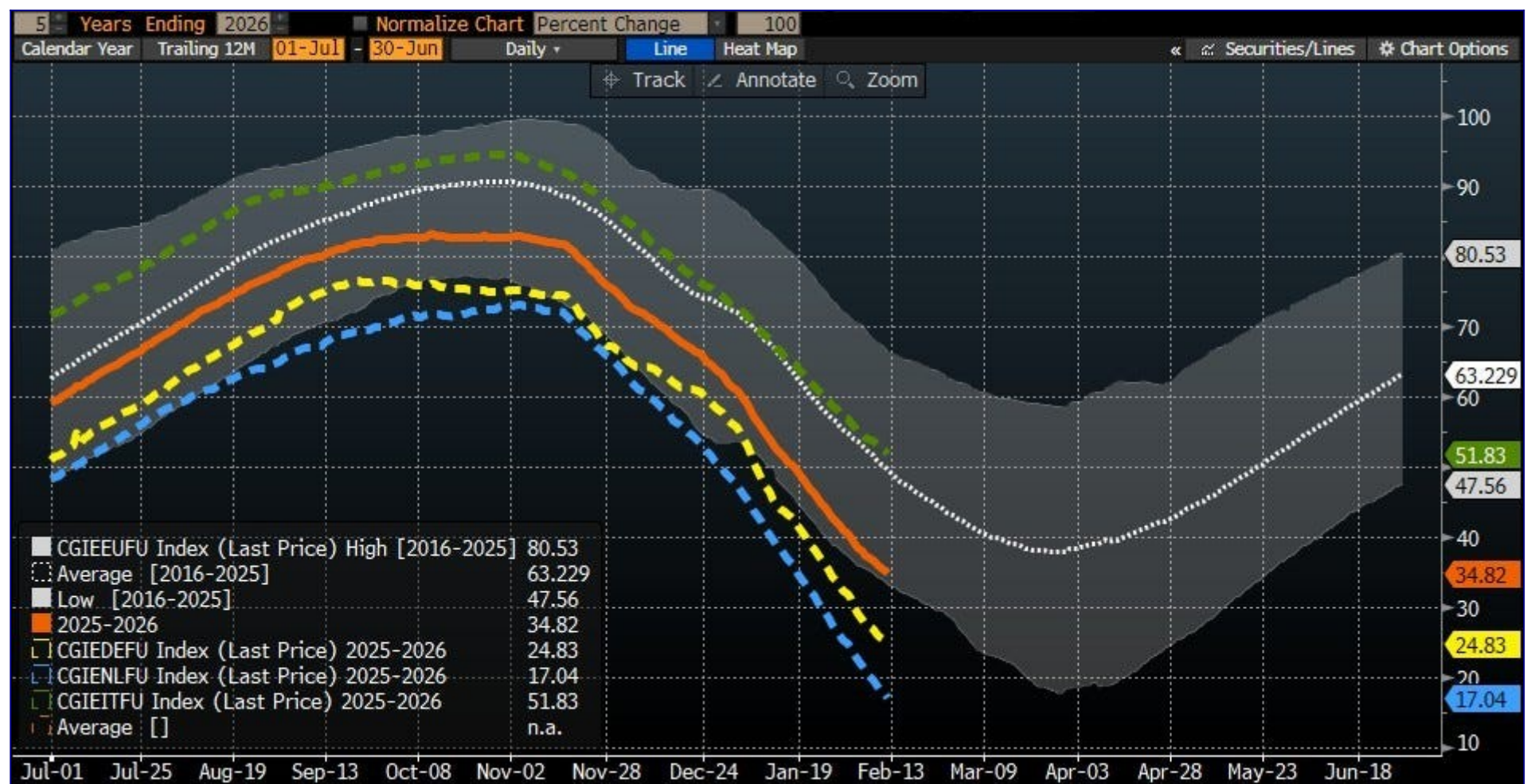


EU-Erdgas im Detail: Billiges Gas, fragiles System

Europas Energiesystem nach dem Gazprom-Skandal bedarf weiterer Verbesserungen.

[Alexander Stahel](#)

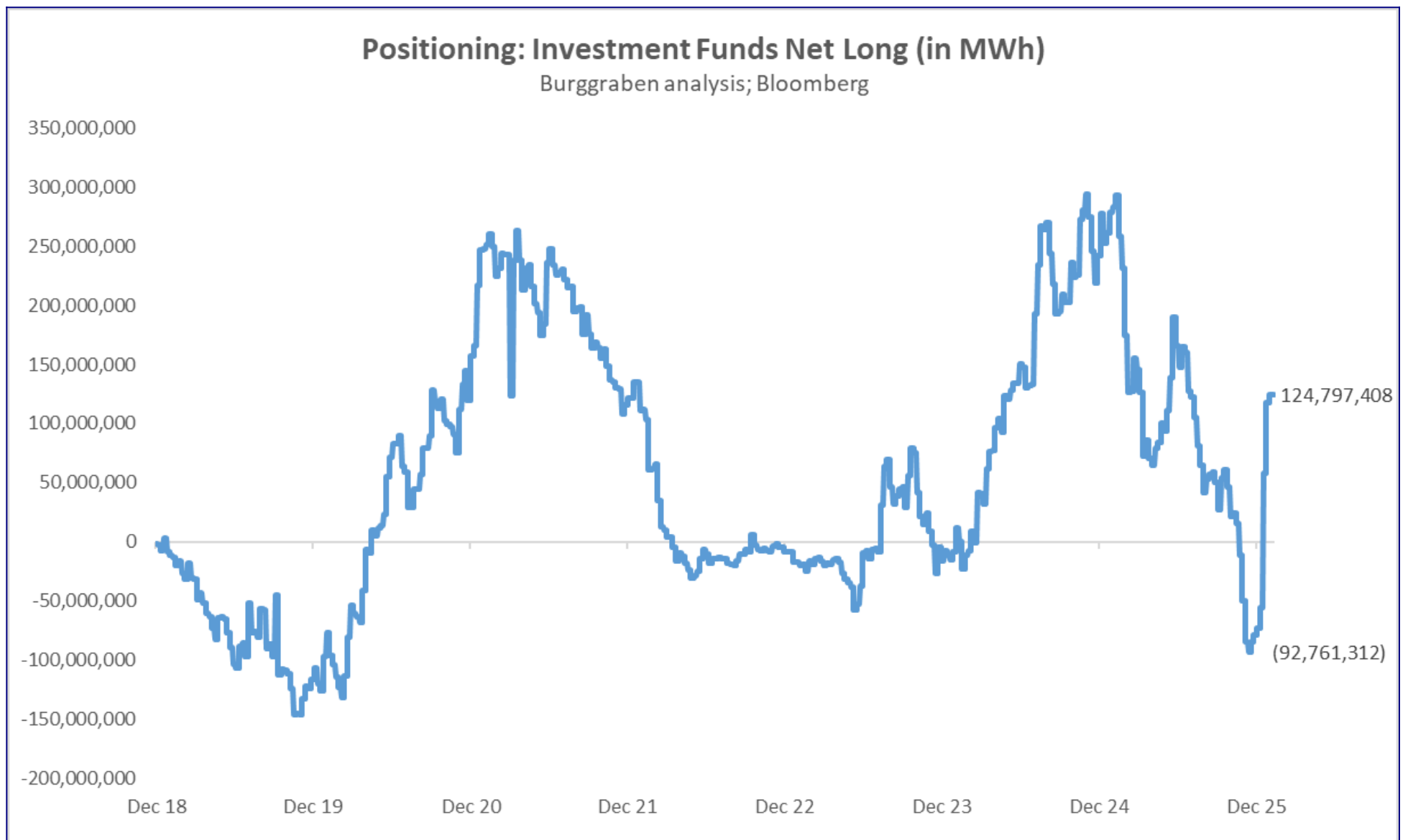
15. Februar 2026



Ausgewählte europäische Erdgasspeicher in % Füllstand: Europa (orange Linie); Deutschland (gelb); Italien (grün); Niederlande (blau) Stand: 14. Februar 2026; Quelle: Burggraben-Analyse; Bloomberg

Europas Ära nach Gazprom: Billigeres Gas, ungleicher Zugang

Der europäische Erdgasmarkt befindet sich strukturell in einem Bärenmarkt. Das ist eindeutig eine gute Nachricht für die europäischen Verbraucher. Dennoch bleibt er auf Länderebene anfällig, aus Gründen, die wir in diesem Substack erläutern werden. Mit anderen Worten, die Title Transfer Facility (TTF) dürfte sich auf dem aktuellen Niveau von rund 11 US-Dollar/MMBtu bzw. etwa 33 Euro/MWh einpendeln und wahrscheinlich bis weit in das Jahr 2030 hinein darunter liegen. Dies gilt jedoch nur, wenn die europäischen Energieversorger die Selbstzufriedenheit vermeiden, die wir im dritten Quartal 2025 beobachtet haben, als Zeitdifferenzen mit Gewissheit verwechselt und Wettervorhersagen als Garantien statt als Wahrscheinlichkeiten behandelt wurden. Diese Anfälligkeit auf Länderebene erklärt den abrupten Wechsel in der spekulativen Positionierung im Januar 2026. Innerhalb weniger Tage kippte der Markt von einer Netto-Short-Position von 92 TWh zu einer Netto-Long-Position von 124 TWh, wie unten dargestellt. Das für Januar ungewöhnlich kalte Wetter ließ die ansonsten noch überschaubaren Lagerbestände Europas für März 2026 plötzlich prekär erscheinen.



Spekulative Netto-Long-Positionen zum 9. Februar 2026 Quelle: Bloomberg

Ende Oktober, in meinem Substack mit dem Titel „*Die Ruhe vor dem Tauwetter: Europas Erdgasmarkt findet sein Gleichgewicht*“ Ich argumentierte, dass ein Speicherstand von 81 % in ganz Europa ausreiche, um die TTF-Epidemie einzudämmen, angesichts der schwachen LNG-Nachfrage aus China und Japan.

Diese Einschätzung erwies sich als grundsätzlich richtig. Heute möchte ich sie jedoch präzisieren – aus einer länderspezifischen Perspektive und angesichts der besorgniserregenden Verzerrungen, die sich derzeit in Teilen des europäischen Gasmarktes zeigen.

Bevor wir diese Schwachstellen genauer betrachten, müssen wir zunächst unser Gasmodell erneut überprüfen und untersuchen, wie sich die fundamentalen Gegebenheiten seit unserer Prognose vom 31. Oktober 2025 verändert haben.

Grundlagen zuerst

Im Oktober prognostizierten wir einen europäischen Lagerbestand von 20,9 % bis Ende März. Basierend auf den neuesten Wetterdaten von gestern – wobei November, Dezember und Januar nun vollständig berücksichtigt sind und für Februar nur noch wenige Einflussfaktoren bestehen – deutet unser Modell nun auf einen Lagerbestand von 16,8 % hin.

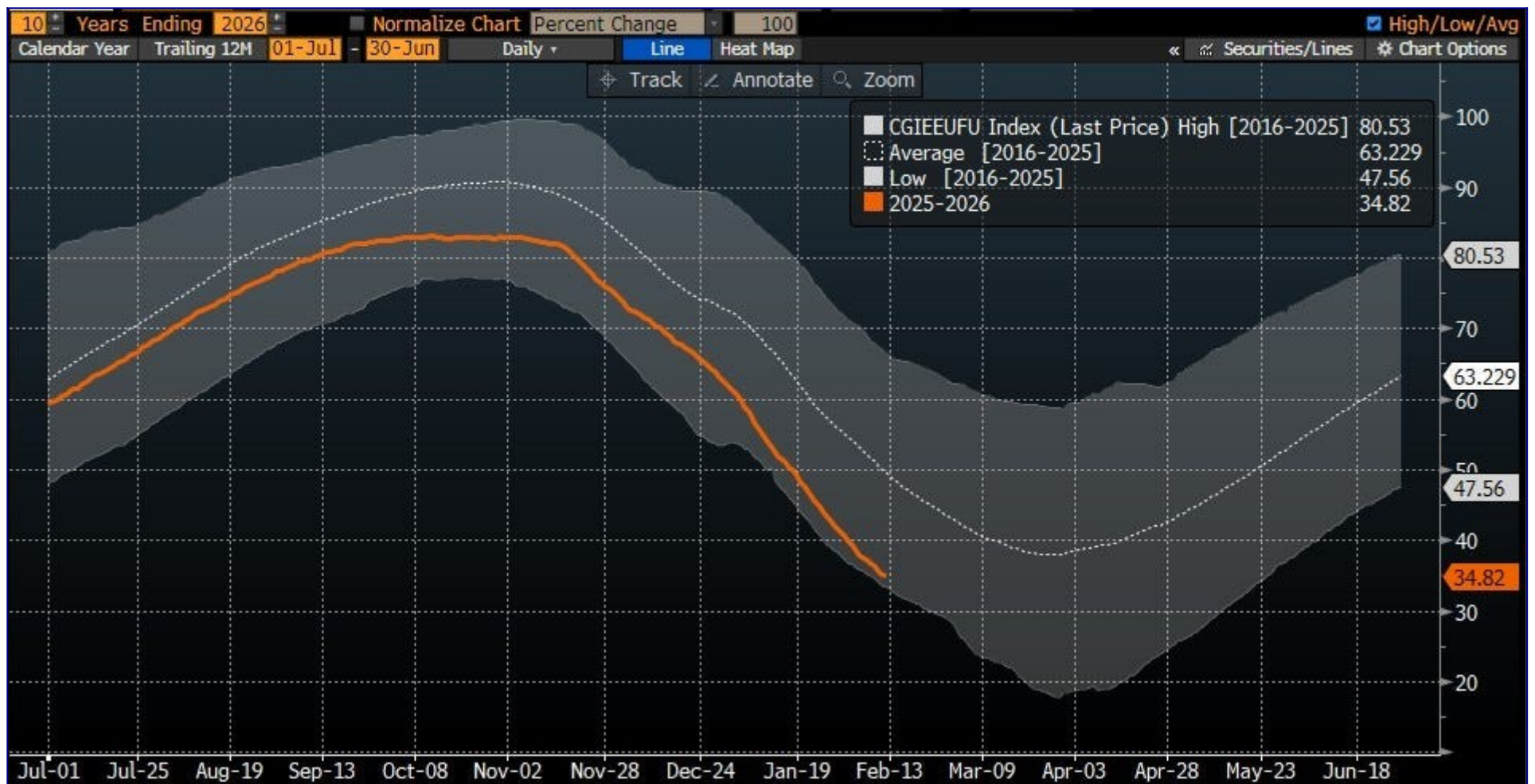
OECD Europe Gas Market in bcm	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2026	2026	2026
14/02/2026; Burggraben analysis	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar
Production:	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Actual	Forecast	Forecast
Norway	9.98	8.97	9.94	9.34	8.75	8.34	9.68	9.47	7.57	9.45	9.79	10.35	10.32	9.24	9.90
United Kingdom	2.63	2.37	2.65	2.55	2.56	2.26	2.45	2.02	2.14	2.65	2.52	2.50	2.40	2.17	2.40
Netherlands	0.78	0.71	0.86	0.83	0.70	0.78	0.81	0.79	0.60	0.74	0.75	0.78	0.75	0.68	0.75
Production (15 countries)	15.36	13.87	15.31	14.54	13.90	13.14	14.80	14.18	12.15	14.73	14.91	15.58	15.38	13.79	14.95
	-4.6%	-4.5%	-2.3%	0.1%	-1.5%	-4.1%	-1.4%	-2.8%	11.5%	-1.1%	0.0%	0.2%	0.1%	-0.6%	-2.4%
Pipeline Imports:															
Russian Pipeline Imp (22 entries/exits)	1.36	0.92	0.99	0.90	0.89	0.37	0.68	0.81	0.68	0.78	0.71	0.77	0.71	0.74	0.83
Central Asian Pipeline Imp (4 entries/exits)	0.90	0.92	1.07	0.99	1.02	1.07	1.07	1.06	1.08	1.13	1.08	1.07	1.00	0.92	1.00
African Pipeline Imports (4 entries)	2.68	2.46	2.62	2.51	2.52	2.42	2.29	2.45	1.62	2.56	2.45	2.14	2.63	2.39	2.46
Other Pipeline Flows (2 exit)	(0.22)	(0.46)	(0.40)	(0.32)	(0.51)	(0.47)	(0.64)	(0.62)	(0.65)	(0.67)	(0.75)	(0.86)	(0.87)	(0.85)	(0.74)
Total Pipeline Imports & Exports	4.72	3.84	4.27	4.09	3.92	3.39	3.40	3.70	2.74	3.80	3.48	3.13	3.47	3.20	3.56
LNG Imports (Regas: 13 countries)	11.97	12.48	13.60	12.43	12.48	12.09	11.34	9.61	10.87	12.60	13.45	13.54	14.82	12.38	13.65
LNG Import Supply Change yoy	-2%	20%	28%	18%	36%	53%	42%	36%	41%	44%	32%	16%	24%	-1%	0%
Grandtotal Supply	32.05	30.19	33.19	31.06	30.29	28.61	29.53	27.49	25.76	31.13	31.84	32.25	33.68	29.37	32.16
Grandtotal Supply Change yoy	-5%	0%	3%	0%	3%	6%	3%	0%	9%	6%	2%	-2%	5%	-2.7%	-3.1%
Consumption (28 countries)	52.09	45.85	38.03	26.28	21.59	18.70	19.89	18.38	21.46	30.81	40.13	46.48	56.24	47.35	39.11
Grandtotal Demand Change yoy	1%	20%	5%	5%	-1%	5%	-2%	-1%	-2%	9%	-4%	-1%	9%	3%	3%
Surplus (Deficit)	(20.04)	(15.66)	(4.84)	4.78	8.70	9.91	9.64	9.11	4.30	0.32	(8.29)	(14.23)	(22.56)	(17.98)	(6.95)
Storage: beginning of period (19 countries)	76.6	56.3	40.5	35.8	41.1	50.4	60.9	71.1	80.7	85.8	86.6	78.8	65.1	42.9	24.9
Storage: end of period (19 countries)	56.9	41.1	35.8	40.7	49.8	60.7	70.8	80.4	85.9	86.6	79.2	65.7	43.6	24.9	17.9
Change	(19.7)	(15.1)	(4.7)	4.9	8.7	10.3	9.8	9.4	5.14	0.72	(7.40)	(13.07)	(21.47)	(17.98)	(6.95)
Storage Filled	53.4%	38.6%	33.6%	38.2%	46.7%	57.0%	66.4%	75.5%	80.6%	81.3%	74.3%	61.7%	41.0%	23.4%	16.8%

Europäische Erdgasbilanzen & Prognose (Stand: 14. Februar 2026)Quelle: Burggraben-Analyse

Für unsere Zwecke umfasst Europa 28 geografische Staaten: alle 27 EU-Mitgliedstaaten mit Ausnahme von Malta und Zypern sowie das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen. Dies ist der relevante Nachfrage- und Angebotsbereich für die Bildung des Hub-Preises der niederländischen Title Transfer Facility (TTF).

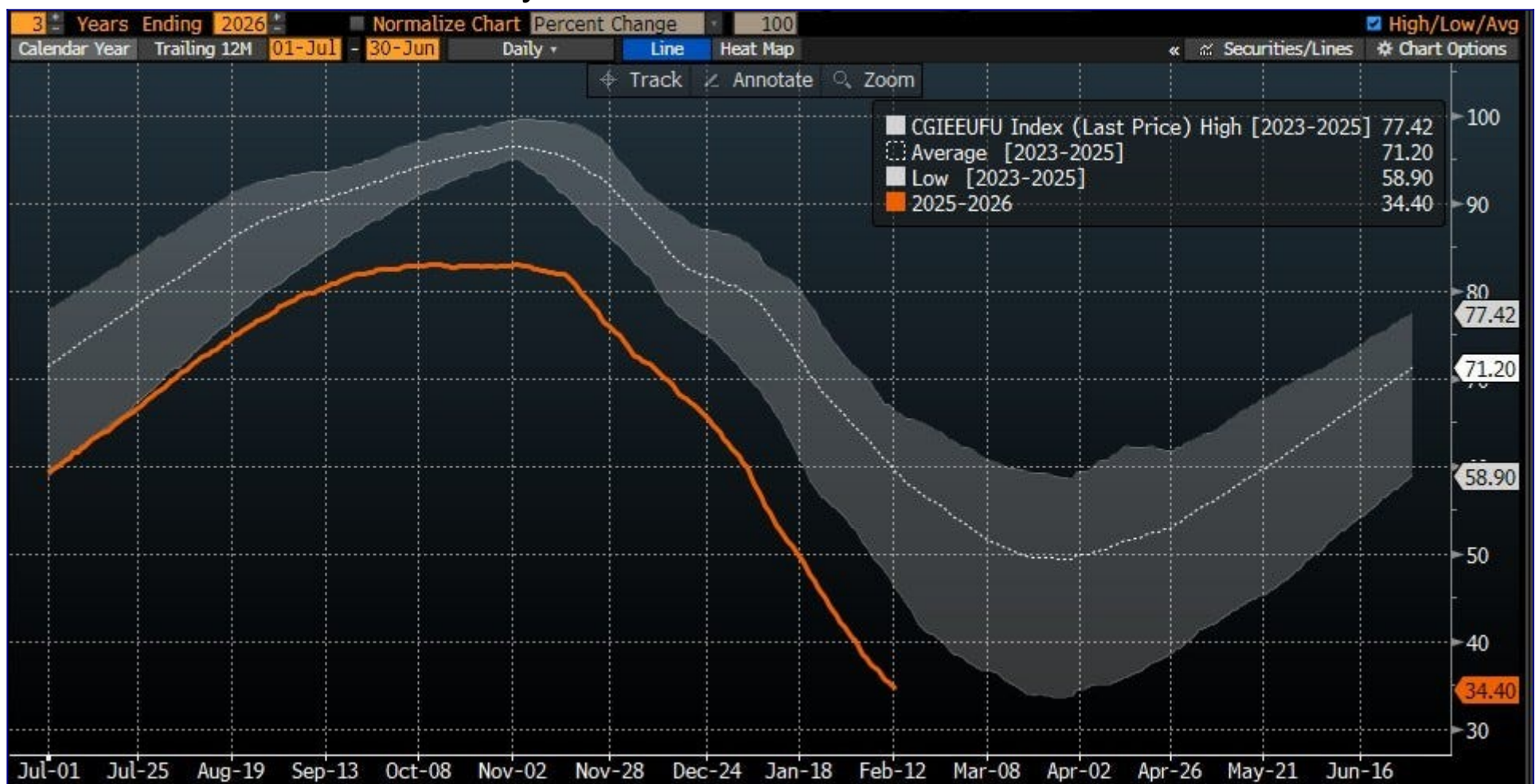
Zweigeteilte Speicherebenen

Ein Ausstiegsniveau von 16,8 % wäre der niedrigste Wert seit zehn Jahren. Normalerweise würde dies höhere Preise rechtfertigen, nicht den derzeit beobachteten gedämpften Trend.



Europäische Lagerbestände in Prozent für die Saison 2025/26 (orange Linie) im Vergleich zum letzten Jahrzehnt (grau schattiert) Quelle: Bloomberg

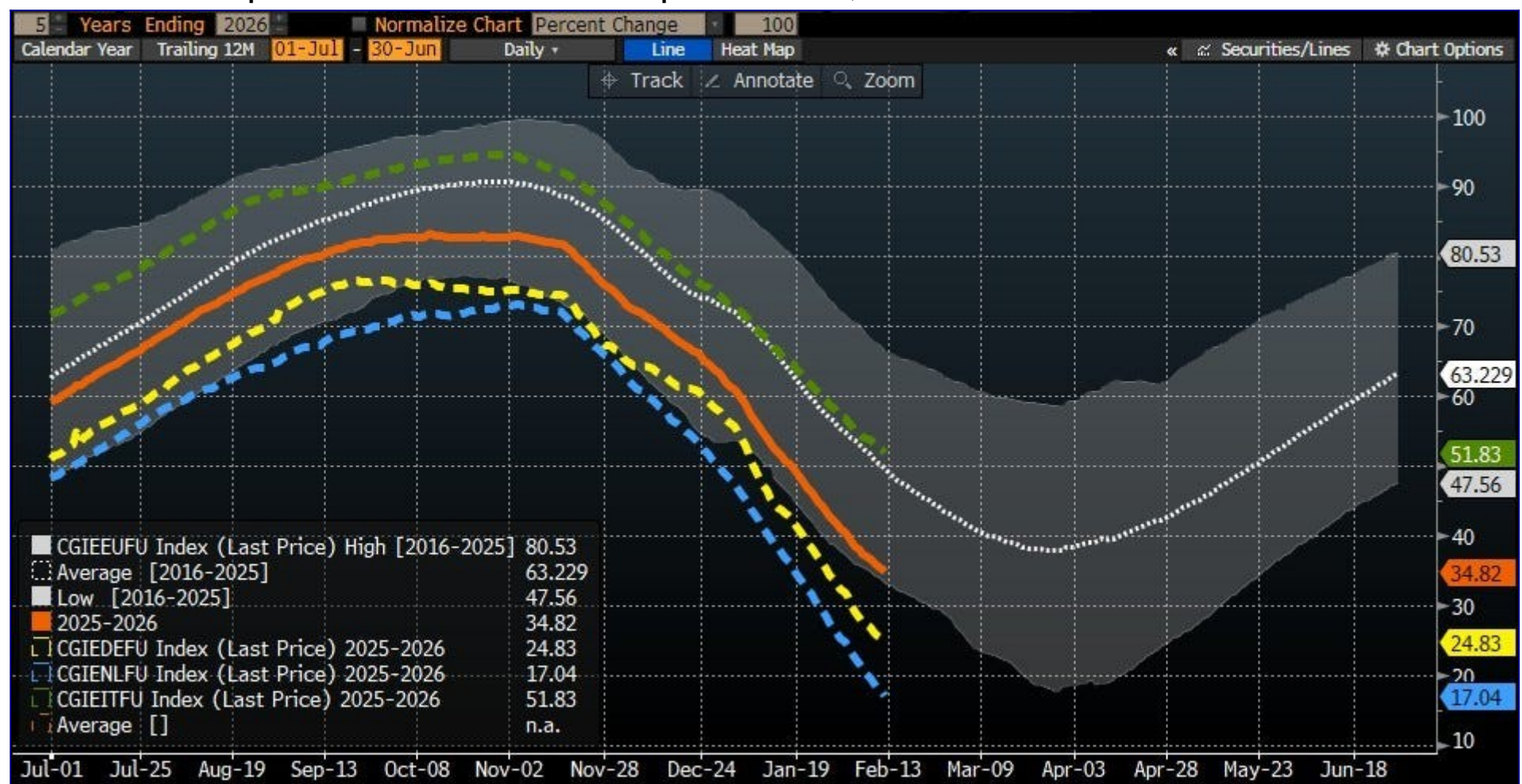
Noch wichtiger ist jedoch, dass 16,8 % mit Abstand den niedrigsten Ausstiegswert in der sogenannten Post-Gazprom-Ära darstellen würden, wie die zweite Grafik veranschaulicht. Ob der endgültige Wert nun bei 17 %, 18 % oder gar 21 % liegt, er wird dennoch einen neuen Tiefststand für dieses System bedeuten. So viel steht bereits fest.



Europäische Lagerbestände in % für die Saison 2025/26 im Vergleich zur Zeit nach dem Gazprom-Übergang 2023-2005; Quelle: Bloomberg

Und die Situation ist schlimmer, als der europäische Durchschnitt vermuten lässt. Italien, Europas zweitgrößter Lagerhalter mit 18,8 Mrd. m³, liegt mit einer Auslastung von 51,8 % (grüne Linie) komfortabel da. Deutschland (gelbe Linie) und die Niederlande (blaue Linie) liegen hingegen mit 24,8 % bzw. 17,0 % deutlich unter dem europäischen Durchschnitt (orange Linie).

Anders ausgedrückt: Italiens gute Lage verzerrt den kontinentalen Durchschnitt. Nordwesteuropa erscheint auf dem Papier stärker, als es in der Praxis ist.



Europäische Erdgasspeicherstände in % (Stand: 14. Februar 2026): Europa (orange Linie); Deutschland (gelb); Italien (grün); Niederlande (blau);Quelle: Burggraben-Analyse; Bloomberg

Deutschland verfügt mit 23,3 Milliarden Kubikmetern über die größte Speicherkapazität in Europa. Die Niederlande belegen mit 13,4 Milliarden Kubikmetern den dritten Platz. Die Entwicklungen in diesen beiden Ländern werden maßgeblich über die Versorgungssicherheit Europas im kommenden Winter entscheiden.

TTF scheint das egal zu sein.

Und dennoch bewegt sich TTF kaum.

Der Preis ist seit seinem kurzen Anstieg im Januar um 21 % gefallen. Damals schnellten die Preise aufgrund einer kälteren Prognose als üblich und starker spekulativer Short-Positionen von 9 US-Dollar/MMBtu auf 14 US-Dollar hoch. Nachdem die Short-Positionen geschlossen wurden, folgte der erneute Preisanstieg.

Da der Februar nun milder wird, pendeln die TTF 1M Forward-Futures wieder um die 11 US\$/MMBtu und liegen damit nur geringfügig über ihrem asiatischen Pendant, dem Japan-Korea Marker (JKM).

Sobald der Winter im April 2026 vorbei ist, dürfte TTF – Januar ausgenommen – den Großteil der Saison in einer Spanne von 9 bis 11 US-Dollar gehandelt worden sein. Das ist weit entfernt von der Volatilität nach dem Sommer 2023, ganz zu schweigen von der unmittelbaren Gazprom-Krise 2022.



TTF 1M Forward im Vergleich zu JKM 1M Forward in US\$/MMBtu, Stand: 14. Februar 2026 Quelle: Bloomberg

Seit der Liberalisierung hat sich die TTF zum europäischen Referenzknotenpunkt entwickelt und beeinflusst regionale Preise wie die der NBP in Großbritannien, der THE in Deutschland, des Baumgarten in Österreich, der PSV in Italien, der ZTP in Belgien und der PPX in Polen.

