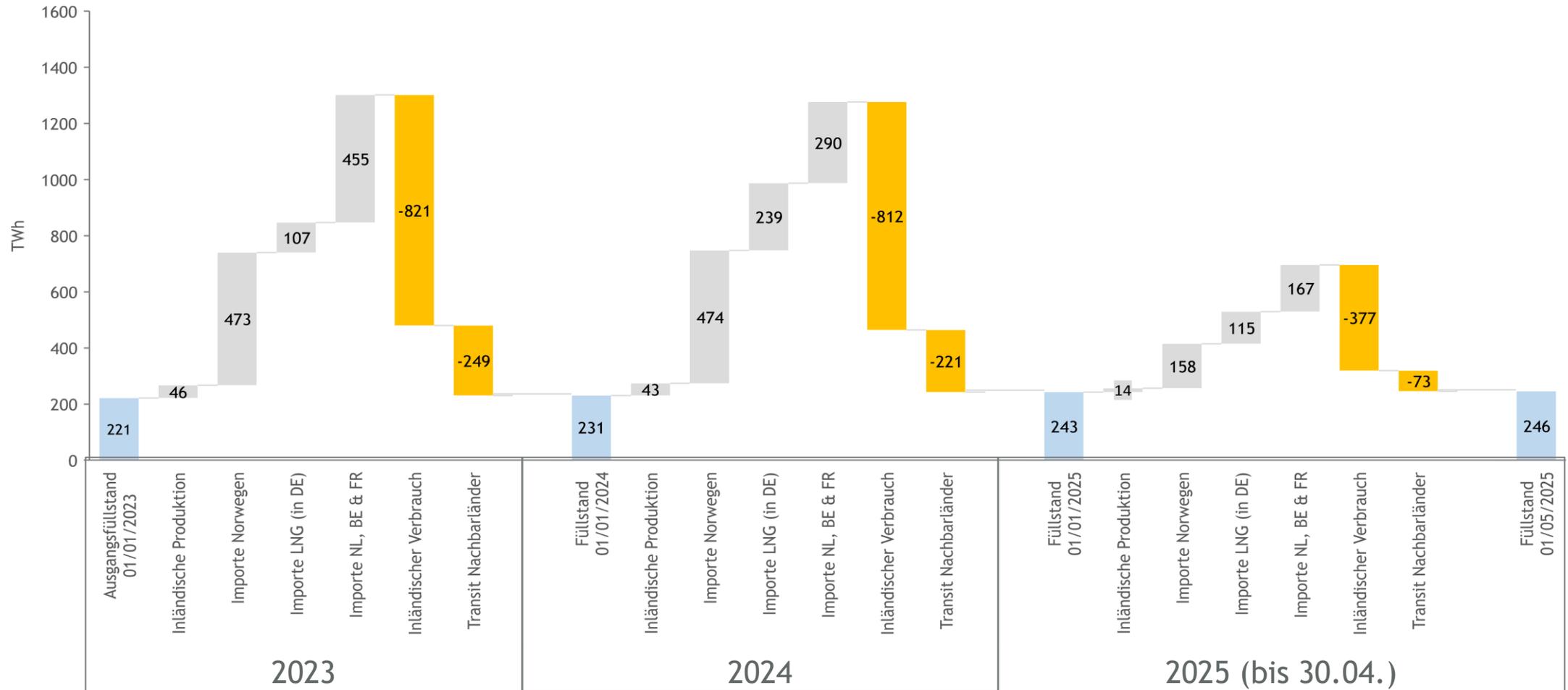
- Die im Modell hinterlegten Langfristverträge (LTC) basieren auf Daten von Rystad Energy.
- Die zielgebundenen Langfristverträge sind an ein Bestimmungsland gebunden und können im Modell nicht an andere Länder umgeleitet werden.
- Portfolio LTC sind Abnahmeverpflichtungen durch Unternehmen, die über das Zielland selbst entscheiden, d.h. die Mengen stehen im Modell dem Spotmarkt zur Verfügung.
- In der kurzen Frist sind vor allem die USA in der Lage den europäischen Markt mit Gas zu versorgen. Ab 2030 sind auch katarische Mengen im größerem Maße verfügbar.

