Konjunktur und Energieverbrauch

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Ausgabe 10/2026
28. Oktober 2026



- Das **Bruttoinlandsprodukt (BIP)** verzeichnete für das 2. Quartal 2026 saison- und kalenderbereinigt Wachstum gegenüber dem Vorquartal in Höhe von 0,3 %.
- Die reale **Produktion im Produzierenden Gewerbe** nahm im August zu, zwar verzeichnete die Automobilindustrie Rückgänge, allerdings stieg die Produktion im Maschinenbau an.
- Der **Stromverbrauch** (Nettostromverbrauch zzgl. Speicherdifferenzen und Netzverlusten) betrug im September insgesamt 39,6 Mrd. kWh und lag damit kalendermonatlich 1,2 % über seinem Vorjahreswert. Normalarbeitstäglich war ein Anstieg von 1,1 % zu verzeichnen. Der **Anteil der Erneuerbaren Energien** bezogen auf den Bruttostromverbrauch lag bei 64 %.
- Die **Stromerzeugung** lag auch im September mit insgesamt +8,1 % deutlich über dem Niveau des Vorjahresmonats. Die Erneuerbaren Energien verzeichneten einen Produktionszuwachs von 5,4 %, die fossilen Energieträgern 13,0 %.
- Im September floss erneut entgegen der in den letzten Jahren üblichen Importüberschüsse mehr Strom aus Deutschland in das Ausland als in umgekehrte Richtung. Der **Stromaustauschsaldo** Deutschlands betrug -0,9 Mrd. kWh.
- Im September 2026 wurden in Deutschland nach ersten Zahlen 42,0 Mrd. kWh **Erdgas** verbraucht; 2,7 % weniger als im Vorjahresmonat.
- Per Saldo wurden im September 12,0 Mrd. kWh Erdgas in die **Erdgasspeicher** eingespeichert. Am Monatsende waren die Speicher mit 143,6 Mrd. kWh befüllt, was einem Füllstand von 58,0 % entspricht.
- Im Juli 2026 wurden 3,5 Mrd. kWh **Fernwärme** (einschließlich Fernkälte; vorläufig) erzeugt und verbraucht; 2,5 % weniger als im Vorjahresmonat.
- Die **Termin- und Spotmarktpreise** Gas stiegen im September weiter aufgrund des Iran-Kriegs an. Auch die CO_2-Zertifikatspreise zeigten einen moderat steigenden Trend. Resultierend aus dem Anstieg der Gas- und CO_2-Preise, stiegen auch die Stromterminpreise im September deutlich an. Auch der Spotmarkt für Strom zeigt ein deutlich erhöhtes Niveau.
- **Sonderthema** dieser Ausgabe ist eine detaillierte Analyse des Rollouts für intelligente Strommesssysteme (Smart-Meter) auf Basis des Benchmarks der Bundesnetzagentur zum Stichtag 30.06.2026. Insgesamt sind inzwischen 26,1 % der Pflichteinbaufälle mit Smart-Metern ausgestattet.

Inhalt

1. Konjunkturentwicklung 3

1.1. Wirtschaftswachstum 3

1.2. Produktionsindizes 4

2. Witterungsdaten 7

3. Strom 10

3.1. Stromverbrauch 10

3.2. Stromerzeugung 11

3.3. Stromaustausch 15

4. Erdgas 16

4.1. Erdgasverbrauch 16

4.2. LNG-Importe 18

4.3. Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas 19

4.4. Speicherfüllstände Erdgas 20

5. Fernwärme 22

5.1. Fernwärmeverbrauch 22

5.2. Fernwärmeerzeugung 23

6. Preise 24

7. Aktuelle Entwicklungen beim Einbau von intelligenten Messsystemen (Smart-Meter) für Strom 27

Datenanhang Stromerzeugung und -verbrauch 29

Datenanhang Erdgasaufkommen und -verbrauch 31

Datenanhang Fernwärmeerzeugung und -verbrauch 32

Datenanhang Preise 33

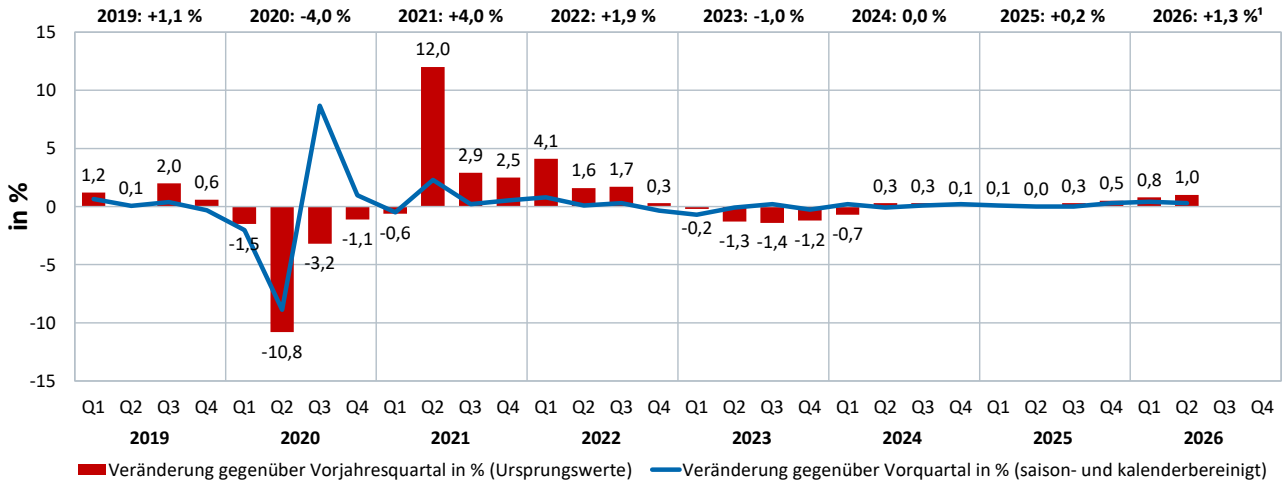
Ihre Ansprechpartner beim BDEW e.V. in der Abteilung Volkswirtschaft: 34

1. Konjunkturentwicklung

1.1. Wirtschaftswachstum

Bruttoinlandsprodukt

preisbereinigt, verkettet



Quelle: Destatis, Stand 24.09.2026

[1] lt. Prognosen der Gemeinschaftsdiagnose Herbst vom 24.09.2026

BIP-Wachstum positiv in Q2, August verzeichnet Produktionszuwächse

Im 2. Quartal 2026 verzeichnete das BIP ein Plus gegenüber dem Vorquartal in Höhe von 0,3 %. Insbesondere sorgten hohe Exporte in die EU für eine unerwartet robuste Konjunkturentwicklung trotz unsicherer Weltlage. Private Investitionen und Konsum wirkten sich derweil negativ bzw. neutral auf das BIP-Wachstum aus.

Im August nahm die Produktion im Produzierenden Gewerbe im Vormonatsvergleich um 2 % zu, nachdem sie im Juli noch einen Rückgang gezeigt hatte. Ausschlaggebend war neben der Baubranche die Leitindustrie Maschinenbau, die ein Plus von 5,3 % im Vormonatsvergleich verzeichnete. In den energieintensiven Industriezweigen[1] ging die Produktion im Vormonatsvergleich erneut leicht zurück und befindet sich nun auf einem Produktionsniveau von unter 80 % gegenüber 2021. Auch im Fahrzeugbau wurden Produktionsrückgänge gemeldet. Die Auftragseingänge verzeichneten derweil über das gesamte Verarbeitende Gewerbe hinweg leichte Zuwächse.

Die Verbraucherpreisinflation erreichte im September mit 3,3 % einen neuen Jahreshöchstwert. Hohe Energieträgerpreise wirkten sich unmittelbar aus und trieben zunehmend auch die Erzeugerpreise gewerblicher Produkte.

Experten sehen positive Ausblicke trotz Risiken

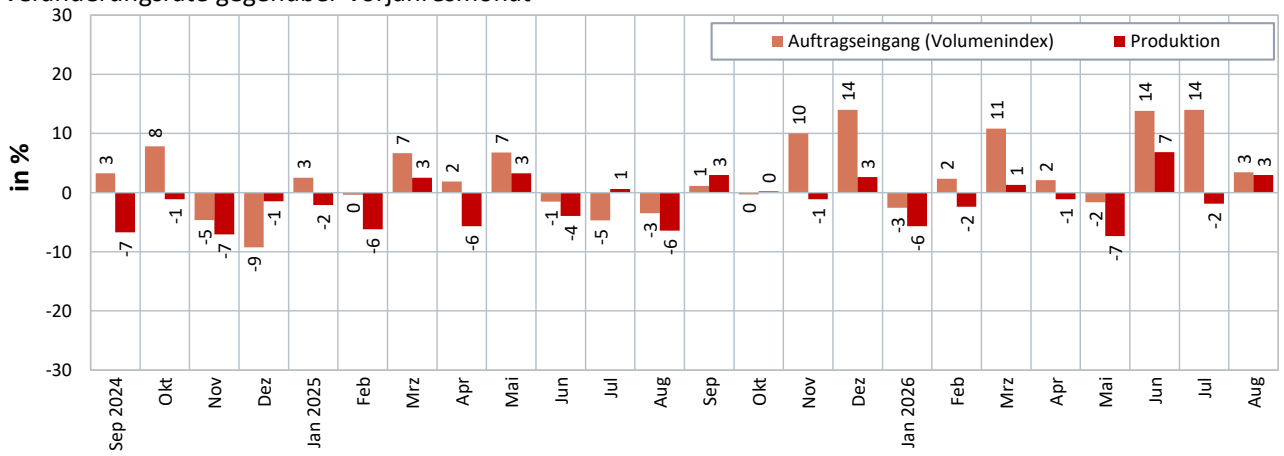
Im Herbstgutachten der Gemeinschaftsdiagnose führender Wirtschaftsforschungsinstitute wird der inländischen Konjunktur trotz widriger Umstände ein verhaltener Aufschwung konstatiert, der sich fortsetzen werde, dabei gehen die Forschenden von einer Entspannung der Lage im Persischen Golf bis Ende des Jahres aus. Der ifo-Geschäftsklimaindex und der IMK-Konjunkturindikator zeigen ebenfalls positive Konjunkturerwartungen. Die Rezessionswahrscheinlichkeit sei so gering wie zuletzt vor dem Beginn des Iran-Krieges. Zwar bliebe die Lage auf den internationalen Energiemärkten angespannt, die deutsche Wirtschaft habe sich jedoch robuster gezeigt, als zuvor erwartet. Es gelte nun die konjunkturelle Stabilisierung zu erreichen durch Abwenden langandauernder Konsumschwächen und weiter ausbleibender Investitionen.

[1] Herst. v. chemischen Erzeugnissen, Metallerzeugung und -bearbeitung, Kokerei und Mineralölverarbeitung, H. v. Glas, -waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden, Herst. v. Papier, Pappe und Waren daraus

1.2. Produktionsindizes

Entwicklung von Auftragseingang und Produktion: Verarbeitendes Gewerbe insgesamt

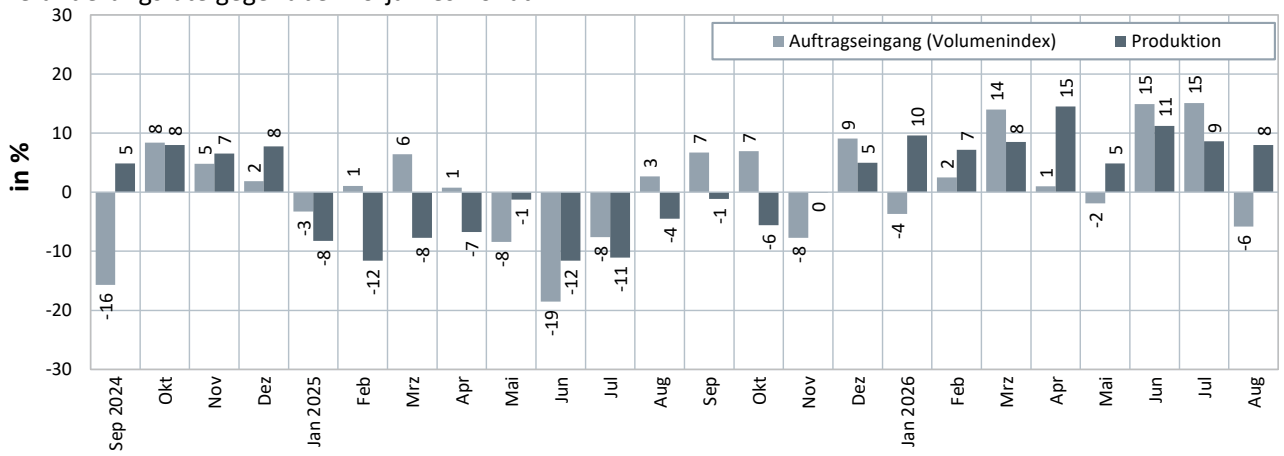
Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Entwicklung von Auftragseingang und Produktion: Eisen- und Stahlerzeugung

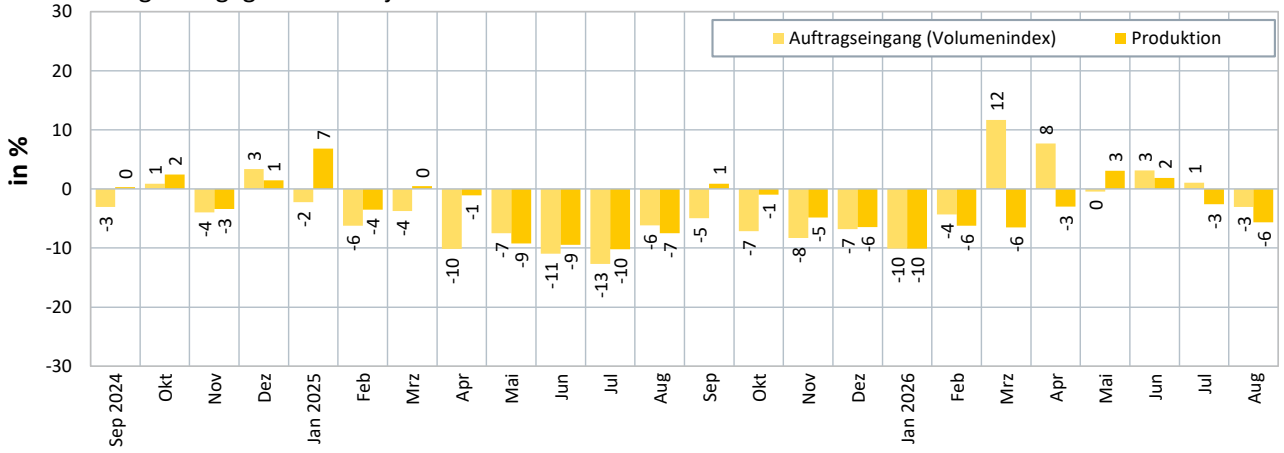
Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Entwicklung von Auftragseingang und Produktion: Chemische Grundstoffe

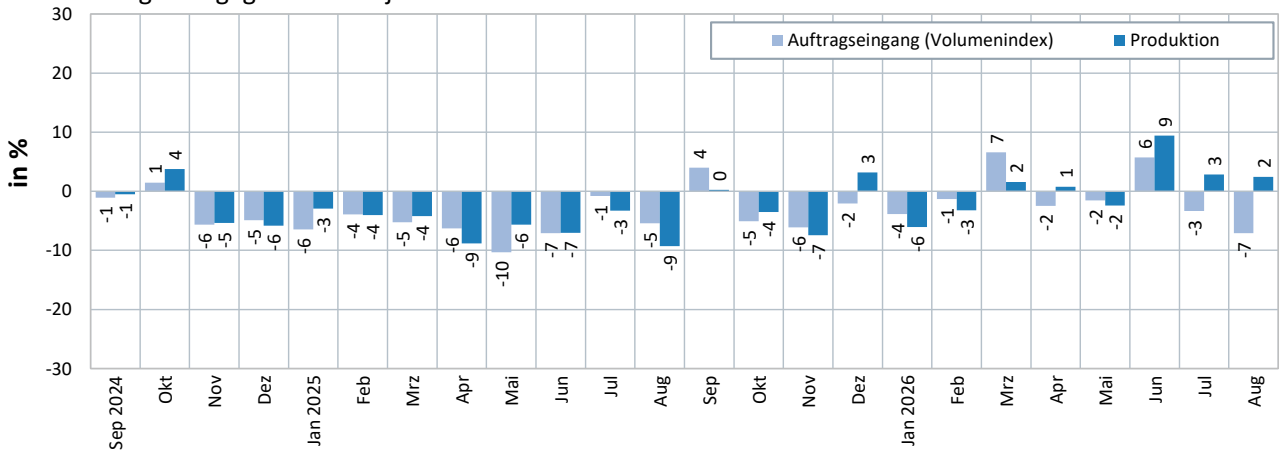
Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Entwicklung von Auftragseingang und Produktion: Papierherstellung

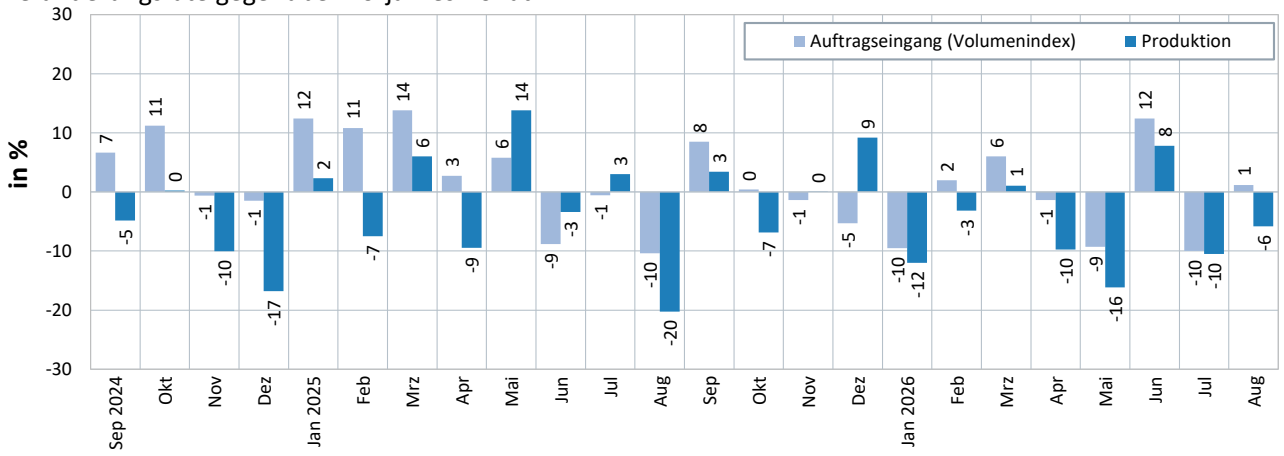
Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Entwicklung von Auftragseingang und Produktion: Fahrzeugbau