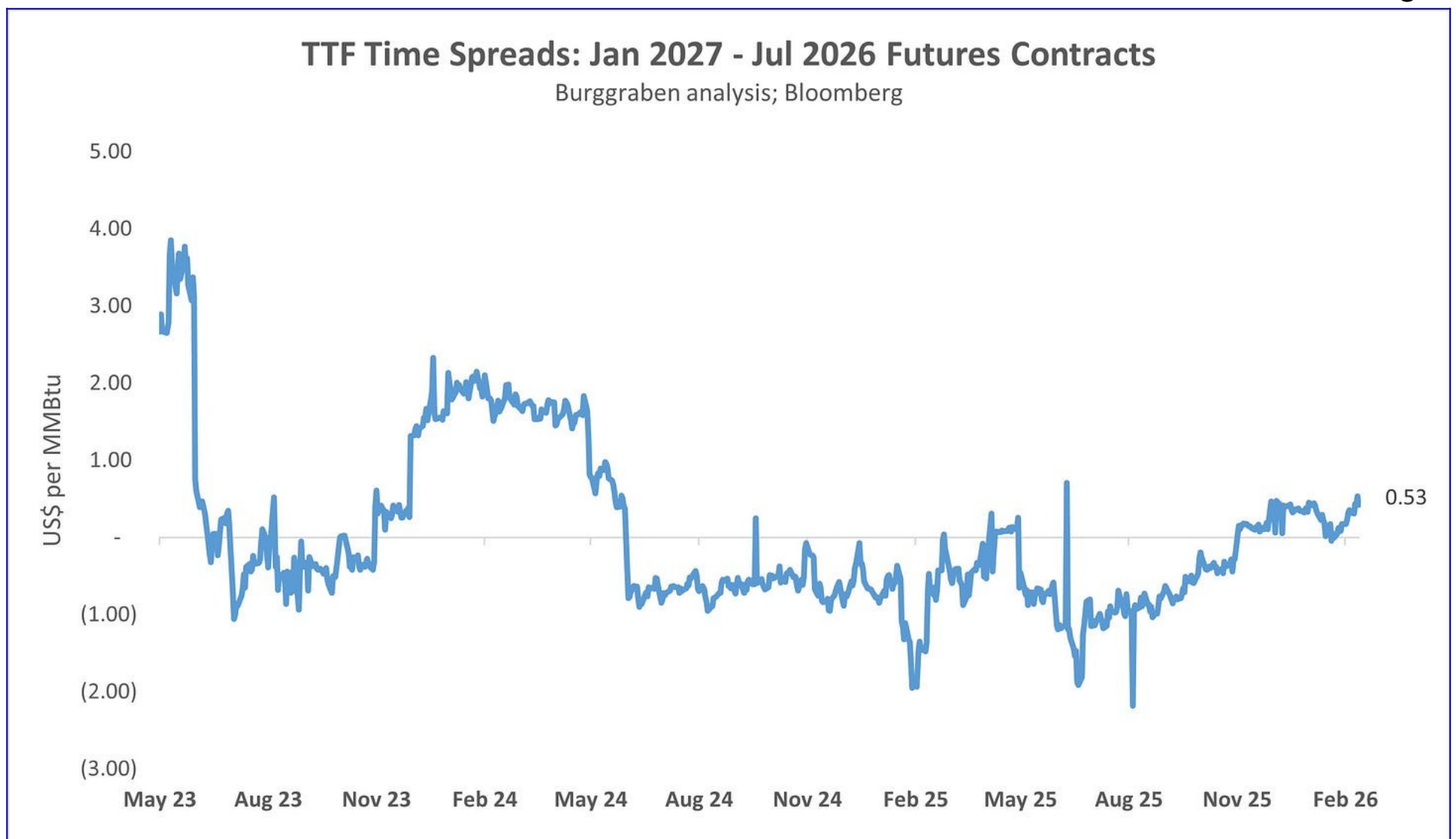
Speicherstände und TTF-Preise bewegen sich typischerweise in einem klaren relativen Verhältnis. Wenn die Speicherentnahmen im Winter schneller als saisonüblich erfolgen, steigen die Preise. Bei langsameren Entnahmen sinken die Preise. Im Sommer drückt eine überdurchschnittlich schnelle Wiederauffüllung die Preise, während eine langsamere Wiederauffüllung sie ansteigen lässt. Dieses Modell gilt weiterhin, ist aber, wie wir sehen werden, nicht der einzige Einflussfaktor.

Zeitliche Abstände sind am wichtigsten

Das tägliche Preisverhalten wird wesentlich aufschlussreicher, wenn man die Terminkurve und die Zeitspreads betrachtet.

Theoretisch sollten Sommerkontrakte unter Winterkontrakten gehandelt werden. Dieser positive Spread ermöglicht es Energieversorgern, Gas im Sommer günstig einzukaufen, einzuspeisen und im Winter teurer zu verkaufen – wodurch Speichergebühren, Logistik- und Finanzierungskosten gedeckt werden.

Für den Sommer 2026 ergibt sich jedoch eine Differenz zwischen Januar 2027 und Juli 2026 von lediglich 0,53 US-Dollar/MMBtu. Das ist zwar besser als die negativen Spreads im Sommer 2025, liegt aber weit unter den 2 US-Dollar/MMBtu, die im Winter 2023/24 weit verbreitet waren und die der Markt wahrscheinlich für ein normales Funktionieren benötigt.



TTF-Futures-Zeitspreads: Januar-2027-Kontrakt minus Juli-2026-Kontrakt; Quelle:
Burggraben-Analyse; Bloomberg

Reichen 0,53 US-Dollar aus, um die Speicher diesen Sommer bis zur Kavernenspitze wieder aufzufüllen? Nicht dort, wo die Regulierungsbehörden es versäumt haben, die strukturellen Mängel zu beheben.

Lassen Sie mich das erklären.

Veraltete EU-Lagerverordnung

Nach der Gazprom-Krise im Jahr 2023 legte die Europäische Kommission Mindestlagerbestände fest. Diese Entscheidung war unmittelbar nach Russlands bewusster Entscheidung, seine europäischen Lagerstätten im Jahr 2021 vor dem Einmarsch in die Ukraine nicht wieder aufzufüllen, verständlich. Damals wies ich ziemlich deutlich darauf hin, dass die europäischen Lagerbestände von Gazprom zusammenbrachen. Kaum jemand hörte mir zu. Gazprom behauptete, keine vertraglichen Verpflichtungen verletzt zu haben. Der Rest ist, wie man so schön sagt, Geschichte.

EU Gas Storage Regulation

Gazprom Storage Locations in Europe	Country	Capacity in bcm	Filled in %	Storage in bcm
Status Quo as per			31/10/2021	31/11/2021
Western Europe				
Rehden	GER	4.200	9.5%	0.397
Etzel	GER	1.000	85.0%	0.850
Jemgum	GER	0.840	85.5%	0.718
Katharina	GER	0.650	43.3%	0.282
Total	GER	6.690	33.6%	2.247
Haidach	AUT	3.100	2.0%	0.063
Bergermeer	NL	1.900	29.7%	0.564
Total Gazprom Western EU		11.690	24.6%	2.874
Eastern Europe				
Damborice	Czech	0.456	n/a	n/a
Banatski Dvor	Serbia	0.450	n/a	n/a
Total EU	bcm	12.146	n/a	n/a
Total Europe	bcm	12.596	n/a	n/a

Gazprom Storage in Europe

A map of Europe with blue dots indicating Gazprom storage locations. The dots are located in the Netherlands, Germany (multiple locations), Austria, and Serbia. Country labels include Netherlands, Belgium, Germany, Poland, Czech Republic, Slovakia, Austria, Hungary, Switzerland, France, Italy, Slovenia, Croatia, Bosnia & Herzegovina, and Serbia.

Kriegsvorbereitungen: Gazproms europäische Lagerbestände im Oktober 2021;
Quelle: Burggraben-Analyse; Bloomberg
Die neuen Gasspeichervorschriften (2023–2027) verlangten, dass die Speicher bis zum 1. November 90 % erreichen sollten. Im Juni 2025 wurde dieses Ziel auf 80 % gesenkt. Ein solcher Eingriff war in der Krisensituation wohl gerechtfertigt. Doch mit der Zeit verzerrten starre Monatsziele die Preissignale so sehr, dass die Gasspeicherung unwirtschaftlich wurde.
Das Regime schuf faktisch einen erzwungenen Kauf von Sommermolekülen: Die Marktteilnehmer müssen ein Kalenderziel erreichen, unabhängig von der wirtschaftlichen Lage der Kurve.

Filling trajectory with intermediate targets and filling target for 2022 for Member States with underground gas storage facilities

Member State	1 August intermediate target	1 September intermediate target	1 October intermediate target	1 November filling target
AT	49 %	60 %	70 %	80 %
BE	49 %	62 %	75 %	80 %
BG	49 %	61 %	75 %	80 %
CZ	60 %	67 %	74 %	80 %
DE	45 %	53 %	80 %	80 %
DK	61 %	68 %	74 %	80 %
ES	71 %	74 %	77 %	80 %
FR	52 %	65 %	72 %	80 %
HR	49 %	60 %	70 %	80 %
HU	51 %	60 %	70 %	80 %
IT	58 %	66 %	73 %	80 %
LV	57 %	65 %	72 %	80 %
NL	54 %	62 %	71 %	80 %
PL	80 %	80 %	80 %	80 %
PT	72 %	75 %	77 %	80 %
RO	46 %	57 %	66 %	80 %
SE	40 %	53 %	67 %	80 %
SK	49 %	60 %	70 %	80 %

Europäische Erdgasspeicherziele (Stand: 27. Juni 2025) Quelle: EU-Kommission ([Link](#))

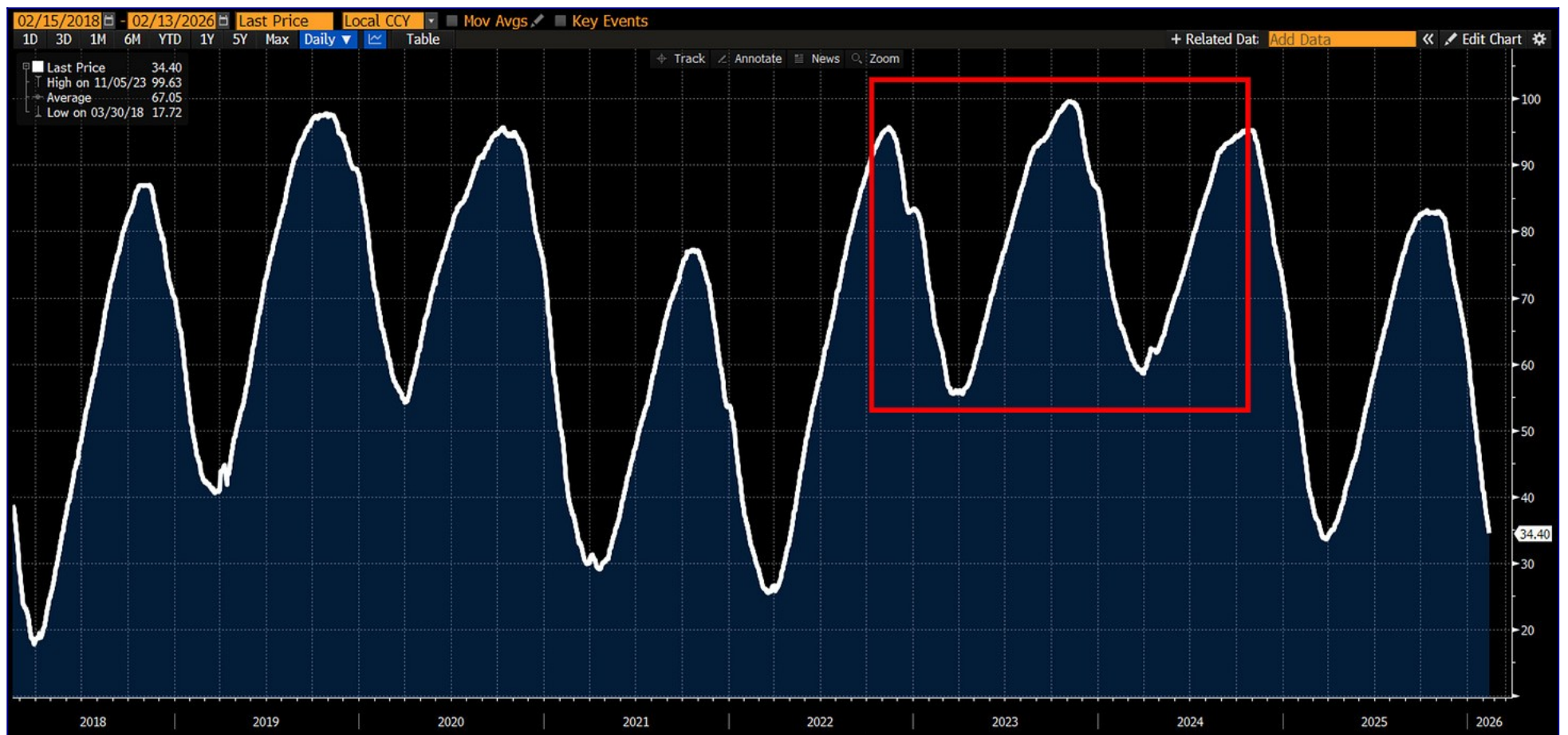
Die Reform vom Juni 2025 erkannte die Verzerrung an und führte Flexibilität ein: Das Ziel konnte jederzeit zwischen dem 1. Oktober und dem 1. Dezember erreicht werden, wobei eine Abweichung von bis zu 10 % gemäß

„ungünstige Marktbedingungen,“ bedeutet negative Spreads.

Es ging nicht weit genug.

In den Wintern 2022/23 und 2023/24 profitierte Europa von mildem Wetter. Viele glaubten, das strukturelle Risiko sei gebannt. Die Winter 2024/25 und 2025/26 belehrten sie eines Besseren. Im Sommer 2025 waren die europäischen Speicher im Durchschnitt nur zu 33 % gefüllt. Bis Oktober erholten sie sich lediglich auf 82 %, deutlich unter dem zuvor angestrebten Zielwert von 90 %.

Die Kurve erklärte den Grund. Wer im Sommer teuer kaufte und im Winter billiger verkaufte, realisierte Verluste am ersten Tag von etwa 1 US-Dollar/MMBtu – zeitweise umgerechnet 3,5–7 Euro/MWh. Das ist kein brauchbares Signal für den Markt.



Europäische Lagerbestände in % seit 2018 Quelle: Bloomberg

Zu wenig, zu spät?

Die Reform vom Juni 2025 verbesserte die Flexibilität, nicht aber die Anreize.

Die Niederlande starteten am 7. November mit einer Auslastung von 73 % in den Winter 2025/26 – das entspricht einer Unterauslastung von rund 3 Milliarden Kubikmetern.

Deutschland lag bei 76 %, was einer Unterauslastung von etwa 6 Milliarden Kubikmetern entspricht. Allein in diesen beiden Ländern fehlen also bereits vor Winterbeginn 10 Milliarden Kubikmeter Wasser.

Österreich lag bei 85 %, Ungarn bei 73 %. Italien erreichte 94 %, Frankreich und Tschechien jeweils 93 % und Polen 100 %.

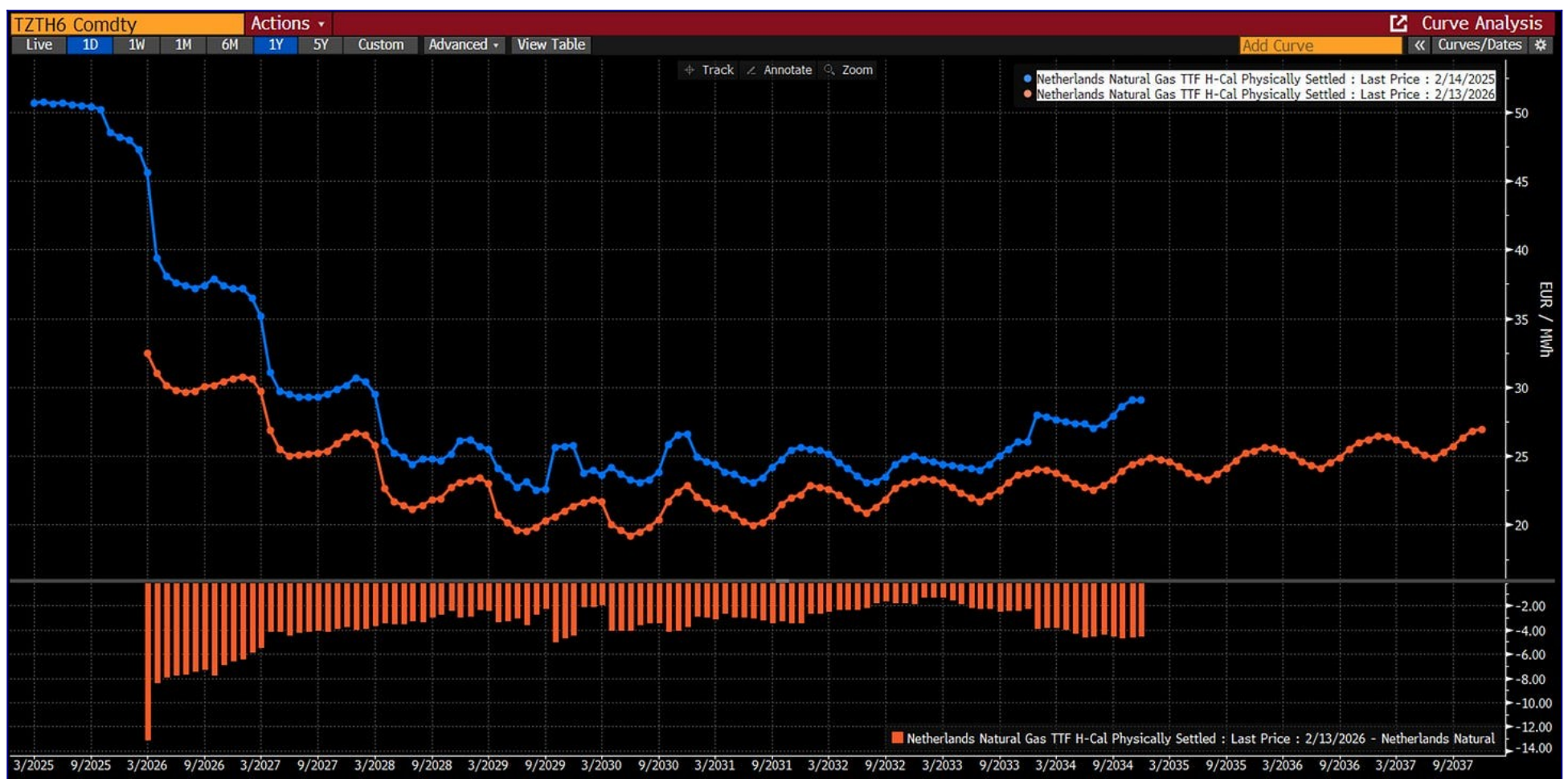
Gleiche EU-Regulierung. Unterschiedliche Ergebnisse. Warum? Lokale Anreize.

Italien hat sich zur Lösung des Problems nicht auf die Terminkurve verlassen. Seine Regulierungsbehörde [eingeführt](#) Ein politisch gestützter Prämienmechanismus, der ausdrücklich anerkennt, dass die Spanne unzureichend war. Schätzungen zufolge wurden Abgaben in Höhe von etwa 2,19 €/MWh zur Kompensation der Einspeisekosten diskutiert – faktisch eine politisch implizierte Mindestspeicherprämie.

Frankreich operiert unter einem eher infrastrukturorientierten Regulierungsrahmen. CRE hat öffentlich [angegeben](#) dass sein Speichersystem im Jahr 2024 und Anfang 2025 effektiv funktionierte, allerdings ohne die Kompensationsmechanismen explizit zu erläutern.

Deutschland und die Niederlande hingegen betreiben überwiegend Lagersysteme für den freien Handel. Gasunie räumte öffentlich ein, dass die Differenz zwischen Sommer- und Winterdifferenzen zu gering sei, wodurch der Weiterverkauf von Molekülen für Marktteilnehmer attraktiver sei als deren Lagerung. Ähnliche Kommentare kamen im Sommer 2025 aus Deutschland.

Wir schätzen, dass für die Abwicklung von Lagergeschäften Spreads von 2–3 €/MWh erforderlich sind. Vor einem Jahr bot die Kurve dies nicht. Auch im Großteil des Sommers war dies nicht der Fall. Die Lagerbestände in Deutschland und den Niederlanden im Oktober bestätigten dieses Ergebnis.



TTF-Futures-Kurve in €/MWh: Vor einem Jahr (blaue Linie) und Stand 14. Februar 2026

Quelle: Bloomberg

Ja, die heutige Kurve (orange Linie) hat sich verbessert. Doch die Anreize reichen für Deutschland und die Niederlande wahrscheinlich weiterhin nicht aus, um die Lagerbestände wieder auf über 80 % zu erhöhen – ein Niveau, das diese Länder im Nach-Gazprom-Regime wohl benötigen, um sicher durch den Winter zu kommen.

Vor zwei Sonntagen, als die Wettervorhersagen für Nordwesteuropa im Februar kälter wurden, deckte unser Modell sofort die Lücke auf. In diesem Szenario hätte mindestens eines der Länder Deutschland, Niederlande, Belgien oder Slowakei – abhängig von den LNG-Lieferungen – bis März einen kritischen Speichermangel erreicht.

Das ist absurd. Europa benötigt zu Beginn des Winters mindestens 90 % Lagerkapazität. Punkt.

Sofern die deutschen und niederländischen Regulierungsbehörden nicht bald einen Anreizmechanismus nach italienischem Vorbild einführen, ist bis Oktober erneut mit enttäuschenden Nachfüllquoten zu rechnen. Entweder gleichen die Regulierungsbehörden die von ihnen mitverursachte Kurvenverzerrung aus – indem sie den Verbrauchern quasi eine Versicherungsprämie zahlen – oder sie geben die starren Speicherziele gänzlich auf und lassen die Kurve sich auf natürliche Weise bereinigen.

Die Verzerrung muss auf die eine oder andere Weise beseitigt werden.

LNG-Überschuss spiegelt sich in der Kurve wider

Die Terminkurve deutet nun auf um etwa 10 €/MWh niedrigere Preise bis 2029 hin – das entspricht ungefähr 3,16 US\$/MMBtu. Warum?

Wie bereits im Oktober dargelegt, ist der wichtigste positive Faktor für die künftige europäische Gasbilanz die schiere Verfügbarkeit von LNG-Exportkapazitäten, die in Betrieb gehen. Im Jahr 2022, auf dem Höhepunkt der Krise, gab es davon nichts. Die Lage

verbessert sich erst 2027 und 2028. Für die Berechnung des Gesamtgasbedarfs (TTF) nähert sich die LNG-Bilanz bereits einem Überangebot.

Drei Kräfte treiben diese Entwicklung an:

(A)**LNG-Überschuss**— ein klassischer Boom-Bust-Zyklus bei den Investitionsausgaben von Rohstoffen, ausgelöst durch den Gazprom-Schock;

(B)**Der chinesische Schalter**— strukturell niedrigere LNG-Importe aufgrund steigender Pipeline-Mengen und inländischer Produktion;

(C)**Geringere japanische Nachfrage**— Wiederanlauf von Kernkraftwerken reduziert den LNG-Verbrauch.

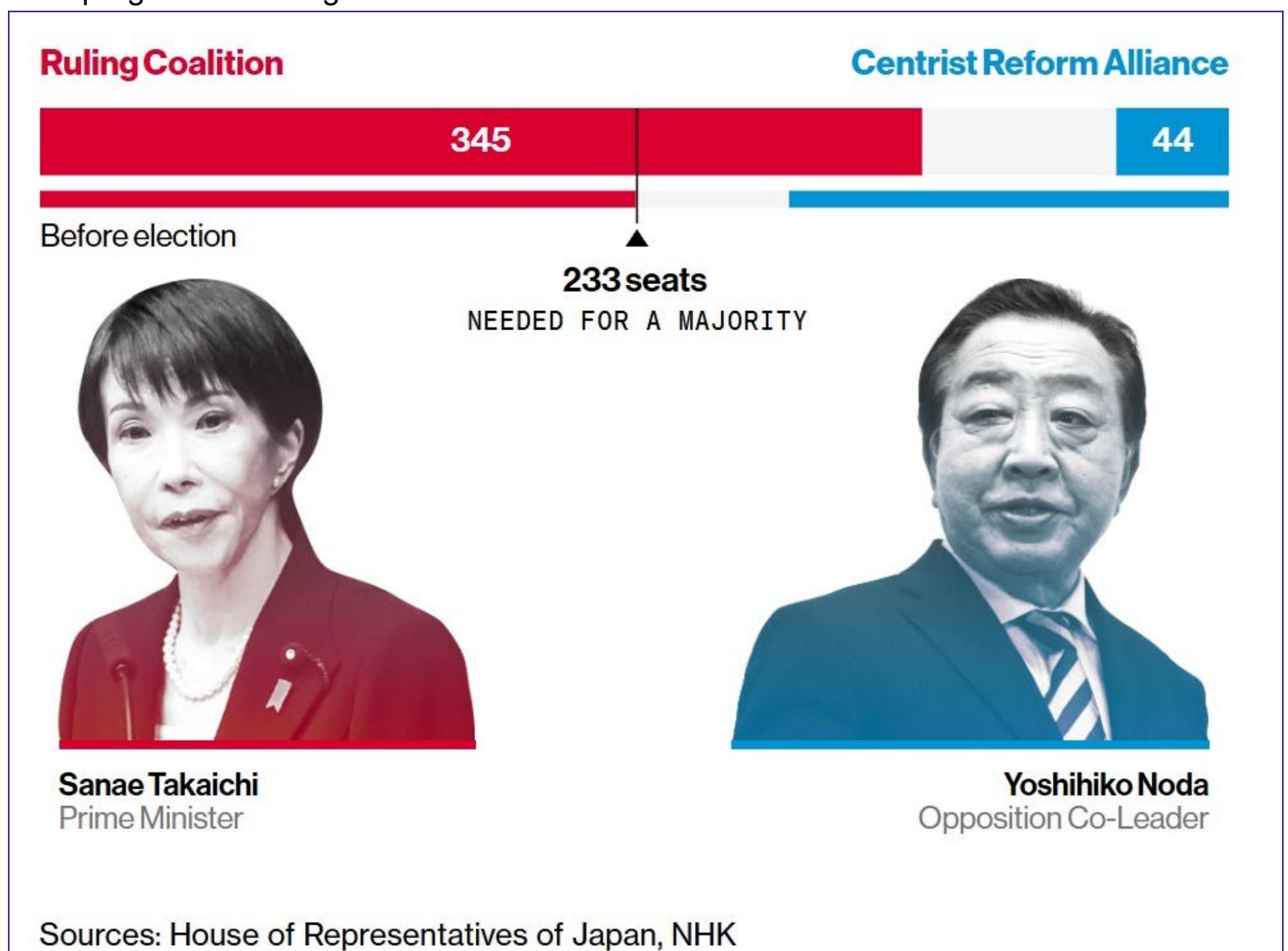
Ich nehme sie in umgekehrter Reihenfolge.

Japans nukleare Renaissance

Japans neue Premierministerin Sanae Takaichi hat eine beschleunigte Wiederinbetriebnahme der Kernkraftwerke angekündigt, um die Inflation zu bekämpfen und die teuren Brennstoffimporte zu reduzieren.

Wird sie liefern?

Letzte Woche errang ihre Koalition einen überwältigenden Wahlsieg mit rund 310 Sitzen, einer Zweidrittelmehrheit. Dieses politische Kapital dürfte eine schnellere Reaktivierung des Atomprogramms ermöglichen.



Vorgezogene Wahlen in Japan, Stand: 8. Februar 2026, 18:00 Uhr MEZQuelle: Bloomberg

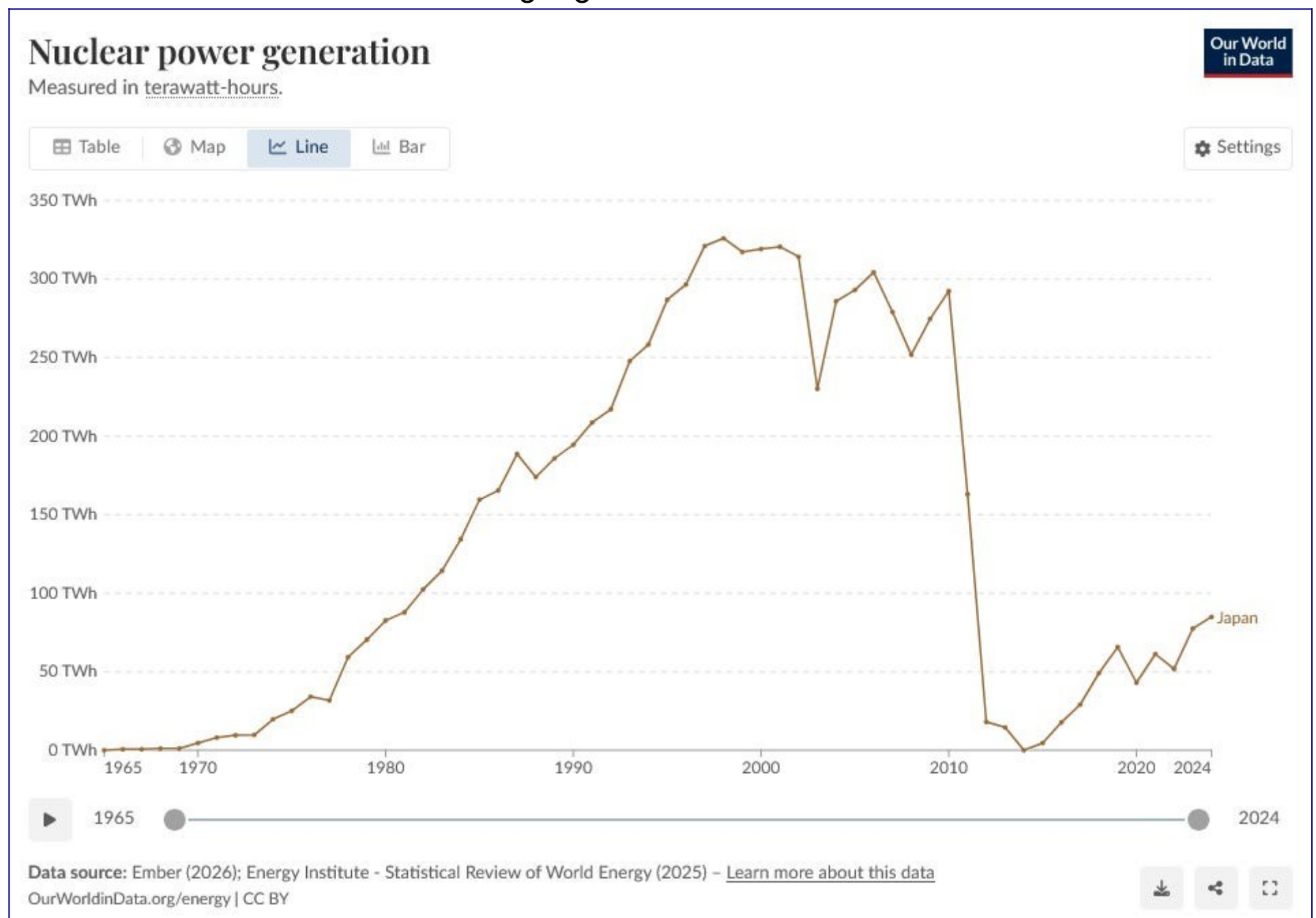
Japan deckt derzeit etwa 8 % seines Strombedarfs mit Kernenergie. Im Jahr 2000, vor der Katastrophe von Fukushima 2011, lag dieser Anteil bei 33 %. Sollte die

Kernenergieerzeugung sogar auf 15 % steigen, mit dem langfristigen politischen Ziel von 20 % bis 2040, entspräche dies einer zusätzlichen Kernenergieproduktion von rund 100 Terawattstunden (TWh).

Der jüngste Beweis dafür lieferte die Tokyo Electric Power Co. am vergangenen Montag mit der Wiederinbetriebnahme von Reaktor Nr. 6, dem größten Reaktorblock des Landes. Mit einer Leistung von 1,35 GW und einem Auslastungsgrad von 90 % produziert er jährlich rund 10 Terawattstunden Strom.

Allein dadurch werden jährlich etwa 1 Milliarde Kubikmeter Gas eingespart. Tatsächlich reduziert jede 100 Terawattstunde (TWh) Kernenergieerzeugung theoretisch den LNG-Bedarf um etwa 9 Milliarden Kubikmeter pro Jahr, verglichen mit Japans Importmarkt von 65 Milliarden Kubikmetern.

Wir werden sehen, wie schnell die Wiederinbetriebnahme erfolgt und wie die Energieversorger alternative Brennstoffe einsetzen. Angesichts des Preises von 11 US-Dollar pro MMBtu und der anhaltenden Volatilität ist LNG – und nicht Kohle – jedoch das offensichtliche Ziel für eine Verdrängung.



Kernenergieerzeugung in Japan Quelle: Unsere Welt in Daten

Japans erklärtes Ziel ist klar: die Kosten für importierte Treibstoffe in einem Land mit einer Staatsverschuldung von 200 % des BIP, das nach Jahrzehnten der Deflation nun mit Inflation zu kämpfen hat, zu senken. Die japanischen LNG-Importe erreichten 2021 ihren Höhepunkt. Der Trend zeigt nach unten.

Die Ironie dabei? Diese politischen Kurswechsel wurden durch Putins Entscheidung ausgelöst, die Gaslieferungen nach Europa in den Jahren 2021 und 2022 als Waffe einzusetzen, was auch zu einem sprunghaften Anstieg der asiatischen Preise führte – der Hauptgrund für Japans Wiederaufnahme der Atomwaffenprogramme.