\* Hier dargestellt ist eine 100% Take or Pay Quote. Dies bedeutet, dass das gesamte Volumen abgenommen wird.

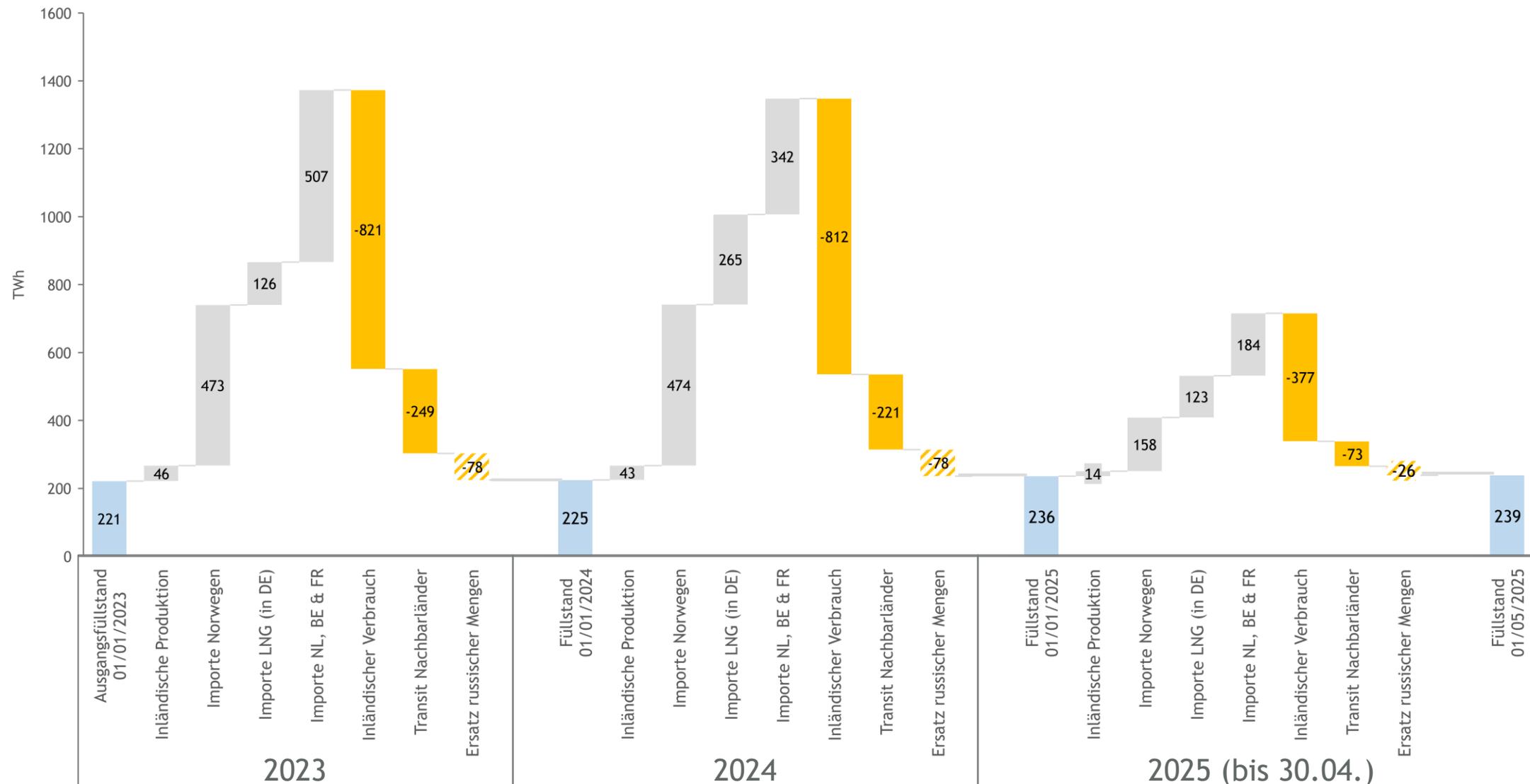
# Jahressalden im Szenario BAU + Kalter Winter - Status Quo