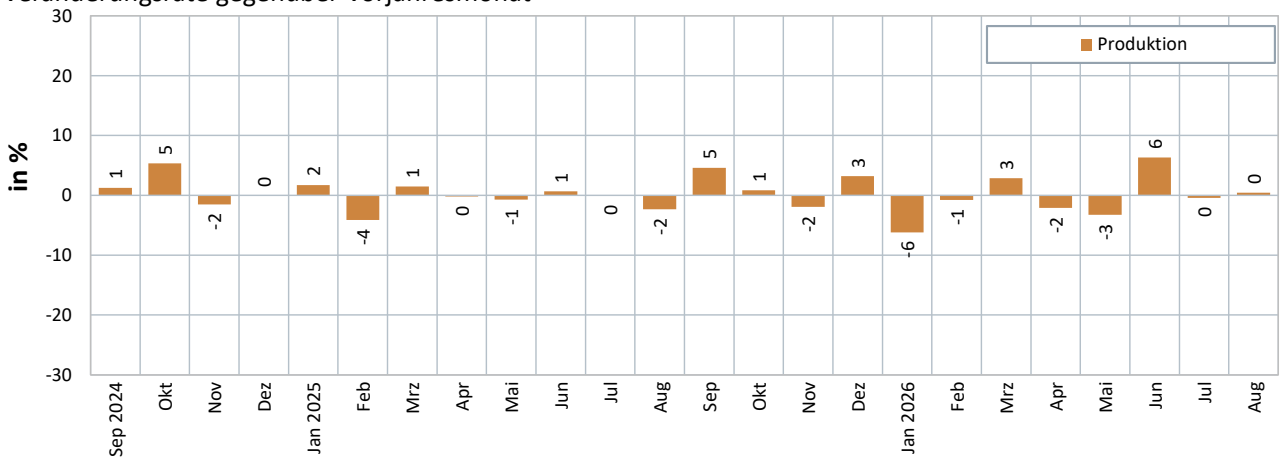
Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Entwicklung der Produktion: Nahrungsmittel

Veränderungsrate gegenüber Vorjahresmonat



Quelle: Destatis, BDEW (eigene Berechnung)

Erläuterungen

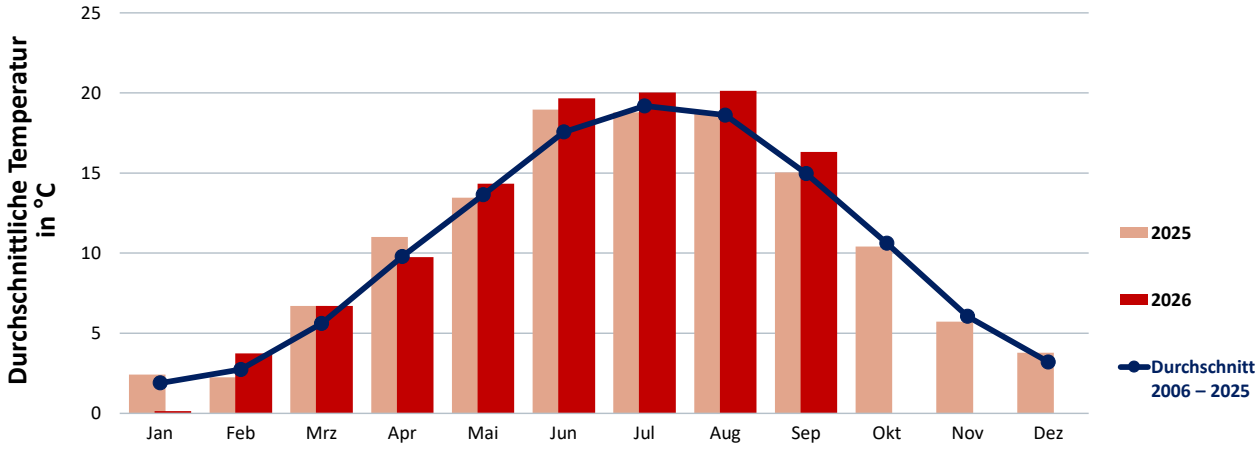
Der Produktionsindex spiegelt die Entwicklung der produzierten Mengen an Gütern und Dienstleistungen wider und ist damit ein Indikator für den Energieverbrauch der Industrie. Da der Energieverbrauch bei vielen Produktionsprozessen nur eine untergeordnete Rolle als Inputfaktor spielt, gibt der Gesamtindex für das Verarbeitende Gewerbe zwar eine Richtung für den Industrieverbrauch von Energie vor, von größerer Bedeutung sind jedoch die Einzelindizes der besonders energieintensiven Branchen.

Der Index für den Auftragseingang ist ein vorauseilender Indikator für die Produktion. Abgebildet sind als Indikatoren für den Energieverbrauch jeweils die Originalwerte, d. h. eine Bereinigung um Kalender-, Saison- und Temperatureffekte ist nicht enthalten. Daher rührt auch bspw. der regelmäßige, ferienbedingte Rückgang im Sommer. Die Veränderungsraten zum Vorjahresmonat liefern die aussagekräftigeren Daten.

2. Witterungsdaten

Temperatur

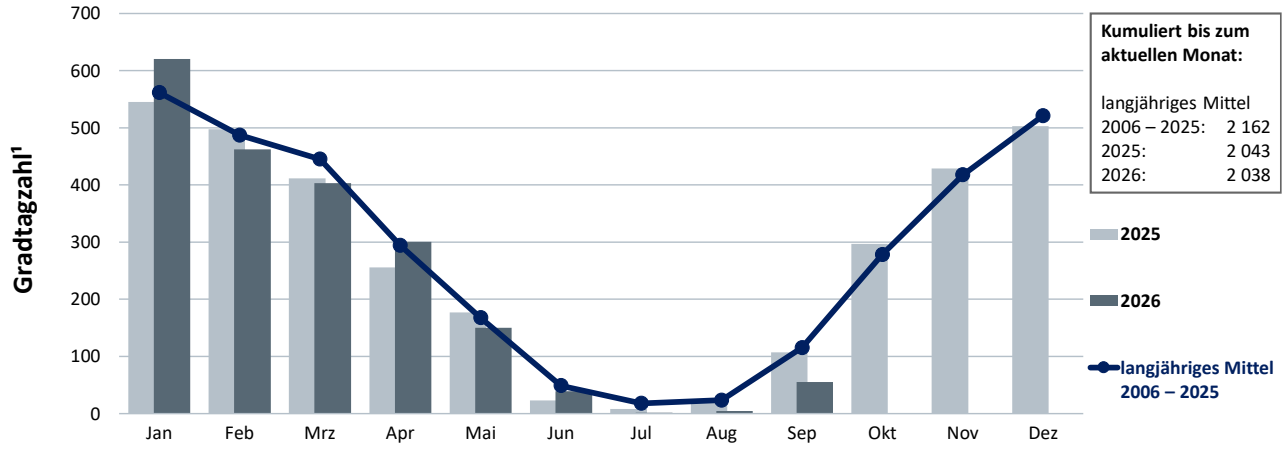
als Verbrauchsindikator gewichtet mit der Einwohnerzahl pro Bundesland zum 31.12.2025 – Auswertung von 39 Wetterstationen des DWD



Quelle: DWD; eigene Berechnung

Gradtagzahl Heizen

als Verbrauchsindikator gewichtet mit der Einwohnerzahl pro Bundesland zum 31.12.2025 – Auswertung von 43 Wetterstationen des DWD

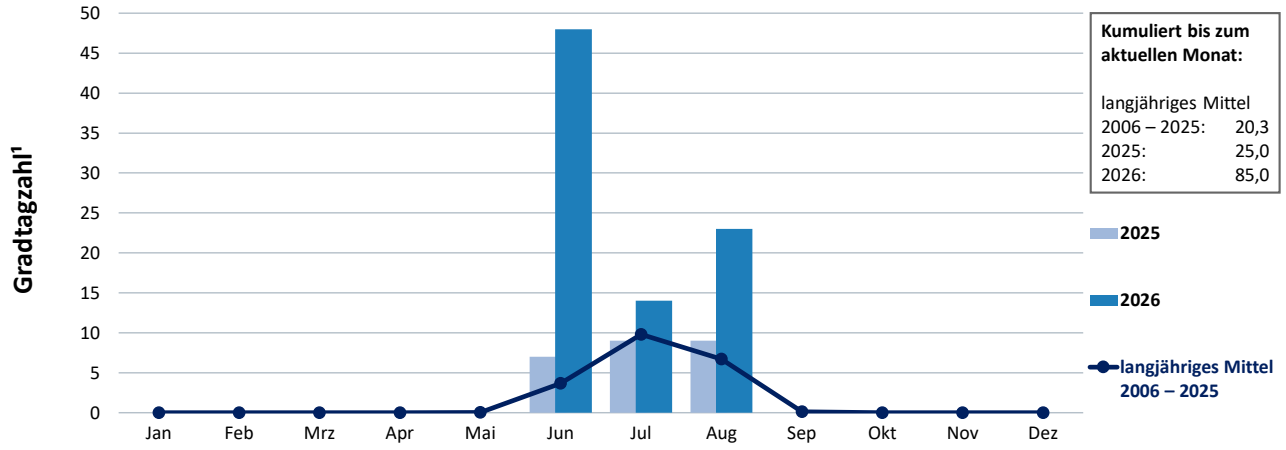


Quellen: DWD, Destatis; eigene Berechnungen

¹ nach VDI-Richtlinie 2067

Gradtagzahl Kühlen

als Verbrauchsindikator gewichtet mit der Fläche der Wohn- und Nichtwohngebäude pro Bundesland
Berechnungsbasis: Tagestemperaturen von 450 Wetterstationen

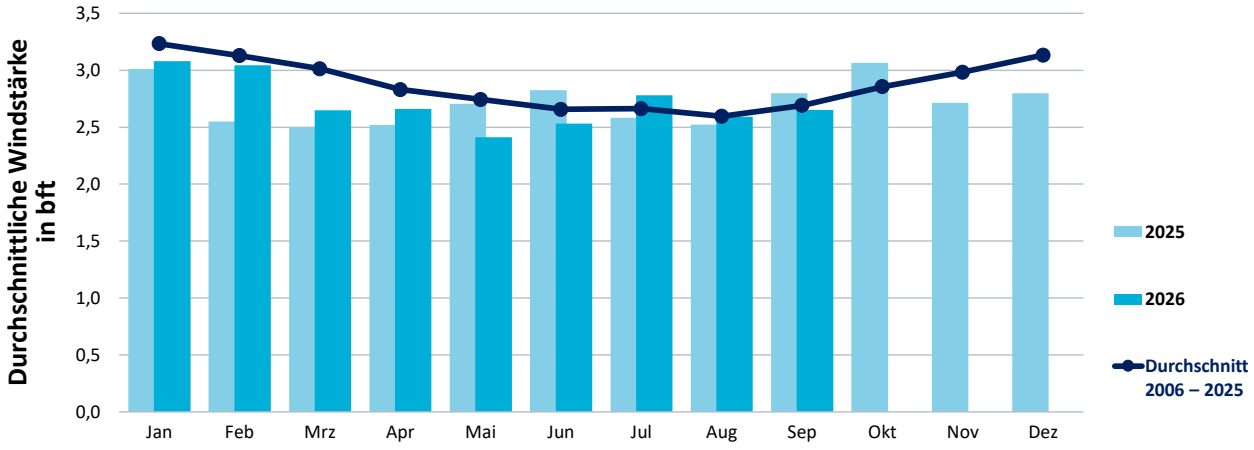


Quelle: ZSW, Stand 10/2026

¹ Die Grenztemperaturen sind (analog zu den Gradtagen) 21 °C und 24 °C.

Windstärke

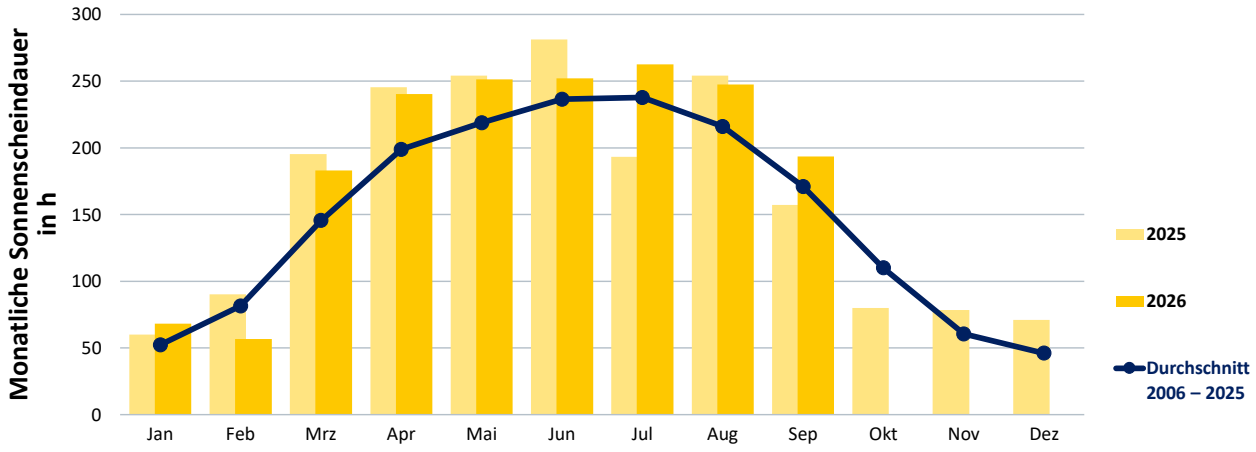
als Erzeugungsindikator gewichtet mit der geografischen Verteilung der installierten Leistung der Windenergieanlagen zum 31.12.2025 – Auswertung von 39 Wetterstationen des DWD



Quelle: DWD; eigene Berechnung

Sonnenschein

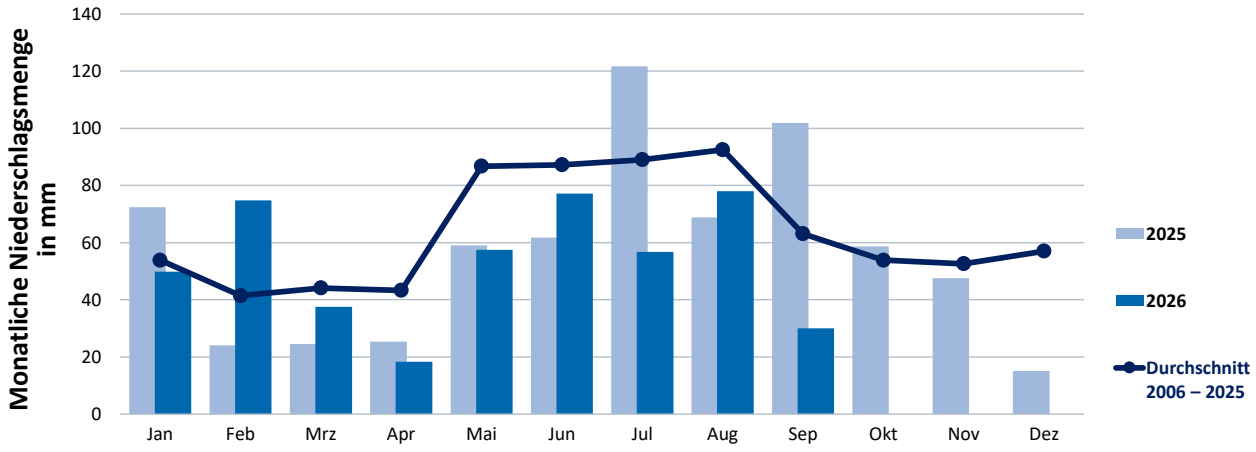
als Erzeugungsindikator gewichtet mit der geografischen Verteilung der installierten Leistung der PV-Anlagen zum 31.12.2025 – Auswertung von 39 Wetterstationen des DWD



Quelle: DWD; eigene Berechnung

Niederschlag

als Erzeugungsindikator gewichtet mit der geografischen Verteilung der installierten Leistung der Wasserkraftanlagen zum 31.12.2025 – Auswertung von 39 Wetterstationen des DWD



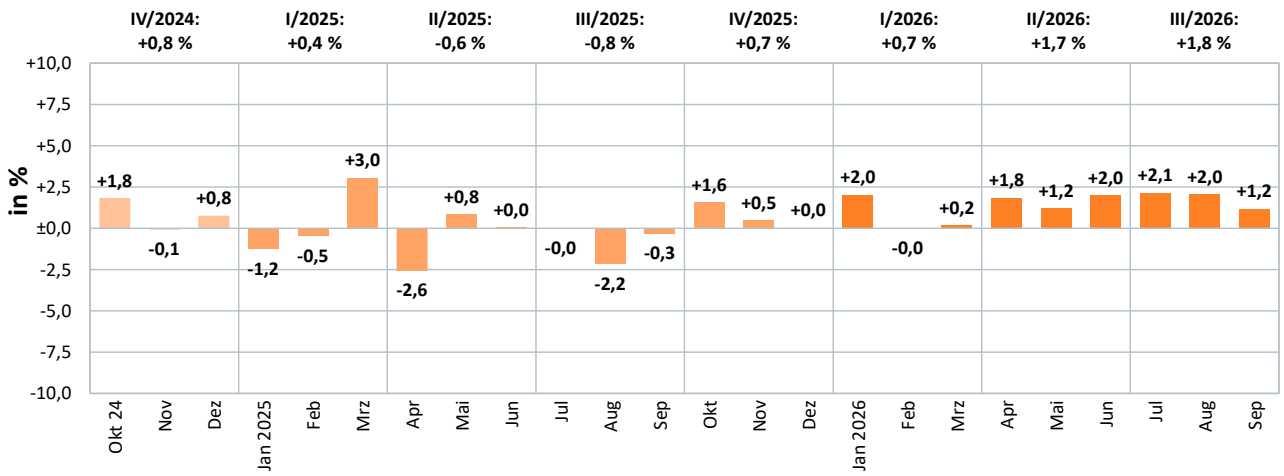
Quelle: DWD; eigene Berechnung

3. Strom

3.1. Stromverbrauch

Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs

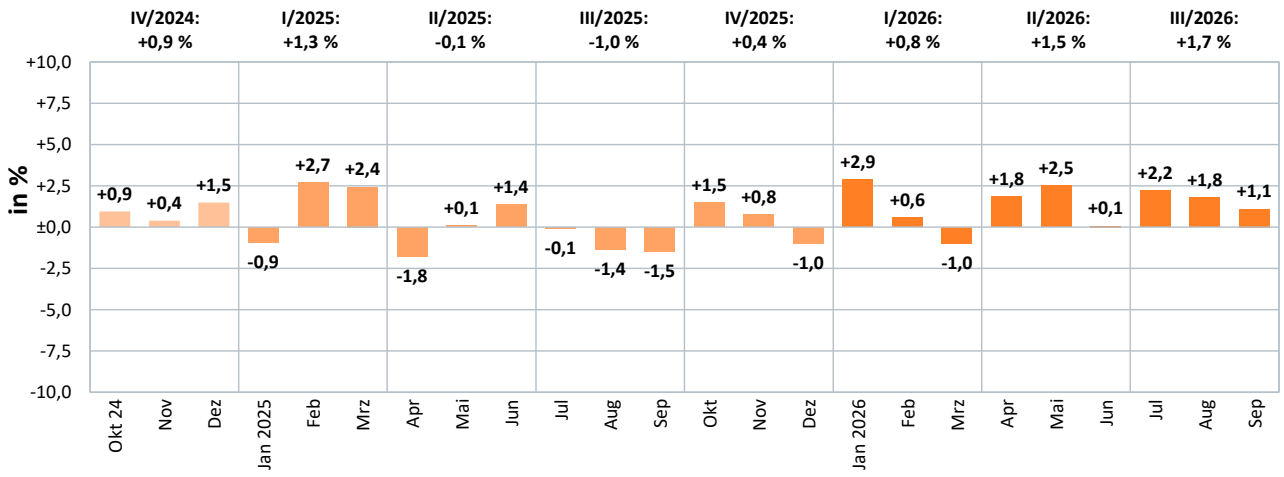
Veränderungen gegenüber Vorjahreszeitraum **(kalendermonatlich)**