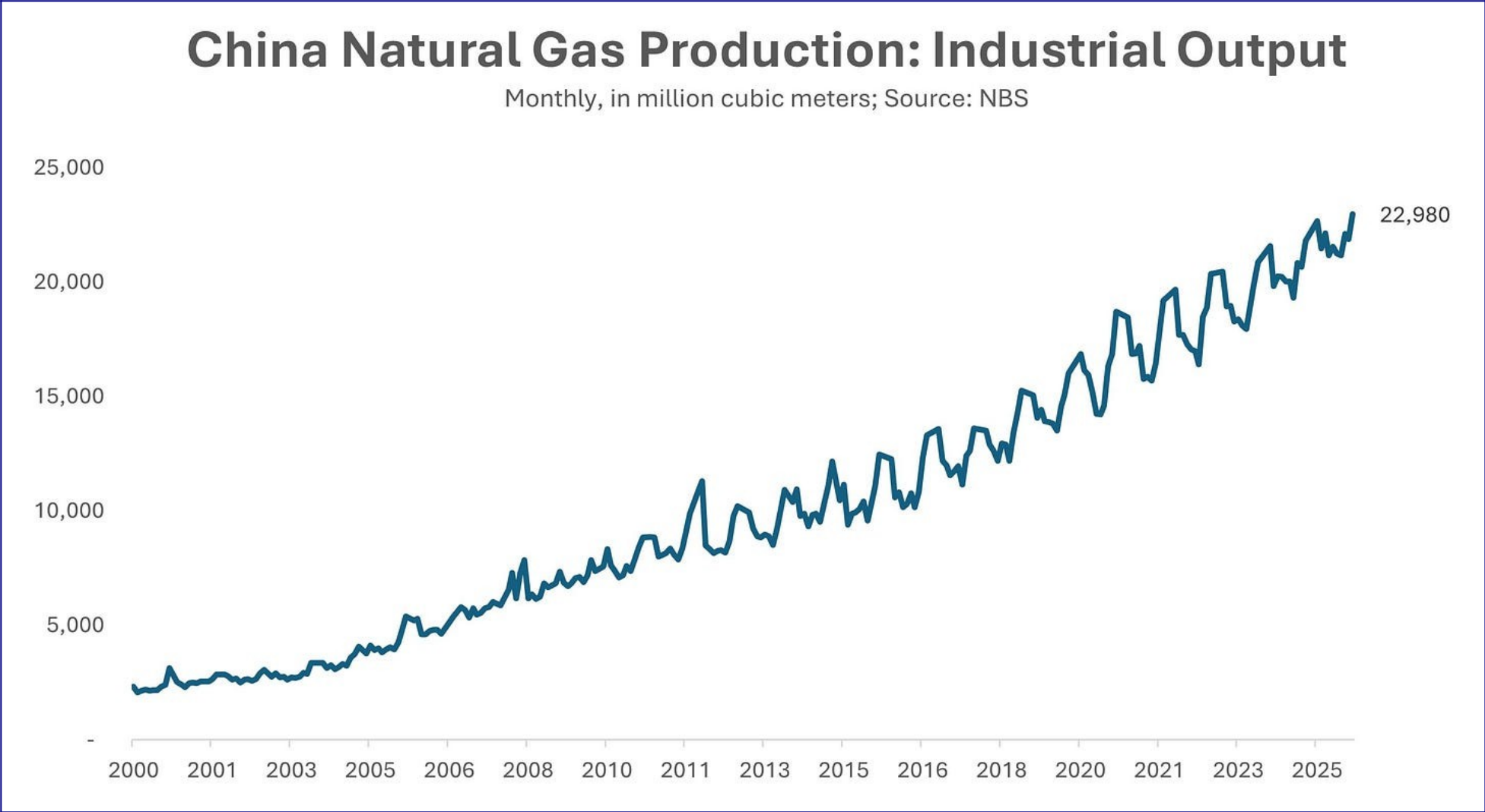
Die 150 Milliarden Kubikmeter Erdgas, die aus Europa abgezogen wurden, sind nicht verschwunden; ein Teil davon wird nun zu niedrigeren Preisen nach China umgeleitet. Das schadet Gazprom enorm und übt, wie Sie gleich sehen werden, indirekt auch Druck auf die globalen LNG-Preise aus, was wiederum Novatek trifft. So viel zum dreidimensionalen Schach. Russisches Roulette trifft es eher.

Asian LNG Imports	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
million metric tonnes	01/01/18	01/01/19	01/01/20	01/01/21	01/01/22	01/01/23	01/01/24	01/01/25
Burggraben analysis	31/12/18	31/12/19	31/12/20	31/12/21	31/12/22	31/12/23	31/12/24	31/12/25
China	52.8	59.8	66.5	77.8	62.3	69.4	76.3	65.7
Japan	77.3	72.2	71.4	72.4	70.0	65.1	65.2	64.7
South Korea	42.3	39.3	39.4	45.4	45.7	44.4	46.2	47.3
India	21.9	23.5	26.4	23.9	19.6	21.7	26.1	24.4
Taiwan	15.5	15.1	16.6	18.9	19.9	19.8	21.2	23.2
Thailand	4.3	4.9	5.4	6.4	8.4	11.3	11.8	10.7
Pakistan	7.1	8.5	8.0	9.0	7.1	7.0	7.7	7.0
Bangladesh	0.6	3.8	4.6	5.5	4.5	5.4	5.7	7.3
Singapore	2.7	3.3	3.0	3.0	3.9	5.1	6.1	6.6
Indonesia	2.9	3.6	2.5	3.5	3.5	4.0	5.1	5.8
Malaysia	1.4	2.6	2.6	2.1	2.7	2.6	3.3	2.5
Philippines	-	-	-	0.0	0.0	0.6	1.3	1.8
Honk Kong	-	-	-	-	-	0.3	0.8	1.2
Vietnam	-	-	-	-	-	0.1	0.3	0.5
Myanmar	-	-	0.2	0.2	-	-	-	0.0
LNG Imports (in Mio t)	228.8	236.4	246.6	268.1	247.5	256.7	276.9	268.8
LNG Imports (in bcm)	320.3	331.0	345.3	375.3	346.4	359.3	387.7	376.3
Change in %		3.3%	4.3%	8.7%	-7.7%	3.7%	7.9%	-2.9%

Asiatische LNG-Importe nach Ländern, in metrischen Tonnen und Milliarden Kubikmetern; Quelle: Burggraben-Analyse; Bloomberg

Der große chinesische Wechsel

Die übergeordnete Geschichte im Bereich LNG ist China. Energiesicherheit ist seit Xi Jinpings Amtsantritt eine strategische Priorität. In den Jahren 2014–2015 setzte sich Xi für eine „Revolution der Energieproduktion“ ein und forcierte explizit die heimische Öl- und Gasförderung, um die geopolitische Abhängigkeit zu verringern. Die Ergebnisse sind messbar. Laut offiziellen, lokal erhobenen Daten erreichte die chinesische Erdgasproduktion im Jahr 2025 261 Milliarden Kubikmeter, gegenüber 136 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2016. Die Fördermenge hat sich in weniger als einem Jahrzehnt verdoppelt. Das ist strukturell bedingt.



Quelle: Burggraben-Analyse

Pipeline-Importe sind der nächste Hebel – und sie sind günstiger als LNG.

Im Jahr 2025 importierte China Pipelinegas aus Russland, Turkmenistan und Myanmar. Die technische Kapazität lag bei rund 120 Milliarden Kubikmetern, die tatsächlichen Importe dürften sich jedoch auf rund 82,5 Milliarden Kubikmeter belaufen (vorbehaltlich der Daten vom Dezember).

Diese Kapazität wird sich deutlich ausweiten. Allein von Gazprom bestehen bereits Handelsabkommen über Importe von bis zu 106 Milliarden Kubikmetern.

Chinese Pipeline Imports	Gazprom	Other Pipes	Total
Burggraben analysis	bcm	bcm	bcm
2020	4.10	43.68	47.78
2021: bw 8.2 and 10.39	10.39	48.15	58.54
2022	15.40	47.83	63.23
2023	22.73	44.45	67.18
2024	31.12	44.84	75.96
2025: estimate based on +27%	39.52	42.63	82.15
2026: BGH estimate	44.00	43.50	87.50
2027: BGH estimate	50.00	43.50	93.50
2028: BGH estimate	56.00	43.50	99.50

Note:

China and Russia have agreements in place for up to 106bcm delivery since 2025

Chinesische Pipeline-Importe nach Herkunftsland (in Mrd. m³; Stand: 10. Februar 2026); Quelle: Burggraben-Analyse; Gazprom; NBS; Bloomberg;

Die Zentralasien-China-Pipeline, deren Ankerpunkt Turkmenistan ist, transportiert jährlich 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas. Die Power-of-Siberia-Pipeline (PoS) aus Russland verfügt über eine technische Kapazität von 61 Milliarden Kubikmetern. Myanmar steuert weitere 5,2 Milliarden Kubikmeter bei.

Bis 2024 hatte China jedoch lediglich für 38 Mrd. m³ der technischen Kapazität von 61 Mrd. m³ aus Gazproms „Power of Siberia“ kommerzielle Verträge abgeschlossen. Anders

ausgedrückt: Die tatsächliche Rohrleitungskapazität überstieg die vertraglich vereinbarten Mengen. Die Infrastruktur war der wirtschaftlichen Realität voraus.

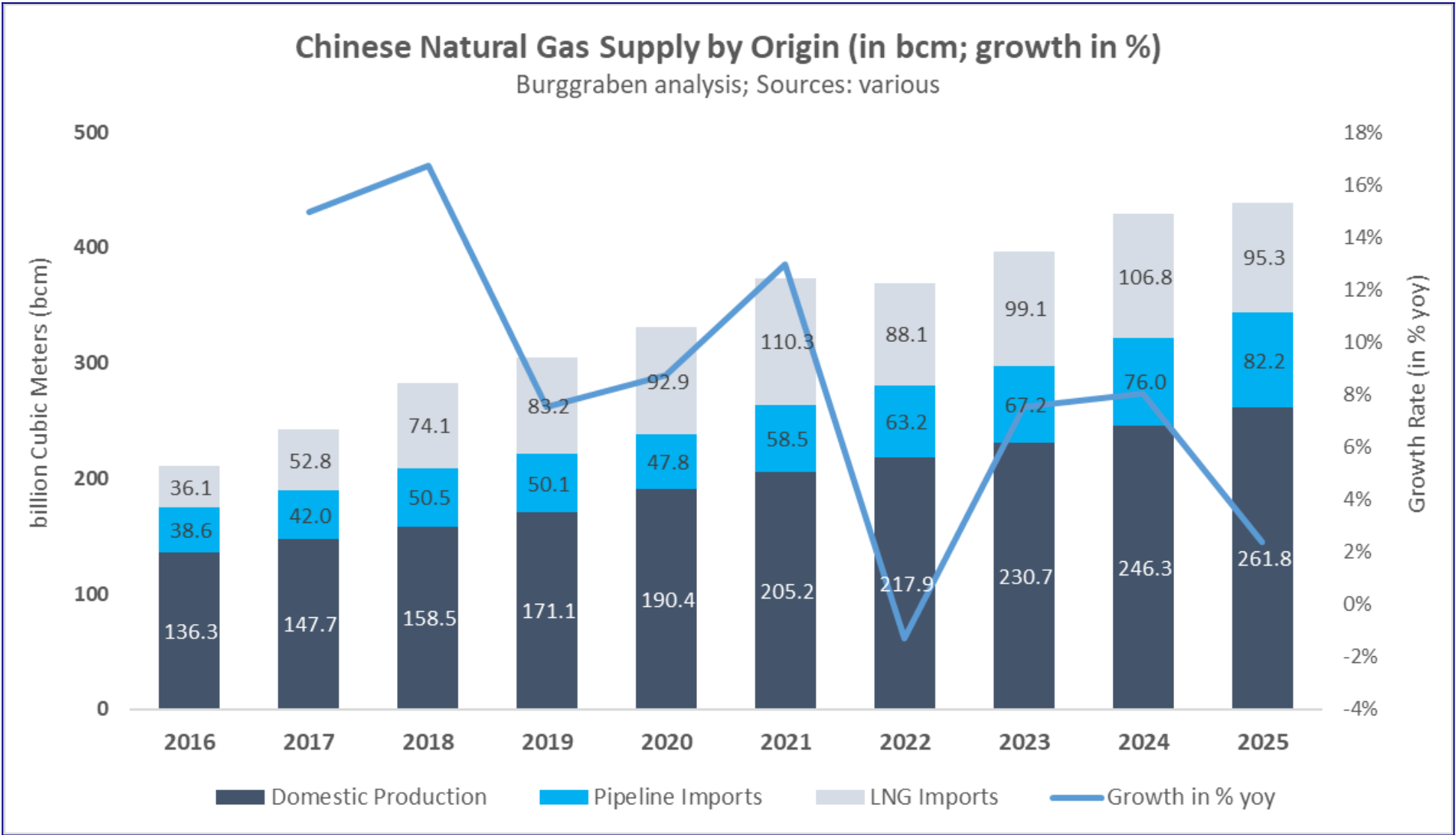
Das änderte sich 2025. China unterzeichnete zusätzliche Handelsabkommen für den sogenannten Fernöstlichen Korridor, der im Wesentlichen eine Erweiterung der Pipeline „Power of Siberia“ darstellt und die Sachalin-Felder erschließt. Dadurch erhöht sich die vertraglich gesicherte Kapazität um weitere 12 Milliarden Kubikmeter. Noch wichtiger ist, dass Peking und Moskau sich offenbar auf die Rahmenbedingungen für „Power of Siberia 2“ (PoS2) geeinigt haben, eine neue Pipeline mit einer Kapazität von 55 Milliarden Kubikmetern, deren Inbetriebnahme für 2030 geplant ist.

Wenn PoS2 wie geplant verläuft, steigen allein die kommerziell vereinbarten russischen Pipeline-Volumina auf 106 Milliarden Kubikmeter pro Jahr.

Nun treten Sie einen Schritt zurück und betrachten Sie das Gesamtbild.

Rechnet man den 55 Mrd. m³ großen Zentralasienkorridor, die 61 Mrd. m³ große „Power of Siberia“-Pipeline, den 12 Mrd. m³ großen Fernostkorridor und die 55 Mrd. m³ große „Power of Siberia 2“-Pipeline sowie die 5,2 Mrd. m³ große Myanmar-Pipeline hinzu, könnte Chinas gesamte technische Pipeline-Importkapazität nach 2030 etwa 183 Mrd. m³ pro Jahr erreichen.

Demgegenüber steht eine prognostizierte Nachfrage von 426 Mrd. m³ im Jahr 2025, die im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert blieb. Selbst ohne ein enormes Nachfragewachstum könnte Pipelinegas theoretisch innerhalb weniger Jahre fast die Hälfte des gesamten chinesischen Gasverbrauchs decken. Und Pipelinegas ist bekanntlich strukturell günstiger als LNG, was die Zusammensetzung des asiatischen LNG-Marktes verändern dürfte.



Chinesische Erdgasversorgung nach Herkunft (in Mrd. m³; Stand: 10. Februar 2026)Quelle: Burggraben-Analyse

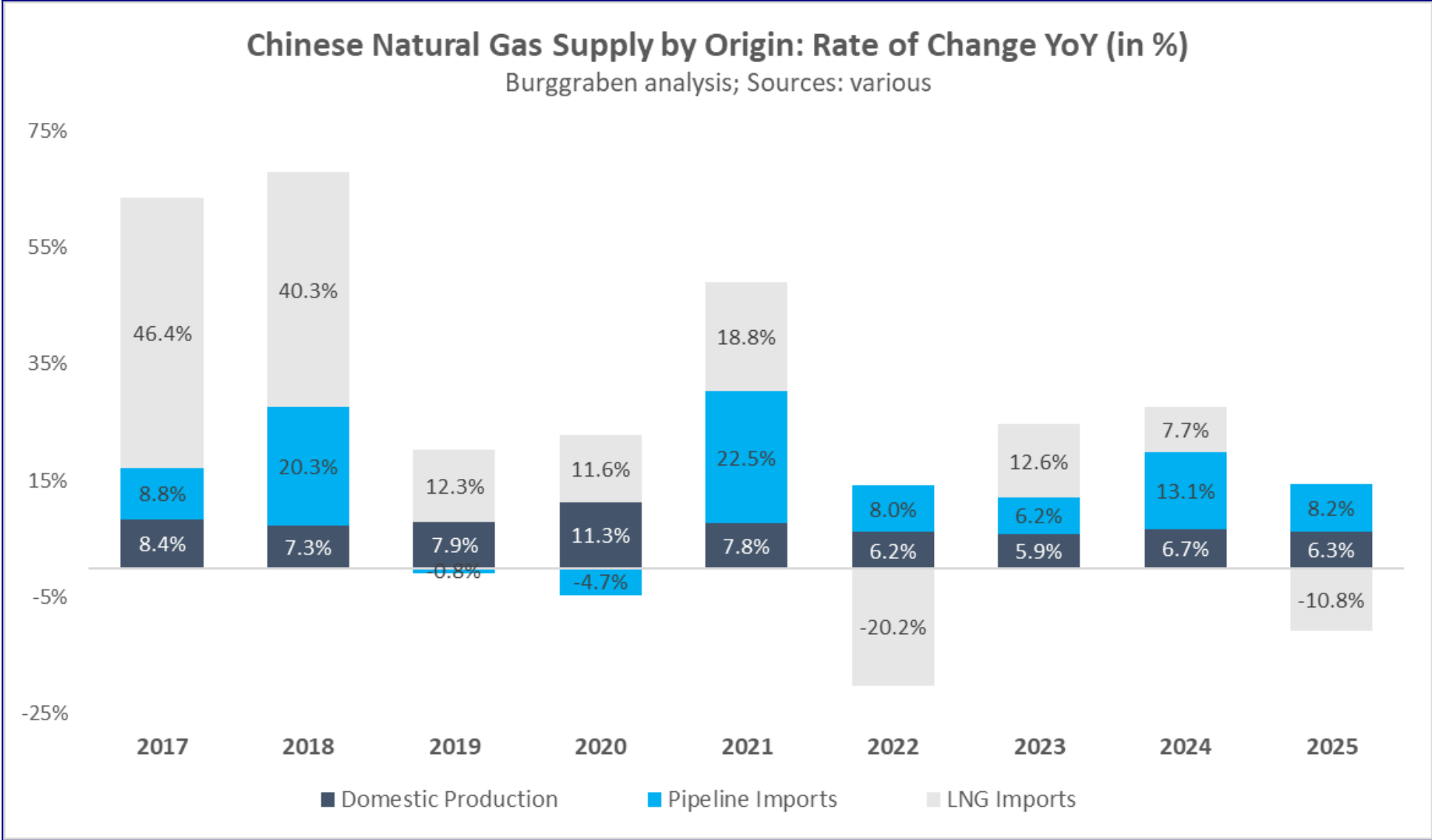
So oder so, es ist nicht schwer zu erkennen, wohin das führen wird.

China, so rezessiv es auch sein mag – und ich ermutige Sie, es erneut zu besuchen [meine China-Serie](#) Falls es Zweifel gibt – es ist unwahrscheinlich, dass LNG das explosive Nachfragewachstum erzeugen wird, das den

Optimismus des letzten Jahrzehnts beflügelt hat. Die Nachfrage könnte in den kommenden Jahren langsam wachsen. Vielleicht wächst sie aber auch gar nicht.

Die heimische Produktion steigt derweil rasant an, und die Pipeline-Importe nehmen strukturell zu, in vielen Fällen sogar zweistellig. Beide Energiequellen liegen in der Kostenstruktur unter LNG und werden das teurere Molekül daher nach Möglichkeit aus der Rangfolge verdrängen.

Mit der Zeit führt dieser Mechanismus dazu, dass LNG auf dem chinesischen Markt eher als Ausgleichsversorgung denn als Wachstumstreiber fungiert.



Chinesisches Erdgasangebot nach Herkunft: Veränderungsrate (Stand: 10. Februar 2026)Quelle: Burggraben-Analyse

LNG-Überschuss

Und schließlich zum entscheidenden Faktor: die Welle neuer LNG-Exportkapazitäten, die in Kürze die globalen Märkte erreichen wird.

Kapazitätspläne verschieben sich ständig. Jüngstes Beispiel ist Katar, wo der staatliche Energiekonzern Qatar Energy den Beginn eines Teils seines milliardenschweren LNG-Ausbaus auf Ende des Jahres verschoben hat. Das ist nichts Ungewöhnliches.

Megaprojekte verändern sich. Doch die Richtung ist eindeutig. Katar plant, die Kapazität von derzeit rund 83 Millionen Tonnen bis 2035 auf etwa 145 Millionen Tonnen zu erhöhen. Das ist keine schrittweise Erweiterung, sondern eine strukturelle Maßnahme.

LNG Exports	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
million metric tonnes	01/01/18	01/01/19	01/01/20	01/01/21	01/01/22	01/01/23	01/01/24	01/01/25
Burggraben analysis	31/12/18	31/12/19	31/12/20	31/12/21	31/12/22	31/12/23	31/12/24	31/12/25
UNITED STATES	22.3	37.3	48.7	73.2	79.9	90.6	93.0	116.2
QATAR	78.8	78.5	79.3	79.9	80.9	79.6	78.8	82.2
AUSTRALIA	65.5	73.3	75.2	79.4	80.4	80.1	81.1	78.7
MALAYSIA	22.5	24.4	22.4	23.7	25.9	26.3	27.5	27.7
RUSSA ARCTIC	7.9	18.3	18.9	19.9	21.5	21.8	23.6	21.3
RUSSA EAST	11.1	10.7	11.1	10.0	11.0	9.9	9.7	10.1
INDONESIA	18.1	15.6	14.5	14.6	14.7	16.0	17.1	17.0
NIGERIA	20.0	20.1	20.5	16.7	14.5	13.3	14.5	15.1
ALGERIA	10.2	12.3	10.4	11.8	10.1	13.1	11.4	9.5
OMAN	9.7	10.2	9.6	10.1	11.2	11.1	11.5	11.5
TRINIDAD TOBAGO	12.3	12.9	10.9	7.3	8.2	8.1	8.4	9.2
PAPUA NEW GUINEA	6.8	7.8	8.2	7.8	8.1	8.0	7.6	8.3
UAE	4.9	5.5	5.6	5.9	5.1	4.9	5.6	4.5
BRUNAI	6.1	6.3	5.9	5.3	4.7	4.5	4.6	4.6
NORWAY	4.6	4.5	2.9	0.1	2.8	4.3	4.8	3.3
PERU	3.4	4.0	3.8	2.5	3.3	3.9	4.1	3.7
EGYPT	1.4	3.6	1.3	6.7	7.3	3.4	0.6	0.5
ANGOLA	4.0	4.4	4.7	3.8	3.4	3.8	3.8	5.0
MOZAMBIQUE	-	-	-	-	0.2	2.7	3.4	3.6
CAMEROON	0.8	1.1	1.2	1.2	1.2	1.4	1.3	1.4
CANADA	-	-	-	-	-	-	-	2.3
MEXICO	-	-	-	-	-	-	0.4	1.3
SENEGAL	-	-	-	-	-	-	-	1.3
CONGO	-	-	-	-	-	-	0.4	0.6
ARGENTINA	-	0.1	0.2	-	-	-	-	-
LNG Imports (in mt)	310.5	350.8	355.4	380.1	394.5	406.7	413.5	439.2
LNG Imports (in bcm)	434.7	491.2	497.6	532.1	552.4	569.4	578.9	614.9
Change YoY in %		13.0%	1.3%	6.9%	3.8%	3.1%	1.7%	6.2%

LNG-Exporte nach Ländern in Millionen Tonnen und Milliarden Kubikmeter; Quelle: Burggraben-Analyse; Bloomberg

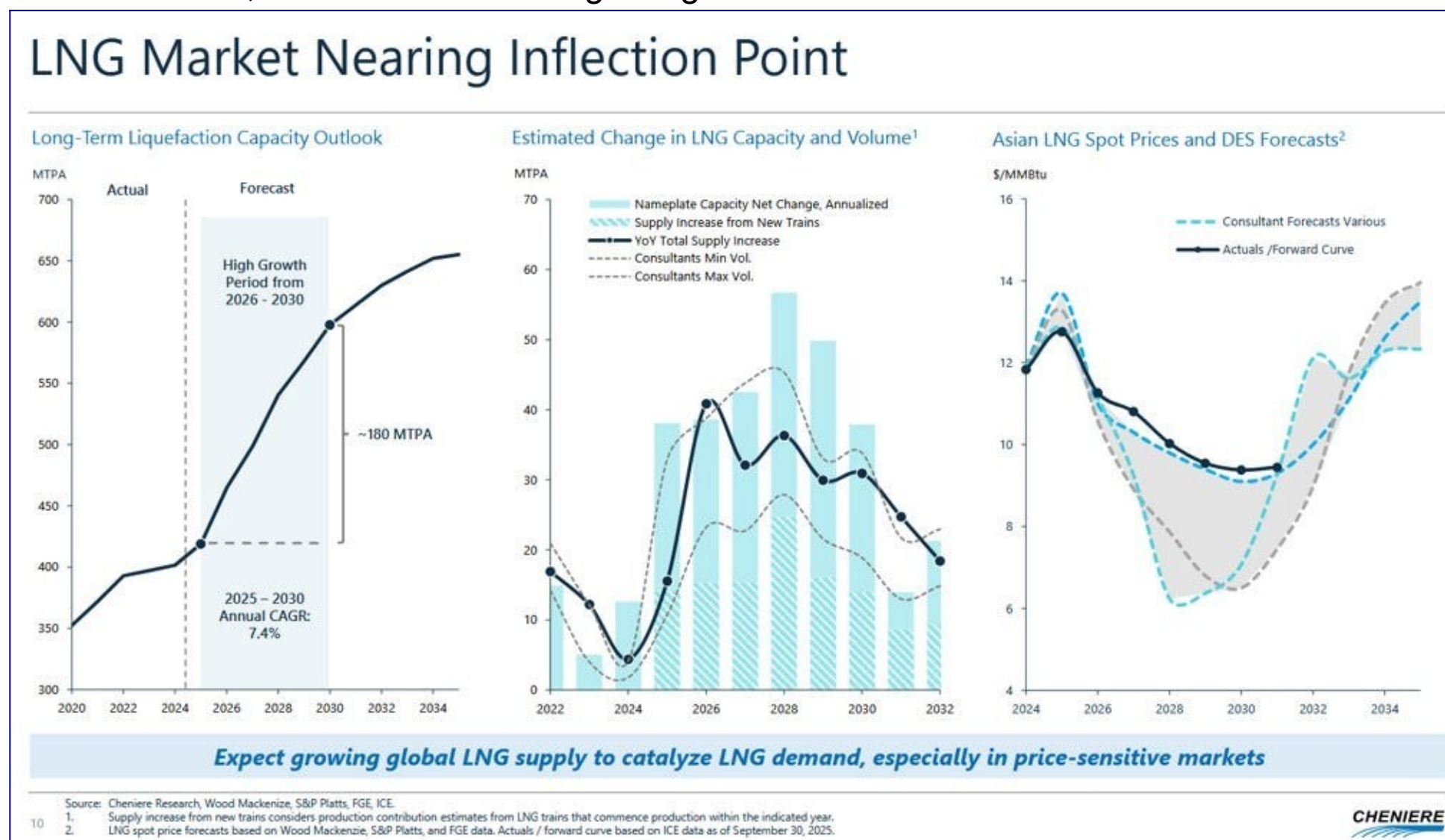
Die eigentliche Beschleunigung kommt jedoch aus Nordamerika. Allein zwischen 2024 und 2029 wird die Region voraussichtlich jährlich rund 120–140 Milliarden Kubikmeter neue LNG-Exportkapazität hinzufügen. Anders ausgedrückt: Nordamerika wird seine LNG-Exportkapazität innerhalb von fünf Jahren mehr als verdoppeln.

Zum Vergleich: 140 Milliarden Kubikmeter entsprechen in etwa den Importen ganz Europas (innerhalb unserer Grenzen) in den Jahren 2022 und 2023. Die Importe sanken 2024 auf 114 Milliarden Kubikmeter, bevor sie 2025 wieder auf 146 Milliarden Kubikmeter anstiegen. Mit anderen Worten: Allein Nordamerika steigert seinen LNG-Verbrauch innerhalb von nur fünf Jahren um das Äquivalent des gesamten europäischen Marktes.

Im Gegensatz zu Katar bietet ein Großteil dieser US-Lieferungen Flexibilität hinsichtlich des Bestimmungsortes. Das ist entscheidend. Die Ladungen können unabhängig vom Standort an den Abnehmer mit dem höchsten Nettoerlös geliefert werden. Portfolio-Investoren können Arbitragegeschäfte zwischen Europa und Asien ohne vertragliche Beschränkungen tätigen. Katar hingegen verlangt vom Vertragspartner die Abnahme der Ladung, was die Flexibilität bei der Umleitung einschränkt. Dies ist einer der Gründe, warum japanische Energieversorger zögern, langfristige Verträge mit Katar nach 2021 zu verlängern.

Cheniere, mit Abstand Amerikas größter LNG-Exporteur mit einem Unternehmenswert von rund 75 Milliarden US-Dollar, schätzte im Rahmen der Telefonkonferenz zu den

Ergebnissen des dritten Quartals 2025, dass die weltweite LNG-Exportkapazität bis 2030 um etwa 180 Millionen Tonnen – rund 252 Milliarden Kubikmeter – steigen wird, wobei der Zuwachs im Jahr 2028 seinen Höhepunkt erreichen soll. Die in der Präsentation enthaltenen Prognosen von Beratern gehen von Spotpreisen für LNG von rund 6 US-Dollar pro MMBtu bis 2028 aus. Bei diesem Preisniveau werden die Margen für die Verflüssigung deutlich sinken, selbst für die kostengünstigsten Betreiber.



LNG-Markt nähert sich dem Wendepunkt; Quelle: Cheniere ([Link](#))

Die IEA, eine Organisation, deren Angaben ich nicht für bare Münze nehme, schätzt dennoch, dass die neue LNG-Exportkapazität zwischen 2025 und 2030 bei etwa 325 Milliarden Kubikmetern liegen wird. Das entspricht einer Steigerung von 50 % gegenüber der heutigen globalen Kapazität von rund 620 Milliarden Kubikmetern.

Halten Sie bei dieser Zahl kurz inne.