# Jahressalden im Szenario NZE - Status Quo



# Jahressalden im Szenario NZE - Lieferstopp Russland



# Monatssalden - Status Quo [in TWh/m]

	Jahr	2023												2024												2025			
		Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr
BAU	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	1.0	1.1	6.5	17.6	22.5	30.8	30.8	30.8	30.8	26.1	10.9	11.7	9.1	14.0	17.1	25.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	16.1	25.6	28.9	42.9	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	36.6	6.2	7.8	2.4	12.4	18.4	35.8	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-111.3	-106.3	-78.3	-48.5	-39.1	-41.2	-33.7	-47.8	-56.6	-81.6	-111.4	-109.4	-116.0	-110.8	-81.6	-50.5	-40.7	-42.9	-35.1	-49.8	-58.9	-85.0	-116.0	-113.8	-120.6	-115.2	-84.9
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-20.2	-20.2	-20.2	-20.2
	Änderungen Speicherfüllstände	-27.5	-32.4	-27.3	0.3	30.3	39.4	37.1	4.7	0.0	0.0	0.0	-21.7	-8.1	-15.3	-9.9	18.9	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-15.7	-13.8	-21.1	-15.6	14.4
BAU + Kalter Winter	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	1.0	1.1	7.8	19.2	22.5	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	17.2	11.7	9.1	14.0	17.1	25.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	16.1	25.6	31.6	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	18.6	7.8	2.4	12.4	18.4	35.8	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-111.3	-106.3	-78.3	-48.5	-39.1	-41.2	-33.7	-47.8	-60.5	-87.3	-119.2	-117.0	-124.1	-118.5	-81.6	-50.5	-40.7	-42.9	-35.1	-49.8	-58.9	-85.0	-116.0	-113.8	-120.6	-115.2	-84.9
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-22.0	-22.0	-22.0	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-20.3	-20.3	-20.3	-20.3
	Änderungen Speicherfüllstände	-27.5	-32.4	-27.3	0.3	30.3	39.4	37.1	4.7	0.0	0.0	-1.2	-29.5	-15.8	-23.5	-17.8	18.9	50.1	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-15.7	-13.8	-21.2	-15.7	14.4
NZE	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	3.6	-0.4	0.0	5.2	15.9	22.5	30.8	30.8	30.8	27.2	12.1	9.3	10.0	7.6	12.1	14.8	22.6	30.8	30.8	30.8	30.8	22.3
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	30.6	10.1	23.2	26.4	39.4	46.0	46.0	46.0	46.0	38.7	8.6	2.8	4.3	-0.5	8.4	13.9	29.5	46.0	46.0	46.0	46.0	28.9
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-105.5	-100.8	-74.2	-45.9	-37.0	-39.1	-32.0	-45.3	-53.6	-77.4	-105.6	-103.8	-104.4	-99.7	-73.4	-45.4	-36.6	-38.6	-31.6	-44.8	-53.0	-76.5	-104.4	-102.7	-103.2	-98.6	-72.6
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4
	Änderungen Speicherfüllstände	-27.5	-25.7	-20.9	5.4	33.7	42.4	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-14.9	-1.6	-2.7	2.1	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.1	-0.8	-1.9	2.9	3.0