Quelle: BDEW, Stand 10/2026

Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs

Veränderungen gegenüber Vorjahreszeitraum **(normalarbeitstäglich)**



Quelle: BDEW, Stand 10/2026

Stromverbrauch im September weiterhin im Plus

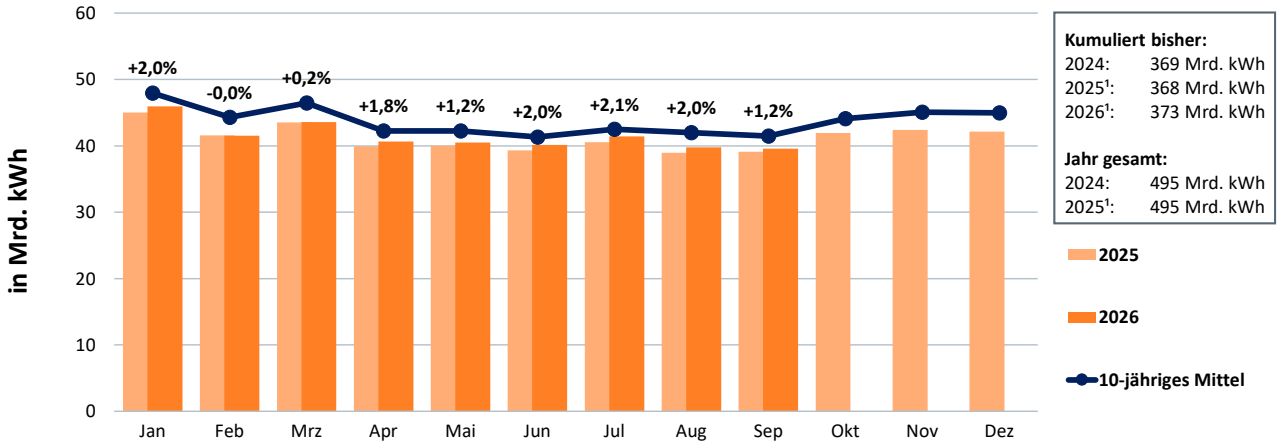
Der Gesamtstromverbrauch (Nettostromverbrauch zzgl. Speicherdifferenzen und Netzverluste) betrug insgesamt 39,6 Mrd. kWh und lag damit kalendermonatlich 1,2 % über seinem Vorjahreswert. Normalarbeitstäglich war ein Anstieg von 1,1 % zu verzeichnen.

In Summe betrug der Gesamtstromverbrauch in den ersten neun Monaten 2026 373,1 Mrd. kWh. Das entspricht einem kalendermonatlichen Zuwachs von 1,4 % und einem normalarbeitstäglichen Zuwachs von 1,3 %.

Seit Ende des 1. Quartals ist in diesem Jahr bisher durchgängig ein Verbrauchszuwachs zu beobachten.

Monatlicher Stromverbrauch in Deutschland

Gesamtstromverbrauch 2026 bisher: 373 Mrd. kWh[1]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +1,4 %

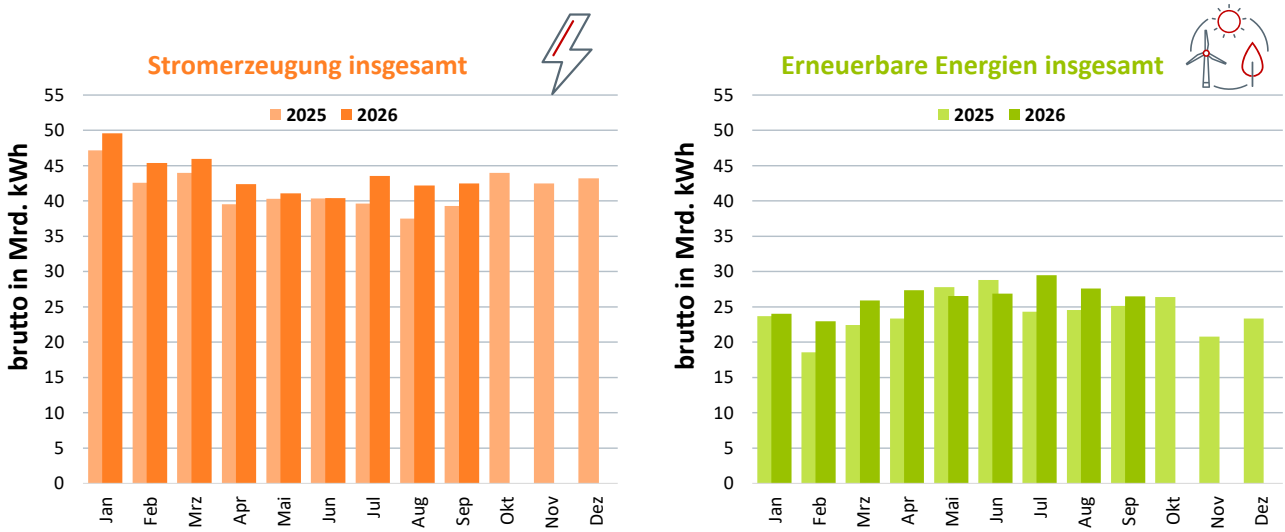


Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat
[1] vorläufig; kalendermonatlich

Quelle: BDEW, Stand 10/2026

3.2. Stromerzeugung

Stromerzeugung insgesamt und aus Erneuerbaren Energien



Quellen: Destatis, DEBRIV, ENTSO-E, ZSW, BDEW; Stand 10/2026

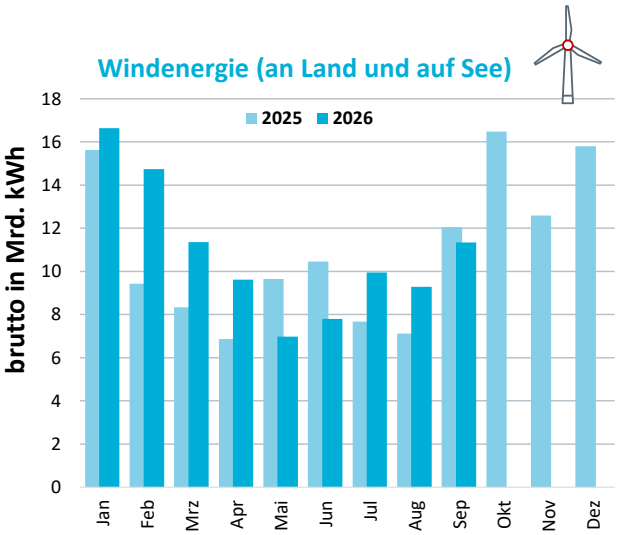
Stromerzeugung auch im September hoch

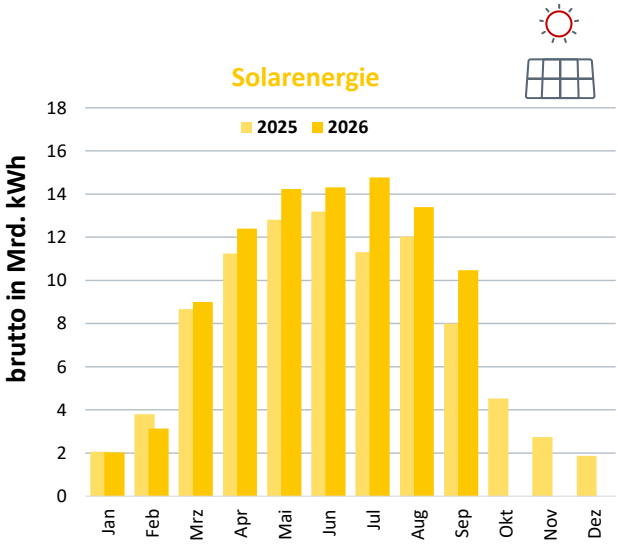
Die Stromerzeugung in Deutschland lag im September insgesamt mit einem Plus von 8,1 % deutlich über dem Niveau des Vorjahresmonats. Aus Erneuerbaren Energien wurde in Summe mit 26,5 Mrd. kWh 5,4 % mehr Strom erzeugt. Diese Steigerung ist hauptsächlich durch günstige Witterungsbedingungen für die Solarenergie begründet.

Die Erzeugung aus fossilen Energieträgern nahm um 13,0 % auf 16,0 Mrd. kWh zu. In Summe wurden 42,5 Mrd. kWh Strom erzeugt.

Insgesamt wurden in den ersten neun Monaten 2026 mit 393,0 Mrd. kWh 6,1 % mehr Strom erzeugt als im Vorjahreszeitraum. Erneuerbare Energien lieferten 8,5 % mehr Strom, fossile 2,7 % mehr.

Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie



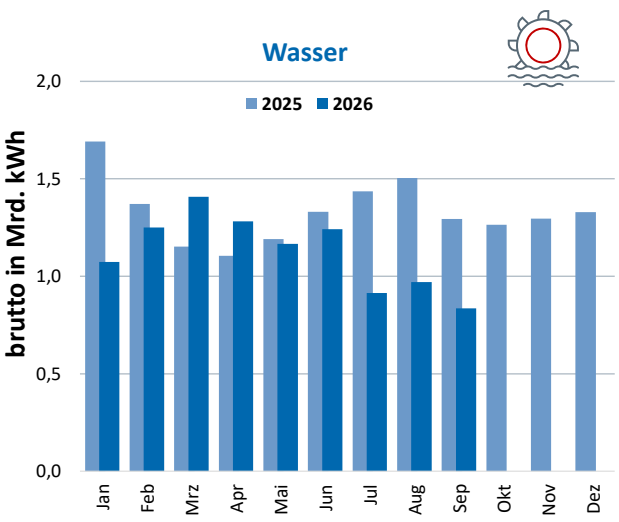


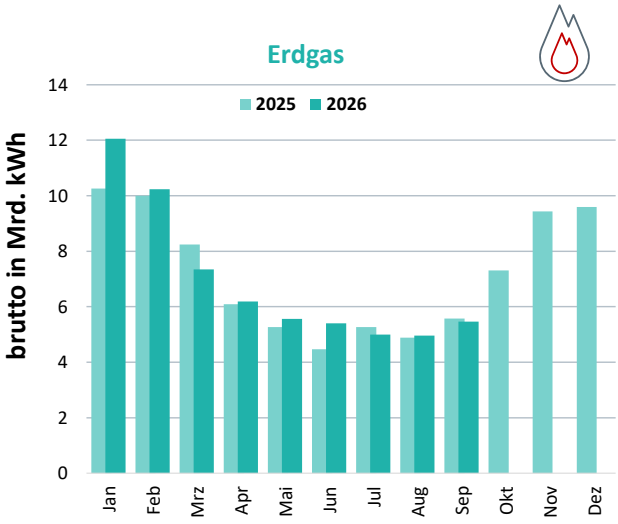
Quellen: ZSW, BDEW; Stand 10/2026

Windkraftanlagen an Land und auf See erzielten im September mit 11,3 Mrd. kWh einen Ertrag, der 6 % unter dem Vorjahreswert lag, im Vorjahresmonat hatten günstige Witterungsbedingungen zu einer hohen Erzeugung geführt. Dagegen lag der Windstärkenindikator in diesem Jahr etwas niedriger als das langjährige Mittel. Die Erzeugung in diesem Jahr liegt trotzdem im Vergleich zum Durchschnitt der letzten 10 Jahre hoch, insbesondere getrieben durch den erfolgreichen Zubau. Die Witterungsbedingungen zeigten jedoch auch geografische Unterschiede: Während Windkraftanlagen auf See mit einer erzeugten Strommenge von 2,1 Mrd. kWh 14 % weniger als im Vorjahresmonat produzierten, wurden aus Windenergie an Land 9,3 Mrd. kWh Strom generiert. Das sind nur 4 % weniger als im letzten Jahr.

Photovoltaikanlagen lieferten im sonnigen September mit 10,5 Mrd. kWh 31 % mehr Strom als im Vorjahresmonat. Der Sonnenscheinindikator lag dabei deutlich über dem Vorjahresmonat. Damit wurden erstmalig in einem September mehr als 10 Mrd. kWh aus Photovoltaik generiert.

Stromerzeugung aus Wasserkraft und Erdgas



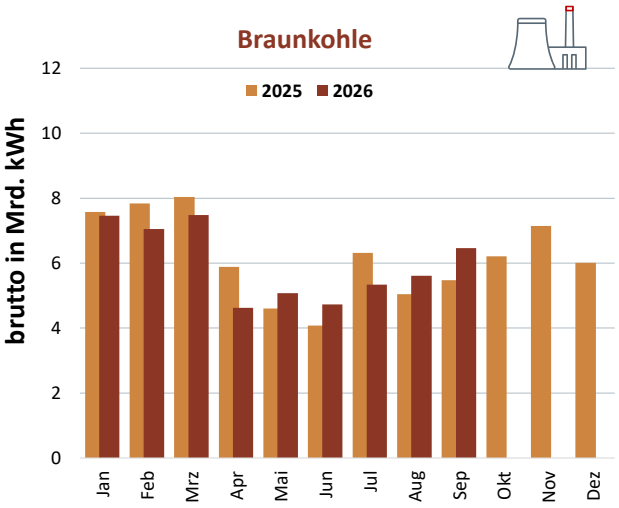


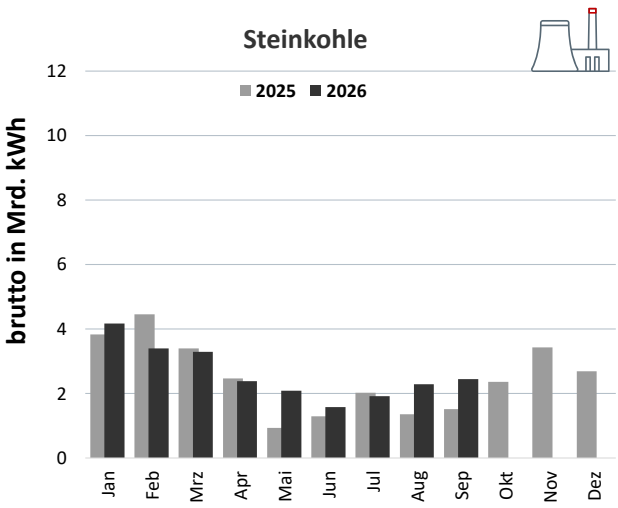
Quellen: Destatis, ENTSO-E, BDEW; Stand 10/2026

Aus **Wasserkraft** wurden im September nur 0,8 Mrd. kWh Strom erzeugt, das sind 35 % weniger als im Vorjahresmonat. Im Vergleich zum Durchschnitt der letzten Jahre ist der Produktionseinschnitt noch stärker. Hier machen sich geringe Niederschläge und Pegelstände deutlich bemerkbar. Insgesamt lag die Stromerzeugung aus Wasserkraft wie schon im Jahr 2025 auch 2026 bisher gravierend unter ihrem 10-Jahresmittel.

Gaskraftwerke und BHKW lieferten im September mit 5,5 Mrd. kWh 2,0 % weniger Strom als im Vorjahresmonat.

Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle





Quellen: DEBRIV, Destatis, ENTSO-E, BDEW; Stand 10/2026

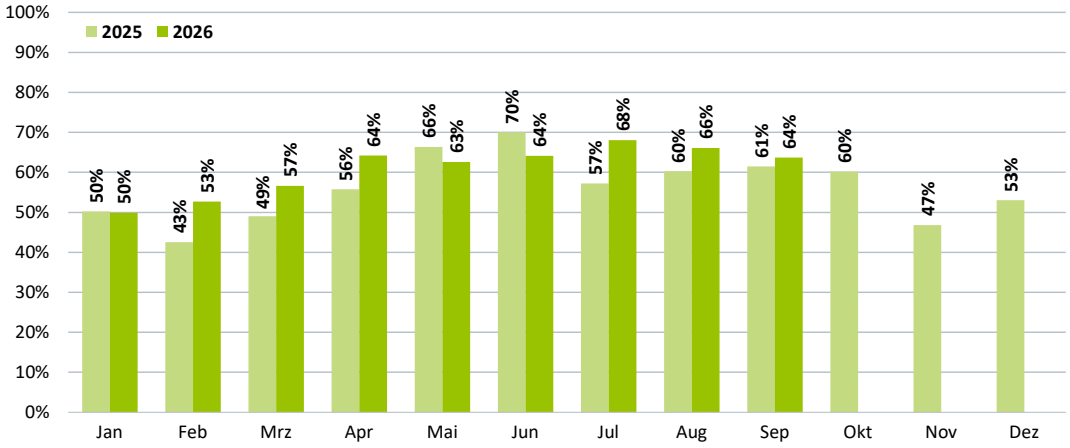
Braunkohlekraftwerke produzierten im September im Vergleich zum Vorjahr mit 6,5 Mrd. kWh 18,0 % mehr Strom als im Vorjahresmonat.