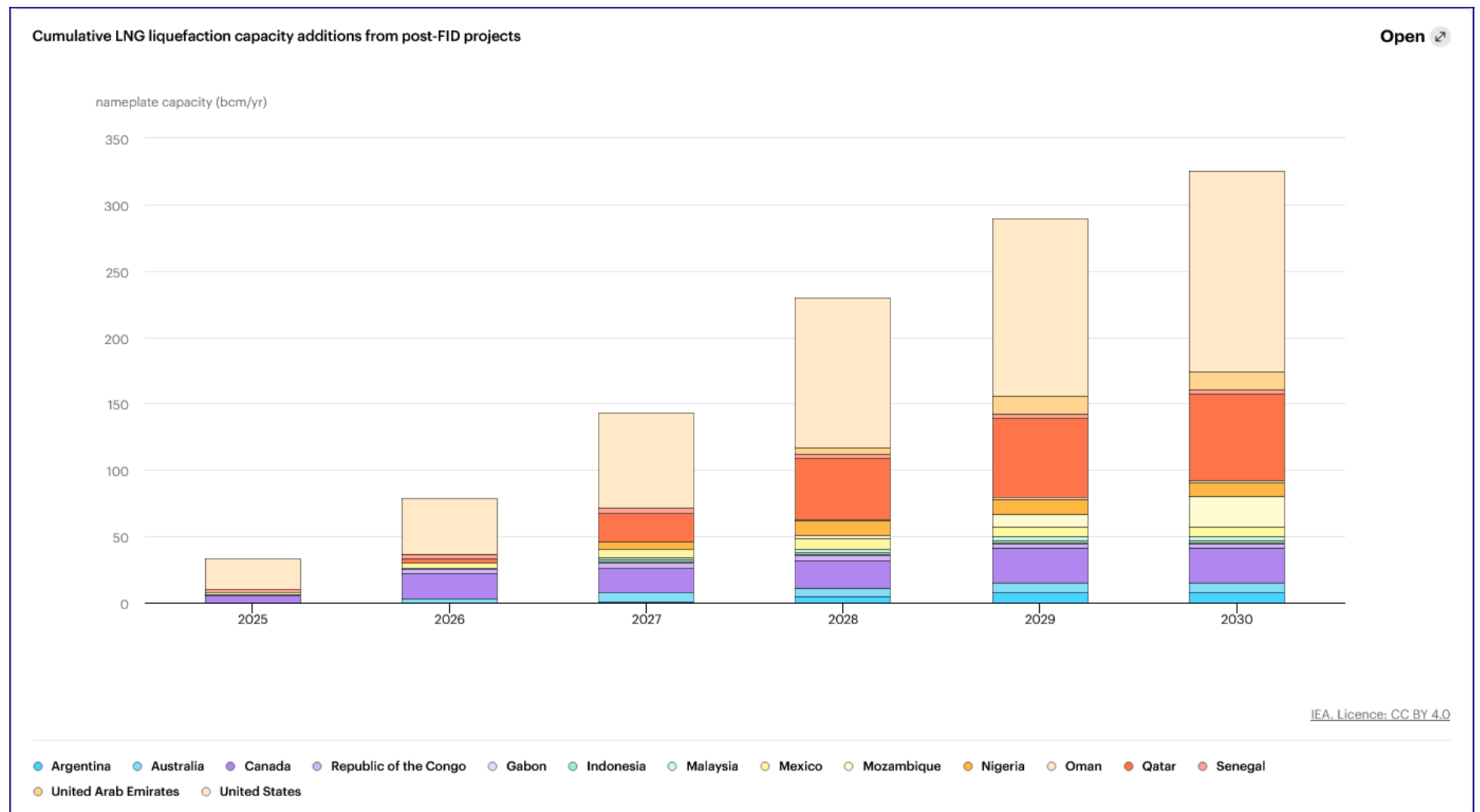
Eine Kapazitätserweiterung um 50 % innerhalb von fünf Jahren ist keine geringfügige Anpassung. Es handelt sich um den größten Ausbau in der Geschichte der LNG-Versorgung, basierend auf Projekten, die bereits die endgültige Investitionsentscheidung (FID) erreicht haben und sich im Bau befinden. So sehen Boom-Bust-Zyklen bei Rohstoffen aus, wenn hohe Preise Kapital in großem Umfang anziehen. Ein Paradebeispiel, oder besser gesagt: ein Lehrbuch für MBA-Absolventen.

Wer wird diese Mengen aufnehmen? Bei der aktuellen Nachfrageentwicklung in Japan und China sicherlich nicht Asien im gleichen Tempo wie zuvor. Europa kann einen Teil davon aufnehmen, aber nicht alles, insbesondere in einem strukturell schwächeren Nachfrageumfeld.

Rohstoffpreise werden am Rande festgelegt. Ein Überschuss von nur 5 % reicht aus, um den Markt entscheidend zu beeinflussen. Bei LNG ist das nicht anders.

Zwischen 2021 und 2023 erzielte LNG außerordentliche Gewinne, insbesondere für Portfoliounternehmen wie Shell und Trafigura. Wie immer folgte das Kapital diesen

Renditen. Nun ist das Angebot da. Und wenn es einmal da ist, bleibt es in der Regel bestehen.



Zuwachs der LNG-Exportkapazität in Mrd. m³; Quelle: IEA ([Link](#))

Ja, Projekte können ins Stocken geraten. Bauverzögerungen kommen vor. Neue Investitionsentscheidungen können verschoben werden. Manche genehmigte Projekte werden vielleicht nie realisiert. Doch die Richtung ist klar. Es handelt sich um mehrjährige Infrastrukturverpflichtungen, die von großen Konzernen und langjährigen LNG-Akteuren übernommen wurden. Sie lassen sich nicht so einfach rückgängig machen.

Die Kurve spiegelt diese Realität bereits wider. TTF notiert heute bei etwa 11 US-Dollar/MMBtu und tendiert bis Mitte 2030 auf etwa 7 US-Dollar/MMBtu.

Das sind gute Nachrichten für Europas mittelfristige Gasbilanz. Nun möchte ich auf die Faktoren eingehen, die diese ansonsten positive Entwicklung trüben.

Strukturelle Verwundbarkeit

Wir befinden uns nun endgültig in dem, was ich das Post-Gazprom-Regime des europäischen Erdgasmarktes nenne.

Dieses System zwang europäische Verbraucher und Energieversorger, sich an den Ausfall von rund 140 Milliarden Kubikmetern russischer Pipeline-Lieferungen anzupassen. Auf einem Markt mit einem Volumen von 450–460 Milliarden Kubikmetern vor der Krise entspricht dies einem Angebotsschock von 30 %. Nur wenige Energiesysteme können einen solchen Schock in Friedenszeiten ohne strukturelle Folgen verkraften.

Europa glich die Verluste von 140–145 Mrd. m³ innerhalb von rund zwei Jahren aus. Die LNG-Importe stiegen gegenüber 2019 um etwa 50 Mrd. m³, während der Verbrauch im Vergleich zum Vorjahr um etwa 80 Mrd. m³ sank. Der Markt passte sich an. Die Zahlen belegen es.

OECD Europe Gas Market in bcm	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
09/02/2026; Burggraben analysis	FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY
Production:									
Norway	118.6	115.3	109.2	109.6	112.9	113.9	105.7	114.0	111.6
United Kingdom	36.2	34.9	36.1	35.5	30.7	38.2	34.2	30.0	29.3
Netherlands	40.3	32.9	27.4	20.3	18.5	15.6	10.7	9.1	9.1
Production (15 countries)	228.3	215.7	202.1	189.1	184.1	189.9	171.6	174.5	172.5
Pipeline Imports:									
Russian Pipeline Imp (22 entries/exits)	145.9	152.1	156.1	130.5	130.1	54.5	17.7	27.9	9.9
Central Asian Pipeline Imp (4 entries/exits)	0.6	0.6	0.7	0.6	8.5	11.6	11.7	11.8	11.5
African Pipeline Imports (4 entries)	36.9	37.1	26.5	24.7	37.1	33.8	32.0	30.0	28.7
Other Pipeline Flows (2 exit)	0.0	0.0	0.0	(0.0)	(0.0)	(1.4)	(3.7)	(2.6)	(6.6)
Total Pipeline Imports & Exports	183.4	189.8	183.3	155.8	175.7	98.5	57.7	67.1	43.5
LNG Imports (Regas: 13 countries)	48.0	51.8	99.9	93.1	83.6	144.0	143.4	114.4	146.5
LNG Import Supply Change yoy		8.0%	92.6%	-6.8%	-10.2%	72.3%	-0.4%	-20.2%	28.0%
Grandtotal Supply	459.7	457.4	485.3	438.0	443.5	432.4	372.7	356.0	362.4
Grandtotal Supply Change yoy		-0.5%	6.1%	-9.7%	1.2%	-2.5%	-13.8%	-4.5%	1.8%
Consumption (28 countries)	456.3	452.5	464.5	452.0	470.7	406.5	372.9	373.3	379.7
Grandtotal Demand Change yoy		-0.8%	2.7%	-2.7%	4.1%	-13.6%	-8.3%	0.1%	1.7%
Surplus (Deficit)	3.5	4.9	20.8	(14.0)	(27.3)	25.9	(0.3)	(17.3)	(17.3)
Storage: beginning of period (19 countries)	65.8	65.8	71.6	91.9	77.3	56.0	86.4	91.3	76.6
Storage: end of period (19 countries)	71.8	71.8	92.2	77.8	55.9	86.3	91.4	77.0	65.7
Change	6.0	6.0	20.6	(14.1)	(21.4)	30.3	5.0	(14.3)	(10.8)
Storage Filled	67.4%	67.4%	86.5%	73.1%	52.5%	81.0%	85.8%	72.3%	61.7%

Europäische Erdgasbilanzen 2017 bis 2025Quelle: Burggraben-Analyse

Der entscheidende Strukturwandel seit 2017 ist jedoch weder eine geringere Nachfrage noch höhere LNG-Importe. Es ist der Zusammenbruch der Versorgungssicherheit außerhalb der Speicherkapazitäten.

Lassen Sie mich das erklären.

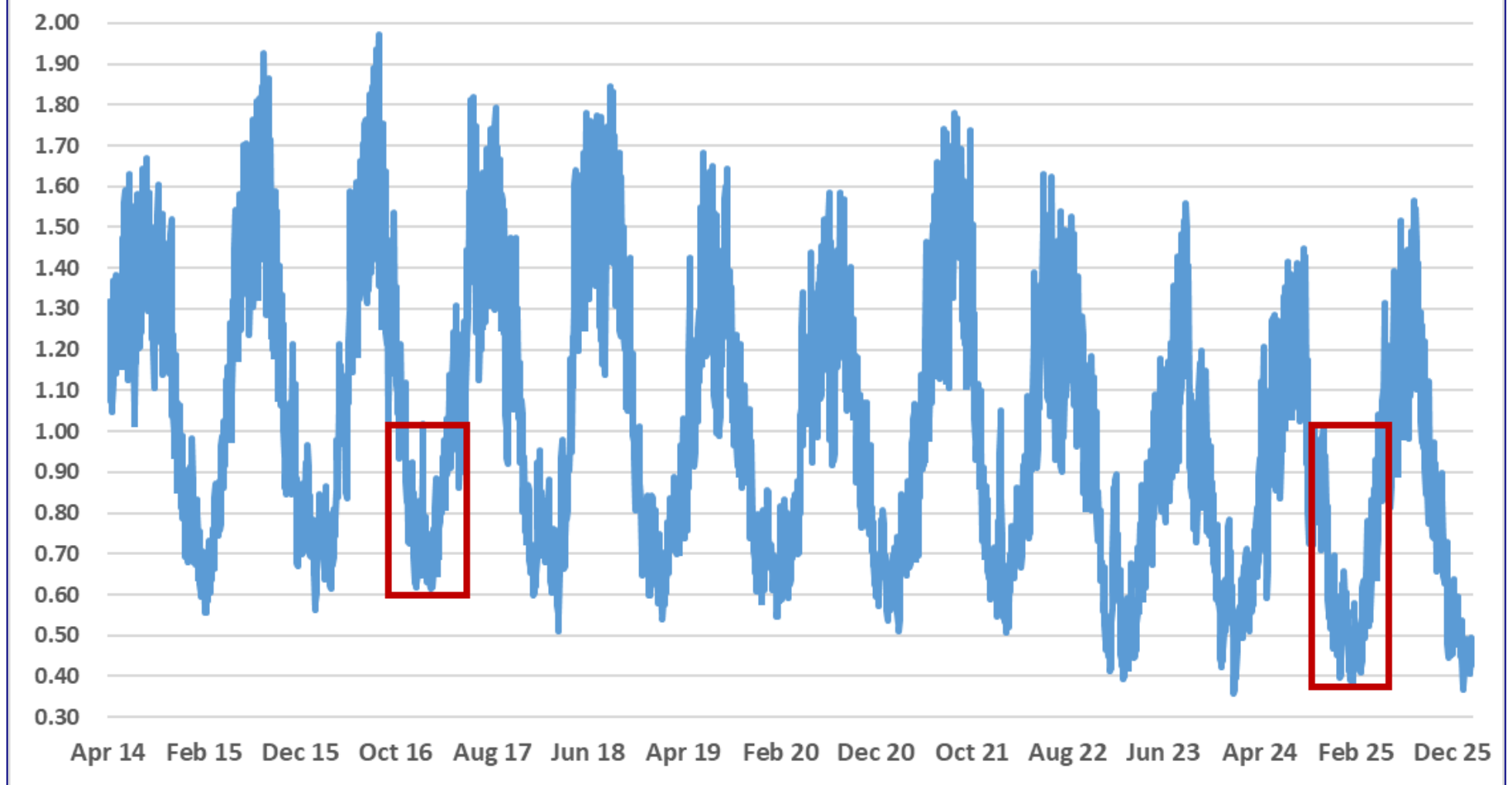
Vor dem Zusammenbruch von Gazprom ging Europa mit einem weitgehend selbstregulierenden System in den Winter. Pipeline-Importe und die heimische Produktion deckten zusammen einen erheblichen Teil des Winterverbrauchs. Speicher und LNG spielten zwar eine wichtige Rolle, dienten aber primär der Glättung.

Diese Welt existiert nicht mehr. Die folgende Grafik zeigt die sogenannte Nicht-Speicherdeckungsquote, die sich vereinfacht als Pipeline-Importe plus Inlandsproduktion geteilt durch den Verbrauch definiert. Vor 2019 schwankte diese Quote in den Wintermonaten zwischen etwa 0,6 und 1,0.

Der Winter 2016/17 veranschaulicht dies deutlich (rotes Quadrat links).

Non-Storage Coverage Ratio: (Pipe + Production) / Consumption

Source: Burggraben analysis; Commodity Essentials



Vereinfacht ausgedrückt: Europa könnte den Winterbedarf größtenteils durch ein ausgewogenes Verhältnis zwischen moderaten zusätzlichen LNG-Importen und Entnahmen aus den Speichern decken. Die Energieversorger hätten Wahlmöglichkeiten. Sie könnten ihre Maßnahmen anhand von Preis und Verfügbarkeit optimieren. Die Speicher wurden – wie geplant – intensiv genutzt, dienten aber eher als Absicherung denn als Existenzsicherung. Pipelinegas und die heimische Produktion sorgten für ausreichend tägliche Versorgung während der winterlichen Verbrauchsspitzen und, entscheidend, für Überkapazitäten im Sommer, um die Speicher problemlos wieder aufzufüllen. Im Sommer 2016 erreichte das Verhältnis der Nichtspeicherkapazitäten zur Versorgungssicherheit am 7. August mit 1,97 seinen Höchststand. Das System verfügte also über ausreichende Reserven.

Nach der Gazprom-Pleite hat sich das Verhältnis strukturell nach unten verschoben. Die Winterabdeckung sinkt mittlerweile häufig auf etwa 0,35 und erreicht zwischen Dezember und Februar, der kältesten Zeit in Europa, nicht mehr den Wert von 1,0. Konkret bedeutet dies, dass die Hälfte oder mehr des Winterverbrauchs nun durch eine Kombination aus Speicherentnahmen und LNG-Importen gedeckt werden muss. Beide müssen funktionieren. Sollte eines von beiden ausfallen, wird das System bis Februar oder März abrupt verschärft. Das meine ich mit Zwangsjacke.

Vergleichen Sie visuell das rechte Winterquadrat 2024/25 mit dem linken Quadrat 2016/17. Der Unterschied ist erheblich. Selbst in den Sommermonaten erreicht das Verhältnis kaum noch 1,5. Das ist die neue Realität.

Dieser Wandel ist mechanischer, nicht zyklischer Natur. Er spiegelt den Verlust von rund 140 Milliarden Kubikmetern russischem Pipelinegas wider, verbunden mit einer stetig sinkenden heimischen Produktion in den Niederlanden und Großbritannien. Nichts hat diese kontinuierliche Versorgung ersetzt. Auch scheinen viele politische

Entscheidungsträger die Tragweite dessen für die industrielle Versorgungssicherheit in Europa nicht zu erkennen.

LNG ist (noch) kein vollständiger Ersatz für Pipelinegas

Dieser Unterschied wird oft übersehen.

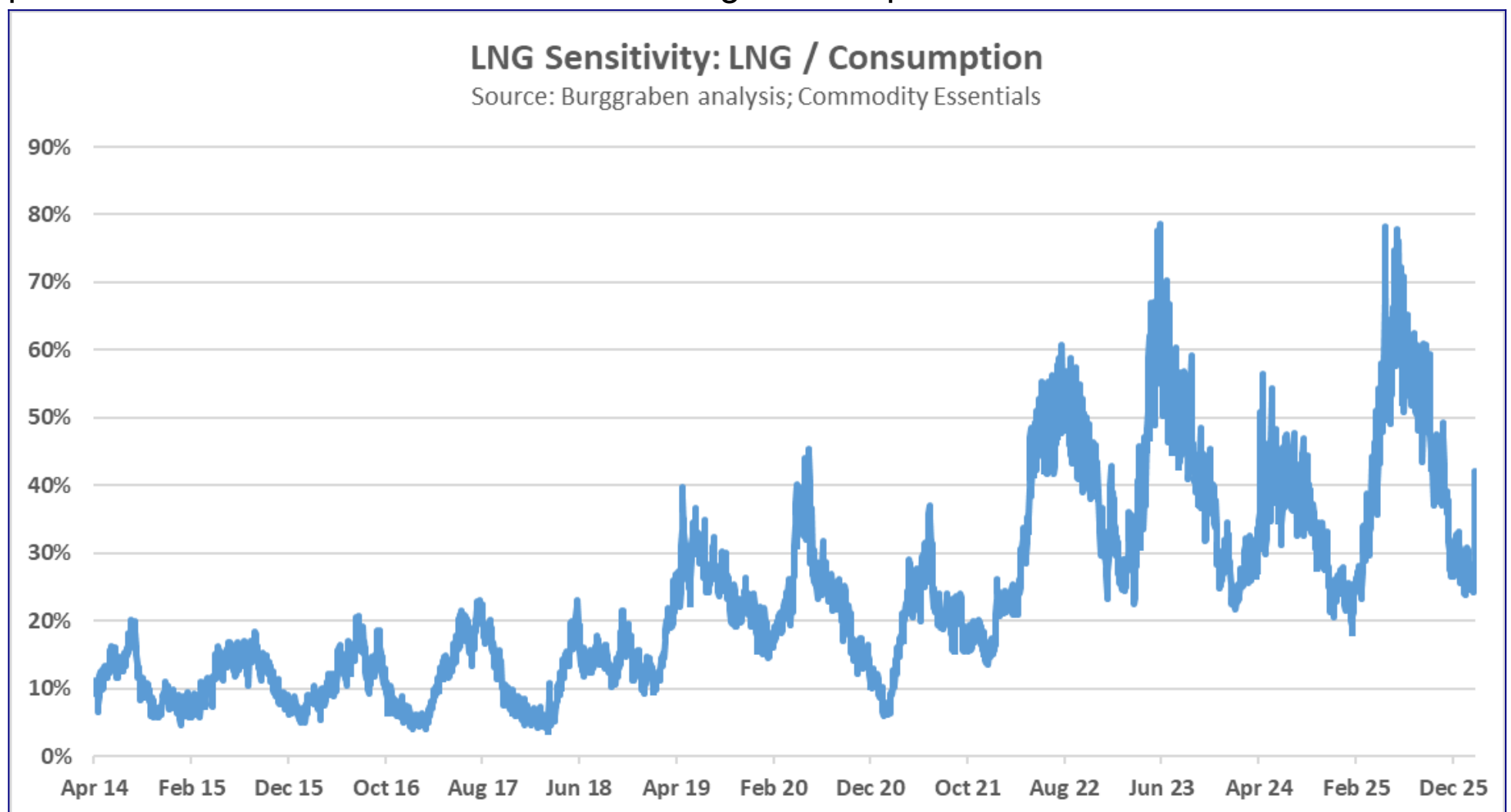
Erdgas aus Pipelines und LNG sind im europäischen System nicht austauschbar. Erdgas aus Pipelines ist kontinuierlich, planbar und weitgehend unabhängig von kurzfristigen globalen Preisschwankungen. Seine Infrastruktur wurde über Jahrzehnte hinweg speziell auf die europäischen Verbrauchsmuster und die industrielle Geografie zugeschnitten.

LNG hingegen ist episodisch verfügbar, preislich regulierend und global umkämpft. Die Infrastruktur – insbesondere in Nordwesteuropa, Polen und den baltischen Staaten – ist größtenteils improvisiert und wurde in Krisenzeiten statt im Rahmen einer langfristigen Planung errichtet. Dieser Unterschied ist von Bedeutung.

Genau aus diesem Grund schließe ich LNG von der Kennzahl für die Nicht-Speicherabdeckung aus.

Das zweite Diagramm verdeutlicht dies. Europas LNG-Sensitivität – definiert als LNG-Importe geteilt durch den Verbrauch – ist seit 2021 sprunghaft angestiegen. Was einst eine marginale Ausgleichskomponente war, ist zu einem dominanten Schwankungsfaktor geworden, der in den Sommermonaten häufig 70 % übersteigt.

Europa ist heute nicht mehr nur auf LNG als Ergänzung angewiesen, sondern nutzt es als primären Mechanismus zur Wiederauffüllung seiner Speicher.



Vor 2019 war die Abhängigkeit von LNG im Winter minimal. Im Winter 2017 lag die LNG-Abhängigkeit bei lediglich 4 %. Das heißt, nur 4 % des Winterverbrauchs wurden durch LNG gedeckt. Dieser Anteil ist vernachlässigbar.

Darüber hinaus floss ein Großteil des LNG aufgrund der geografischen Isolation und der begrenzten Pipelineverbindungen mit dem übrigen Europa nach Iberien. Spanische und portugiesische Haushalte benötigen zwar Gas, ihr Heizbedarf im Winter ist jedoch

strukturell geringer als in Nordwest- und Mitteleuropa. Ein kalter Winter in Polen oder Litauen ist damit in keiner Weise vergleichbar.

Europa unterliegt nun einer doppelten Winterabhängigkeit:

- strukturell höhere Abhängigkeit von Speicherentnahmen, und
- Strukturell höhere Abhängigkeit von der globalen LNG-Verfügbarkeit und -Preisgestaltung.

Speicher sind nicht länger nur ein Puffer. Sie sind zur tragenden Säule des Systems geworden.

Die Realität nach Gazprom

Dies ist die zentrale Schwachstelle des europäischen Gasmarktes in der Zeit nach Gazprom.

Milde Winter sind verkraftbar. Die letzten Saisons haben das gezeigt. Der Spielraum für Fehler hat sich jedoch im Vergleich zu vor zehn Jahren deutlich verringert. Kaltes Wetter muss nicht extrem sein, um relevant zu sein. Es genügt, wenn es mit angespannteren LNG-Bilanzen anderswo zusammenfällt.

Europa hat faktisch die Versorgungssicherheit mit Pipelines gegen die Flexibilität der LNG-Lieferungen und die Abhängigkeit von Speichern eingetauscht, nachdem der Kreml beschlossen hatte, Gaslieferungen als Waffe einzusetzen. Dieses Vorgehen funktioniert in einer Welt mit LNG-Überangebot und verhaltener asiatischer Nachfrage – einem Umfeld, in das wir uns nun begeben. Es wird jedoch brüchig, sobald eine dieser Annahmen infrage gestellt wird.

Verwechseln Sie diese Einschätzung bitte nicht mit Nostalgie für russisches Gas. Ich hege keinerlei solche Gefühle. Die Genehmigung von Nord Stream 1 und 2 unter Merkel erzeugte die Illusion, die Atomkraft könne durch dauerhaft billige russische Gaskraftwerke ersetzt werden. Diese Illusion ist zerbrochen.

Die Europäische Kommission hatte im Rahmen der Marktliberalisierung eine wichtige Rolle: Sie musste Höchstgrenzen für die Angebotskonzentration durchsetzen und die Diversifizierung des Marktes sichern. Angebotsvielfalt schafft Widerstandsfähigkeit. Dieses Prinzip war zwar im Liberalisierungsrahmen der frühen 2000er-Jahre verankert, wurde aber nie wirklich konsequent umgesetzt.

Vielleicht hätte ein disziplinierteres Vorgehen Europas geopolitischen Kurs verändert.

Vielleicht auch nicht. Was geschehen ist, ist geschehen.

Eingeschränkter – nicht reduzierter – Konsum

Erdgas wird in Europa hauptsächlich zum Heizen – sowohl in Privathaushalten als auch in Industrieanlagen – und zur Stromerzeugung genutzt. Daher unterliegt es starken saisonalen Schwankungen.

In den Wintermonaten stammen über 60 % des Gesamtverbrauchs aus privaten Haushalten. Im Sommer sinkt dieser Anteil gegen null. Noch wichtiger ist, dass der Spitzenverbrauch im Winter das aktuelle Angebot um bis zu 100 % übersteigen kann. Genau deshalb gibt es Gasspeicher. Europa muss im Winter Gas entnehmen, um das System im Gleichgewicht zu halten.

Ein kleinerer, aber dennoch bedeutender Anteil des Gases wird als industrieller Rohstoff verwendet, beispielsweise für die Ammoniakdüngerherstellung im Haber-Bosch-Verfahren. Dieser Anteil lässt sich mit hinreichender Genauigkeit messen, obwohl die Berichterstattung in den 28 Ländern nicht völlig einheitlich ist.

HH Consumption	Actual	Actual	Actual	Actual	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast
bcm	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	Total
Germany	2.330	3.903	4.785	6.100	5.142	3.908	3.247	29.42
United Kingdom	3.202	4.526	5.334	6.466	5.819	5.069	5.001	35.42
Italy	1.622	3.103	4.031	4.981	4.372	3.427	3.389	24.92
France	1.338	2.400	2.994	3.570	3.299	2.636	2.538	18.77
Netherlands	0.868	1.351	1.704	2.255	2.117	1.620	1.459	11.37
Spain	0.188	0.552	0.789	0.925	0.724	0.582	0.590	4.35
Poland	1.235	1.494	1.700	2.165	1.851	1.331	1.188	10.96
Belgium	0.552	0.832	1.016	1.240	1.133	0.867	0.768	6.41
Hungary	0.527	0.760	0.933	1.247	1.094	0.719	0.572	5.85
Romania	0.547	0.711	1.007	1.239	1.042	0.718	0.572	5.84
Czech Rep	0.546	0.728	0.801	1.008	0.984	0.677	0.611	5.35
Austria	0.488	0.689	0.759	0.858	0.770	0.608	0.573	4.74
Ireland	0.320	0.342	0.352	0.441	0.460	0.429	0.417	2.76
Slovakia	0.315	0.424	0.530	0.567	0.470	0.380	0.256	2.94
Switzerland	0.246	0.340	0.390	0.473	0.420	0.352	0.416	2.64
Greece	0.073	0.091	0.163	0.205	0.136	0.124	0.104	0.90
Portugal	0.152	0.158	0.160	0.181	0.170	0.160	0.155	1.14
Bulgaria	0.172	0.193	0.238	0.270	0.230	0.199	0.186	1.49
Denmark	0.122	0.158	0.152	0.292	0.255	0.184	0.168	1.33
Finland	0.073	0.085	0.089	0.224	0.201	0.155	0.144	0.97
Croatia	0.098	0.138	0.184	0.210	0.164	0.120	0.107	1.02
Latvia	0.060	0.074	0.082	0.135	0.130	0.055	0.041	0.58
Slovenia	0.062	0.067	0.074	0.090	0.085	0.072	0.068	0.52
Lithuania	0.060	0.074	0.082	0.135	0.124	0.073	0.061	0.61
Sweden	0.049	0.049	0.049	0.075	0.070	0.064	0.060	0.42
Estonia	0.022	0.031	0.039	0.066	0.073	0.041	0.036	0.31
Norway	0.055	0.042	0.021	0.047	0.042	0.035	0.020	0.26
Luxembourg	0.031	0.045	0.053	0.066	0.060	0.046	0.040	0.34
Households & Retail	15.35	23.36	28.51	35.53	31.44	24.65	22.79	181.63
Power	8.66	9.81	10.72	12.39	11.19	8.05	6.04	66.86
Industry	7.23	7.33	7.63	8.56	7.73	6.81	6.56	51.85
Grandtotal	31.2	40.5	46.9	56.5	50.4	39.5	35.4	300.3
Households	49.1%	57.7%	60.8%	62.9%	62.4%	62.4%	64.4%	60.5%
Power	27.7%	24.2%	22.9%	21.9%	22.2%	20.4%	17.1%	22.3%
Industry	23.1%	18.1%	16.3%	15.2%	15.4%	17.2%	18.5%	17.3%
NW Europe	9.01	13.90	16.78	20.90	18.71	15.11	14.06	108.46
	28.8%	34.3%	35.8%	37.0%	37.1%	38.2%	39.7%	36.1%

Haben die Haushalte nach dem Zusammenbruch von Gazprom ihren Konsum reduziert?

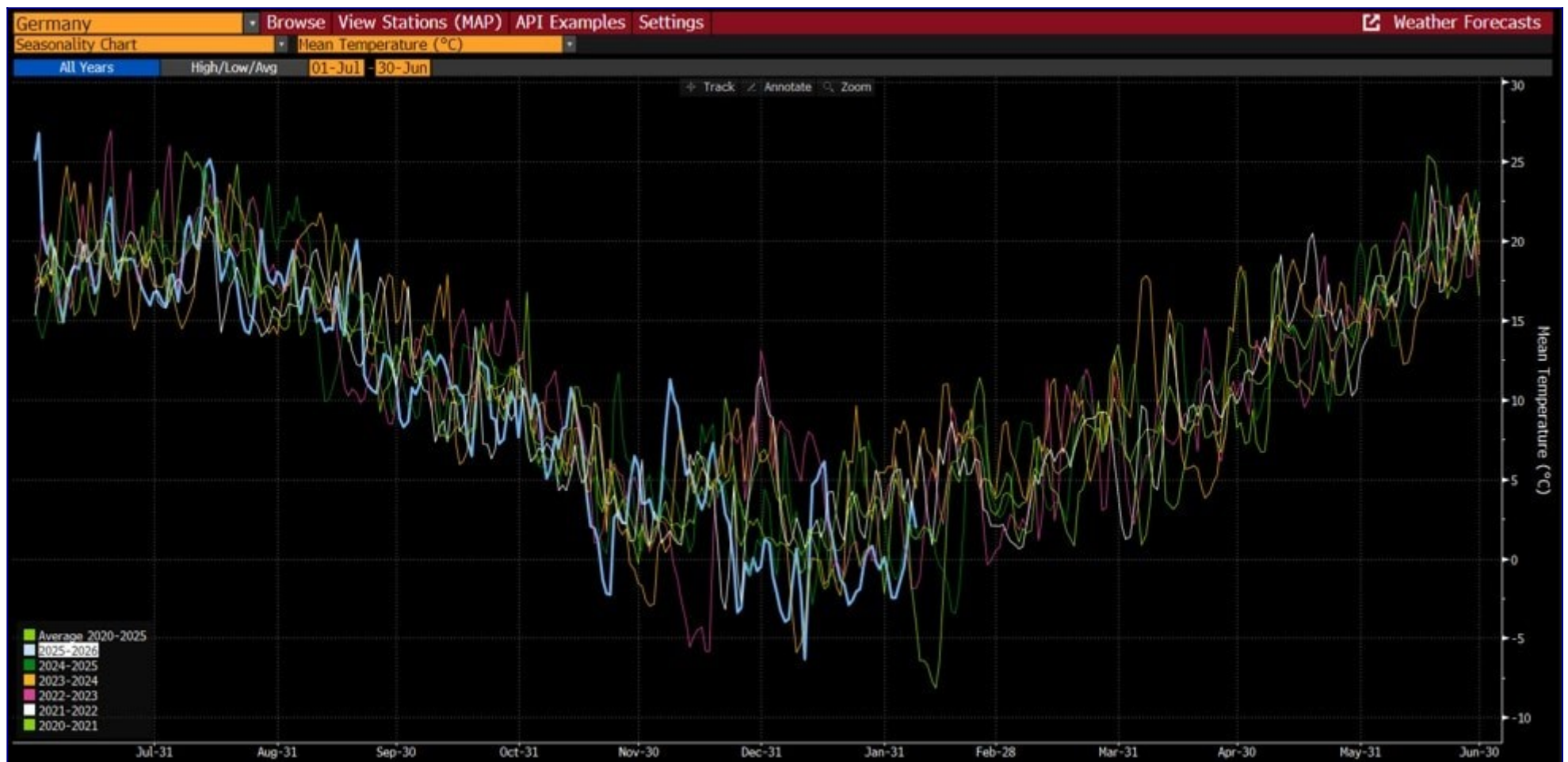
Damit kommen wir zur ersten Verhaltensfrage.