# Monatssalden - Lieferstopp Russland [in TWh/m]

	Jahr Monat	2023												2024												2025			
		Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr
BAU	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	7.2	8.7	19.2	22.5	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	22.0	13.9	11.2	16.2	19.2	27.9	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	37.9	33.3	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	28.4	12.1	6.8	16.7	22.8	40.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-111.3	-106.3	-78.3	-48.5	-39.1	-41.2	-33.7	-47.8	-56.6	-81.6	-111.4	-109.4	-116.0	-110.8	-81.6	-50.5	-40.7	-42.9	-35.1	-49.8	-58.9	-85.0	-116.0	-113.8	-120.6	-115.2	-84.9
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-20.2	-20.2	-20.2	-20.2
	Ersatz russischer Mengen	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5
	Änderungen Speicherfüllstände	-34.0	-38.9	-33.8	-6.2	23.8	32.9	30.6	38.3	11.9	0.0	-1.9	-28.2	-14.6	-21.8	-16.4	12.4	43.6	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.2	-20.3	-27.6	-22.1	7.9
BAU + kalter Winter	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	7.2	10.0	19.2	22.5	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8	17.6	11.2	16.2	19.2	27.9	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	37.9	36.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	19.5	6.8	16.7	22.8	40.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-111.3	-106.3	-78.3	-48.5	-39.1	-41.2	-33.7	-47.8	-60.5	-87.3	-119.2	-117.0	-124.1	-118.5	-81.6	-50.5	-40.7	-42.9	-35.1	-49.8	-58.9	-85.0	-116.0	-113.8	-120.6	-115.2	-84.9
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-21.9	-22.0	-22.0	-22.0	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-19.4	-20.3	-20.3	-20.3	-20.3
	Ersatz russischer Mengen	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5
	Änderungen Speicherfüllstände	-34.0	-38.9	-33.8	-6.2	23.8	32.9	30.6	38.3	11.9	0.0	-7.7	-36.0	-22.3	-30.0	-24.3	12.4	43.6	53.2	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-22.2	-20.3	-27.7	-22.2	7.9
NZE	Inländische Produktion	4.7	4.1	4.2	3.8	3.9	3.7	3.5	3.7	3.5	3.5	3.5	3.6	4.4	3.8	3.9	3.6	3.7	3.4	3.3	3.5	3.2	3.3	3.3	3.4	3.9	3.4	3.5	3.2
	Importe Norwegen	38.6	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
	Importe LNG (in DE)	3.5	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	5.1	2.1	7.4	18.1	22.5	30.8	30.8	30.8	30.8	21.5	11.4	12.2	9.8	14.2	17.0	24.8	30.8	30.8	30.8	30.8	30.8
	Importe NL, BE & FR	49.2	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	33.6	27.7	30.7	43.7	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	27.3	7.2	8.6	3.8	12.8	18.2	33.9	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
	Inländischer Verbrauch	-105.0	-105.5	-100.8	-74.2	-45.9	-37.0	-39.1	-32.0	-45.3	-53.6	-77.4	-105.6	-103.8	-104.4	-99.7	-73.4	-45.4	-36.6	-38.6	-31.6	-44.8	-53.0	-76.5	-104.4	-102.7	-103.2	-98.6	-72.6
	Transit Nachbarländer	-18.5	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-21.0	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4	-18.4
	Ersatz russischer Mengen	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5	-6.5
	Änderungen Speicherfüllstände	-34.0	-32.2	-27.4	-1.1	27.2	35.9	33.7	22.5	0.0	0.0	0.0	-21.4	-8.1	-9.2	-4.4	21.5	21.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-9.6	-7.3	-8.4	-3.6	22.0

# Jährliche Gasbilanz 2026 und 2030 Deutschlands [in TWh/a]

	BAU-N		NZE-N		BAU-H		NZE-H	
	2026	2030	2026	2030	2026	2030	2026	2030
Österreich	-162	-149	-144	-56	-87	-26	-63	0
Belgien	114	114	72	48	88	79	44	31
Schweiz	124	109	117	76	-53	0	33	-2
Tschechien	-287	-306	-257	-243	-277	-274	-241	-199
Dänemark	-1	0	0	0	0	0	0	0
Frankreich	0	0	0	0	0	0	0	0
Niederlande	271	252	129	62	195	142	45	8
Norwegen	624	624	624	624	624	624	624	582
Polen	-71	-82	-59	-29	117	72	103	85
LNG	312	386	274	79	324	333	212	57
Nachfrage	-961	-968	-794	-582	-968	-969	-794	-581
Produktion	36	18	36	18	36	18	36	18