Die **Steinkohlekraftwerke** erzeugten im September mit 2,4 Mrd. kWh zwar 61,1 % mehr Strom als im Vorjahresmonat, absolut betrachtet waren dies jedoch lediglich 0,9 Mrd. kWh mehr.

Erneuerbaren-Quote

Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch[1]





Jahreswerte	
2016:	32,2 %
2017:	36,6 %
2018:	38,8 %
2019:	43,0 %
2020:	46,4 %
2021:	42,2 %
2022:	46,8 %
2023:	53,3 %
2024:	55,0 %
2025[2]:	55,8 %

Quellen: ZSW, BDEW; Stand 10/2026

[1] nachrichtlich: Anteil Erneuerbarer Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs
[2] vorläufig

Erneuerbare decken im September den sechsten Monat in Folge mehr als 60 % des Stromverbrauchs

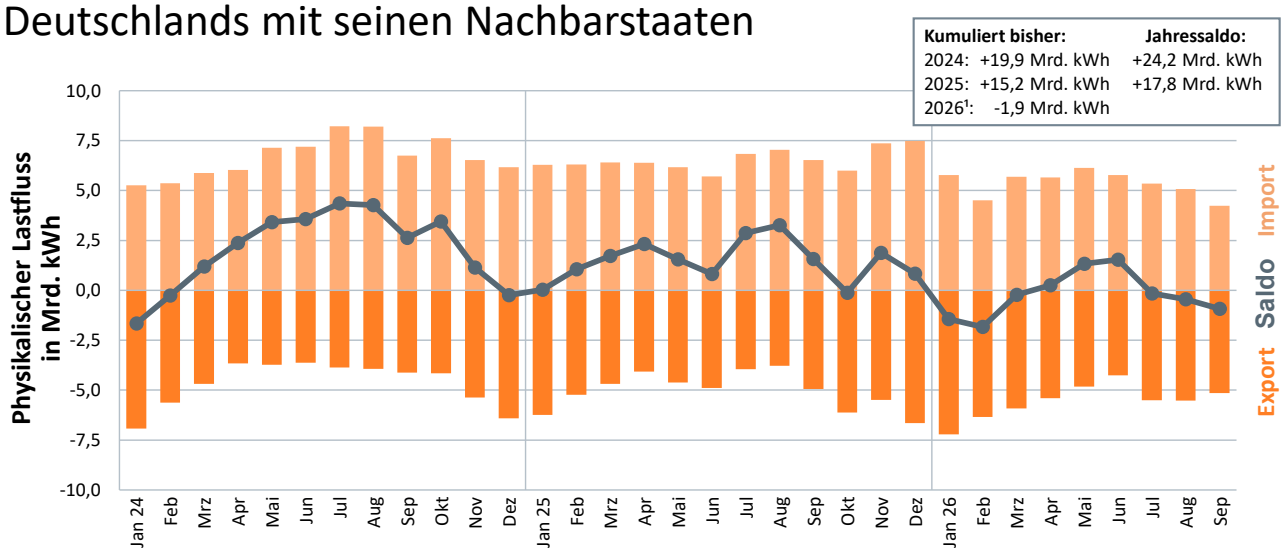
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg im Vergleich zum Vorjahresmonat. Insgesamt wurden 26,5 Mrd. kWh aus Erneuerbaren Energien erzeugt, im Vorjahr waren es noch 25,1 Mrd. kWh. Der Anstieg ist vor allem auf die Steigerung bei PV-Anlagen zurückzuführen, die aus dem fortschreitenden Zubau und vielen Sonnenstunden resultierten. Die Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft ging dagegen witterungsbedingt zurück.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien bezogen auf den Stromverbrauch erreichte dank der hohen Stromerzeugung aus Wind und Solar im September 64 % und lag 3 %-Punkte über dem Vorjahresmonat.

Zu beachten ist, dass hier in allen Berechnungen stets auch die Strommengen enthalten sind, die aus Solarenergie erzeugt, aber nicht ins Netz eingespeist, sondern vor Ort verbraucht werden.

3.3. Stromaustausch

Saisonaler Verlauf des Stromaustauschs Deutschlands mit seinen Nachbarstaaten



Quelle: BDEW; Stand 10/2026

[1] vorläufig

Leichter Exportüberschuss im September

Im September floss erneut entgegen der in den letzten Jahren zu beobachtenden üblichen Importüberschüsse mehr Strom aus Deutschland in das Ausland als in umgekehrte Richtung. Der Exportüberschuss betrug 0,9 Mrd. kWh. Im Vergleich zum Vorjahresmonat gingen die Stromimporte um 35,0 % auf 4,2 Mrd. kWh zurück, die Stromexporte stiegen um 4,3 % auf 5,2 Mrd. kWh an.

Insgesamt zeigte sich in den ersten neun Monaten des Jahres 2026 mit -1,9 Mrd. kWh ein leichter Exportüberschuss Deutschlands im Stromaustausch mit seinen Nachbarländern, nachdem 2024 und 2025 Deutschland im jeweiligen Zeitraum deutliche Importüberschüsse aufgewiesen hatte. Die Stromexporte nahmen bisher in Summe um 18,2 % auf 50,1 Mrd. kWh zu, die Stromimporte gingen um 16,4 % auf 48,2 Mrd. kWh zurück.

Das saisonal übliche Muster zeigt eine in den Wintermonaten tendenziell höhere Exportneigung und in den Sommermonaten tendenziell höhere Importneigung. Untertägig können sich aber Import- und Exportsituationen auch stündlich ändern je nach Erzeugungs- und Verbrauchssituation. Dieses Muster wird seit 2025 zunehmend durchbrochen und stärker von der Stromerzeugung aus Wind und Sonne sowohl in Deutschland als auch den benachbarten europäischen Ländern beeinflusst. Diese Flexibilität der grenzüberschreitenden Lastflüsse ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt. In Importsituationen stehen im benachbarten Ausland teilweise günstigere Erzeugungsoptionen zur Bedarfsdeckung zur Verfügung, als das in Deutschland der Fall gewesen ist. In Exportsituationen kann Deutschland teilweise günstiger Strom bereitstellen als das benachbarte Ausland. Im Ergebnis ergibt sich aus gesamteuropäischer Sicht ein kosteneffizienter Erzeugungsmix.

Zudem schreitet der Ausbau der Erneuerbaren Energien auch im europäischen Ausland voran, sodass das europäische Stromsystem insgesamt zunehmend durch die Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien geprägt wird.

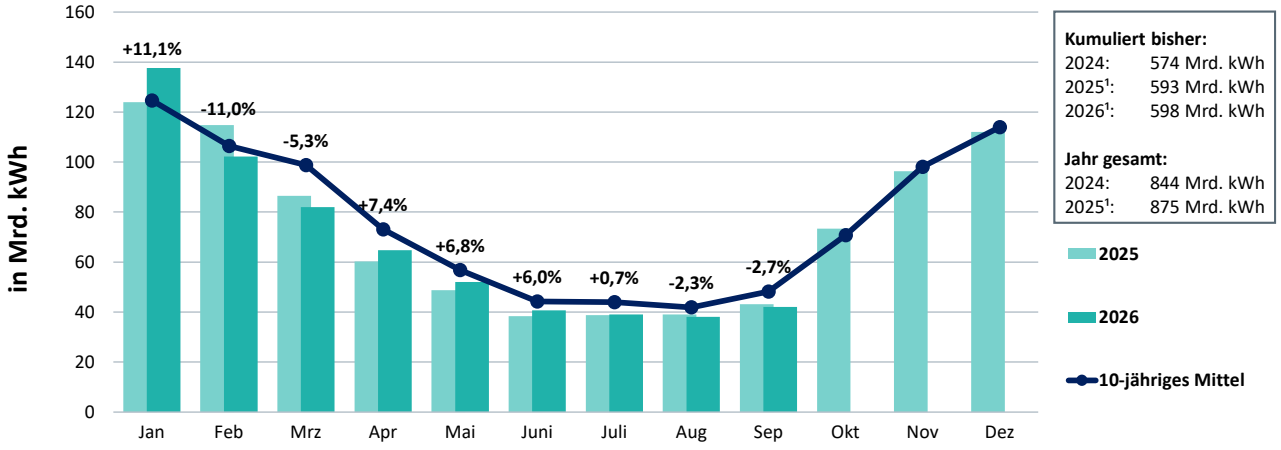
Stromimporte bedeuten weder eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland bei der Stromversorgung noch sind sie eine Indikation für Knappheiten in Deutschland. Im Bedarfsfall stünden genügend inländische Erzeugungskapazitäten zur Bedarfsdeckung in Deutschland zur Verfügung. Die enge europäische Vernetzung und die hohe Integration in den EU-Binnenmarkt im Bereich Energie ermöglicht die Nutzung günstigerer Erzeugungsoptionen im europäischen Ausland – insbesondere aus Erneuerbaren Energien, aber auch aus Kernkraftwerken. Dadurch wird zum Teil auch fossile Stromerzeugung in Deutschland substituiert. Damit wirkt der Stromimportsaldo auch emissionsmindernd auf die deutsche CO_2-Bilanz.

4. Erdgas

4.1. Erdgasverbrauch

Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland

2026 bisher: 598 Mrd. kWh[1]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +0,8 %



Quelle: BDEW, Stand 10/2026

Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat
[1] vorläufig

Witterung lässt Erdgasverbrauch leicht sinken

Im September 2026 wurden in Deutschland nach ersten Zahlen 42,0 Mrd. kWh Erdgas verbraucht; 2,7 % weniger als im Vorjahresmonat.

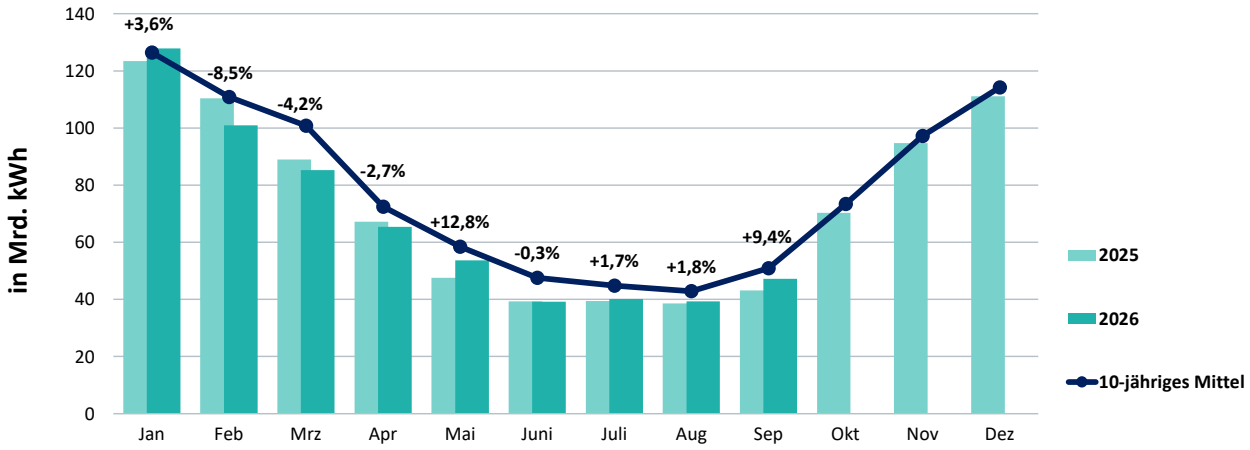
Dieser Verbrauchsrückgang hat mehrere Ursachen. Wärmere Witterung erforderte weniger Erdgas für Raumwärmezwecke, sowohl direkt als auch als Brennstoffeinsatz in der Fernwärmeversorgung. Preissignale sorgten für einen geringeren Einsatz in der Stromerzeugung. Vonseiten der Industriezweige, die viel Erdgas einsetzen, kamen ebenfalls keine verbrauchssteigernden Impulse.

Insgesamt wurden in den ersten drei Quartalen 2026 nach vorläufigen Zahlen 598 Mrd. kWh Erdgas verbraucht. Dieser Wert liegt mit +0,8 % etwas über dem Vorjahreswert von 593 Mrd. kWh, aber immer noch gut 6 % unter dem 10-jährigen Mittelwert für den Zeitraum 1. bis 3. Quartal.

In Summe glichen sich die Einflüsse von Witterung, Konjunktur und Preisentwicklungen 2026 bisher ungefähr aus. Die Ausnahme bildet der Januar, dessen Witterung außergewöhnlich kalt war und daher auch einen außergewöhnlich hohen Raumwärmebedarf induzierte.

Bereinigter monatlicher Erdgasverbrauch[1]

Veränderung 2026 gegenüber Vorjahreszeitraum bisher gesamt: +0,1 %[2]



Quelle: BDEW, Stand 10/2026

Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat
[1] um Witterungseinflüsse und ggf. Schalttage bereinigt; [2] vorläufig

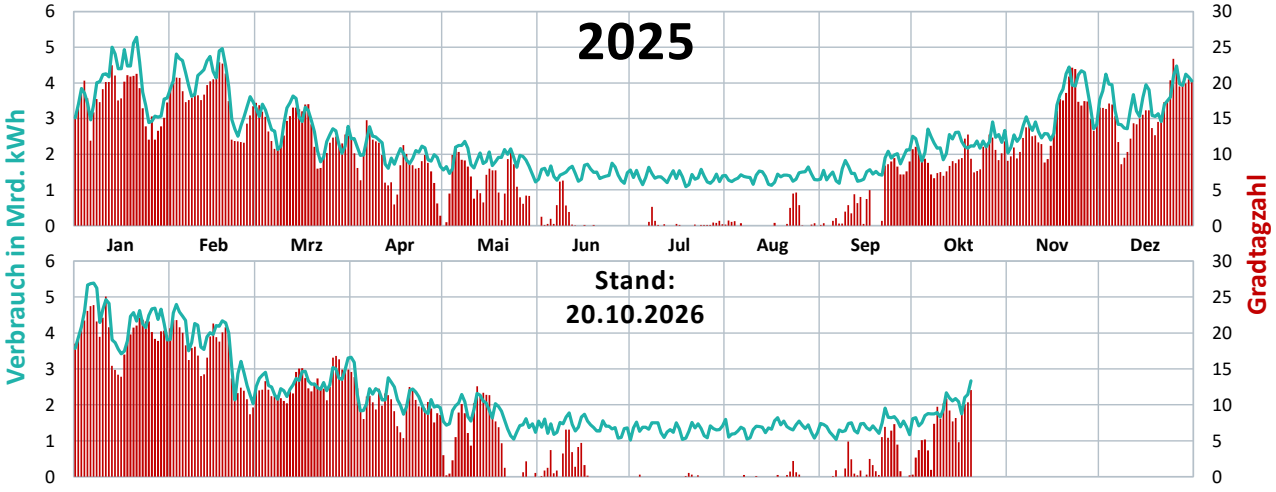
Der um Witterungseinflüsse bereinigte Verbrauch wies mit +9,4 % im Gegensatz zum effektiven Verbrauch für den September ein kräftiges Plus im Vergleich zum Vorjahreswert auf. Seit Jahresbeginn wären es in Summe mit bisher -0,1 % in etwa so viel wie im Vorjahreszeitraum gewesen.

Die Bereinigung des Erdgasverbrauchs um die Einflüsse der Witterung erfolgt, um darzustellen, wie der Verbrauch sich entwickelt haben könnte, wenn die Temperaturen dem langjährigen Durchschnitt entsprochen hätten. Ebenso wird gegebenenfalls um kalendarische Effekte wie einen Schalttag bereinigt.

Verbleibende Einflussfaktoren sind dann: Veränderungen im Bestand von erdgasbeheizten Wohnungen, eine Verschiebung des Energieträgermixes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, Sektorkopplungseffekte, Nutzung möglicher Fuel-Switch-Optionen, konjunkturelle Einflüsse und preisbedingte Nachfrageschwankungen.

Täglicher Erdgasverbrauch **Vorjahr und aktuelles Jahr im Vergleich**

Tageswerte 01.01. – 31.12., berechnet



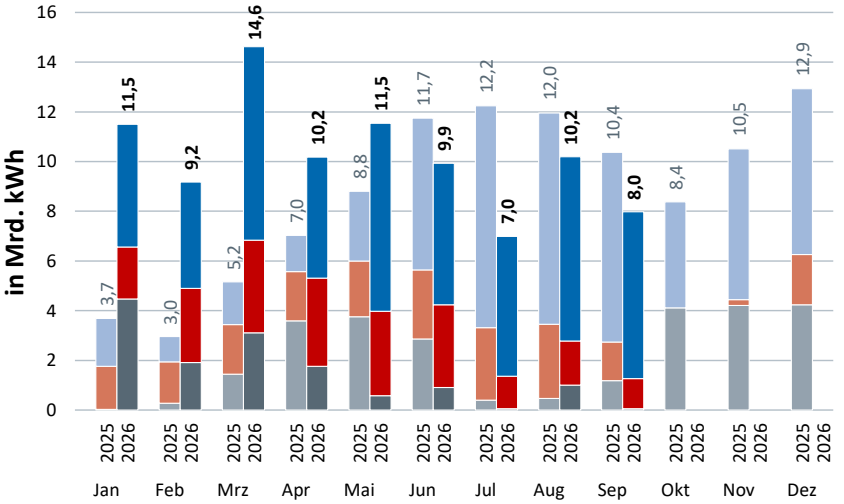
Quellen: ENTSOG, DWD, eigene Berechnungen

4.2. LNG-Importe

Gaseinspeisung über deutsche LNG-Terminals



Herkunft	Jahr 2025	2026 bisher
USA	94,3%	89,1%
Norwegen	3,7%	4,4%
Äquatorialguinea	1,0%	1,1%
Algerien	-	1,1%
Angola	-	1,1%
Offshore Westafrika	-	1,1%
Senegal	-	1,1%
Kamerun	-	1,0%
Trinidad & Tobago	1,0%	-



Quellen: GIE AGSI/ALSI, Vesselfinder; Stand 10/2026

LNG-Importe unter Vorjahresniveau

Im September 2026 wurden über deutsche LNG-Terminals insgesamt 8,0 Mrd. kWh ins deutsche Netz eingespeist. Im Vergleich zum Vorjahresmonat stellt dies einen deutlichen Rückgang um 23 % dar. Die hohen Anlandemengen, wie sie seit der Inbetriebnahme des zweiten Terminals in Wilhelmshaven bis Mai dieses Jahres zu beobachten waren, sind seit Sommer nicht mehr erreicht worden.

Die LNG-Anlandungen an deutschen Terminals in den ersten drei Quartalen dieses Jahres stammten zu 89,1 % aus den USA, zu 6,5 % aus afrikanischen Quellen und zu 4,4 % aus Norwegen. Damit ist im Vergleich zum Vorjahr der Anteil von LNG aus den USA im bisherigen Jahresverlauf gesunken, während der Anteil von LNG aus afrikanischen Ländern, aber auch aus Norwegen zulegt.