Haben europäische Haushalte ihren Gasverbrauch nach dem Wegfall der russischen Lieferungen dauerhaft reduziert, wie von politischen Entscheidungsträgern häufig behauptet wird? Haben Umweltpolitiken in Nordwesteuropa das Heizverhalten privater Haushalte strukturell verändert?

Die kurze Antwort lautet: nicht sinnvoll.

Der Gasverbrauch privater Haushalte wird maßgeblich von der Temperatur bestimmt. Sinkt die Temperatur, steigt der Verbrauch – und zwar nicht linear. Dieser Zusammenhang ist in nahezu allen europäischen Ländern gegeben, mit Ausnahme Skandinaviens, wo Strom eine größere Rolle beim Heizen spielt.

Der Konsum schien zwischen den Wintern 2022/23 und 2024/25 gedämpft. Allerdings waren dies milde Winter. Die aktuelle Saison markierte die Rückkehr zu normaleren Winterbedingungen in Nordwesteuropa und unterdurchschnittliche Kälte in Teilen Osteuropas. Daher ist jetzt der richtige Zeitpunkt, um zu prüfen, ob ein struktureller Verhaltenswandel stattgefunden hat.



Die Analyse aller 28 Länder zeigt lediglich in Deutschland Anzeichen einer möglichen Veränderung. Der deutsche Haushaltskonsum scheint sich zu stabilisieren, sobald die Temperaturen unter etwa 2,5 °C fallen. Januar 2026 liefert den ersten aussagekräftigen Datenpunkt, der diese Beobachtung stützt. Es ist noch zu früh, von einer dauerhaften Entwicklung zu sprechen, aber das Muster ist erkennbar.

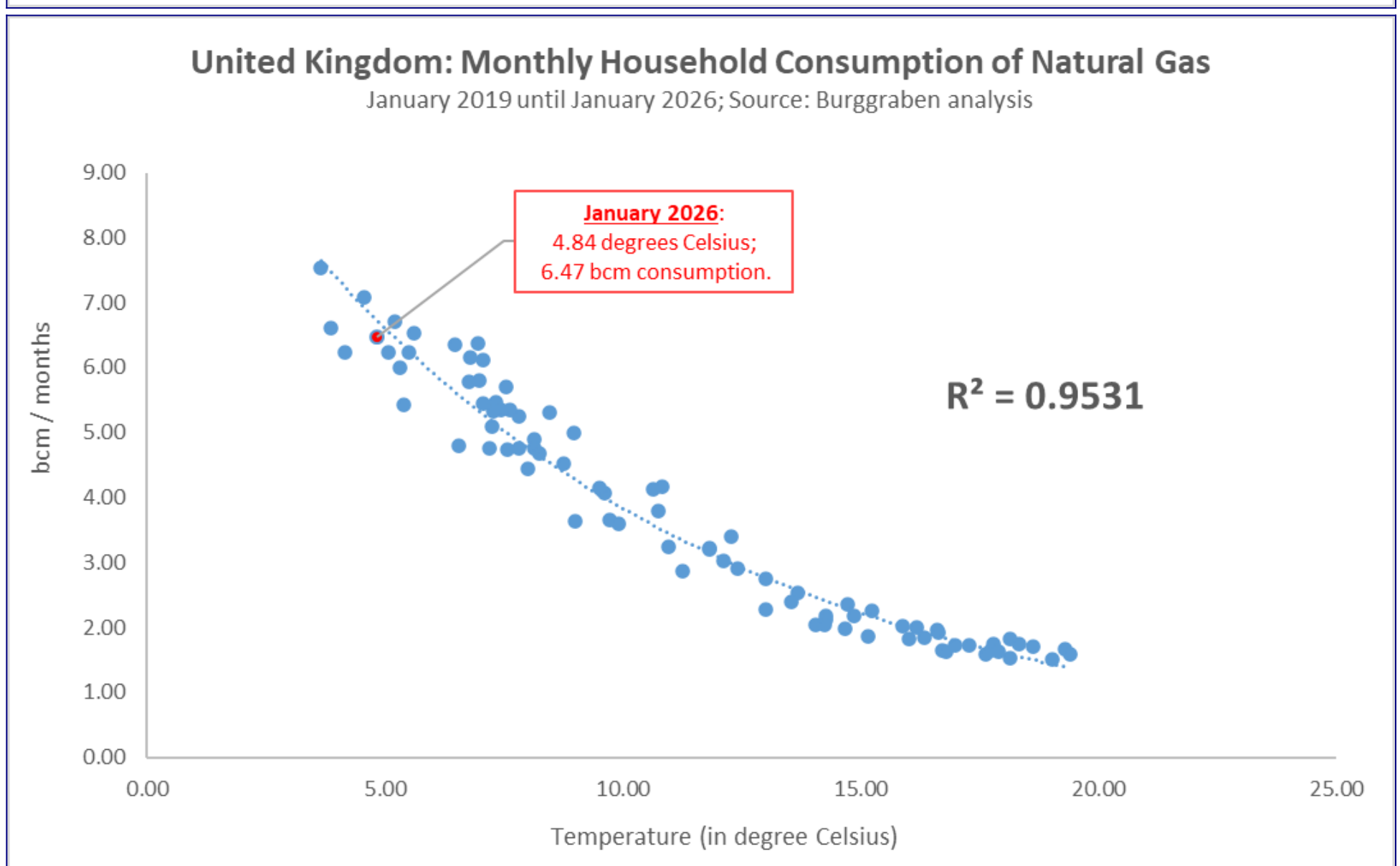
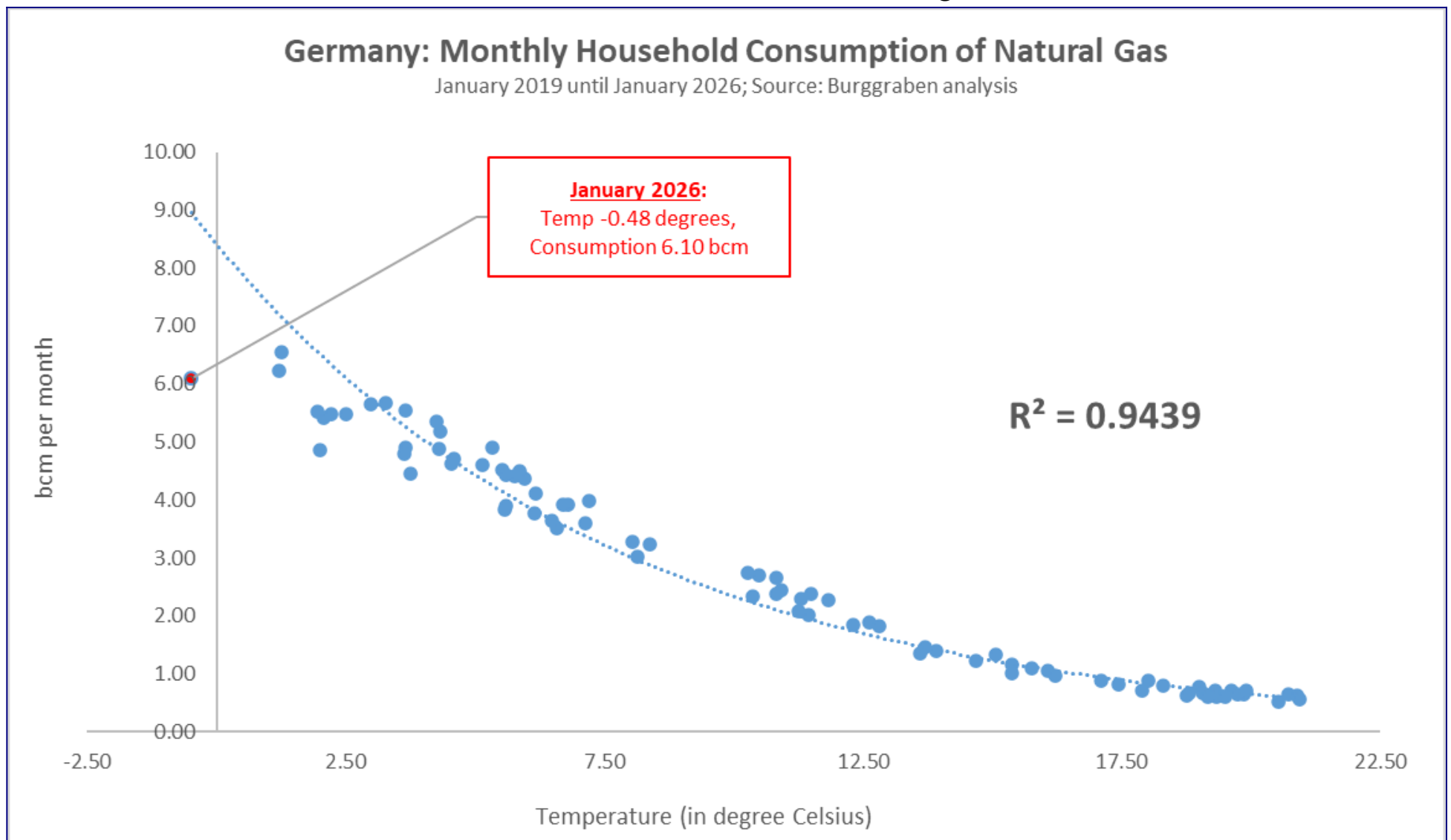
In allen anderen Ländern hingegen ist kein struktureller Wandel erkennbar.

Im Folgenden wird der Zusammenhang zwischen monatlicher Temperatur und Gasverbrauch seit Januar 2019 für eine repräsentative Gruppe dargestellt: Deutschland, Vereinigtes Königreich, Frankreich, Niederlande, Belgien, Italien, Spanien, Polen, Tschechien, Ungarn, Rumänien und Litauen. Der Verbrauch im Januar 2026 ist rot hervorgehoben und markiert den ersten wirklich kalten Wintermonat nach der Gazprom-Übernahme.

Diese Länder verbrauchen rund 88 % des europäischen Haushaltsgases. Hier wird nicht nach dem Zufallsprinzip vorgegangen.

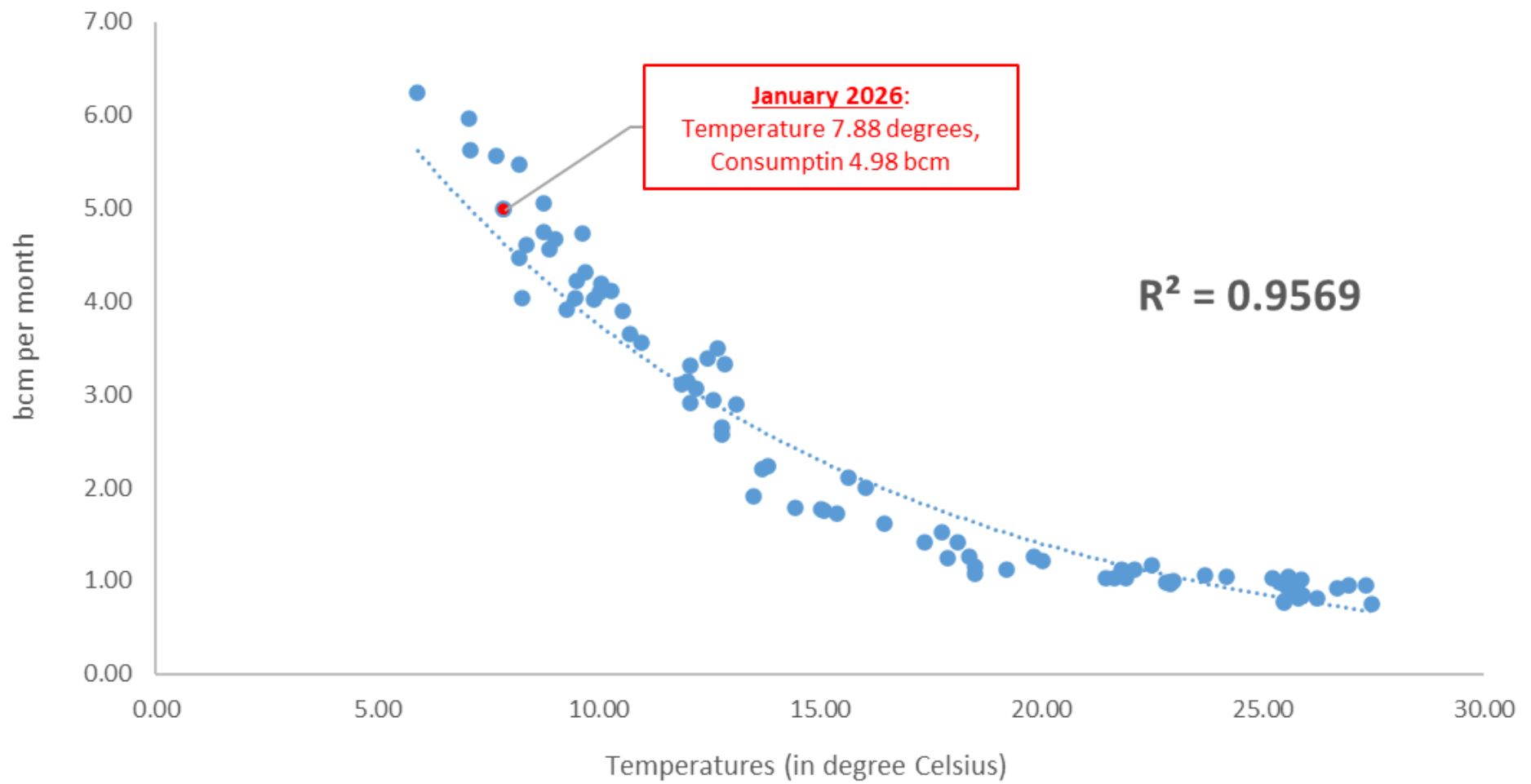
Die Schlussfolgerung ist eindeutig. Mit Ausnahme Deutschlands – und vielleicht geringfügig der Niederlande – bleiben die Konsummuster der Haushalte temperaturabhängig. Der jährliche Ausfall von rund 140 Milliarden Kubikmetern Gazprom-Pipelinegas hat das Heizverhalten nicht wesentlich verändert.

Polen und Litauen veranschaulichen dies am deutlichsten. Kältere Temperaturen führen zu einem deutlich höheren Gasverbrauch. Der Zusammenhang bleibt bestehen.



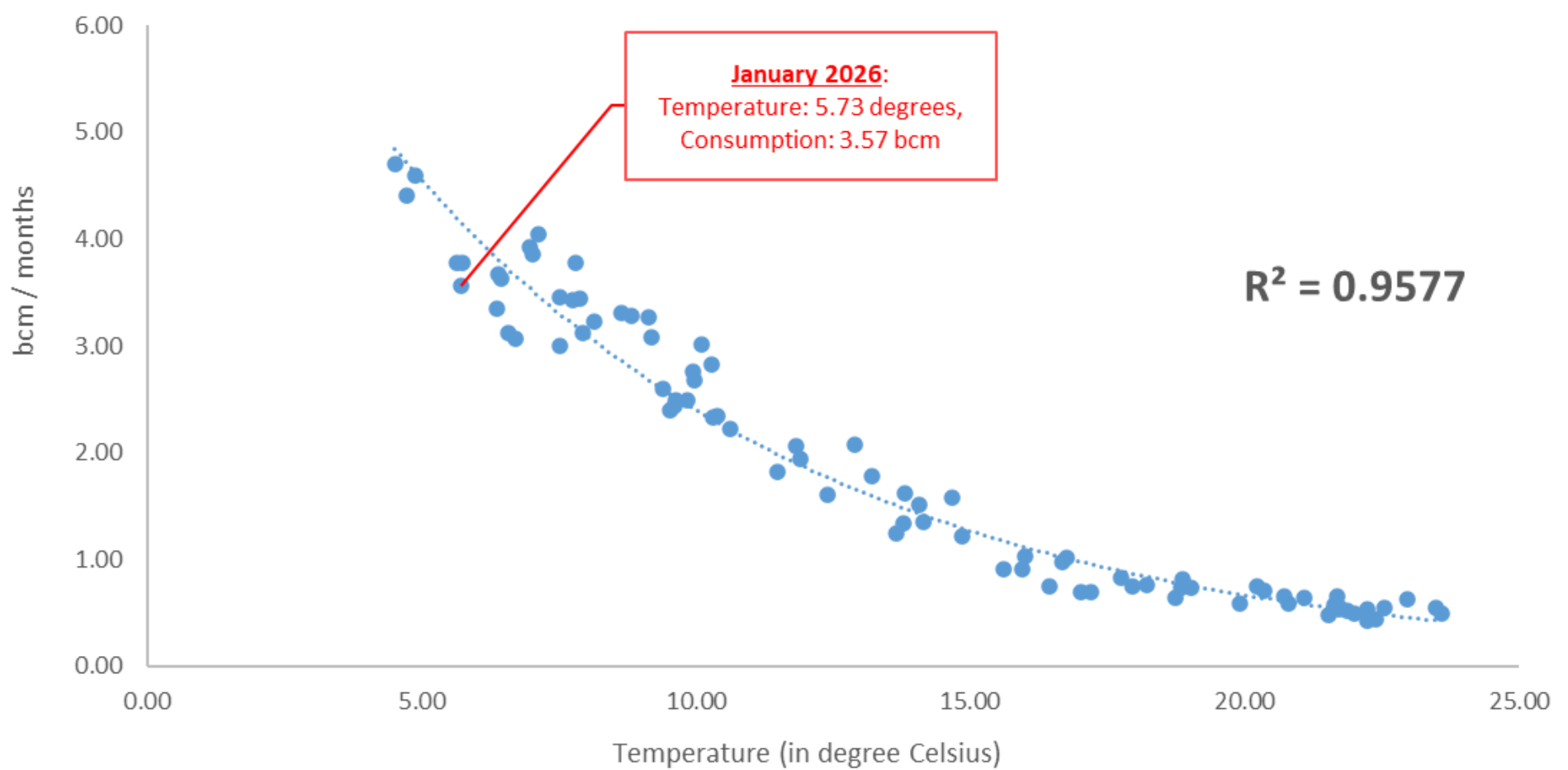
Italy: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Burggraben analysis; CE; Bloomberg



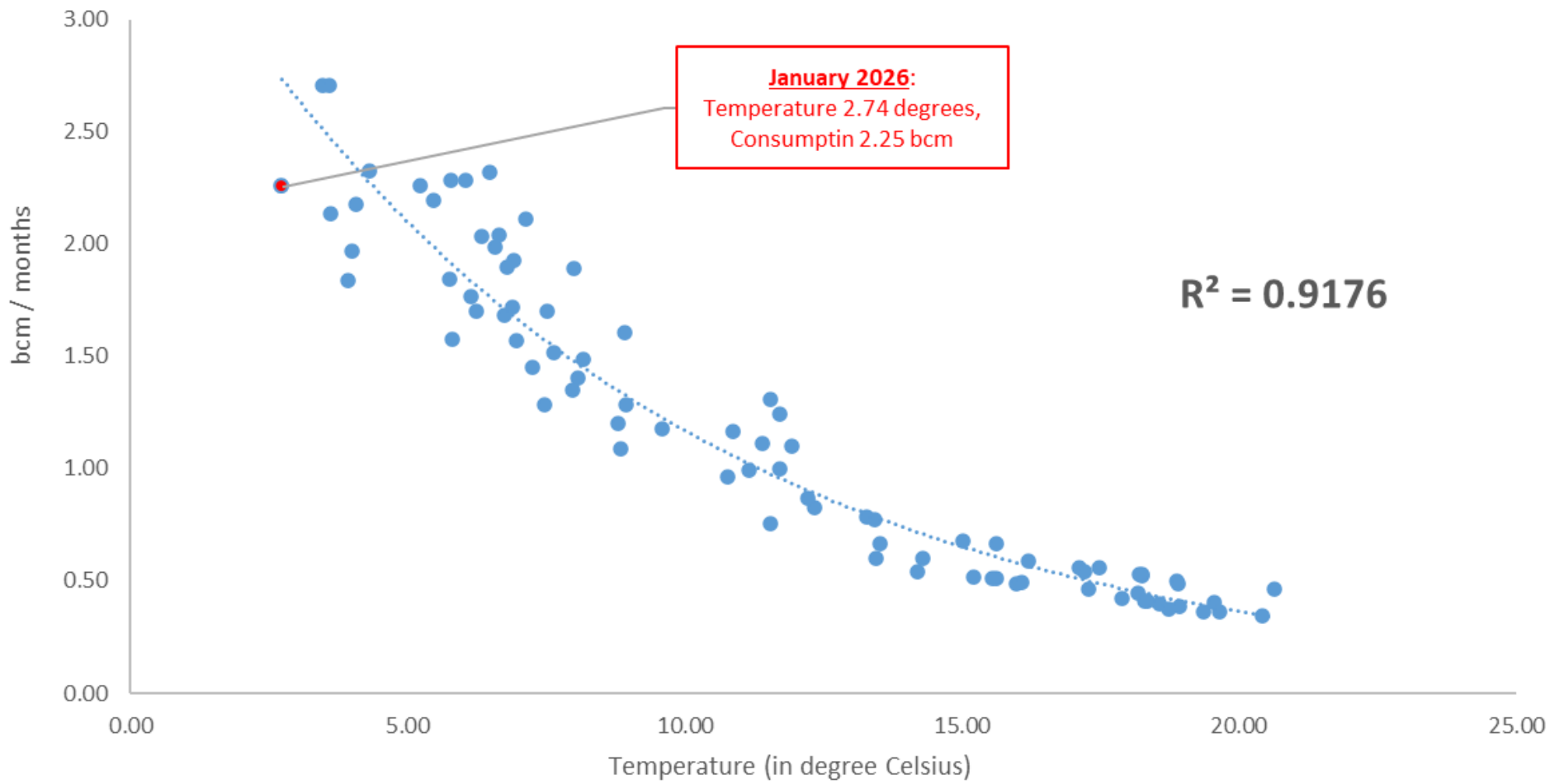
France: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



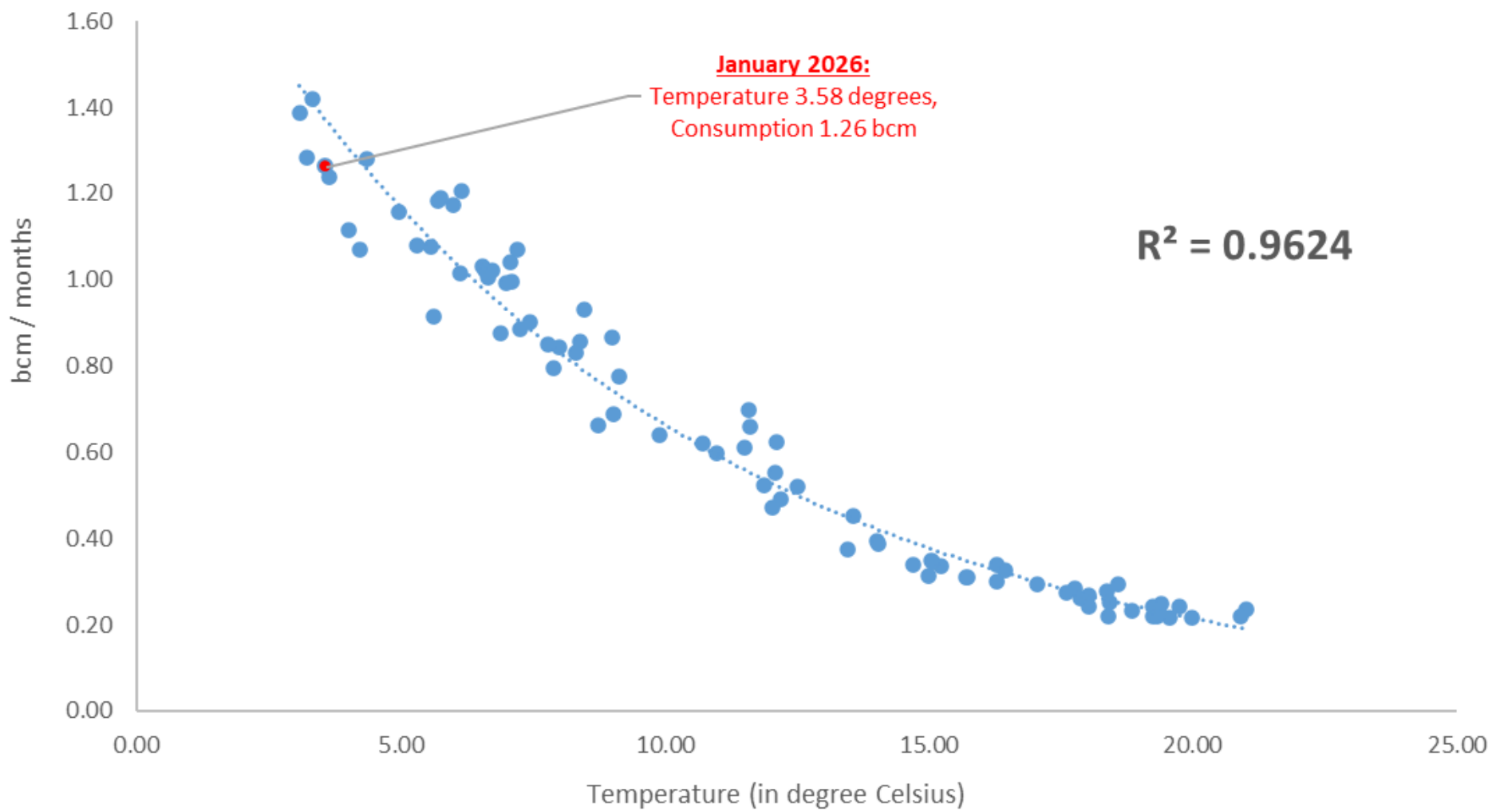
Netherlands: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Burggraben analysis; Commodity Essentials; Bloomberg



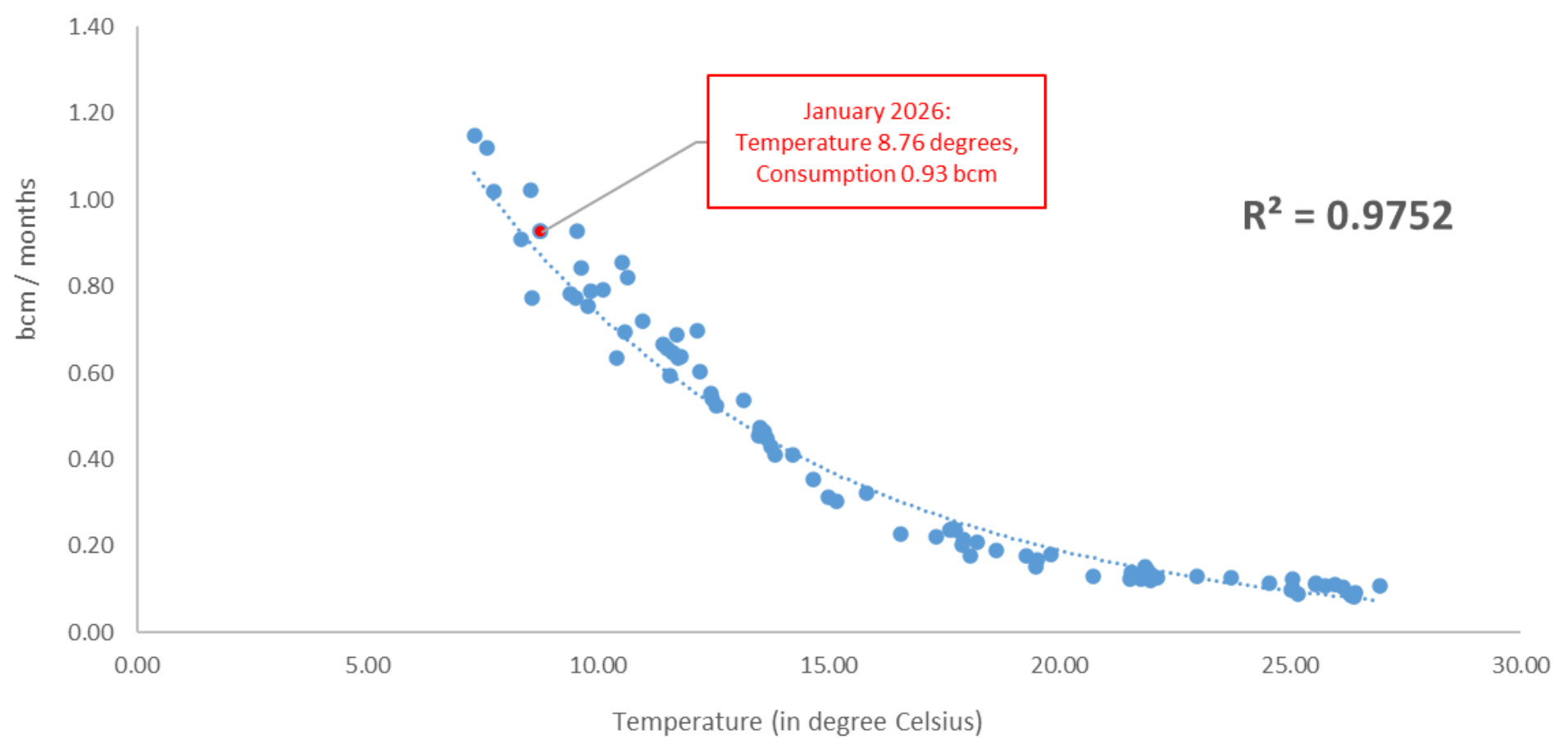
Belgium: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



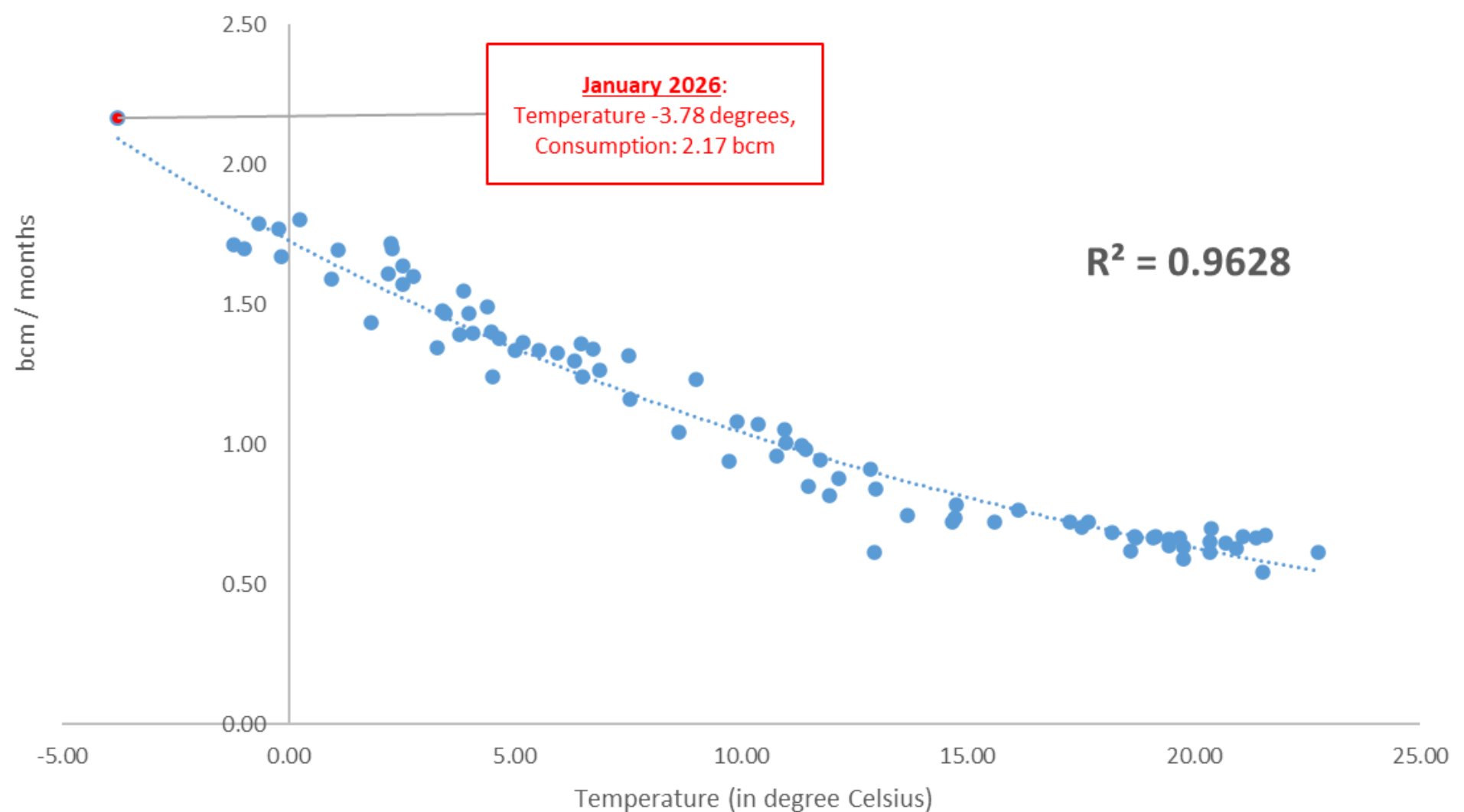
Spain: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