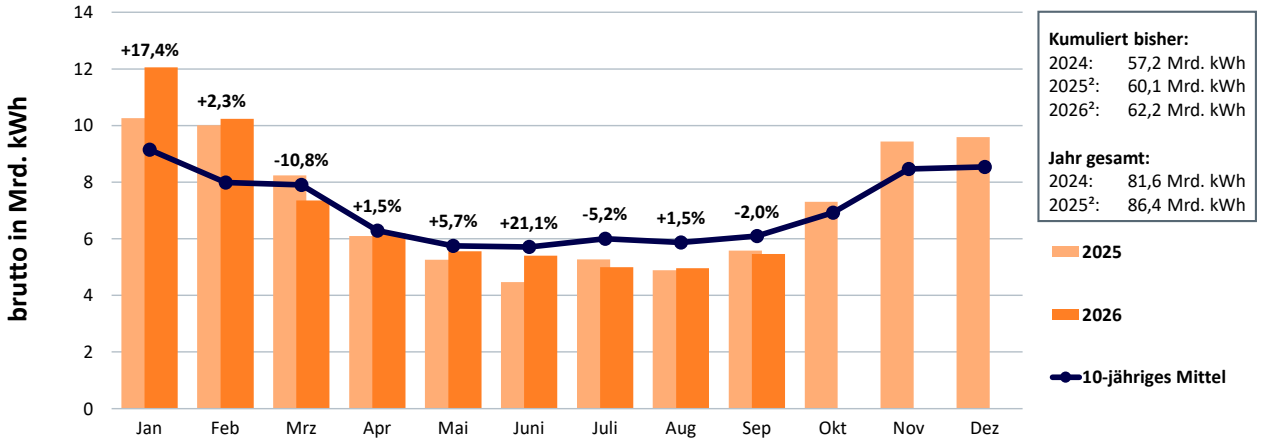
Der Großteil (84 %) aller im September 2026 angelandeten LNG-Mengen wurden in den Wilhelmshavener Terminals 1 und 2 eingespeist, 15 % in Brunsbüttel und 1 % in Mukran.

Derzeit befindet sich in Stade ein weiteres deutsches LNG-Terminal in der Inbetriebnahmephase. Erste Einspeisungen in das Gasnetz sind für November geplant.

4.3. Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas

Monatliche Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland[1]

2026 bisher: 62 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +3,6 %



Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat

Quellen: Destatis, AG Energiebilanzen, BDEW; Stand 10/2026

[1] in Kraftwerken der Stromversorger, Eigenanlagen der Industrie sowie BHKW sonstiger Betreiber; [2] vorläufig

Weniger Erdgas für Strom und Fernwärme

Im September 2026 wurde mit 5,5 Mrd. kWh 2 % weniger Strom aus Erdgas erzeugt als im Vorjahresmonat.

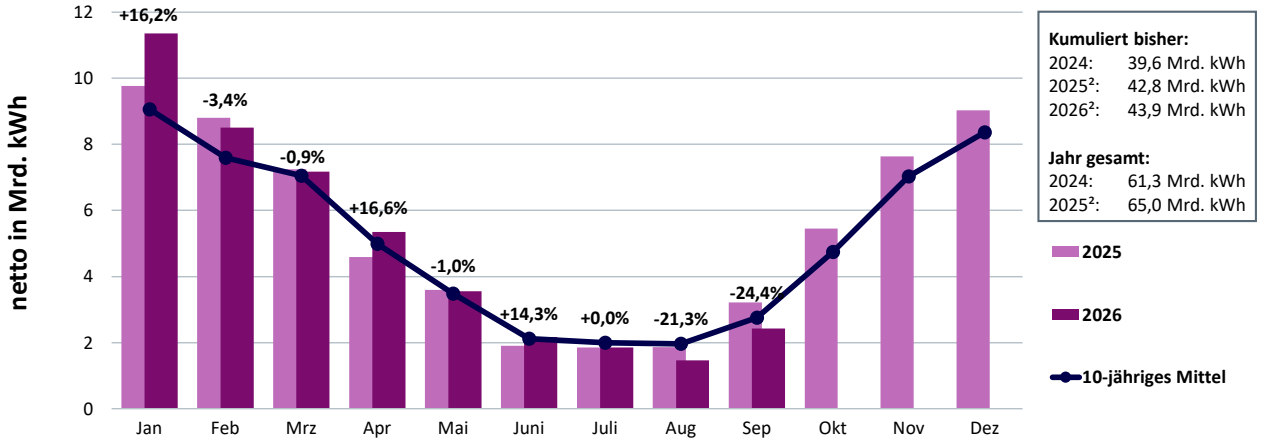
Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne sorgt für Schwankungen bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken, da diese entweder die fehlenden Mengen teilweise ersetzen oder bei einem hohen Angebot von Wind und Sonne ihre Produktion stark drosseln. Insbesondere während Kälteperioden oder windschwacher und sonnenarmer Phasen sind Gaskraftwerke für die Deckung des Strom- und Wärmebedarfs erforderlich.

Erste Zahlen zur Nettowärmeerzeugung aus Erdgas für die Fernwärme-/kälteversorgung zeigen, dass auch hier weniger Erdgas genutzt wurde als im Vorjahresmonat. Die Fernwärmeproduktion aus Erdgas betrug 2,4 Mrd. kWh und ging mit einem Minus von 24 % deutlich stärker als die Stromerzeugung aus Fernwärme zurück.

Wärme, die Fernwärmeversorger im Berichtsmonat zur leitungsgebundenen Versorgung erzeugten, stammte zu rund 50 % aus Erdgas. Gut zwei Drittel der Wärme wurden in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen produziert, knapp ein Drittel in ungekoppelten Anlagen.

Monatliche Fernwärmeerzeugung aus Erdgas in Deutschland[1]

zur leitungsgebundenen Versorgung 2026 bisher: 44 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +2,4 %



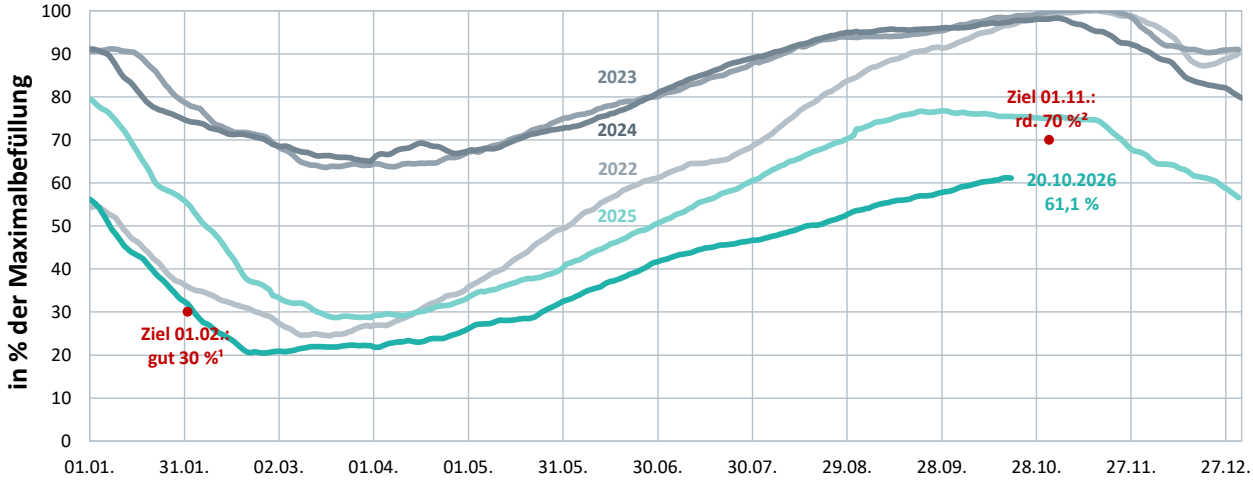
Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat

Quellen: Destatis, BDEW, Stand 10/2026

[1] der Fernwärme-/kälteversorger sowie Einspeisungen von Industrie und sonstigen Erzeugern; [2] vorläufig

4.4. Speicherfüllstände Erdgas

Prozentuale Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher



¹ Mischwert aus 30 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 40 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV
² Mischwert aus 80 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 45 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV

Quelle: GIE AGSI

Weiterhin nur moderate Befüllung der Erdgasspeicher

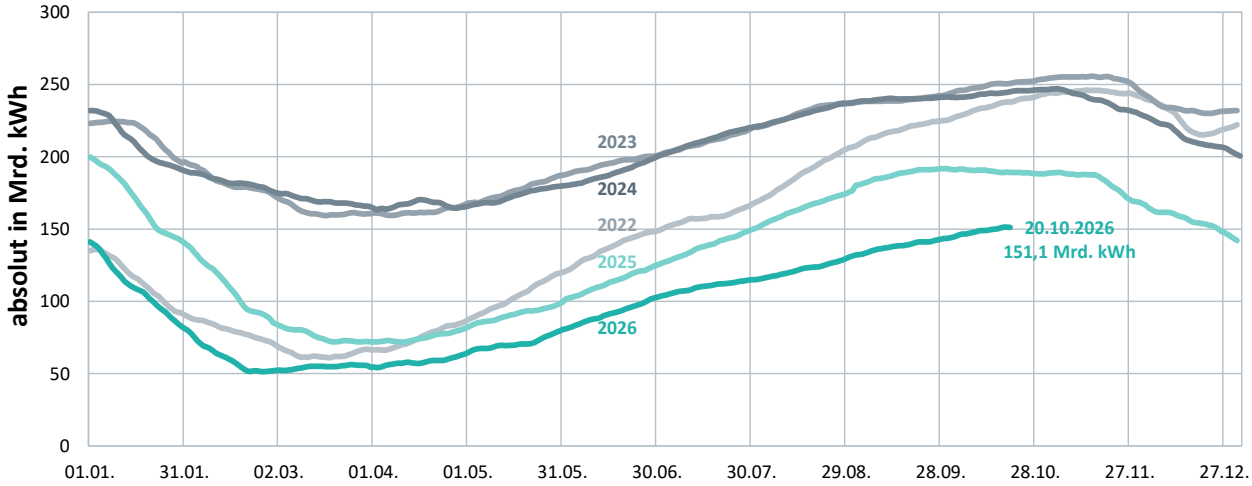
Per Saldo wurden im September 12,0 Mrd. kWh Erdgas in die Erdgasspeicher eingespeichert. Am Monatsende waren die Speicher mit 143,6 Mrd. kWh befüllt, was einem Füllstand von 58,0 % entspricht.

Entsprechend der im Mai 2025 in Kraft getretenen modifizierten Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) lauten die aktuellen Füllstandsvorgaben:

Am **1. November** 80 % in jeder Gasspeicheranlage, mit Ausnahme der in der Verordnung benannten Gasspeicheranlagen Bad Lauchstädt, Frankenthal, Hähnlein, Rehden, Stockstadt und Uelsen. Diese haben eine Vorgabe von jeweils 45 %. Hintergrund sind ihre deutlich geschwindigkeitsreduzierten Ein- und Ausspeicherleistungen sowie ihre geografische Lage.

Am **1. Februar** ist in jeder Gasspeicheranlage ein Füllstand von 30 % vorgegeben. Ausgenommen sind hier die Gasspeicheranlagen Bierwang, Breitbrunn, Inzenham-West und Wolfersberg, für die jeweils 40 % gelten.

Absolute Speicherfüllstände[1] der deutschen Erdgasspeicher

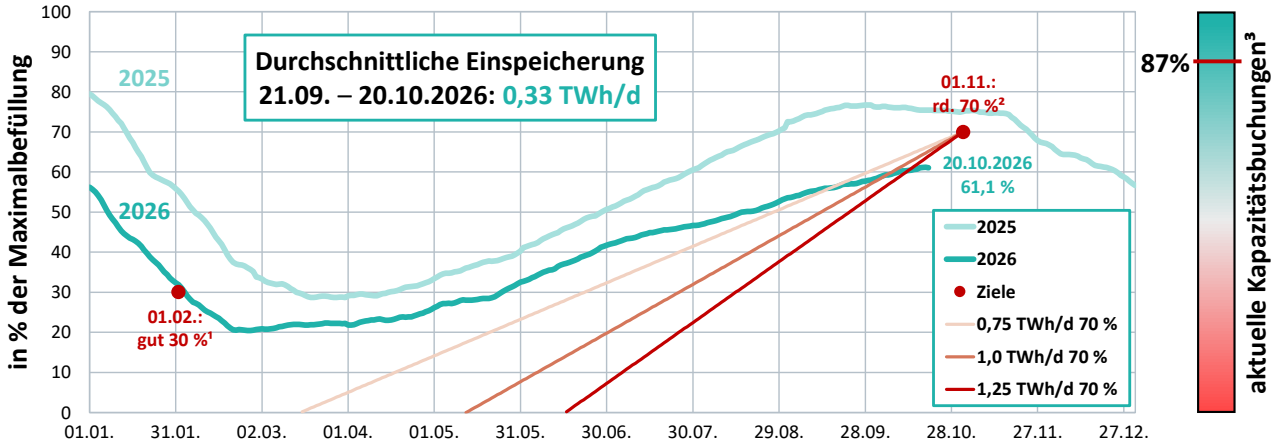


Quelle: GIE AGSI

[1] Die Darstellung beinhaltet die Daten aller auf gie.eu zum angegebenen Datum (Gas Day Start) erfassten Speicher.

Befüllung der deutschen Erdgasspeicher in Prozent

Füllstandgradienten bei Einspeicherungen von 0,75 bis 1,25 TWh/d – vereinfachte Berechnung



¹ Mischwert aus 30 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 40 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV
² Mischwert aus 80 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 45 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV
³ Die aktuellen Kapazitätsbuchungen geben an, wieviel der Speicherkapazitäten die Speicherkunden gebucht haben.

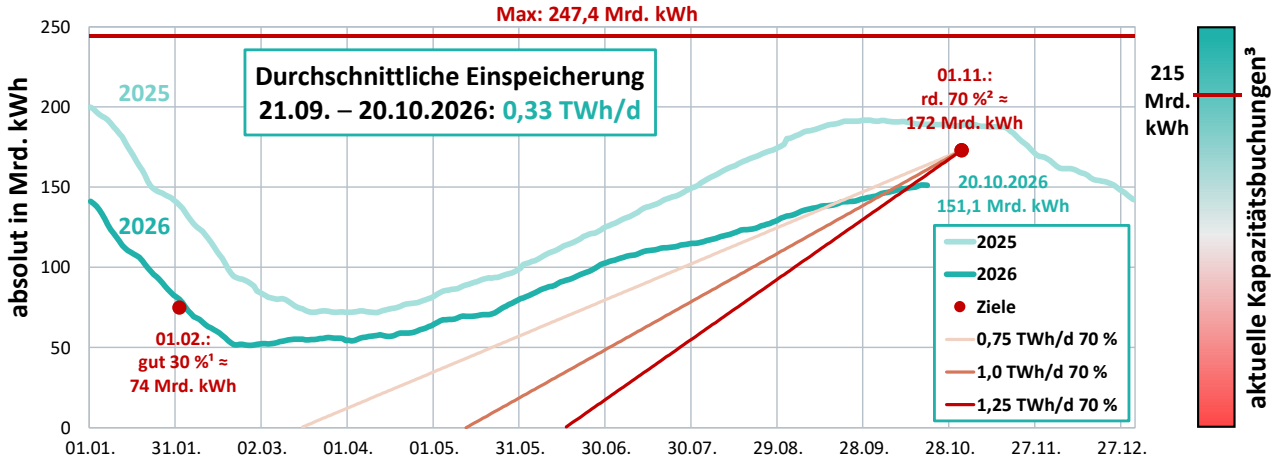
Quelle: GIE AGSI

In den 30 Tagen vom 21.09. – 20.10.2026 wurden im Durchschnitt täglich 0,33 TWh Gas eingespeichert. Aktuell kann somit das 70-%-Ziel zum 1. November nicht erreicht werden.

Wichtig: Diese Darstellung bildet lediglich die derzeitige Situation ab und ist keine Prognose bezüglich der Speichersituation in Herbst und Winter.

Befüllung der deutschen Erdgasspeicher in Mrd. kWh

Füllstandgradienten bei Einspeicherungen von 0,75 bis 1,25 TWh/d – vereinfachte Berechnung



¹ Mischwert aus 30 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 40 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV
² Mischwert aus 80 % Mindestfüllstandsziel für den überwiegenden Teil der Gasspeicher und 45 % für ausgewählte Speicher gemäß GasSpFüllstV
³ Die aktuellen Kapazitätsbuchungen geben an, wieviel der Speicherkapazitäten die Speicherkunden gebucht haben.

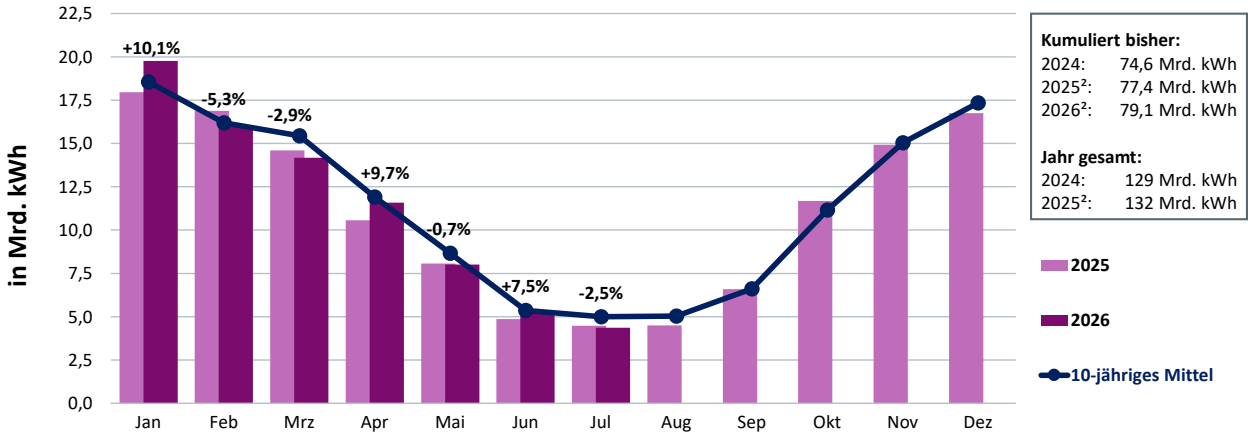
Quelle: GIE AGSI

5. Fernwärme

5.1. Fernwärmeverbrauch

Monatliches Fernwärmeaufkommen[1] in Deutschland

2026 bisher: 79 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +2,2 %



Quellen: Destatis, BDEW, Stand 10/2026

Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat
[1] einschließlich Fernkälte, zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung; [2] vorläufig

Fernwärmeverbrauch im Juli rückläufig

Im Juli 2026 wurden 3,5 Mrd. kWh Fernwärme (einschließlich Fernkälte; vorläufig) erzeugt und verbraucht. Das waren 2,5 % weniger als im Vorjahresmonat.