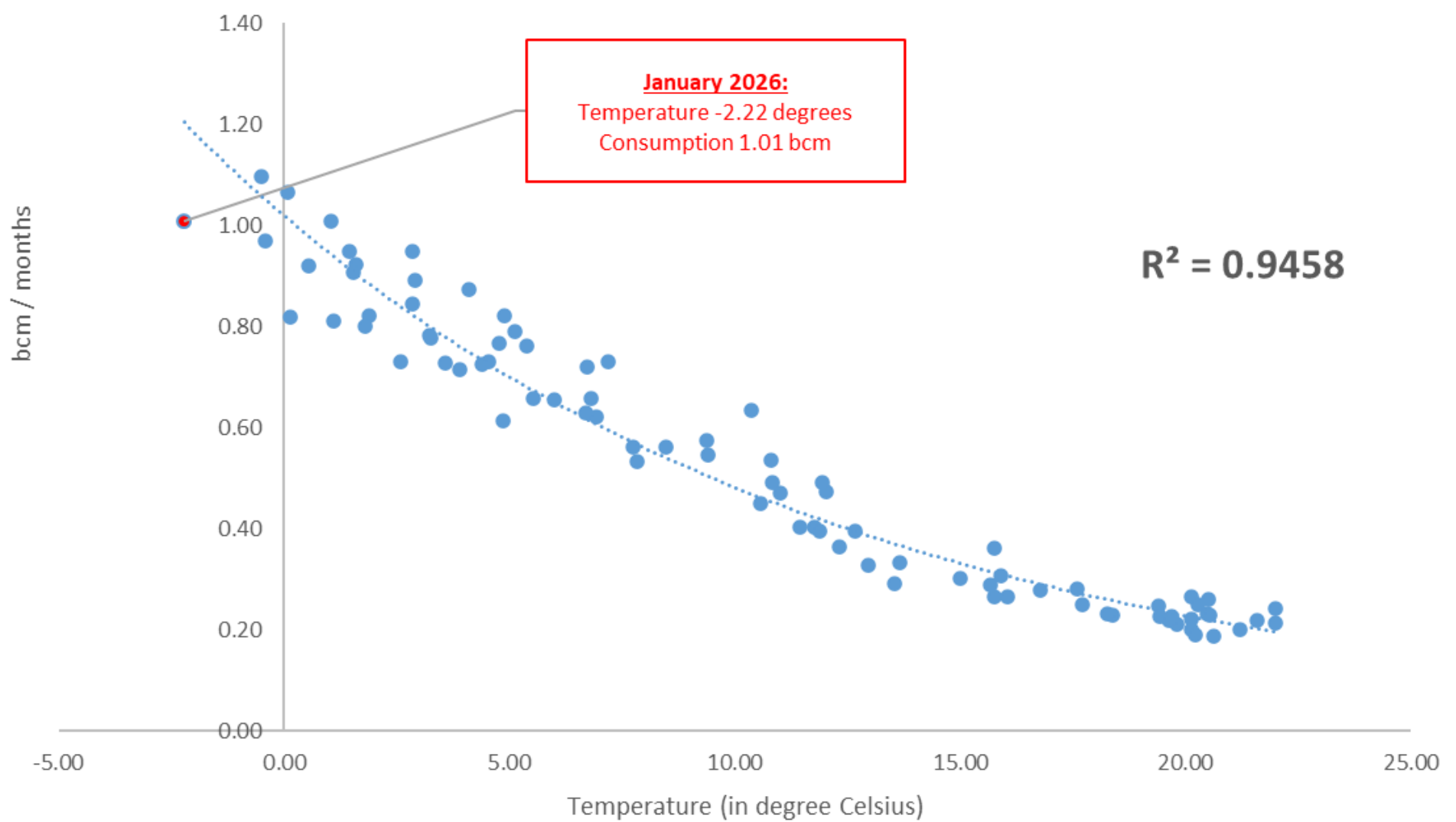
Poland: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



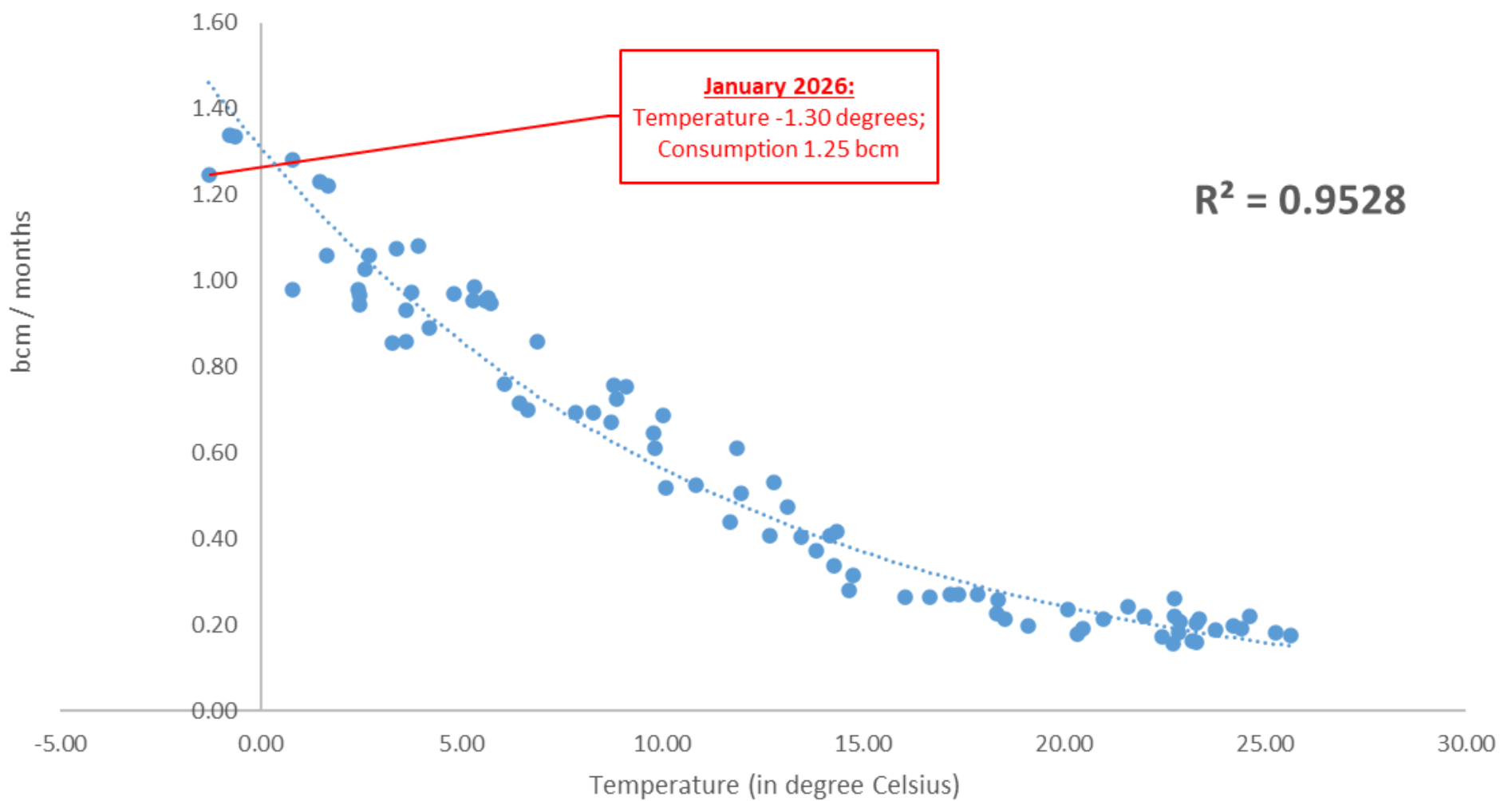
Czech Republic: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



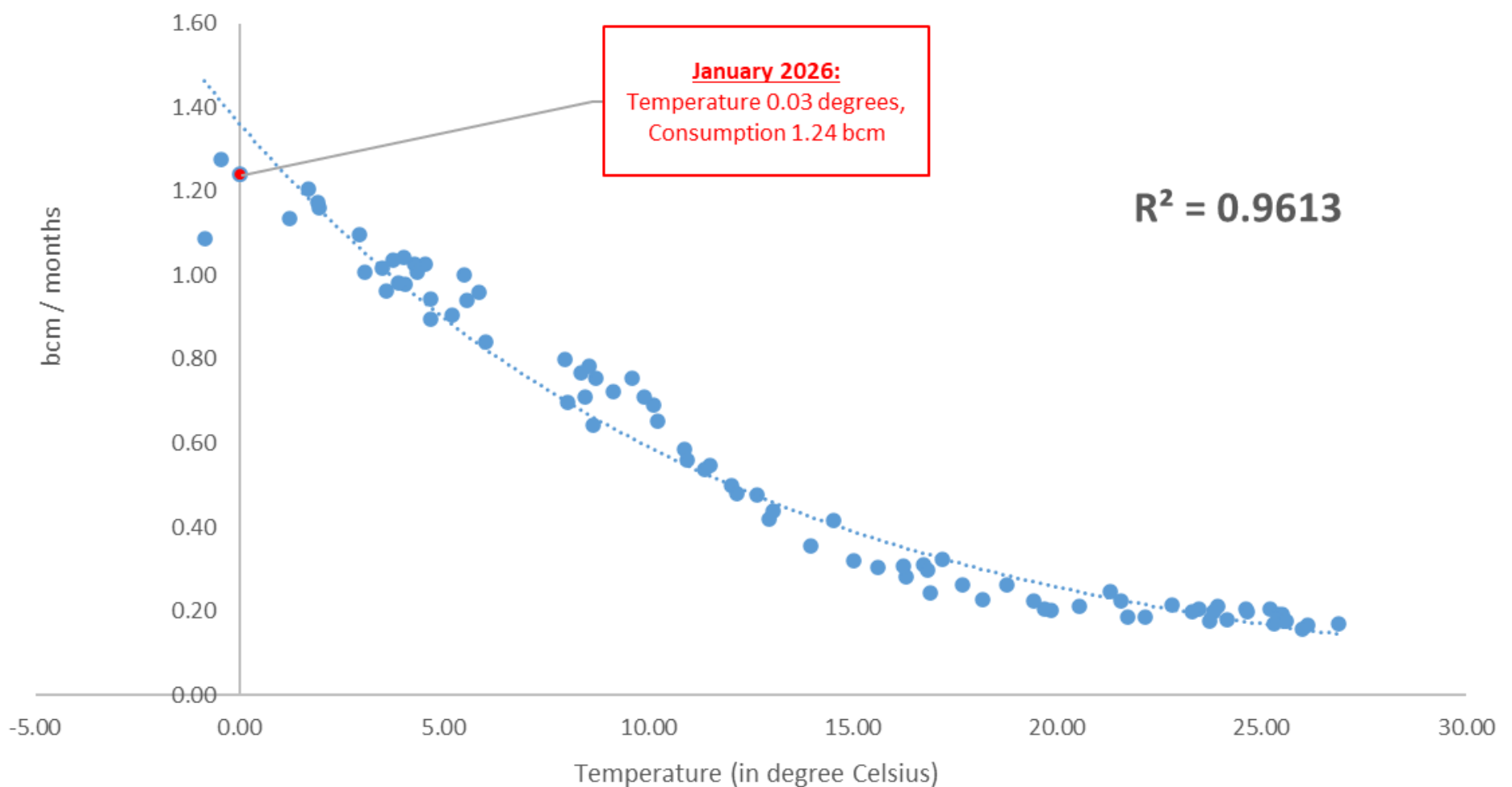
Hungary: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



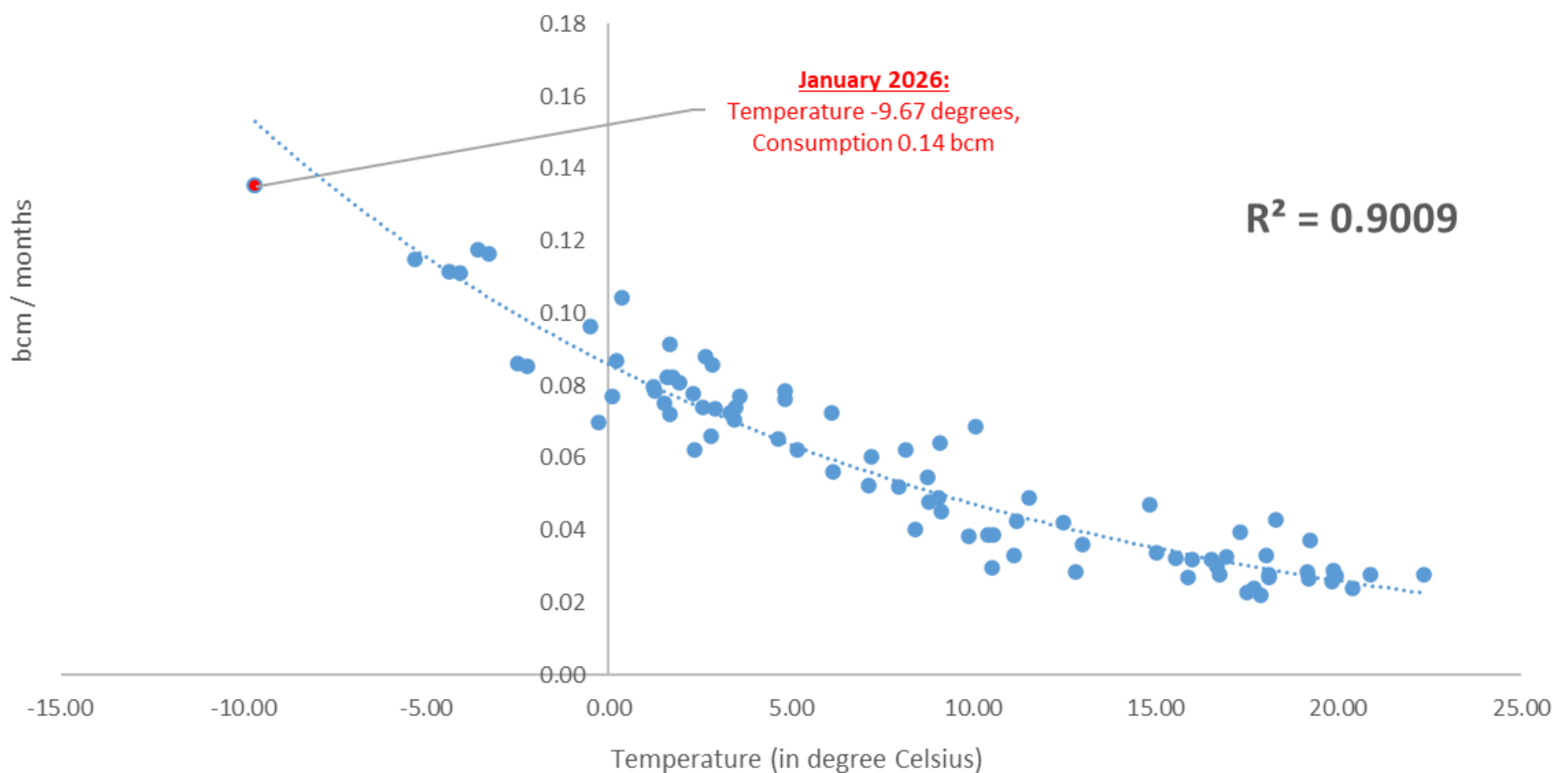
Romania: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Burggraben analysis; CE; Bloomberg



Lithuania: Monthly Household Consumption of Natural Gas

January 2019 until January 2026; Source: Burggraben analysis



Eine Anmerkung zu den russischen Gasströmen

Ungarn und die Slowakei erhalten weiterhin russisches Pipelinegas über TurkStream. Dies ist nicht mit Blue Stream oder der Transadriatischen Pipeline zu verwechseln. Darüber hinaus erreichen weiterhin russische LNG-Lieferungen Spanien und Frankreich. Im Gegensatz zu Öl und Kohle sind russische Gasimporte in der EU weiterhin nicht sanktioniert.

Serbien, das zwar außerhalb unseres Einflussbereichs liegt und nicht an der TTF-Preisbildung beteiligt ist, hat nach dem Scheitern der Verhandlungen über einen neuen langfristigen Vertrag im vergangenen November kürzlich versucht, sich von Gazprom zu lösen. Diese Entwicklung ist politisch bemerkenswert, jedoch nicht direkt relevant für die Preisgestaltung an europäischen Hubs.

Zurück zum Erdgas.

Erdgasbedarf für die Stromerzeugung

Einen wirklich bedeutsamen Wandel beobachten wir bei der Stromerzeugung.

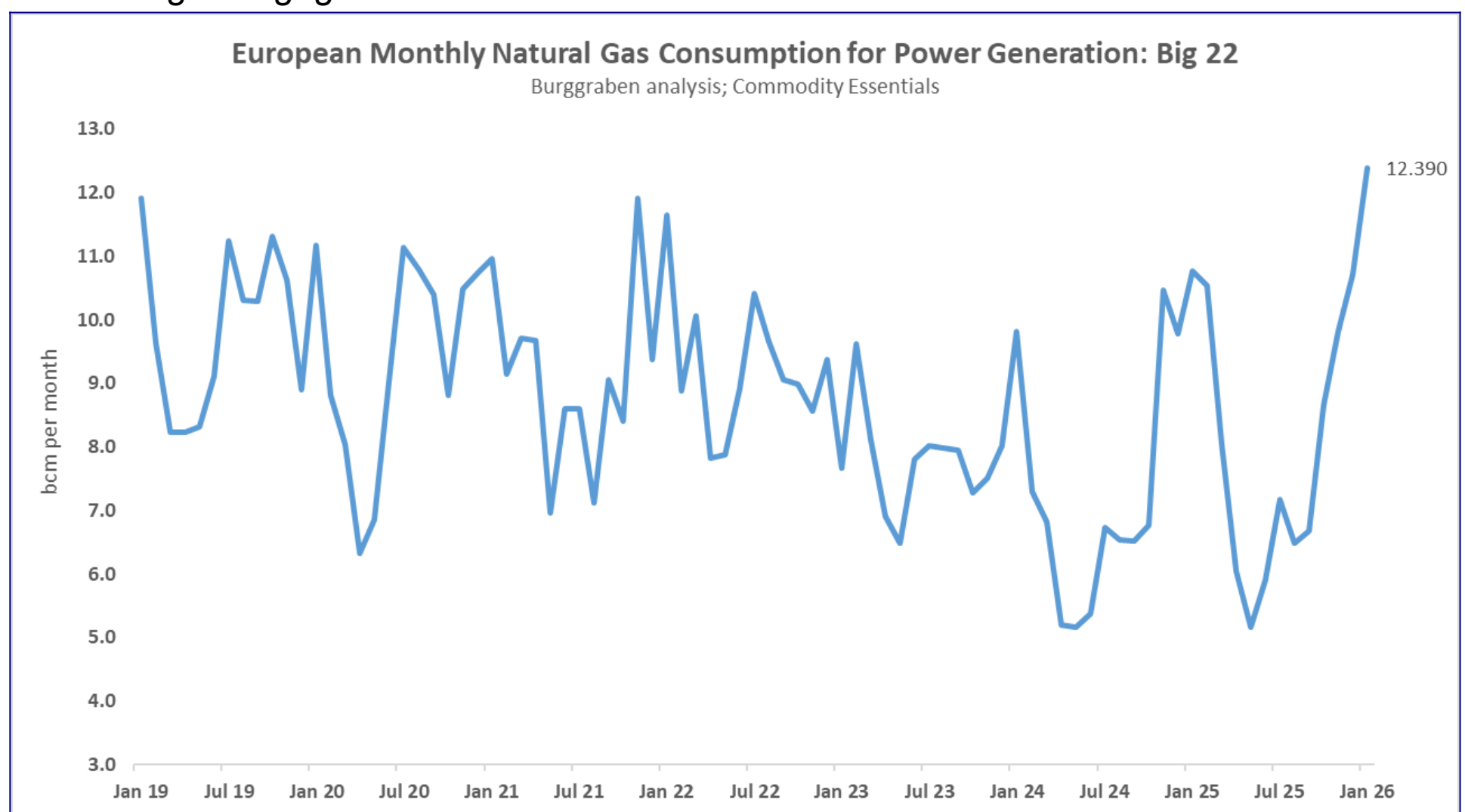
Die Energieversorger haben den Erdgasverbrauch zur Stromerzeugung reduziert, vor allem aber in den Sommermonaten, wenn Wind- und Solarenergie gasbetriebene Turbinen in der Rangfolge verdrängen.

Das ist der entscheidende Unterschied. Die Verdrängung ist saisonabhängig.

Wie die untenstehende Grafik für die 22 größten europäischen Märkte zeigt, verbraucht Europa während der Dunkelflauten – Perioden mit geringer Wind- und Solarstromerzeugung – mehr Erdgas zur Stromerzeugung, nicht weniger. Die bedarfsgerechte Stromerzeugung muss irgendwoher kommen. Gasturbinen bleiben der marginale Stabilisator des Stromnetzes.

Diese Dynamik ist besonders in Deutschland sichtbar, wo die Kernenergieproduktion auf null gesunken ist. Sie trifft aber auch auf Großbritannien, die Niederlande, Italien, Spanien – wo die Solarkapazität rasant ausgebaut wurde – Belgien und sogar Frankreich zu.

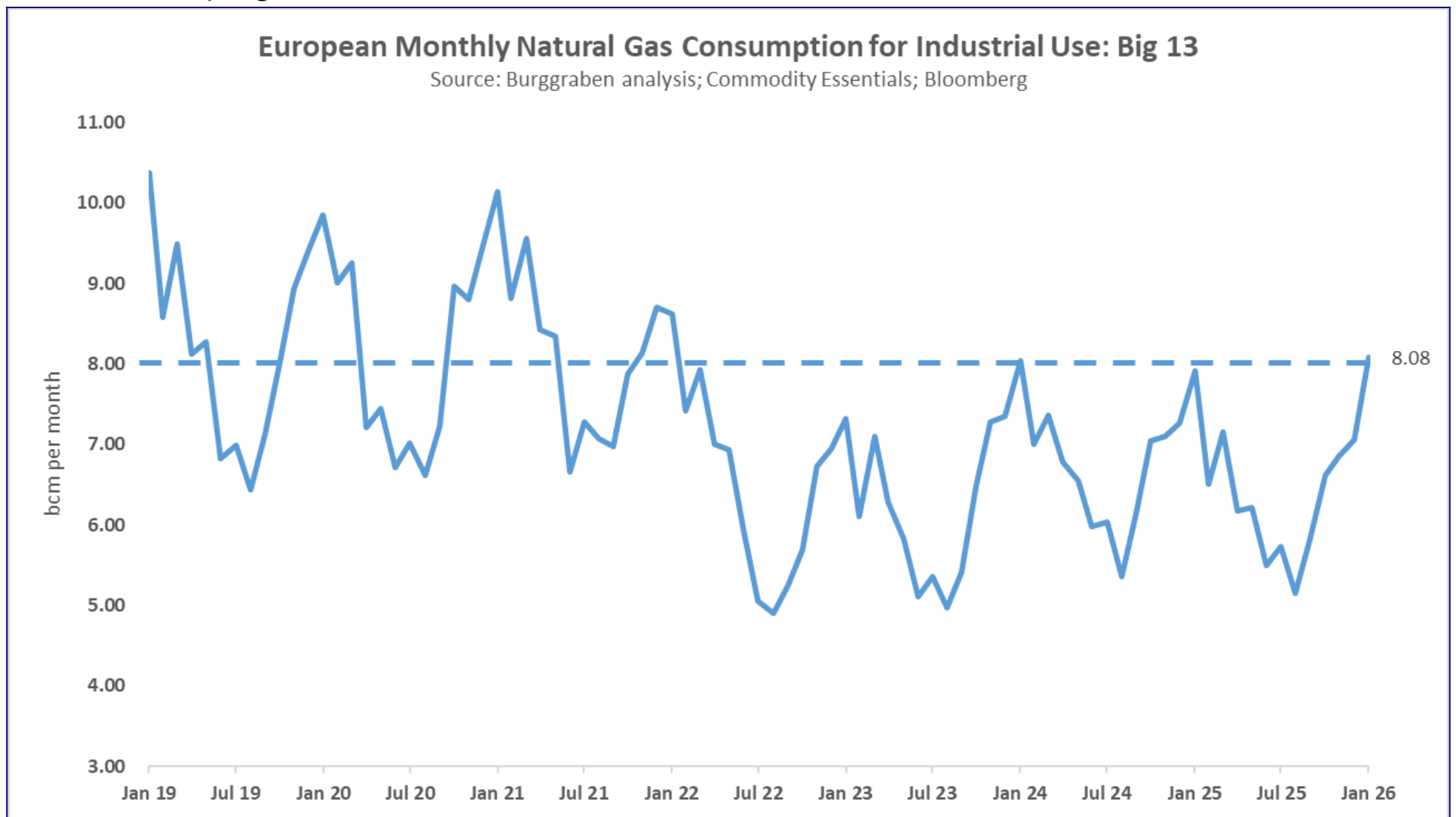
Wie ich bereits mehrfach argumentiert habe, benötigt Europa bedarfsgerecht steuerbare Energie, um die Stromversorgung sicherzustellen. Gas bietet diese Flexibilität. Wind- und Solarenergie hingegen nicht.



Erdgasbedarf für industrielle Nutzung

Der industrielle Verbrauch erzählt eine andere Geschichte.

Der Gasverbrauch zur Beheizung von Fabriken und Anlagen scheint zumindest vorerst dauerhaft zurückgegangen zu sein. Ob dies auf tatsächliche Effizienzsteigerungen, strukturelle Verhaltensänderungen oder einfach auf eine geringere Auslastung und vollständige Stilllegungen zurückzuführen ist, lässt sich schwer feststellen. Die europäische Industrie – von der Chemie- bis zur Automobilindustrie – hatte bereits vor den vollen Auswirkungen des Gazprom-Zusammenbruchs im Sommer 2022 mit Schwierigkeiten zu kämpfen. Seither hat sich der Sektor nicht nennenswert erholt. Die Zahlen spiegeln diese Realität wider.



Ungleichmäßige Anpassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Reduzierung des europäischen Gasverbrauchs um rund 70 Milliarden Kubikmeter – von etwa 450 Milliarden Kubikmetern pro Jahr in der Gazprom-Ära auf rund 380 Milliarden Kubikmeter im Post-Gazprom-Regime – sehr ungleichmäßig verlaufen ist.

Der Heizenergieverbrauch der privaten Haushalte hat sich kaum verändert, mit der bemerkenswerten Ausnahme Deutschlands während extremer Kälteperioden. Dies könnte auf strukturelle Anpassungen in den langfristigen Verträgen Deutschlands zurückzuführen sein, die einen erheblichen Bedarf des Einzelhandels und des öffentlichen Sektors – Schulen, kommunale Gebäude und gemischt genutzte Immobilien – beinhalten und möglicherweise zu einer Dämpfung der Verbrauchsspitzen beitragen.

Mehrere Länder – insbesondere Großbritannien, Spanien, Italien, die Niederlande und Belgien – haben den Gasverbrauch bei der Stromerzeugung im Sommer durch den Ausbau der Wind- und Solarkapazitäten reduziert.

Deutschland, Polen und Irland hingegen haben ihre Gaskraftwerkskapazitäten ausgebaut. Im Falle Deutschlands ist der Grund dafür offensichtlich: Die Stilllegung von Kernkraftwerken hat die verfügbare Strommenge reduziert. In den übrigen Ländern ist die strukturelle Veränderung der Gasnachfrage im Stromsektor gering.

Alle Länder haben den industriellen Gasverbrauch reduziert. Die offene Frage ist, zu welchem wirtschaftlichen Preis. Ich habe noch keine endgültige Antwort. Ich bin mir auch nicht ganz sicher, ob sie mir gefallen wird, wenn ich sie habe.

DE	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	34.92	15.49	37.08	-	87.49
2020	34.12	16.71	36.16	-	87.00
2021	39.44	14.91	38.72	-	93.07
2022	33.45	10.82	33.99	-	78.27
2023	30.84	14.26	28.71	-	73.81
2024	29.52	16.11	29.81	-	75.45
2025	31.29	17.19	29.36	-	77.84

UK	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	49.08	19.44	3.77	(0.00)	72.28
2020	47.96	16.16	4.38	0.00	68.50
2021	50.33	18.38	2.89	(0.00)	71.60
2022	43.30	19.17	2.05	(0.00)	64.52
2023	41.45	14.86	1.70	0.00	58.00
2024	42.06	12.34	1.55	0.00	55.95
2025	41.14	13.21	1.09	(0.00)	55.44

NL	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	16.49	10.54	9.82		36.85
2020	15.58	11.00	9.58		36.16
2021	17.06	8.13	9.26		34.45
2022	13.00	7.26	6.67		26.93
2023	12.25	7.92	5.38		25.54
2024	12.22	7.47	6.21		25.91
2025	12.11	8.14	5.51	-	25.77

IT	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	31.64	24.57	13.34	0.52	70.06
2020	30.81	23.30	12.57	0.47	67.15
2021	33.37	24.73	13.38	0.51	71.99
2022	28.77	23.95	11.34	0.64	64.69
2023	26.57	20.11	10.88	0.61	58.17
2024	27.16	19.83	11.05	0.40	58.45
2025	26.99	20.88	11.19	0.42	59.48

FR	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	26.12	4.40	12.60	(0.00)	43.12
2020	24.26	3.91	11.93	(0.00)	40.10
2021	27.10	3.53	11.89	(0.00)	42.52
2022	22.44	5.45	10.53	(0.00)	38.41
2023	21.01	3.24	9.77	0.00	34.02
2024	20.60	1.42	9.85	(0.00)	31.87
2025	20.13	1.52	9.15	(0.00)	30.80

ES	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	5.39	20.46	8.83	-	34.68
2020	5.02	16.32	9.84	-	31.18
2021	5.38	16.37	11.00	-	32.74
2022	4.70	20.50	6.62	-	31.83
2023	4.39	14.52	9.33	-	28.24
2024	4.29	11.22	11.42	-	26.94
2025	4.65	13.84	10.22	-	28.71

PL	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	12.48	2.04	2.96	-	17.49
2020	12.80	2.40	3.06	-	18.27
2021	14.27	2.37	2.84	-	19.48
2022	12.45	1.75	1.81	-	16.01
2023	12.61	2.40	1.30	-	16.32
2024	13.06	3.18	1.67	-	17.91
2025	13.75	4.07	1.25	-	19.07

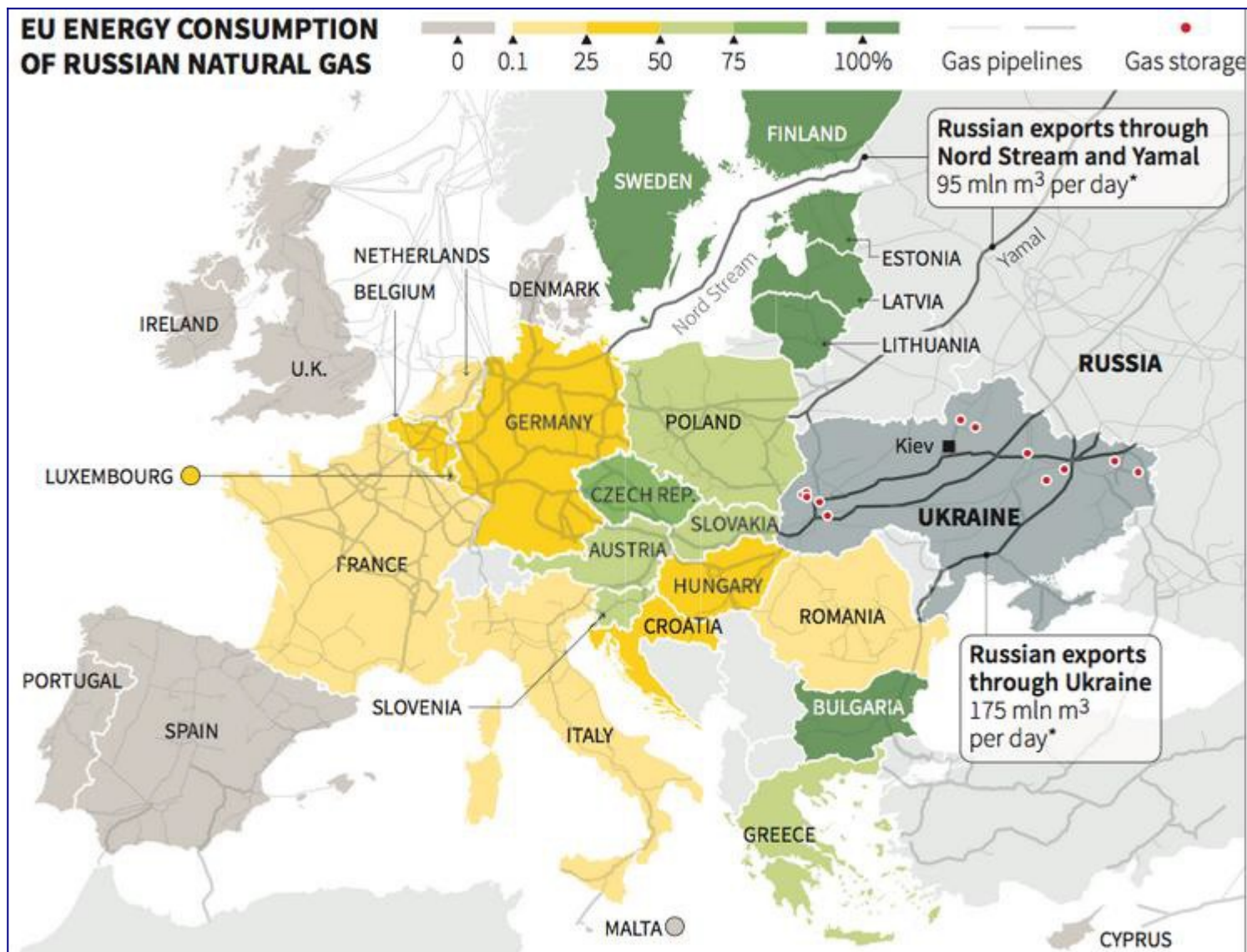
BE	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	8.39	4.52	4.44	0.00	17.35
2020	8.02	4.72	4.41	0.00	17.15
2021	9.16	3.76	4.19	0.00	17.12
2022	7.35	3.66	3.51	0.00	14.52
2023	7.19	2.92	3.58	(0.00)	13.69
2024	7.39	2.18	3.85	0.00	13.42
2025	7.36	2.47	3.75	(0.00)	13.58

RO	HH Consump bcm	Power Consump bcm	Industry Consump bcm	Other Consump bcm	Total Consump bcm
2019	6.82	1.78	1.32	-	9.92
2020	6.82	1.94	1.80	-	10.55
2021	7.57	2.04	1.17	-	10.79
2022	6.58	2.03	0.40	-	9.01
2023	6.24	1.83	0.34	-	8.41
2024	6.27	1.97	0.52	-	8.75
2025	6.63	1.93	0.32	-	8.88

Die neun größten europäischen Erdgasverbraucher nach SegmentQuelle:
Burggraben-Analyse

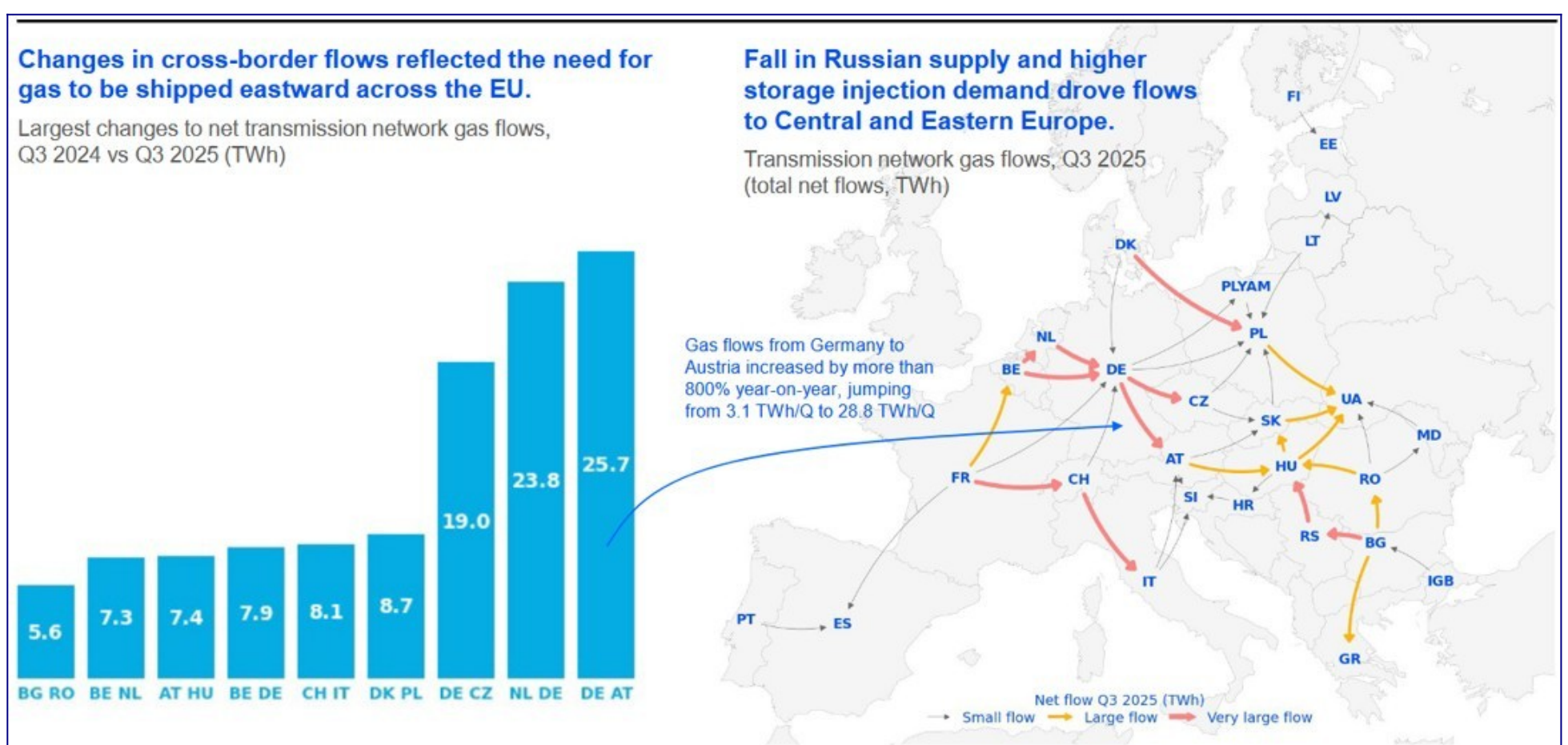
Erforderliche Flüsse in Richtung Osten

Das Regime nach dem Zusammenbruch von Gazprom hat nicht nur die Mengen reduziert, sondern auch die Richtung umgekehrt. Vor 2022 gelangten Gasmoleküle aus verschiedenen Richtungen nach Europa, wobei ein erheblicher Anteil von Ost nach West strömte. Russisches Gas gelangte über Nord Stream nach Deutschland, deckte den lokalen Verbrauch und wurde anschließend in die Tschechische Republik und nach Frankreich weitergeleitet. Die Jamal-Pipeline durch Belarus versorgte Polen und Deutschland. Die Bruderschaftspipeline – ja, so hieß sie – durchquerte die Ukraine, erreichte die Slowakei und Ungarn, belieferte dort die lokalen Märkte und verlief weiter westwärts durch Österreich nach Italien. Schließlich lieferte TurkStream russisches Gas nach Griechenland, Bulgarien und Serbien sowie in Teile des Balkans.



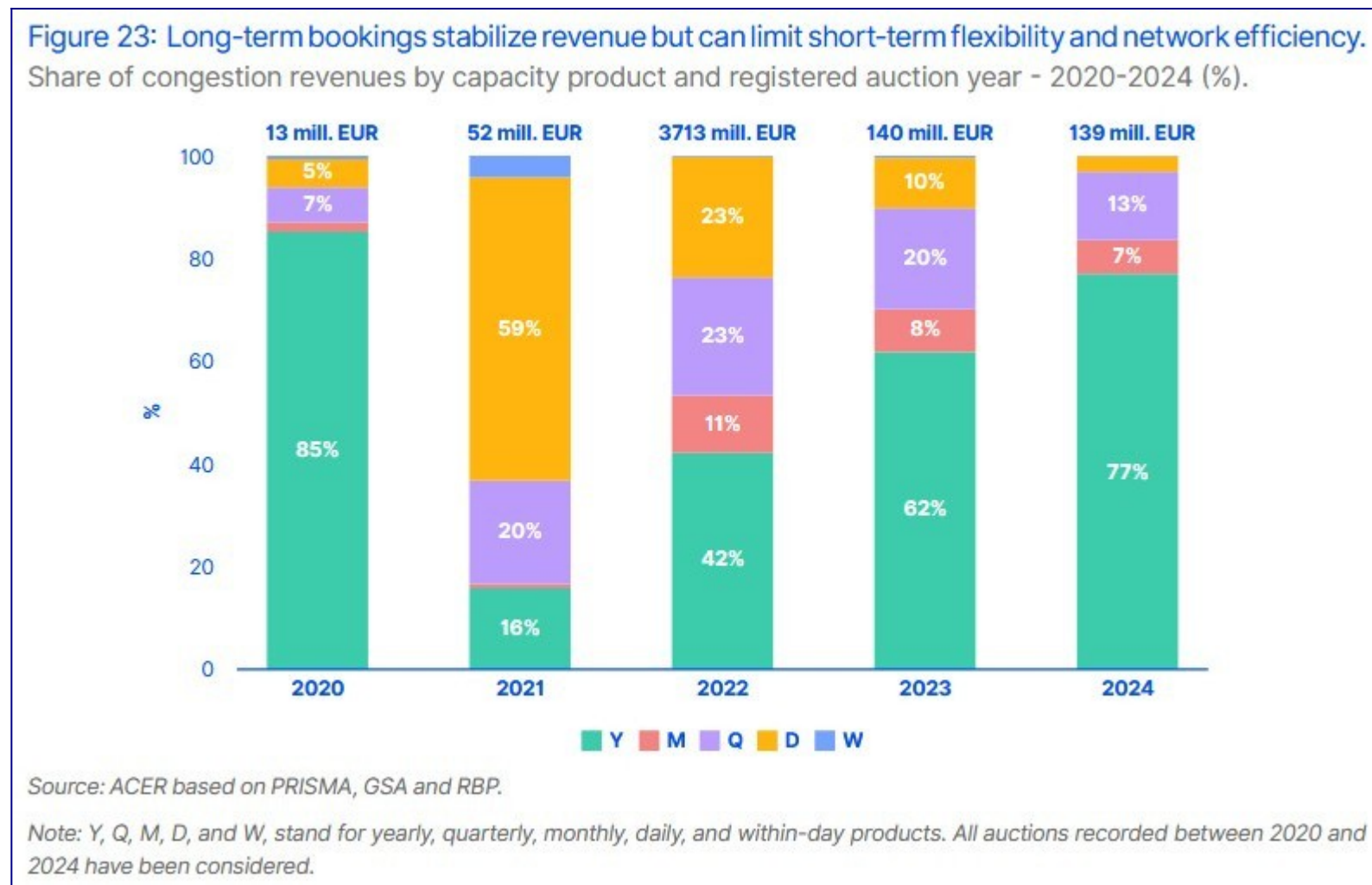
Mit Ausnahme von TurkStream sind diese Korridore praktisch funktionsunfähig geworden. Das System musste sich entsprechend umkonfigurieren. Die Pipelineflüsse, die einst von Ost nach West verliefen, müssen nun von West nach Ost fließen.

Norwegen, mit einer Jahresproduktion von rund 100 Milliarden Kubikmetern und dem mit Abstand größten verbleibenden inländischen Gaslieferanten Europas, exportiert sein Gas hauptsächlich nach Deutschland, in die Niederlande, nach Belgien und Frankreich. Von dort muss das Gas weiter ostwärts – nach Österreich, Tschechien und in die Slowakei – transportiert werden, um die wegfallenden russischen Liefermengen zu kompensieren. Zusätzliches norwegisches Gas fließt nun über Dänemark und die Baltic Pipe nach Polen. Dies ist keine geringfügige Anpassung der Routenführung. Es handelt sich um eine strukturelle Umkehrung von Verkehrsmustern, die über Jahrzehnte hinweg entstanden sind.



Es überrascht nicht, dass diese Umstrukturierung zu Reibungsverlusten geführt hat. Die europäische Regulierungsbehörde ACER misst dies anhand der Einnahmen aus Netzengpässen. Diese erreichten 2022 mit über 3,7 Milliarden Euro ihren Höchststand, bevor sie zuletzt auf rund 140 Millionen Euro zurückgingen. Dieser Rückgang ist erfreulich. Sinkende Einnahmen aus Staugebühren bedeuten jedoch nicht, dass das System vollständig angepasst ist. Eine über 70 Jahre aufgebaute Infrastruktur lässt sich nicht innerhalb von drei Jahren nahtlos umstrukturieren.

Es bestehen weiterhin Schwachstellen.



Ein Bereich, in dem dies besonders deutlich wird, ist die LNG-Importkapazität in Deutschland, Polen und den baltischen Staaten. Am einfachsten lässt sich dies veranschaulichen, indem man die Deckungsquote erneut betrachtet – diesmal angewendet auf die deutschen Importbilanzen.

Deutschland war das Land, das dem Versuch des Kremls, Gaslieferungen als Waffe einzusetzen, am stärksten ausgesetzt war. Diese Verwundbarkeit wurde durch politische Entscheidungen der vergangenen Jahre noch verstärkt.

Angela Merkels Doktrin *Wandel durch Hände*/Der Wandel durch Handel zielte darauf ab, Russland in die liberale Wirtschaftsordnung zu integrieren. In der Praxis führte er jedoch zu einer verstärkten Abhängigkeit von einem einzigen Lieferanten. Als es 2022 zum Bruch kam, trat der „Wandel“ tatsächlich ein, wenn auch nicht im ursprünglich beabsichtigten Sinne.

Ich sage das ganz ohne Ironie. Deutschlands Widerstandsfähigkeit ist für Europa von enormer Bedeutung. Doch die Abschaltung von rund 150 TWh nuklearer Kraftwerkskapazität bei gleichzeitiger verstärkter Abhängigkeit von russischem Gas war ein schwerwiegender strategischer Fehler. Man kann es nicht anders ausdrücken. Zurück zum Erdgas.

Die deutsche Sache

Die deutsche Bilanz verdeutlicht den Strukturwandel deutlicher als die jedes anderen Landes. Wir erstellen diese Bilanzen für alle 28 Länder, aber Deutschland stellt den Extremfall dar.

Deutschland ist der zentrale Knotenpunkt des kontinentalen Gassystems. Ohne es hätten Binnenländer wie Österreich, Tschechien, die Slowakei und in gewissem Maße auch die Schweiz Schwierigkeiten, eine ausreichende Versorgung sicherzustellen.

Im Jahr 2020 bezog Deutschland über Nord Stream und Yamal rund 80 Milliarden Kubikmeter russisches Gas. Innerhalb von zwei Jahren versiegten diese Lieferungen. Deutschland reagierte darauf mit einer Reduzierung des Basisverbrauchs von rund 90 Mrd. m³ auf 70 Mrd. m³ bis 2025, was einem Rückgang um 22 % entspricht. Das allein ist schon außergewöhnlich.

Nach dieser Nachfrageanpassung mussten noch rund 60 Milliarden Kubikmeter neu ausgeglichen werden.

Bis 2025 stiegen die norwegischen Importe von rund 30 Mrd. m³ auf 60 Mrd. m³. Davon erreichten etwa 40 Mrd. m³ die Pipelines direkt, die in Emden und Dornum anlandeten und zusammen über eine technische Kapazität von 54 Mrd. m³ verfügen. Weitere 20 Mrd. m³ wurden über Transitflüsse durch die Niederlande und Belgien umgeleitet.

Rund 10 Milliarden Kubikmeter stammten aus neu gebauten LNG-Terminals.

Die verbleibende Lücke wurde durch die Reduzierung der Exportlieferungen nach Frankreich, Italien – die über die Schweiz umgeleitet werden – und Tschechien, einschließlich des Weitertransports in die Slowakei und nach Ungarn, geschlossen.

Natural Gas Balances: Germany		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Consumption, Gas Flows & Storages		FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY	FY
Burggraben analysis										
Local Production										
Production	bcm	5.0	5.3	5.1	4.3	4.4	4.3	3.8	3.6	3.4
Change yoy	in %		5.9%	-5.0%	-15.8%	3.9%	-3.9%	-11.7%	-3.2%	-5.4%
Pipeline Net Import										
Russia to Germany: Nordstream	bcm	48.2	55.5	55.3	55.9	55.9	28.3	0.0	0.0	0.0
Poland (Russia) to Germany	bcm	27.0	27.8	25.5	23.0	19.6	(3.7)	(1.2)	(0.5)	(1.2)
Norway to Germany	bcm	25.7	23.0	27.7	31.5	29.1	42.8	37.9	37.5	41.0
Netherlands to Germany	bcm	13.4	7.9	10.0	6.0	9.3	21.0	20.4	17.2	20.9
Luxembourg to Germany	bcm	(0.2)	(0.3)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)
France to Germany	bcm	(7.6)	(9.2)	(4.3)	(4.0)	(6.0)	(1.0)	0.8	0.3	0.0
Belgium to Germany	bcm	(0.9)	(2.4)	(0.7)	0.2	0.7	23.1	19.1	13.9	19.2
Denmark to Germany	bcm	0.3	0.4	(0.7)	(2.6)	(2.4)	(1.9)	(0.4)	0.0	0.1
Austria to Germany	bcm	(3.3)	(1.8)	(4.7)	(5.8)	(0.3)	(11.1)	(4.7)	(2.1)	(10.1)
Czech Rep to Germany	bcm	(11.6)	(10.1)	(12.5)	(21.1)	(19.9)	(15.6)	(7.1)	(2.8)	(8.3)
Switzerland (Italy) to Germany	bcm	(7.9)	(7.4)	(7.4)	(5.9)	(3.3)	(1.9)	(1.8)	(1.1)	(2.8)
Pipeline Net Imports (Exports)	bcm	83.1	83.3	87.9	77.1	82.6	80.0	63.1	62.3	58.8
Change yoy	in %		0.3%	5.5%	-12.3%	7.1%	-3.1%	-21.1%	-1.3%	-5.5%
LNG Imports										
Regas Send-Outs	bcm	-	-	-	-	-	0.1	6.3	6.2	9.5
Change yoy	in %							-1.7%	53.5%	
Net Gas Supply	bcm	88.1	88.7	93.0	81.4	87.0	84.4	73.2	72.1	71.8
Change yoy	in %		0.6%	4.9%	-12.5%	6.9%	-3.0%	-13.3%	-1.5%	-0.4%
Consumption	bcm	87.8	85.5	87.5	87.0	93.1	78.3	73.8	75.4	77.8
Change yoy	in %		-2.6%	2.3%	-0.6%	7.0%	-15.9%	-5.7%	2.2%	3.2%
Surplus (Deficit)		0.3	3.1	5.5	(5.6)	(6.1)	6.1	(0.6)	(3.4)	(6.0)
Storage										
Storage Balance: Beginning of Period	bcm	15.4	15.4	17.9	22.5	17.3	12.5	20.7	21.3	18.4
Change of storage	bcm	(0.0)	2.5	4.7	(5.1)	(4.9)	8.0	0.6	(2.8)	(5.2)
Storage Balance: End of Period	bcm	15.4	17.9	22.6	17.5	12.4	20.6	21.3	18.5	13.2
Storage in % of 23.25bcm total		66.3%	77.0%	97.1%	75.1%	53.5%	88.5%	91.7%	79.5%	56.7%
LNG Sensitivity		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	8.6%	8.6%	13.2%
Coverage Ratio		1.00	1.04	1.06	0.94	0.93	1.08	0.91	0.87	0.80
Coverage Ratio: 90bcm demand		0.98	0.99	1.03	0.90	0.97	0.94	0.74	0.73	0.69

Deutsche Erdgasbilanzen in Mrd. m³; Quelle: Burggraben-Analyse; CE

Das System hat sich jedoch nicht einfach intern neu ausbalanciert. Deutschland liefert nun mehr Gas nach Osten, nach Österreich, und kleinere Mengen nach Polen, anstatt große Gasmengen aus Russland über Polen zu beziehen. Auch bestimmte belgische Gasgebiete werden nicht mehr beliefert.

Die Frage ist also nicht, ob Deutschland den Bruch überstanden hat. Das hat es. Die Frage ist vielmehr, zu welchem Preis – und mit welcher strukturellen Fragilität. Ein erzwungener Konsumrückgang von 22 % ist selten unproblematisch. Deutschlands industrieller Abschwung fand nicht isoliert statt.

Das Abdeckungsproblem

Das eigentliche Problem liegt in Deutschlands Sommer-Auffüllkapazität.

Vor 2022 lag Deutschlands Deckungsgrad – Importe aus Pipelines plus Inlandsproduktion geteilt durch den Verbrauch – im Sommer bei etwa 1,0. Anders ausgedrückt: Das Grundangebot war im Großen und Ganzen ausreichend, um die Nachfrage zu decken und Netto-Einspeisungen in die Speicher zu ermöglichen.

Heute liegt dieses Verhältnis eher bei 0,8x. Wäre der Verbrauch bei 90 Milliarden Kubikmetern geblieben, läge er eher bei 0,7x.

Dieser Unterschied ist wichtig.

Eine geringere strukturelle Abdeckung bedeutet eine reduzierte Netto-Einspeisekapazität im Sommer, selbst nach zusätzlichen LNG-Importen von rund 10 Milliarden Kubikmetern. Konkret bedeutet das, dass Deutschland jetzt mehr tun muss, um die Lagerbestände wieder aufzufüllen, als vor 2022.

Der Stand des deutschen LNG

Deutschland benötigt voraussichtlich mindestens 20 Milliarden Kubikmeter LNG-Importe pro Jahr, um seine stark erschöpften Speicher wieder aufzufüllen. 30 Milliarden Kubikmeter würden die Versorgungssicherheit deutlich erhöhen, nicht nur für Deutschland, sondern auch für seine Binnennachbarn. Kann Deutschland diese Nachfrage decken?

Derzeit gibt es fünf Terminals in unterschiedlichen Betriebs- oder Entwicklungsstadien. Lubmin – am ehemaligen Anlegepunkt von Nord Stream gelegen und daher ideal im Pipeline-Netz positioniert – wurde nach kurzer Betriebszeit faktisch stillgelegt und unter Deutsche Regas in Mukran integriert.

GER LNG Imports (bcm)	2023	2024	2025
Brunsbuettel	1.3	1.9	2.0
Lubmin	1.0	0.2	-
Mukran	-	0.7	2.4
Stade (start in Q2 2026 earliest)	-	-	-
Wilhelmshaven	4.1	3.4	5.1
Total	6.3	6.2	9.5
Approved Import Capacity (bcm)	2023	2024	2025
Brunsbuettel	3.7	3.9	3.5
Lubmin	4.7	2.7	-
Mukran	-	7.2	13.5
Stade (start in Q2 2026 earliest)	-	4.3	6.0
Wilhelmshaven	5.1	5.2	9.5
Total	13.5	23.3	32.6
Capacity Utilisation (%)	2023	2024	2025
Brunsbuettel	34.1%	49.9%	56.8%
Lubmin	20.8%	6.8%	n/m
Mukran	n/m	9.6%	17.6%
Stade	n/m	0.0%	0.0%
Wilhelmshaven	79.4%	64.6%	53.8%
Total	46.6%	26.6%	29.2%

Deutsche LNG-Importe, Kapazität und Auslastung (Stand: 14. Februar 2026); Quelle: Burggraben-Analyse; CE

Mukran verfügt derzeit über eine genehmigte Kapazität von rund 13,5 Milliarden Kubikmetern pro Jahr, arbeitete im Jahr 2025 jedoch nur mit einer Auslastung von 17,6 %. Das liegt weit unter dem, was politisch versprochen wurde.

Das staatlich geförderte FSRU-Projekt Stade mit einem Volumen von 6 Milliarden Kubikmetern verzögert sich weiterhin und wird voraussichtlich nicht vor dem zweiten Quartal 2026 in Betrieb gehen.

Wilhelmshaven und Brunsbüttel funktionieren, benötigen aber eine deutlich höhere Auslastung, um eine sinnvolle Nachfüllungsunterstützung zu gewährleisten. Nach den aktuellen Prognosen wird Deutschland im Jahr 2026 voraussichtlich nicht mehr als rund 11 Milliarden Kubikmeter LNG importieren. Reicht das aus, um die Speicherkapazität von 23 Milliarden Kubikmetern bis Oktober wieder aufzufüllen? Das bleibt ungewiss.

Im Nachfolgeregime von Gazprom erzielte Deutschland nur im Jahr 2023 starke Nettoeinspeisungen, als die Speicher zum 31. März bei 70,5 % lagen. Sowohl 2024 als auch 2025 fielen die Nettoeinspeisungen schwächer aus.

Unsere aktuelle Prognose geht davon aus, dass die deutschen Lagerbestände bis zum 31. März auf etwa 9,5 % sinken könnten. Die Wiederauffüllung auf 90 % von diesem Ausgangsniveau aus ist deutlich aufwendiger als in den Vorjahren. Das sind lediglich die Zahlen.

Angesichts dieser Zahlen wäre die deutsche Regulierungsbehörde gut beraten, dafür zu sorgen, dass unzureichende Zeitspreads nicht zur bestimmenden Einschränkung für die Wirtschaftlichkeit von Nachfüllungen werden.

Net-Injection	Gazprom Supplies								Post-Gazprom Regime		
TWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Jan	(48.68)	(31.36)	(67.24)	(35.69)	(34.82)	(28.42)	(76.45)	(44.80)	(28.87)	(42.37)	(60.99)
Feb	(51.21)	(22.44)	(29.13)	(67.73)	(12.57)	(19.36)	(35.60)	(20.43)	(23.60)	(14.97)	(53.47)
Mar	(13.99)	(16.42)	2.28	(32.39)	2.31	(15.20)	(14.01)	(4.62)	(13.21)	(8.93)	(13.34)
Apr	(2.05)	4.54	6.94	18.76	18.16	13.82	(3.86)	19.89	6.54	1.24	9.05
May	20.51	25.13	22.32	38.92	23.00	16.77	13.88	34.35	21.75	14.45	18.26
Jun	23.50	19.95	26.81	28.87	29.92	11.00	27.35	30.03	13.00	20.79	24.22
Jul	31.50	28.36	37.12	28.93	10.67	(0.52)	20.96	20.49	20.49	19.94	25.52
Aug	24.81	19.65	36.94	35.97	19.26	11.25	25.71	39.43	17.91	16.81	26.46
Sep	19.36	14.31	15.10	20.15	7.31	4.99	22.67	18.74	6.19	3.30	13.05
Oct	6.64	2.42	20.90	21.35	3.57	(0.62)	11.49	19.11	11.04	5.22	(3.47)
Nov	2.81	(31.17)	(24.24)	(12.05)	(1.31)	(13.93)	(18.74)	(0.93)	(9.01)	(18.04)	(19.22)
Dec	(4.84)	(43.90)	(46.39)	(19.24)	(4.55)	(37.65)	(29.40)	(19.59)	(13.73)	(28.46)	(26.39)
Net Injection	8.36	(30.95)	1.41	25.86	60.94	(57.86)	(56.00)	91.67	8.50	(31.01)	(60.32)
31 March...											
Storage: TWh	87	140	74	71	143	203	82	75	177	179	87
Storage: in %	34.5%	55.6%	29.3%	28.2%	57.1%	80.8%	32.6%	29.8%	70.5%	71.2%	34.6%
31 October...											
Storage: TWh	191	242	244	231	257	245	187	251	259	251	192
Storage: in %	76.2%	96.6%	97.2%	91.9%	102.4%	97.6%	74.3%	99.9%	103.1%	99.9%	76.4%

Deutschland: Netto-Speicherzuflüsse (Netto-Entnahmen) in TWh (1 Mrd. m³ = 10,8 TWh)Quelle: Burggraben-Analyse; CE; Bloomberg

Die technische Frage

Um es klarzustellen: Wir behaupten nicht, dass Deutschland seine Lagerbestände bis Ende Oktober technisch nicht auf 23 Milliarden Kubikmeter auffüllen kann.

Wir haben diese Frage unter dem Gesichtspunkt der Kapazität und der Netzingpässe einer Stressprüfung unterzogen und kommen zu dem Schluss, dass Deutschland theoretisch zwischen dem 1. April und dem 31. Oktober rund 22,9 Milliarden Kubikmeter einspeisen kann.

German Net Injection Capacity	Tech. Cap TWh	Useable Capacity TWh	Bcm
Max Pipeline Imports BEL/NL/FRA	286.3	286.3	26.5
Max Pipeline Imports Norway	239.6	239.6	22.2
Regas Import Capacity	192.6	113.2	10.5
Production	n/a	19.4	1.8
minus summer demand	n/a	(324.0)	(30.0)
minus Czech Rep (& SLK)	(98.2)	(62.6)	(5.8)
minus Switzerland	(150.0)	(10.8)	(1.0)
minus Poland	(112.4)	(7.6)	(0.7)
minus Denmark	(35.0)	(2.2)	(0.2)
minus Luxembourg	(8.8)	(4.3)	(0.4)
Net Injection Capacity for Storage	n/m	247.0	22.9

Theoretische Netto-Einspeisekapazität im SommerQuellen: Burggraben-Analyse; Entsog; CE; Bloomberg; Diverse

Technisch möglich bedeutet nicht automatisch auch wirtschaftlich realisierbar. Es erfordert ausreichende Zuflüsse flussaufwärts, eine adäquate LNG-Nutzung und einen funktionierenden West-Ost-Transit im gesamten System. Das führt uns zur Kernfrage: Kann Europa bis Oktober 2026 die Lagerbestände in allen Teilen des Kontinents wieder auffüllen und für den Winter 2026/27 auf eine unterdurchschnittlich kalte Jahreszeit vorbereitet sein? Das ist die einzig relevante Frage.