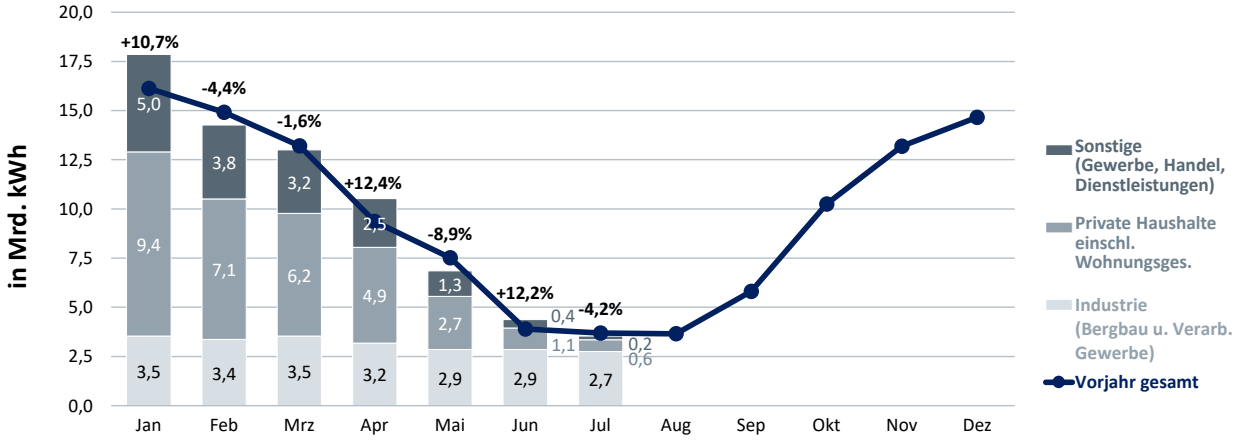
Da sowohl die privaten Haushalte als auch der Sektor Gewerbe Handel, Dienstleistungen im Sommer witterungsbedingt nur sehr wenig Fernwärme nutzen, ist der Verbrauchsrückgang hauptsächlich auf eine rückläufige Nachfrage der Industriezweige, die viel leitungsgebundene Wärme/Kälte in ihren Produktionsprozessen einsetzen, zurückzuführen.

Grundsätzlich können Änderungsraten des Fernwärmeverbrauchs wegen des in den Sommermonaten sehr niedrigen Verbrauchsniveaus hoch ausfallen, wohingegen die Abweichungen absolut betrachtet eher gering sind.

Insgesamt wurden in den ersten 7 Monaten 2026 79,1 Mrd. kWh Fernwärme verbraucht. Das entspricht einem Verbrauchszuwachs von 2,2 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Dieser Zuwachs wurde vor allem durch die kalten Temperaturen im Januar und im April verursacht.

Monatliche Fernwärmeverwendung[1] nach Letztverbrauchern

2026 bisher: 70 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +2,5 %



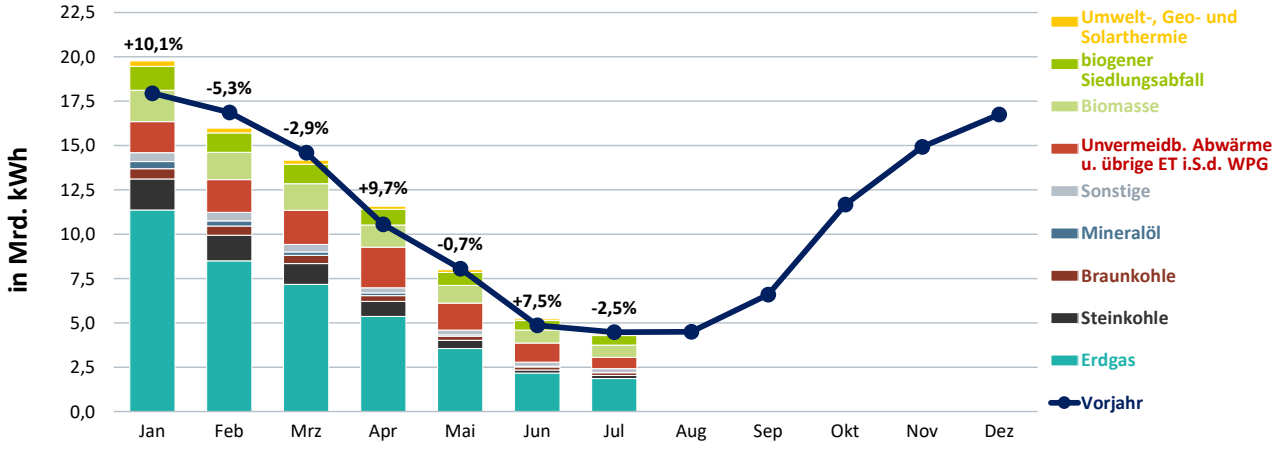
Quellen: Destatis, BDEW, Stand 10/2026

Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat
[1] einschl. Fernkälte; ohne Wärmebetriebsverbrauch, Netzverluste, stat. Diff.; [2] vorläufig

5.2. Fernwärmeerzeugung

Monatliche Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern[1]

Nettowärmeerzeugung 2026 bisher: 79 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +2,2 %



Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat

[1] der Fernwärme-/kälteversorger sowie Einspeisungen von Industrie und sonstigen Erzeugern zur leitungsgebundenen Wärme-/Kälteversorgung; [2] vorläufig.

Quellen: Destatis, BDEW, Stand 10/2026

Typischer saisonaler Energieträgermix im Juli

Der Energieträgermix in der Fernwärmeerzeugung ist in der Heizsaison saisonal bedingt vor allem von Erdgas und unvermeidbarer Abwärme und sonstigen Energieträgern i. S. d. Wärmeplanungsgesetzes (WPG) geprägt. Dies verschiebt sich in den Sommermonaten teils deutlich.

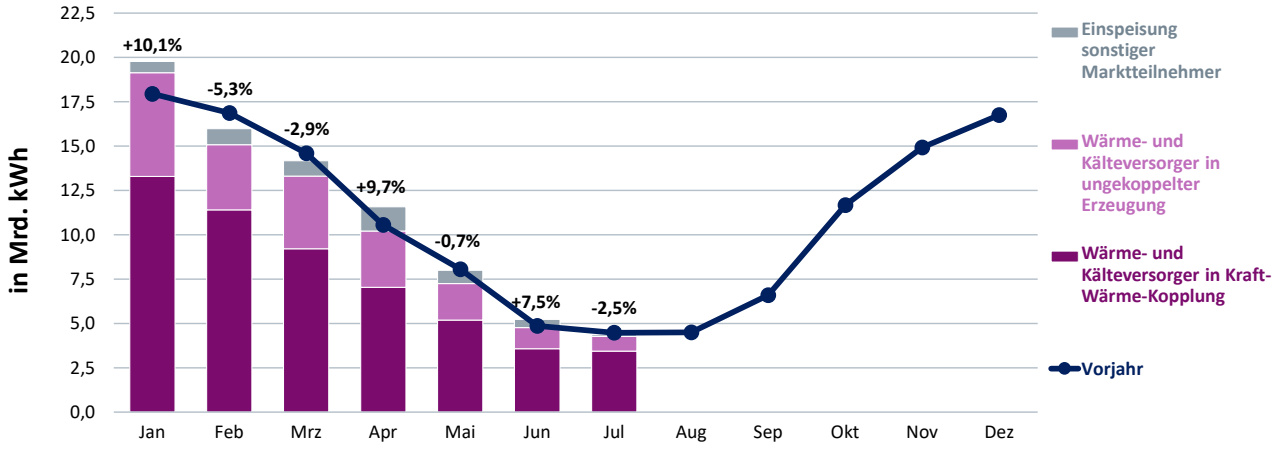
Der Anteil von Wärme aus Erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme und übriger Energieträger i. S. d. Wärmeplanungsgesetzes betrug im Juli 45 %.

Anlagen der allgemeinen Versorgung deckten ersten Zahlen zufolge 98 % des im Berichtsmonats benötigten Fernwärme- und -kältebedarfs. Die restlichen 2 % stammten von sonstigen Einspeisern aus Industrie und Gewerbe.

In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass ein Großteil der Fernwärmeerzeugung der Wärme- und Kälteversorger in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Im Juli waren das 3,4 Mrd. kWh, was einem Anteil von 79 % entspricht.

Monatliche Fernwärmeerzeugung[1] nach Erzeugern

Nettowärmeerzeugung 2026 bisher: 79 Mrd. kWh[2]
Veränderung gegenüber Vorjahreszeitraum gesamt: +2,2 %



Prozentangaben: Veränderung zum Vorjahresmonat

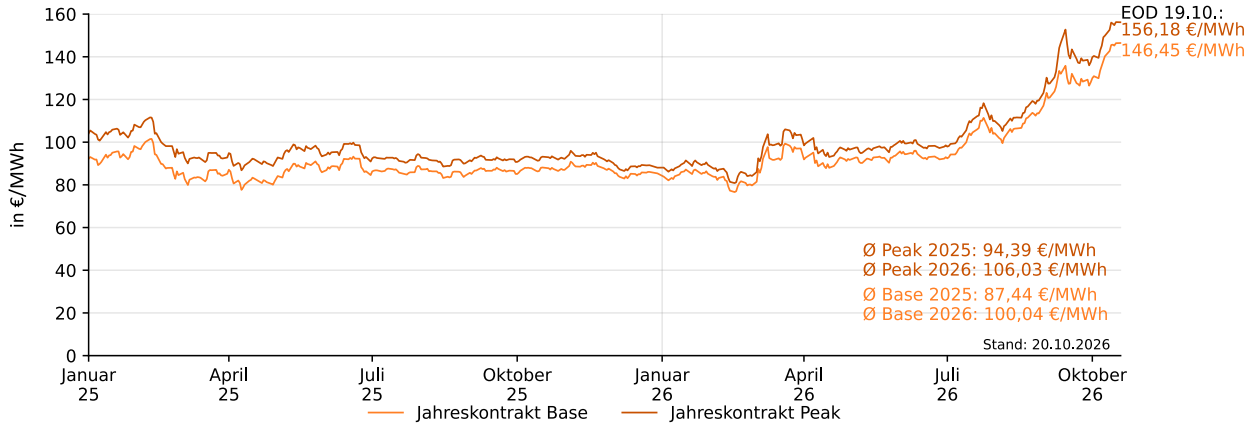
[1] der Fernwärme-/kälteversorger sowie Einspeisungen von Industrie und sonstigen Erzeugern zur leitungsgebundenen Wärme-/Kälteversorgung; [2] vorläufig.

Quellen: Destatis, BDEW, Stand 10/2026

6. Preise

Preisentwicklung Strom am Terminmarkt

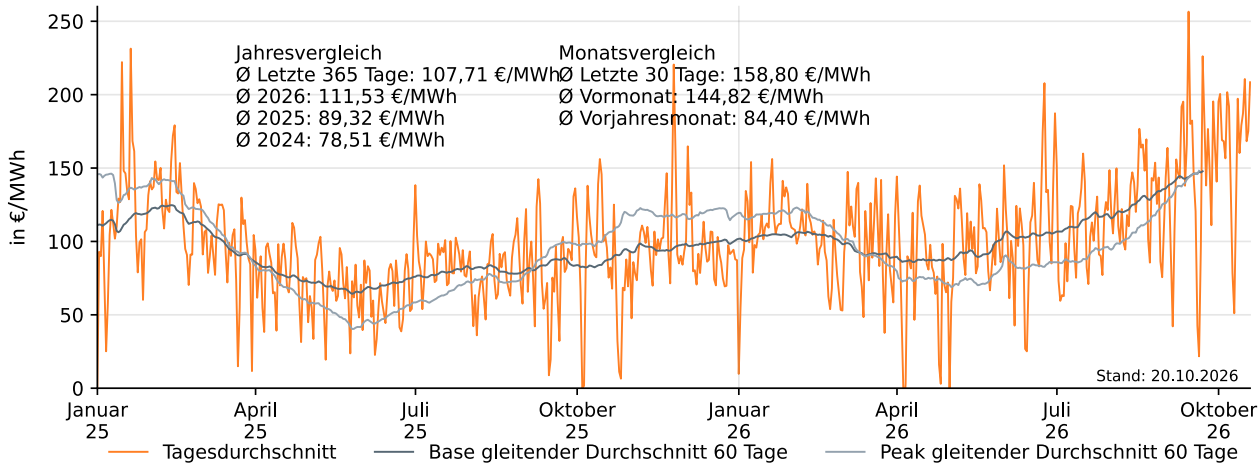
Futures Frontjahr Base und Peak rollierend



Quelle: EEX

Preisentwicklung Strom am Spotmarkt: Day-Ahead-Preise

Tagesmittel und gleitende Durchschnitte (60 Tage) der deutsch-luxemburgischen Gebotszone



Quelle: EEX

Strom-Großhandelspreise liegen deutlich über dem Vorjahresmonat

Die Stromterminpreise zogen im September weiter an. Das Baseload-Produkt für das Folgejahr kostete im September durchschnittlich 127,52 €/MWh und zeigt damit im Vergleich zum Vormonat einen deutlichen Anstieg (108,00 €/MWh). Im Vergleich zum Vorjahresmonat (86,67 €/MWh) war der September um 47 % teurer.

Eine zentrale Ursache für das erhöhte Preisniveau ist hier nach wie vor die Schließung der Straße von Hormus und der daraus resultierende Anstieg der Gasgroßhandelspreise. Aber auch der Anstieg bei den CO_2-Preisen ist ein preissteigender Faktor.

Das Peakload-Produkt, das im Handelszeitraum September bei durchschnittlich 137,70 €/MWh lag, zeigte ebenfalls einen Preisanstieg sowohl im Vergleich zum Vormonat (113,40 €/MWh) als

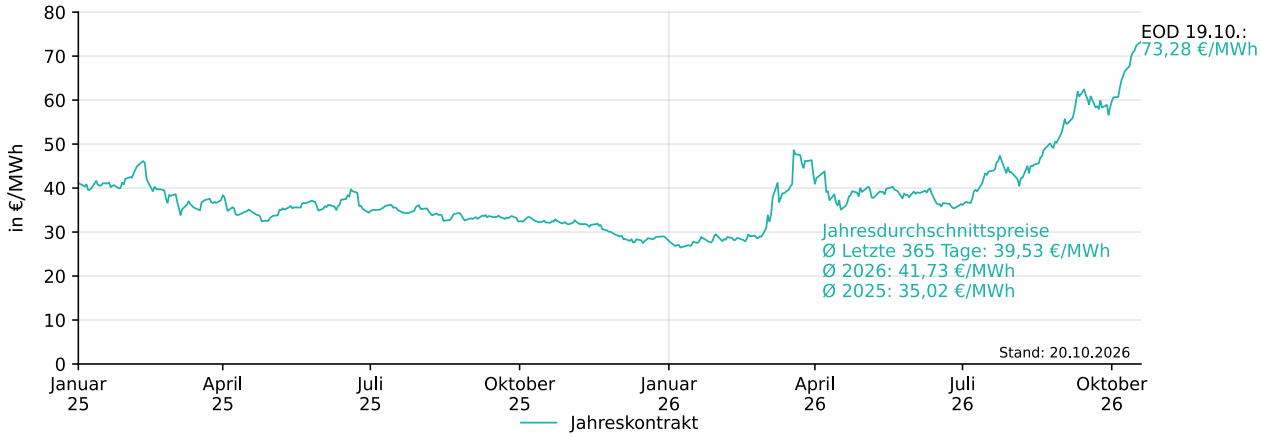
auch im Vergleich zum Vorjahresmonat (92,07 €/MWh).

Die durchschnittlichen Preise am Spotmarkt auf Basis der Day-Ahead-Auktion lagen mit 144,82 €/MWh stark erhöht gegenüber dem August (126,89 €/MWh), und 73 % höher als im September des Vorjahres (83,51 €/MWh). Der durchschnittliche Preis für das Peakload-Profil am Day Ahead lag im September bei 140,86 €/MWh und damit 63 % höher als im Vorjahresmonat.

Die Gründe hierfür sind vielschichtig: Bei niedriger Erzeugung aus Erneuerbaren führen die hohen Grenzkosten der fossilen Kraftwerke zu einem Anstieg der Preise. Diese Grenzkosten liegen aktuell infolge des Iran-Krieges besonders hoch. Die hohe Erzeugung aus Erneuerbaren dürfte im September einen bedeutenden Teil dieser Preissteigerung abgefedert haben, insbesondere in den Peak-Stunden, in denen die PV-Erzeugung hoch ist.