Das europäische Erdgasrätsel

Die richtige Methode zur Analyse der europäischen Sommerbilanz besteht darin, mit dem zu beginnen, was wir mit hinreichender Sicherheit wissen, und dann schrittweise die Lücken vom Bekannten zum Unsicheren auf Länderebene zu füllen, bis sich das Gesamtbild ergibt.

Die größte bisher bekannte Menge stammt aus Norwegen. Bis zum 31. Oktober erwarten wir, dass rund 72 Milliarden Kubikmeter norwegisches Gas in das europäische System eingespeist werden. Wir kennen die technischen Pipelinekapazitäten und verstehen im Großen und Ganzen die Verteilung auf die Abnehmer: Deutschland erhält üblicherweise 35–39 % pro Monat, Großbritannien 13–24 %, Belgien 3–15 %, Frankreich 12–15 %, Polen über Dänemark 6–9 % und die Niederlande 4–10 %. Die monatlichen Liefermengen schwanken, aber dies bietet eine solide Ausgangsbasis.

Unser Modell prognostiziert den Verbrauch von Haushalten, Energieversorgern und Industrie auf Länderebene mit hinreichender Genauigkeit. Dadurch wird festgelegt, welche Länder ohne Speichermöglichkeiten Strom aus Ländern mit Speichermöglichkeiten beziehen müssen. Deutschland beispielsweise muss laut unserem Basisszenario zwischen Februar und April rund 1 Milliarde Kubikmeter an die Schweiz liefern. Ähnliche Ausgleichsflüsse finden im gesamten System statt.

Wir kennen außerdem die Regasifizierungskapazitäten, die Zuflüsse aus nordafrikanischen Pipelines, die aserbaidshanischen Mengen und die Profile der inländischen Produktion. Von dort aus lässt sich das Puzzle zusammensetzen.

Spanien und Portugal sind im Wesentlichen autarke Systeme. LNG dient hier als Ausgleichsfaktor, die Speicherung weniger. Griechenland funktioniert ähnlich. Italien lässt sich vergleichsweise leicht absichern, dank stabiler LNG-Lieferungen aus Nordafrika und Aserbaidschan über Pipelines sowie ausreichender LNG-Kapazitäten. Rumänien ist aufgrund der heimischen Produktion weitgehend autark.

Großbritannien ist dank heimischer Produktion, stetiger norwegischer Importe und einer beträchtlichen LNG-Kapazität von bis zu 3,1 Milliarden Kubikmetern pro Monat nahezu autark. Es benötigt nur minimale saisonale Speicherkapazitäten. Die nordischen Länder spielen im Hinblick auf Gas eine untergeordnete Rolle. Die baltischen Staaten sind systembedingt unbedeutend.

Sobald diese Komponenten mit höherer Sicherheit feststehen, können wir die Stoffströme für jedes Land einzeln berechnen und die LNG-Mengen ermitteln, die erforderlich sind, um die Speicherkapazitäten bis zum 31. Oktober an den wichtigsten Umschlagplätzen zu maximieren.

Das Ergebnis ist ernüchternd.

Nach den gegenwärtigen Annahmen liegen vier Länder deutlich unter dem 80%-Ziel für Oktober: Deutschland, die Niederlande, Österreich und Tschechien.

Belgien und Großbritannien weisen ähnliche Profile auf, doch ihre Speicherkapazitäten sind zu gering, um als echte saisonale Puffer zu dienen. Sie fungieren eher als kurzfristige Ausgleichsspeicher. Systemisch gesehen sind sie zweitrangig.

Selected European Storages	Capacity	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct
Storage %-filled Forecast		2026	2026	2026	2026	2026	2026	2026	2026	2026
Burggraben analysis	bcm	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast	Forecast
Germany	23.3	17.5%	9.5%	13.6%	19.1%	28.5%	39.9%	50.9%	56.1%	54.9%
Italy	18.8	43.2%	39.3%	46.3%	56.3%	64.9%	70.4%	81.2%	85.0%	90.0%
Netherlands	13.4	6.5%	11.6%	14.4%	26.9%	38.3%	52.1%	63.8%	71.8%	73.7%
France	11.6	10.8%	6.7%	18.5%	35.4%	45.1%	60.5%	76.8%	87.2%	90.9%
Austria	9.3	28.8%	16.2%	18.9%	29.1%	43.1%	54.2%	65.9%	71.3%	69.2%
Hungary	6.3	33.2%	29.0%	35.1%	43.3%	52.1%	63.4%	75.7%	86.3%	90.3%
Czech Rep	4.4	25.3%	14.3%	16.9%	23.8%	35.6%	47.7%	60.2%	71.5%	68.2%
Slovakia	3.4	28.3%	21.3%	22.0%	28.1%	40.7%	55.1%	69.7%	80.4%	82.2%
Poland	3.4	43.7%	32.8%	31.4%	41.1%	54.4%	65.9%	78.1%	85.6%	83.2%
Romania	3.1	30.6%	28.7%	33.3%	41.3%	51.0%	63.6%	78.7%	90.4%	92.1%
United Kingdom	0.9	9.4%	28.2%	23.3%	20.1%	53.0%	28.6%	60.5%	40.8%	48.2%
Belgium	0.8	15.0%	16.1%	37.8%	42.5%	57.2%	85.8%	81.9%	42.2%	42.5%
Bulgaria	0.6	46.5%	50.9%	49.8%	62.2%	70.7%	84.2%	89.5%	93.4%	86.3%
Croatia	0.4	14.7%	23.2%	36.3%	49.4%	62.5%	75.6%	88.7%	85.9%	92.2%
Total ex Latvia	99.8									
Big 5	77%									

Wichtig ist, dass unsere Prognosen von erhöhten – wenn auch beherrschbaren – LNG-Importen während des gesamten Sommers ausgehen. Insbesondere Frankreich und Belgien müssten über längere Zeiträume nahe ihrer Regasifizierungskapazität arbeiten. Dies wurde bisher noch nicht im Dauerbetrieb und routinemäßig getestet.

LNG Imports in bcm	Capacity	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct
Germany	1.10	1.05	0.95	0.90	1.10	0.95	1.10	1.00	0.90	1.00
Italy	2.08	1.80	1.90	1.90	1.90	1.90	2.00	2.00	1.85	2.00
Netherlands	2.10	1.05	1.90	1.80	1.90	1.85	2.00	2.00	1.85	2.00
France	3.60	1.85	3.00	2.90	3.00	2.00	2.50	2.50	2.60	2.40
Poland	0.69	0.55	0.70	0.60	0.70	0.60	0.70	0.65	0.60	0.70
Belgium	1.50	1.05	1.31	1.30	1.40	1.35	1.40	1.30	1.30	1.40
Croatia	0.50	0.22	0.20	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.18	0.22
Total	11.57	7.58	9.96	9.62	10.22	8.87	9.92	9.67	9.28	9.72
Utilisation		65.5%	86.1%	83.1%	88.3%	76.7%	85.7%	83.6%	80.2%	84.0%
United Kingdom	3.30	2.89	3.00	1.00	1.00	1.50	0.40	1.00	1.00	1.00

Europäische LNG-Importe nach Ländern im Jahr 2026Quelle: Burggraben-Analyse Nehmen wir die Niederlande.

Warum ein strukturelles Risiko in Bezug auf Wetter und die Verfügbarkeit von LNG-Terminals eingehen? Warum Groningen komplett stilllegen, anstatt eine begrenzte Produktion als strategische Absicherung aufrechtzuerhalten? Warum die Kernenergieproduktion reduzieren, anstatt die Gaskraftwerksleistung zu verringern, wenn Dekarbonisierung das Ziel ist?

Die niederländische Energiepolitik erscheint in sich widersprüchlich. Sie setzt auf Windkraft, auf die Verfügbarkeit von Flüssigerdgas und auf milde Winter – und das alles in einer hochindustrialisierten Wirtschaft, die auf zuverlässige Energieversorgung angewiesen ist. Energiesicherheit ist kein Bereich, in dem Optimismus angebracht ist.

Großbritannien veranschaulicht eine andere Form der Fragilität.

Deutschland ist mit einem Verbrauch von rund 55,4 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2025 der drittgrößte Gasverbraucher Europas, nach Deutschland und Italien. Haushalte sind in hohem Maße auf Gas zum Heizen und Kochen angewiesen. Auch das Stromnetz benötigt dringend Gas, wenn die Offshore-Windenergieproduktion – was regelmäßig vorkommt – nachlässt.

Die heimische Produktion ist von 36,2 Mrd. m³ auf 29 Mrd. m³ im Jahr 2025 gesunken und könnte 2026 unter 26 Mrd. m³ fallen. Die nach dem Zusammenbruch von Gazprom eingeführte Energiegewinnabgabe hat neue Investitionen in die vorgelagerte Öl- und

Gasförderung erheblich gebremst. Der Produktionsrückgang war bereits strukturell bedingt; die Abgabe hat ihn beschleunigt.

Unterdessen verfügt Großbritannien lediglich über 0,9 Milliarden Kubikmeter Speicherkapazität. Für einen Markt mit 56 Milliarden Kubikmetern ist das symbolisch. Ein einwöchiger ungeplanter Ausfall des norwegischen Troll-Feldes im Winter würde ausreichen, um akute Spannungen zu erzeugen. Der Spielraum für Fehler ist gering. Laut unserer Prognose muss Großbritannien allein im Februar rund 2,9 Milliarden Kubikmeter LNG importieren, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das bedeutet Abhängigkeit statt Redundanz.

Frankreich stellt ein anderes Problem dar.

Das Land ging mit einem Füllstand der Speicher von rund 90 % in den Winter und reduzierte diese dann im relativ milden November, anstatt die LNG-Importe zu maximieren und die Speicherkapazität zu erhalten. Diese Entscheidung führt nun zu einem erhöhten LNG-Bedarf im späteren Verlauf der Saison.

Unsere Prognosen gehen von einem Bedarf von rund 3,1 Mrd. m³ LNG im Februar und etwa 3,3 Mrd. m³ im März und April aus. Der Krisenhöhepunkt im Jahr 2022 lag bei 3,6 Mrd. m³. Frankreich muss erneut nahe an diesem Belastungsniveau operieren und gleichzeitig unnötige Exporte nach Spanien vermeiden. Dies hätte durch ein vorsichtigeres Nachschubverhalten abgemildert werden können.

Frankreich benötigt entweder größere LNG-Regasifizierungskapazitäten, größere Speicherpuffer oder eine diszipliniertere Einspeisestrategie. Die aktuelle Konfiguration lässt in einem unterdurchschnittlichen Januar oder Februar nur wenig Spielraum für Fehler.

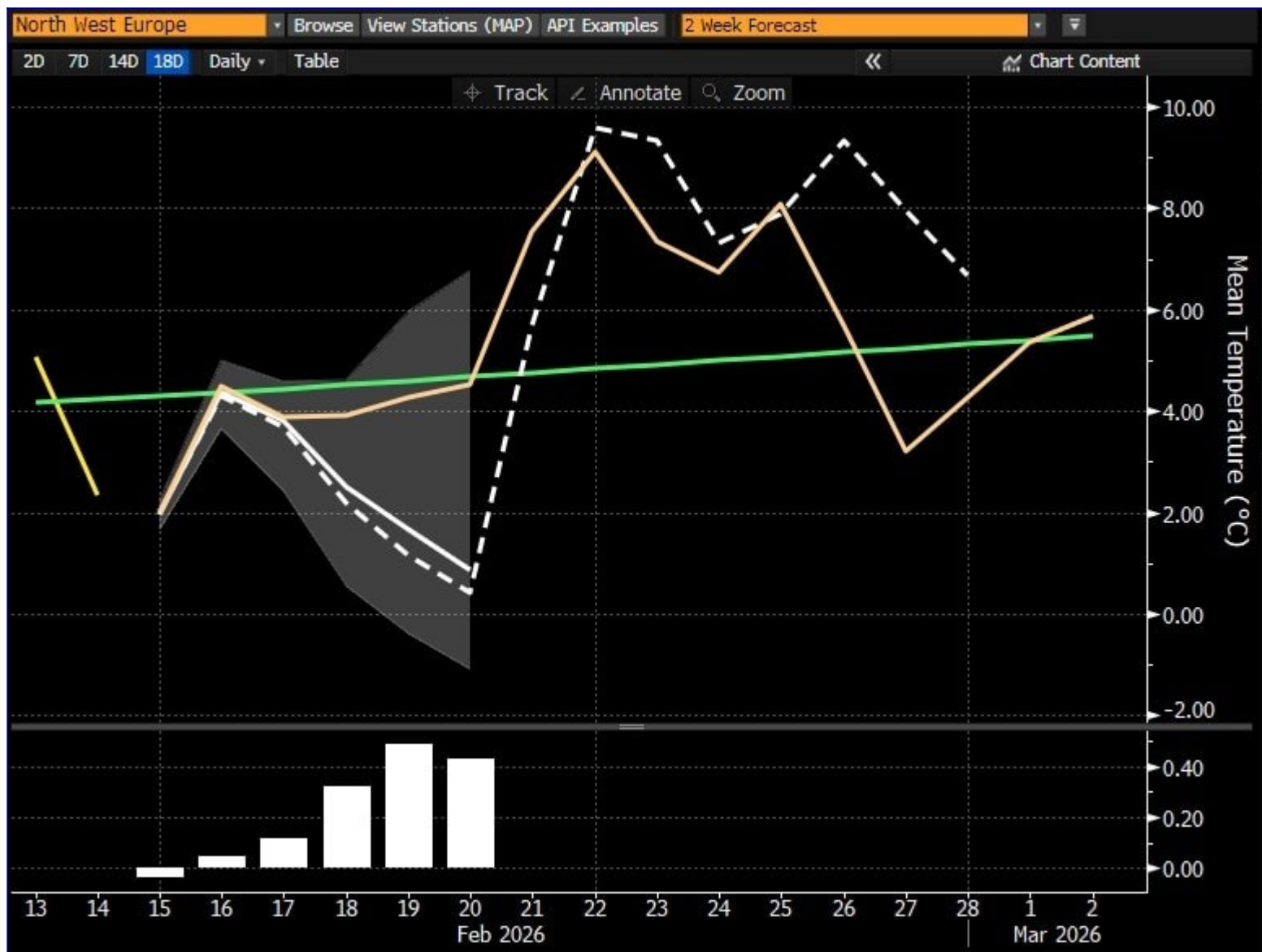
Systemfragilität

Die weitergehende Schlussfolgerung ist unangenehm.

Das europäische System arbeitet heute mit geringeren Reserven als noch vor zehn Jahren. Eine Kombination von Ereignissen – ein ungeplanter Ausfall eines großen norwegischen Ölfelds, vorübergehende Störungen an LNG-Terminals in Großbritannien, Frankreich, Belgien oder den Niederlanden oder eine anhaltende Kälteperiode unter dem Normalwert – würde das System bis März stark belasten.

Unter diesen Umständen würden Produktionskürzungen voraussichtlich zuerst auf industrieller Ebene erfolgen. Die Prognose für Februar deutet derzeit auf moderate Bedingungen in Nordwesteuropa hin. Das Wetter spielt weiterhin mit.

Sich auf günstige Wetterverhältnisse zu verlassen, ist jedoch keine Strategie. Die eigentliche Frage ist, ob Europa sich damit abfinden kann, ein strukturell strengeres Wettersystem auf unbestimmte Zeit aufrechtzuerhalten – und ob der nächste Winter ebenso mild ausfallen wird.

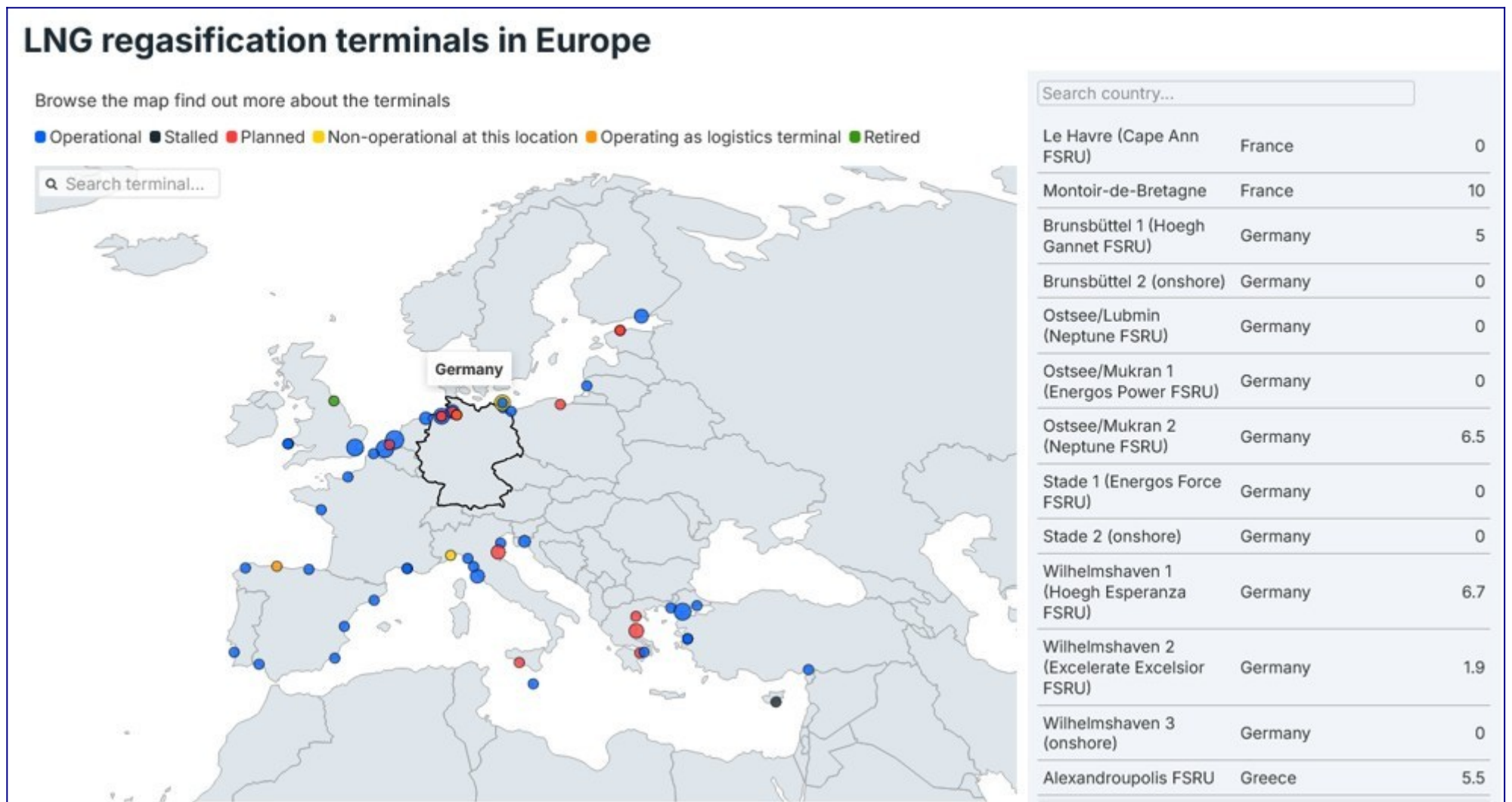


Temperaturvorhersage NordwesteuropaQuelle: Bloomberg

Zusammenfassung

Das, meine Damen und Herren, ist der aktuelle Stand des europäischen Erdgasmarktes. Europa wird Zugang zu reichlich und zunehmend günstigem LNG auf dem globalen Spotmarkt haben. Das Überangebot ist real. Doch insbesondere in Nordwesteuropa – den Niederlanden, Belgien und Deutschland – sowie in Polen und Griechenland muss die nutzbare Importkapazität deutlich erhöht werden, damit diese Länder voll davon profitieren können.

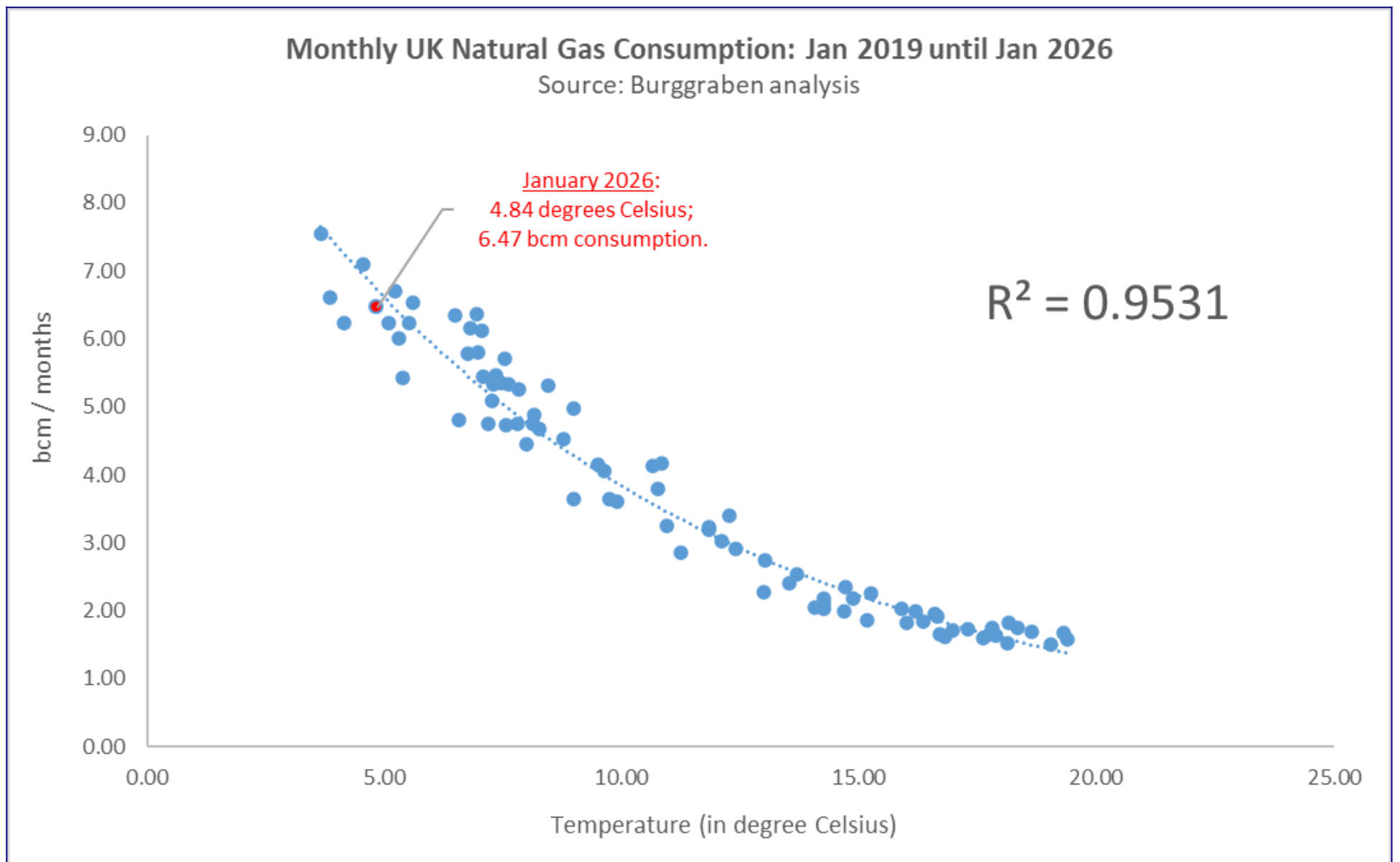
Die genehmigte Kapazität entspricht nicht der Betriebskapazität. Die technische Nennleistung entspricht nicht dem tatsächlichen Durchsatz.



Europäische LNG-Regasifizierungsterminals nach Klassifizierung; Quelle: LNG Tracker ([Link](#))

Unzureichende Deckungsquoten – lokale Produktion plus Pipeline-Lieferungen im Verhältnis zum Verbrauch – in Verbindung mit begrenzten nutzbaren LNG-Kapazitäten bedeuten, dass nicht jedes Land seine Speicher bis Oktober automatisch zu attraktiven Preisen wieder auffüllen wird. Dies wird erst der Fall sein, wenn die Speichervorschriften rationalisiert und die Angebotsengpässe sowohl bei Gas als auch bei Strom behoben sind. **Das Hauptproblem ist nicht das Fehlen von russischem Pipelinegas. Diese Quelle war geopolitisch immer unzuverlässig. Das eigentliche Problem ist eine schlecht durchdachte, von oben verordnete Politik, die die heimische Produktion reduzierte, ohne glaubwürdige Ersatzkapazitäten bereitzustellen – angeblich im Namen der Energiesicherheit oder bezahlbaren Energie.**

Europäische Haushalte verbrauchen nach wie vor etwa so viel Gas wie vor der Gazprom-Pleite. Die industrielle Nachfrage ist jedoch gesunken – teils geplant, teils weil Teile der europäischen Industrie im globalen Wettbewerb nicht mehr mithalten konnten. Die Debatte um die Deindustrialisierung ist nicht länger rein theoretischer Natur.



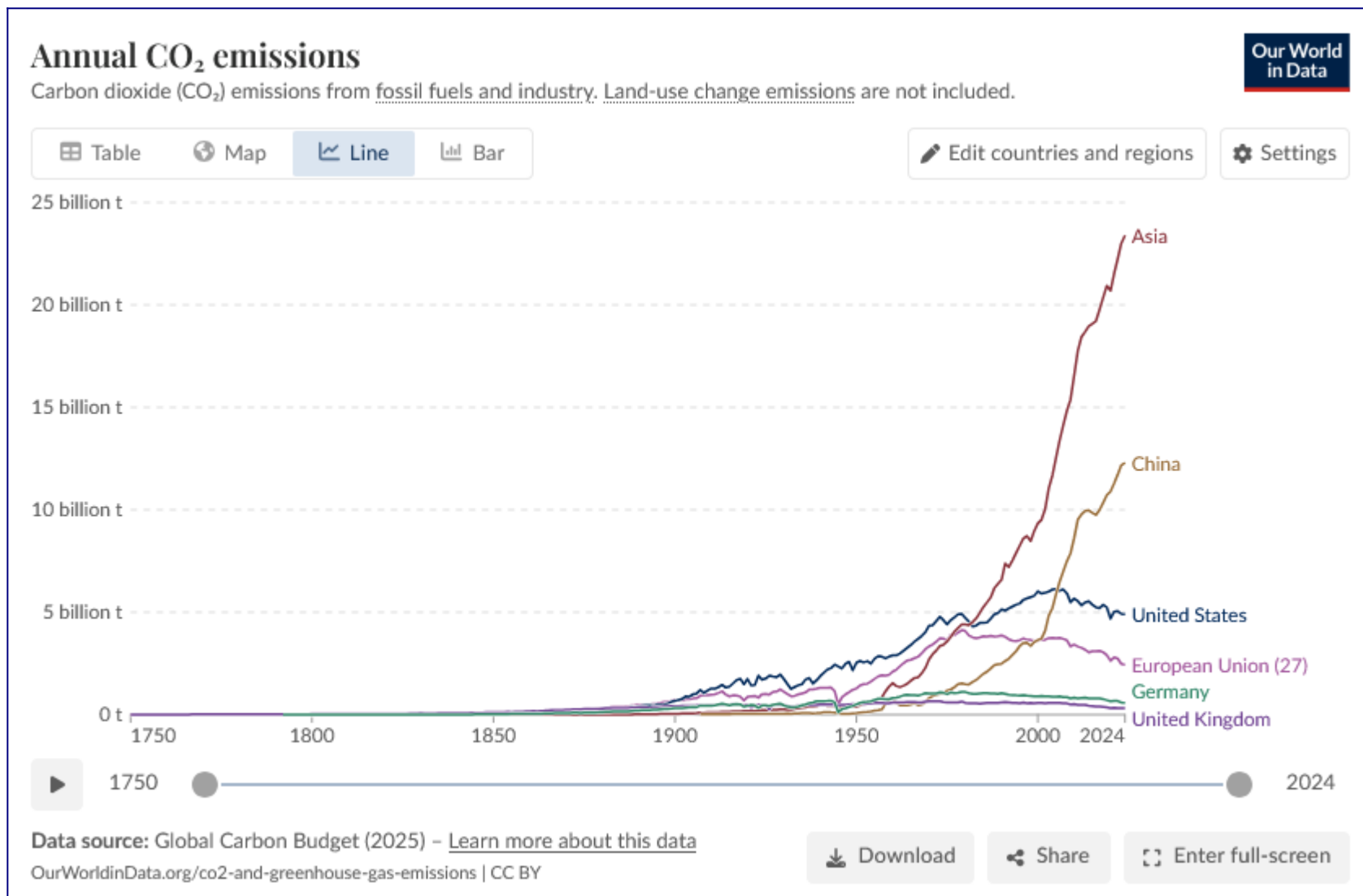
Monatlicher Erdgasverbrauch im Vereinigten Königreich: Januar 2019 bis Januar 2026

Quelle: BGH-Analyse

Europäische Politiker täten gut daran, diese Realitäten anzuerkennen und ihre Strategie anzupassen. Niedrigere Energiekosten erfordern einen Ausbau des Angebots über alle Energieformen hinweg, wobei der Markt den effizienten Energiemix bestimmt. Künstliche Verknappung ist keine Klimapolitik, sondern Kosteninflation.

Aus meiner Sicht ist das einseitige Verfolgen aggressiver Ausstiegsziele aus fossilen Brennstoffen im Rahmen des Green Deals im aktuellen geopolitischen Umfeld weder finanzierbar noch strategisch kohärent – insbesondere da von Europa gleichzeitig erwartet wird, die Verteidigungsausgaben zu erhöhen und umfangreiche soziale Verpflichtungen aufrechtzuerhalten.

Europa kann nicht gleichzeitig wieder aufrüsten, die Dekarbonisierung mit maximaler Geschwindigkeit vorantreiben und sein bestehendes Sozialsystem erhalten, ohne Kompromisse einzugehen. Irgendetwas wird nachgeben müssen.



Jährliche CO₂-Emissionen ausgewählter Länder (Stand: Februar 2026) Quelle: Unsere Welt in Daten

Die Weltwirtschaft hat sich verändert. Was [David Baverez](#) Die Bezeichnung „Übergang von einer Friedenswirtschaft zu einer Kriegswirtschaft“ ist keine bloße rhetorische Floskel. Erstere basierte auf Nachfragewachstum, Kostenoptimierung und globaler Zusammenarbeit. Letztere ist geprägt von Angebotsengpässen, geopolitischem Einfluss und strategischer Autonomie.

Energie steht im Zentrum dieses Wandels. Für Anleger hat diese Verschiebung Konsequenzen, insbesondere für Rohstoffproduzenten und Sachwertinvestoren, die wir regelmäßig in diesem Substack analysieren.

Zurück zum Gas.

Im Zuge der Gazprom-Krise muss Europa mit deutlich über 90 % ausgebauten Lagerbeständen in den Winter gehen, um erneute Engpässe im März zu vermeiden. Ehrlich gesagt wären 95 % angesichts der strukturell niedrigeren Deckungsquote ein wesentlich besserer Puffer.

Dieses Ziel ließe sich vermutlich effizienter erreichen, indem man Zeitspreads ein ordnungsgemäßes Funktionieren ermöglicht, anstatt durch starre Speichervorgaben. Darüber hinaus sollte Europa die Einrichtung einer echten strategischen Gasreserve von etwa 37–40 Milliarden Kubikmetern – rund 10 % des jährlichen Verbrauchs – analog zur strategischen Erdölreserve der USA in Erwägung ziehen. Ein solcher Puffer könnte bei Systembelastung genutzt und bei Normalisierung der Lage wieder aufgefüllt werden. Das ist vielleicht die vernünftigste Lehre aus diesem Winter.

Herzliche Grüße,
Alexander Stahel

PS: Drücke das Herz, wenn diese Analyse einen Mehrwert bot.

PPS: Und sag mir Bescheid, falls du schon mal eine bessere und detailliertere Analyse zum europäischen Erdgas gesehen hast. Ich warte.