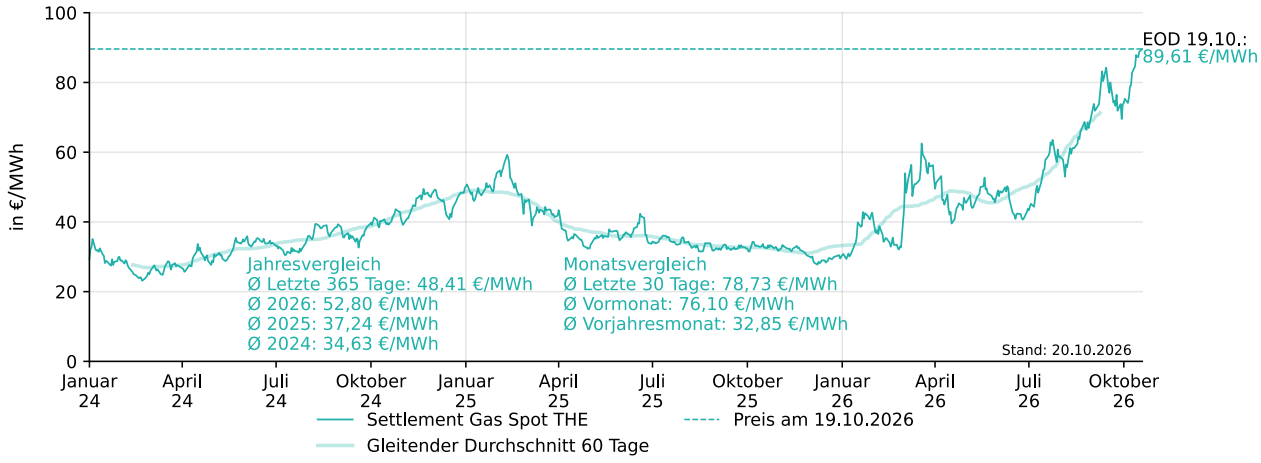
Preisentwicklung Erdgas am Terminmarkt

Futures Frontjahr rollierend (THE)



Quelle: EEX

Preisentwicklung Erdgas am Spotmarkt (THE)



Quelle: EEX

Gaspreise steigen weiter an aufgrund des Iran-Kriegs

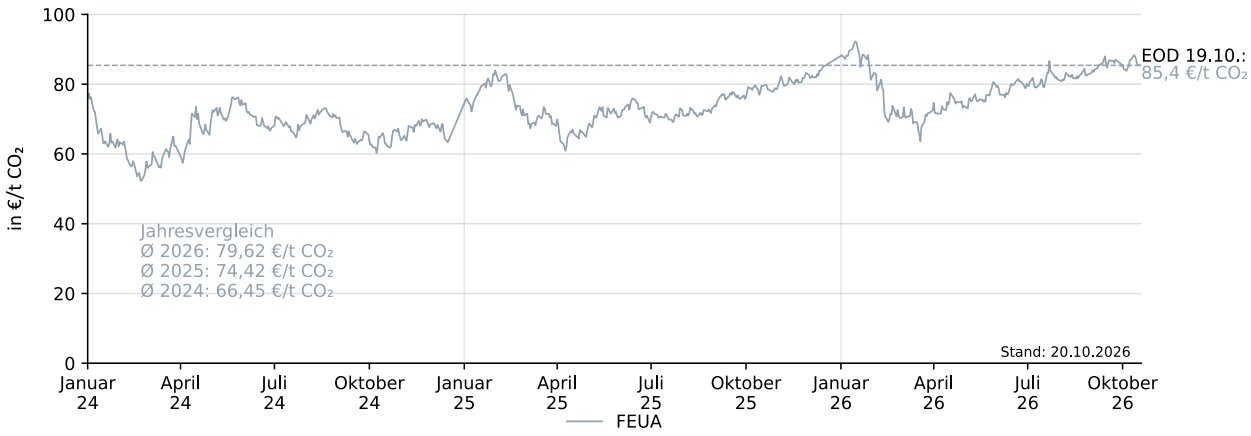
Der Gaspreis für die Frontjahreslieferung stieg im September noch weiter an. Der Preis lag durchschnittlich bei 58,44 €/MWh, während der Vormonat bei durchschnittlich 46,32 €/MWh gelegen hatte. Im Vergleich zum Vorjahresmonat lag der Preis nun 75 % höher.

Im Kurzfristhandel nahm der Gaspreis im Berichtsmonat September ebenfalls weiter zu auf durchschnittlich 76,10 €/MWh, nachdem im August die Preise noch bei 62,17 €/MWh lagen. Im Vergleich zum Vorjahresmonat lagen die Preise damit 113 % höher, also mehr als doppelt so hoch.

Aufgrund der dynamischen Preisentwicklung veröffentlichen wir wöchentlich neue Preisdaten inklusive einer Einordnung der Preise im Vergleich zur Energiekrise ausgelöst durch den Ukraine-Krieg (Zu finden unter dem Titel Gas- und Strompreise aktuell 2026: Trends im Überblick | BDEW).

Preisentwicklung CO_2-Emissionszertifikate

EEX Emission Spot Market - EU Emission Allowance, Secondary Market



Quelle: EEX

CO_2-Zertifikatspreise zeigen weiterhin einen steigenden Trend im September

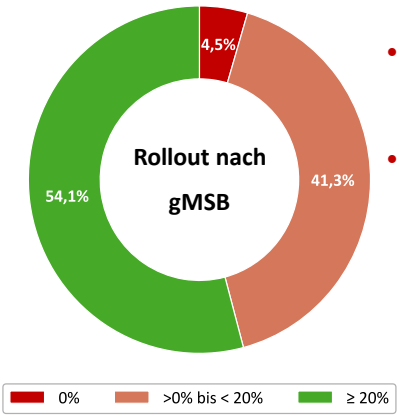
Der Preis für CO_2-Emissionszertifikate lag im September bei durchschnittlich 85,40 €/t CO_2 und damit 12 % höher als im Vorjahresmonat. Damit liegt der Preis aber immer noch etwas niedriger als das hohe Niveau am Jahresanfang (Januar: 87,09 €/t CO_2).

Nachdem die Preise im Januar und Februar deutlich nachgaben, stiegen sie seit März langsam wieder an. Die Gründe für die Preisentwicklungen finden sich hier u. a. in den politischen Diskussionen über die Zukunft des ETS.

7. Aktuelle Entwicklungen beim Einbau von intelligenten Messsystemen (Smart-Meter) für Strom

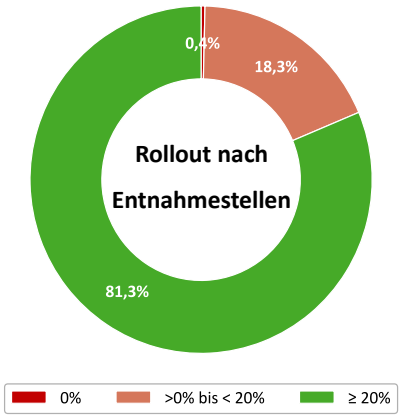
Der Einbau von intelligenten Messsystemen (Smart-Meter) wird in Deutschland durch die Bundesnetzagentur überwacht. Für den 31.12.2025 wurde hierfür eine Rolloutquote von 20 % der Pflichteinbaufälle festgelegt. Zum darauffolgenden Monitoring-Stichtag, dem 30.06.2026, liegt die Quote mit 26,1 % deutlich oberhalb dieser Vorgabe. Diese vertiefende Analyse zeigt, wie groß die Unterschiede zwischen den grundzuständigen Messstellenbetreibern (gMSB) sind und welche Erkenntnisse darüber hinaus aus den bereitgestellten Daten gewonnen werden können.

Smart-Meter-Rolloutquote nach gMSB und Entnahmestellen



MSB insgesamt: n=803
Ausgeschlossen aufgrund fehlender Einbauquote oder fehlender Entnahmestellen: n=55

- 54 % der gMSB erreichen die 20-%-Quote. Auf sie entfallen 81,3 % der Entnahmestellen.
- Die große Mehrheit der Entnahmestellen liegt in der Verantwortung von Messstellenbetreibern, welche den Rolloutplan der Pflichteinbaufälle einhalten.



MSB insgesamt: n=803
Ausgeschlossen aufgrund fehlender Einbauquote oder fehlender Entnahmestellen: n=55

Quelle: BNetzA Stand: 21.09.2026, BDEW, Eigene Berechnung

Betrachtung des Pflichtrollouts; Monitoring Stichtag: 30.06.2026

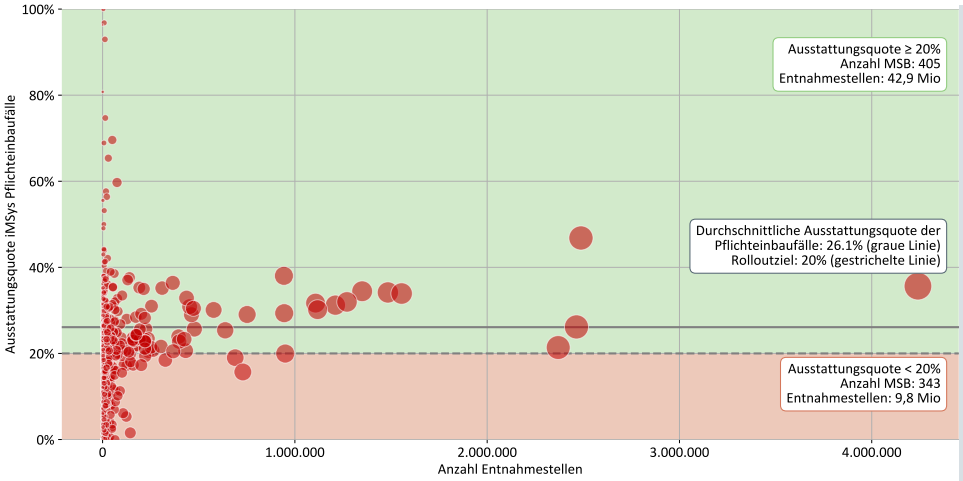
Bei der Betrachtung des Rollouts nach gMSB erreichen 54 % die geforderte 20-%-Quote. 41 % liegen darunter, knapp 5 % der Unternehmen haben noch keine Smart-Meter verbaut.

Eine Zuordnung der gMSB zu den jeweiligen Verteilnetzbetreibern (VNB) ermöglicht einen tiefergehenden Einblick in die Verteilung der Smart-Meter-Rolloutquoten. Daraus lassen sich näherungsweise Aussagen darüber ableiten, wie viele Kunden tatsächlich einen Messstellenbetreiber haben, der die Rolloutquote einhält oder verfehlt.

Gemessen an der Anzahl der Entnahmestellen sind vier von fünf Kunden über den VNB einem gMSB zugeordnet, der die Rolloutquote erfüllt. Lediglich 0,4 % der Entnahmestellen können Unternehmen zugeordnet werden, die noch keine Smart-Meter verbaut haben.

Bei detaillierterer Betrachtung wird deutlich: Alle großen gMSB, denen mehr als 1 Mio. Entnahmestellen zugeordnet werden können, erfüllen die Rolloutquote. Je kleiner die Netzbetreiber sind, desto heterogener ist die Verteilung. Viele der kleinen gMSB liegen noch unter der 20-%-Quote. Allerdings ist das Bild auch hier keinesfalls eindeutig, da sehr viele Unternehmen die Vorgaben erfüllen und teilweise sogar deutlich übertreffen. Insgesamt können 42,9 Mio. Entnahmestellen gMSB zugeordnet werden, welche den Rolloutplan einhalten. 9,8 Mio. Entnahmestellen sind bei Betreibern, welche die Pflichtrollout-Vorgabe bisher nicht erreicht haben. Viele liegen dabei, wie die Grafik zeigt, nur knapp unterhalb der Vorgabe.

Verteilung der gMSB nach Smart-Meter-Rolloutquote und Anzahl der Entnahmestellen



MSB insgesamt: n=803 | Ausgeschlossen aufgrund fehlender Einbauquote oder fehlender Entnahmestellen: n=55
Punktgröße skaliert mit der Anzahl Entnahmestellen.

- Alle gMSB mit mehr als 1 Mio. Entnahmestellen erfüllen die Rollout-vorgabe.
- Für kleinere Mess-stellenbetreiber ist die Verteilung deutlich heterogener. 405 gMSB erfüllen die Vorgabe. 343 Unternehmen liegen jedoch darunter.

Quelle: BNetzA Stand: 21.09.2026, BDEW, Eigene Berechnung

Betrachtung des Pflichtrollouts; Monitoring Stichtag: 30.06.2026

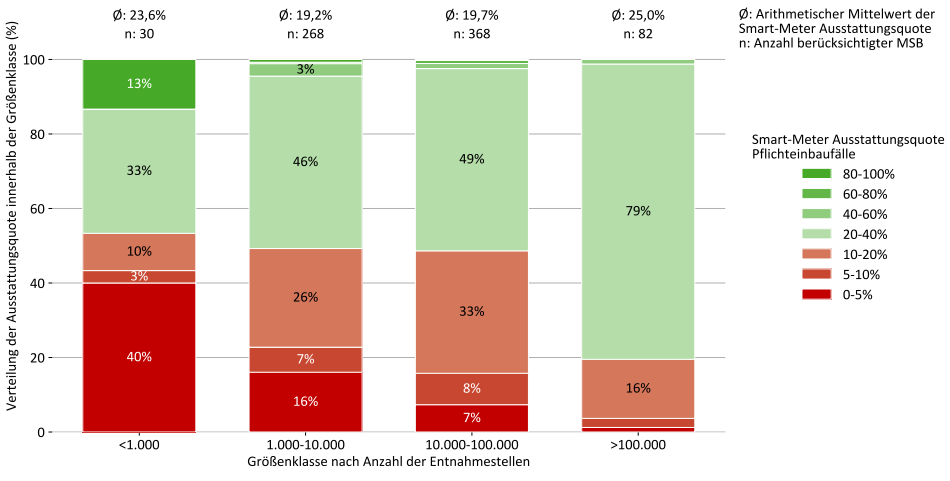
Die genaue Verteilung der Smart-Meter-Rolloutquoten nach Größenklassen zeigt anschaulich, dass die Rolloutquoten in den beiden mittleren Größenklassen von 1 000 bis 10 000 und 10 000 bis 100 000 Entnahmestellen sehr ähnlich verteilt sind. In beiden Fällen liegt jeweils rund die Hälfte der Unternehmen über bzw. unter der Quotenvorgabe von 20 %.

Auf der einen Seite ist bei gMSB mit weniger als 1 000 zuordenbaren Entnahmestellen erkennbar, dass ein nennenswerter Anteil eine Einbauquote zwischen 0 % und 5 % aufweist.

Auf der anderen Seite erfüllen gMSB, denen mehr als 100 000 Entnahmestellen zugeordnet werden können, zum ganz überwiegenden Teil die Quotenvorgabe. Bei 4 von 5 Unternehmen dieser Gruppe liegt die Rolloutquote zwischen 20 % und 40 %.

Der Blick auf die Entnahmestellen zeigt damit, dass der Rollout von intelligenten Messsystemen in der Fläche weiter fortgeschritten ist, als die MSB-scharfen Quoten zeigen. Das bedeutet, dass die meisten Kunden, die unter den Pflichteinbau fallen, von einem gMSB bedient werden, der den Rollout planmäßig umsetzt.

Verteilung der Smart-Meter-Rolloutquote nach Größe der gMSB



MSB insgesamt: n=803 | Ausgeschlossen aufgrund fehlender Einbauquote oder fehlender Entnahmestellen: n=55

- gMSB, die mehr als 100 000 Entnahme-stellen verantworten, haben zu 80 % eine Rolloutquote zwischen 20 % und 40 %.
- Bei kleineren gMSB erfüllen rund 50 % der Unternehmen die Quote von 20 %.

Quelle: BNetzA Stand: 21.09.2026, BDEW, Eigene Berechnung

Betrachtung des Pflichtrollouts; Monitoring Stichtag: 30.06.2026

Datenanhang Stromerzeugung und -verbrauch

Stromerzeugung und -verbrauch 2026 (vorläufig)

in Mrd. kWh	Jan 26	Feb 26	Mrz 26	Apr 26	Mai 26	Jun 26	Jul 26	Aug 26	Sep 26	Okt 26	Nov 26	Dez 26	Jahr 2026
Bruttostromerzeugung	**49,594**	**45,372**	**45,975**	**42,364**	**41,090**	**40,380**	**43,545**	**42,185**	**42,476**				**392,981**
davon:													
Braunkohle	7,460	7,054	7,479	4,626	5,079	4,727	5,335	5,616	6,465				53,841
Steinkohle	4,174	3,397	3,292	2,380	2,083	1,580	1,918	2,283	2,442				23,549
Erdgas	12,054	10,236	7,347	6,187	5,561	5,407	4,992	4,961	5,468				62,214
Mineralölprodukte	0,421	0,352	0,378	0,355	0,357	0,338	0,340	0,313	0,278				3,133
Wasser	1,074	1,251	1,408	1,281	1,166	1,242	0,914	0,971	0,835				10,141
Wind an Land	12,865	10,994	8,997	7,763	5,420	6,283	7,903	7,442	9,254				76,922
Wind auf See	3,775	3,741	2,352	1,860	1,559	1,524	2,038	1,849	2,094				20,793
Photovoltaik	2,025	3,133	9,003	12,402	14,232	14,313	14,769	13,390	10,473				93,739
Biomasse	3,831	3,378	3,661	3,592	3,657	3,040	3,361	3,426	3,379				31,326
Siedlungsabfälle (50%)	0,437	0,424	0,463	0,454	0,485	0,464	0,508	0,493	0,432				4,161
Geothermie	0,024	0,019	0,020	0,018	0,015	0,011	0,012	0,014	0,015				0,148
Übrige fossile Energieträger	1,453	1,392	1,576	1,444	1,476	1,450	1,455	1,426	1,341				13,014
Nettostromerzeugung	**47,390**	**43,373**	**43,819**	**40,418**	**39,192**	**38,580**	**41,587**	**40,212**	**40,493**				**375,065**
Stromimport	5,771	4,515	5,687	5,653	6,140	5,781	5,346	5,081	4,235				48,209
Stromexport	7,212	6,349	5,910	5,402	4,815	4,252	5,508	5,531	5,154				50,134
Import-Export-Saldo	-1,440	-1,835	-0,223	0,251	1,325	1,529	-0,162	-0,450	-0,919				-1,925
Gesamtstromverbrauch[1]	**45,950**	**41,538**	**43,596**	**40,669**	**40,517**	**40,109**	**41,425**	**39,763**	**39,574**				**373,140**
Speicherzufuhr	0,641	0,481	0,781	0,865	0,804	0,784	0,909	0,639	0,540				6,443
darunter in PSW (Pumparbeit)	0,586	0,437	0,706	0,791	0,737	0,719	0,844	0,574	0,475				5,871
Speicherentnahme	0,533	0,398	0,592	0,630	0,626	0,607	0,689	0,486	0,411				4,972
darunter aus PSW	0,486	0,361	0,531	0,569	0,572	0,553	0,635	0,431	0,356				4,494
Differenz Speicher	-0,108	-0,083	-0,189	-0,234	-0,178	-0,177	-0,220	-0,154	-0,129				**-1,472**
nachrichtlich: Anteil Erneuerbare Energien[2]	**50%**	**53%**	**57%**	**64%**	**63%**	**64%**	**68%**	**66%**	**64%**				**61%**

[1] einschließlich Differenz Speicher und Netzverluste; [2] Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs

2026: Veränderung zum Vorjahr

Veränderung in %	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Bruttostromerzeugung	**+5,2%**	**+6,6%**	**+4,5%**	**+7,1%**	**+2,0%**	**+0,1%**	**+9,8%**	**+12,5%**	**+8,1%**				**+6,1%**
davon:													
Braunkohle	-1,5%	-10,0%	-7,0%	-21,3%	+10,3%	+16,0%	-15,6%	+11,4%	+18,0%				-1,8%
Steinkohle	+8,9%	-23,7%	-3,1%	-3,7%	+123,9%	+21,7%	-5,2%	+68,2%	+61,1%				+10,7%
Erdgas	+17,4%	+2,3%	-10,8%	+1,5%	+5,7%	+21,1%	-5,2%	+1,5%	-2,0%				+3,6%
Mineralölprodukte	+2,9%	-7,6%	+0,4%	+4,7%	+8,3%	+1,7%	+4,3%	+7,8%	-9,0%				+1,4%
Wasser	-36,5%	-8,8%	+22,1%	+16,0%	-2,1%	-6,7%	-36,3%	-35,4%	-35,5%				-16,0%
Wind an Land	-1,4%	+53,9%	+40,2%	+34,4%	-30,2%	-26,7%	+29,7%	+38,0%	-3,7%				+10,2%
Wind auf See	+46,6%	+63,3%	+22,8%	+69,7%	-17,4%	-18,7%	+28,8%	+7,4%	-14,3%				+19,6%
Photovoltaik	-1,3%	-17,4%	+3,9%	+10,3%	+11,1%	+8,5%	+30,6%	+11,2%	+30,9%				+12,8%
Biomasse	-1,1%	-3,8%	-2,5%	-0,8%	+0,2%	-9,1%	-1,4%	+0,9%	+0,6%				-1,9%
Siedlungsabfälle (50%)	-0,8%	+0,5%	-3,2%	-6,2%	+7,6%	-0,4%	+3,9%	+3,7%	+4,0%				+0,9%
Geothermie	-0,6%	-11,0%	-11,2%	-12,5%	-11,2%	-14,8%	+0,3%	+0,3%	+0,3%				-7,1%
Übrige fossile Energieträger	+5,2%	+3,8%	+3,6%	+2,0%	+5,4%	+6,2%	+5,1%	+4,8%	+4,9%				+4,5%
Nettostromerzeugung	**+5,3%**	**+7,1%**	**+4,8%**	**+7,5%**	**+1,9%**	**+0,2%**	**+10,4%**	**+12,6%**	**+7,9%**				**+6,3%**
Stromimport	-8,1%	-28,3%	-11,1%	-11,6%	-0,5%	+1,4%	-21,7%	-27,8%	-35,0%				-16,4%
Stromexport	+15,4%	+21,2%	+26,3%	+32,7%	+4,3%	-13,0%	+39,2%	+46,4%	+4,3%				+18,2%
Import-Export-Saldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-
Gesamtstromverbrauch[1]	**+2,0%**	**-0,0%**	**+0,2%**	**+1,8%**	**+1,2%**	**+2,0%**	**+2,1%**	**+2,0%**	**+1,2%**				**+1,4%**
Speicherzufuhr	-14,9%	-27,3%	-13,8%	-9,0%	-19,8%	-16,0%	+14,1%	-24,6%	-25,1%				-14,9%
darunter in PSW (Pumparbeit)	-18,5%	-30,9%	-18,6%	-12,7%	-23,1%	-19,0%	+12,0%	-28,5%	-29,7%				-18,5%
Speicherentnahme	-3,8%	-25,8%	-12,6%	-13,3%	-17,9%	-13,6%	+14,4%	-23,2%	-25,3%				-13,4%
darunter aus PSW	-7,7%	-29,5%	-17,6%	-17,4%	-21,0%	-16,7%	+12,4%	-27,6%	-30,4%				-17,3%
Differenz Speicher	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-
nachrichtlich: Anteil Erneuerbare Energien[2]	**-0%P**	**+10%P**	**+8%P**	**+8%P**	**-4%P**	**-6%P**	**+11%P**	**+6%P**	**+2%P**				**+4%P**

[1] einschließlich Differenz Speicher und Netzverluste; [2] Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs
Erzeugung und Selbstverbrauch aus Eigenanlagen sind enthalten.
Zurückliegende Monatswerte werden bei neuer Datenlage kontinuierlich aktualisiert.
Quellen: DEBRIV, Destatis, Entso-E, ZSW, BDEW

Stand: 19.10.2026

Stromerzeugung und -verbrauch 2025 (vorläufig)

in Mrd. kWh	Jan 25	Feb 25	Mrz 25	Apr 25	Mai 25	Jun 25	Jul 25	Aug 25	Sep 25	Okt 25	Nov 25	Dez 25	Jahr 2025
Bruttostromerzeugung	**47,159**	**42,566**	**43,978**	**39,550**	**40,302**	**40,332**	**39,652**	**37,484**	**39,291**	**43,985**	**42,487**	**43,218**	**500,006**
davon:													
Braunkohle	7,570	7,836	8,041	5,879	4,604	4,074	6,318	5,041	5,479	6,210	7,148	6,011	74,209
Steinkohle	3,832	4,452	3,397	2,473	0,930	1,298	2,024	1,357	1,515	2,366	3,427	2,691	29,763
Erdgas	10,264	10,003	8,237	6,093	5,261	4,467	5,267	4,886	5,579	7,308	9,436	9,592	86,393
Mineralölprodukte	0,410	0,381	0,376	0,339	0,330	0,333	0,326	0,290	0,305	0,337	0,308	0,286	4,022
Wasser	1,692	1,371	1,153	1,105	1,191	1,331	1,435	1,504	1,293	1,264	1,296	1,329	15,964
Wind an Land	13,046	7,142	6,415	5,774	7,766	8,574	6,095	5,395	9,607	13,534	9,835	12,327	105,510
Wind auf See	2,575	2,291	1,915	1,096	1,887	1,875	1,583	1,723	2,444	2,942	2,754	3,473	26,558
Photovoltaik	2,052	3,793	8,666	11,249	12,814	13,191	11,311	12,043	8,001	4,519	2,735	1,863	92,238
Biomasse	3,874	3,512	3,755	3,622	3,652	3,345	3,408	3,395	3,359	3,647	3,651	3,847	43,065
Siedlungsabfälle (50%)	0,441	0,422	0,479	0,485	0,450	0,466	0,489	0,475	0,416	0,483	0,480	0,483	5,568
Geothermie	0,024	0,021	0,022	0,020	0,017	0,013	0,012	0,014	0,015	0,022	0,021	0,024	0,226
Übrige fossile Energieträger	1,381	1,341	1,522	1,415	1,400	1,366	1,384	1,361	1,279	1,352	1,395	1,293	16,490
Nettostromerzeugung	**45,005**	**40,490**	**41,803**	**37,610**	**38,472**	**38,514**	**37,684**	**35,713**	**37,539**	**42,028**	**40,523**	**41,316**	**476,695**
Stromimport	6,282	6,298	6,400	6,396	6,171	5,703	6,829	7,035	6,519	6,003	7,365	7,478	78,480
Stromexport	6,248	5,237	4,681	4,070	4,615	4,885	3,958	3,779	4,940	6,117	5,496	6,649	60,675
Import-Export-Saldo	0,034	1,061	1,719	2,326	1,556	0,819	2,871	3,256	1,578	-0,114	1,870	0,829	17,805
Gesamtstromverbrauch[1]	**45,039**	**41,551**	**43,522**	**39,936**	**40,028**	**39,332**	**40,555**	**38,969**	**39,117**	**41,914**	**42,393**	**42,145**	**494,500**
Speicherzufuhr	0,753	0,662	0,906	0,951	1,003	0,933	0,796	0,848	0,720	0,793	0,703	0,612	9,680
darunter in PSW (Pumparbeit)	0,719	0,632	0,867	0,906	0,958	0,889	0,754	0,804	0,676	0,750	0,665	0,571	9,191
Speicherentnahme	0,554	0,536	0,677	0,727	0,763	0,702	0,602	0,633	0,550	0,614	0,514	0,497	7,368
darunter aus PSW	0,527	0,512	0,644	0,689	0,725	0,664	0,565	0,595	0,512	0,578	0,482	0,463	6,954
Differenz Speicher	-0,199	-0,125	-0,228	-0,223	-0,240	-0,231	-0,195	-0,215	-0,171	-0,179	-0,189	-0,114	**-2,311**
nachrichtlich: Anteil Erneuerbare Energien[2]	**50%**	**43%**	**49%**	**56%**	**66%**	**70%**	**57%**	**60%**	**61%**	**60%**	**47%**	**53%**	**56%**

[1] einschließlich Differenz Speicher und Netzverluste; [2] Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs

2025: Veränderung zum Vorjahr

Veränderung in %	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Bruttostromerzeugung	**-4,8%**	**-3,3%**	**+2,0%**	**-2,2%**	**+5,9%**	**+7,5%**	**+4,2%**	**+0,3%**	**+2,3%**	**+10,6%**	**-1,6%**	**-2,6%**	**+1,2%**
davon:													
Braunkohle	+0,8%	+17,0%	+11,9%	+20,1%	-14,9%	-30,4%	+4,3%	-15,6%	-4,7%	-21,0%	-15,2%	-16,9%	-5,9%
Steinkohle	-0,8%	+81,6%	+50,4%	+63,8%	+13,8%	+9,6%	+129,2%	-18,1%	-31,7%	-18,8%	-12,1%	-17,9%	+10,5%
Erdgas	+8,8%	+35,1%	+8,6%	-7,3%	-7,3%	-13,2%	+3,9%	-3,9%	+7,4%	+16,4%	+1,3%	+8,6%	+5,9%
Mineralölprodukte	-6,4%	+1,2%	-7,3%	-8,0%	-14,4%	-5,4%	-6,2%	-14,5%	-10,8%	-2,9%	-7,1%	-6,1%	-7,3%
Wasser	-16,3%	-24,6%	-36,0%	-37,6%	-41,8%	-29,6%	-25,3%	-7,2%	-21,2%	-32,1%	-1,7%	-19,5%	-25,3%
Wind an Land	-16,3%	-49,4%	-31,5%	-40,5%	+23,9%	+50,8%	+10,0%	+3,8%	+7,1%	+61,5%	-4,4%	-10,3%	-6,5%
Wind auf See	-16,7%	-19,0%	-31,2%	-50,8%	+21,3%	+18,6%	-5,0%	+18,6%	+31,7%	+27,9%	+21,1%	+38,3%	+1,6%
Photovoltaik	+18,4%	+40,6%	+47,7%	+40,9%	+23,8%	+24,5%	+1,6%	+12,8%	+9,0%	+6,8%	+50,8%	+52,0%	+21,9%
Biomasse	-1,8%	-4,7%	-0,7%	-0,1%	+1,0%	+1,2%	-0,4%	-0,4%	+0,3%	-0,9%	-0,3%	-0,4%	-0,6%
Siedlungsabfälle (50%)	+0,6%	-4,4%	+3,0%	+18,5%	-4,1%	+3,3%	-3,5%	-7,7%	-3,7%	-2,3%	+2,2%	+5,8%	+0,4%
Geothermie	+18,7%	+7,5%	+5,0%	+6,8%	+2,9%	+19,2%	+6,3%	-2,4%	-10,5%	+9,7%	+3,6%	-1,0%	+5,2%
Übrige fossile Energieträger	-4,5%	-7,7%	-3,7%	+3,0%	-4,7%	-7,0%	-7,1%	-5,7%	-1,8%	-4,7%	+0,8%	+3,5%	-3,5%
Nettostromerzeugung	**-4,8%**	**-3,6%**	**+1,9%**	**-2,6%**	**+6,0%**	**+7,7%**	**+4,1%**	**+0,4%**	**+2,5%**	**+11,1%**	**-1,3%**	**-2,5%**	**+1,3%**
Stromimport	+19,4%	+17,4%	+8,9%	+6,1%	-13,6%	-20,7%	-16,9%	-14,3%	-3,4%	-21,2%	+12,9%	+21,2%	-2,3%
Stromexport	-9,7%	-6,8%	+0,1%	+11,1%	+23,7%	+34,6%	+2,3%	-4,0%	+19,9%	+47,0%	+2,3%	+3,6%	+8,1%
Import-Export-Saldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamtstromverbrauch[1]	**-1,2%**	**-0,5%**	**+3,0%**	**-2,6%**	**+0,8%**	**+0,0%**	**-0,0%**	**-2,2%**	**-0,3%**	**+1,6%**	**+0,5%**	**+0,0%**	**-0,1%**
Speicherzufuhr	+26,6%	+12,0%	+41,3%	+17,6%	+29,9%	+30,8%	-9,1%	+2,9%	-11,5%	+24,7%	+11,1%	-16,9%	+12,0%
darunter in PSW (Pumparbeit)	+26,1%	+10,9%	+41,1%	+15,8%	+28,0%	+28,5%	-11,4%	+0,7%	-14,0%	+22,8%	+9,3%	-19,8%	+10,2%
Speicherentnahme	+21,4%	+19,4%	+30,6%	+21,1%	+32,0%	+38,6%	-10,9%	+1,3%	-8,0%	+19,3%	+5,4%	-11,1%	+12,2%
darunter aus PSW	+21,2%	+18,6%	+29,9%	+19,0%	+29,9%	+35,9%	-13,6%	-1,4%	-10,8%	+17,0%	+3,1%	-14,4%	+10,0%
Differenz Speicher	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nachrichtlich: Anteil Erneuerbare Energien[2]	**-6%P**	**-16%P**	**-5%P**	**-4%P**	**+7%P**	**+13%P**	**0%P**	**+5%P**	**+3%P**	**+12%P**	**+2%P**	**0%P**	**+1%P**

[1] einschließlich Differenz Speicher und Netzverluste; [2] Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs
Erzeugung und Selbstverbrauch aus Eigenanlagen sind enthalten.
Zurückliegende Monatswerte werden bei neuer Datenlage kontinuierlich aktualisiert.
Quellen: DEBRIV, Destatis, Entso-E, ZSW, BDEW

Stand: 19.10.2026

Datenanhang Erdgasaufkommen und -verbrauch

Erdgasaufkommen und -verbrauch 2026 (vorläufig)

in Mrd. kWh (H_s)	Jan 2026	Feb 2026	Mrz 2026	Apr 2026	Mai 2026	Jun 2026	Jul 2026	Aug 2026	Sep 2026	Okt 2026	Nov 2026	Dez 2026	Jahr 2026
Inländische Förderung[1]	**3,6**	**3,4**	**3,7**	**3,7**	**3,7**	**3,3**	**4,1**	**2,7**	**3,0**				**31,2**
Importe[2]	95,9	90,1	100,4	93,9	87,7	83,6	75,3	73,0	71,3				771,2
Exporte[2]	26,3	21,7	19,9	22,2	22,2	22,2	26,9	20,5	20,3				202,1
Nettoimport	**69,7**	**68,4**	**80,5**	**71,7**	**65,5**	**61,4**	**48,4**	**52,5**	**51,0**				**569,1**
Speichersaldo[3]	**64,4**	**30,4**	**-2,3**	**-10,7**	**-17,2**	**-24,1**	**-13,5**	**-17,1**	**-12,0**				**-2,0**
Erdgasverbrauch	**137,7**	**102,2**	**81,9**	**64,7**	**52,0**	**40,6**	**39,0**	**38,1**	**42,0**				**598,3**
Verbrauch in PJ (H_i)	447,3	331,9	266,1	210,2	169,0	132,0	126,7	123,9	136,5				1.943,5
Verbrauch in Mio. t SKE (H_i)	15,3	11,3	9,1	7,2	5,8	4,5	4,3	4,2	4,7				66,3
Bereinigter Erdgasverbrauch[4]	*127,8*	*101,0*	*85,3*	*65,4*	*53,7*	*39,2*	*40,1*	*39,3*	*47,2*				*599,0*
nachrichtlich:													
Stromerzeugung aus Erdgas	12,1	10,2	7,3	6,2	5,6	5,4	5,0	5,0	5,5				62,2
Fernwärmeerzeugung aus Erdgas	11,4	8,5	7,2	5,4	3,6	2,2	1,9	1,5	2,4				43,9

2026: Veränderung zum Vorjahr

Veränderung in %	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Inländische Förderung[1]	**+7,9%**	**+10,8%**	**+18,0%**	**+17,1%**	**+19,8%**	**+4,5%**	**+42,3%**	**-13,3%**	**+0,0%**				**+11,7%**
Importe[2]	+33,7%	+33,3%	+23,7%	+4,9%	-3,7%	-6,3%	-19,5%	-17,9%	-9,2%				+2,7%
Exporte[2]	+74,5%	+55,2%	+62,0%	+2,7%	-14,3%	-11,0%	-9,5%	-13,4%	-9,5%				+6,6%
Nettoimport	**+22,9%**	**+27,6%**	**+16,9%**	**+5,6%**	**+0,6%**	**-4,5%**	**-24,2%**	**-19,5%**	**-9,1%**				**+1,3%**
Speichersaldo[3]													
Erdgasverbrauch	**+11,1%**	**-11,0%**	**-5,3%**	**+7,4%**	**+6,8%**	**+6,0%**	**+0,7%**	**-2,3%**	**-2,7%**				**+0,8%**
Verbrauch in PJ (H_i)	+11,1%	-11,0%	-5,3%	+7,4%	+6,8%	+6,0%	+0,7%	-2,3%	-2,7%				+0,8%
Verbrauch in Mio. t SKE (H_i)	+11,1%	-11,0%	-5,3%	+7,4%	+6,8%	+6,0%	+0,7%	-2,3%	-2,7%				+0,8%
Bereinigter Erdgasverbrauch[4]	*+3,6%*	*-8,5%*	*-4,2%*	*-2,7%*	*+12,8%*	*-0,3%*	*+1,7%*	*+1,8%*	*+9,4%*				*+0,1%*
nachrichtlich:													
Stromerzeugung aus Erdgas	+17,4%	+2,3%	-10,8%	+1,5%	+5,7%	+21,1%	-5,2%	+1,5%	-2,0%				+3,6%
Fernwärmeerzeugung aus Erdgas	+16,2%	-3,4%	-0,9%	+16,6%	-1,0%	+14,3%	+0,0%	-21,3%	-24,4%				+2,4%

[1] ohne Abfackelungen
[2] ab 2018 physische Mengen einschließlich sämtlicher Transite
[3] minus = Einspeicherung; plus = Ausspeicherung
[4] um Temperatur bereinigt

Ausschließliche Berücksichtigung von Speichern, die ans deutsche Netz angeschlossen sind.
Quellen: Destatis, BVEG, Entsog, GIE, eigene Berechnungen

Stand: 13.10.2026

Erdgasaufkommen und -verbrauch 2025 (vorläufig)

in Mrd. kWh (H_s)	Jan 2025	Feb 2025	Mrz 2025	Apr 2025	Mai 2025	Jun 2025	Jul 2025	Aug 2025	Sep 2025	Okt 2025	Nov 2025	Dez 2025	Jahr 2025
Inländische Förderung[1]	**3,3**	**3,0**	**3,1**	**3,1**	**3,1**	**3,1**	**2,9**	**3,2**	**3,0**	**3,3**	**3,1**	**5,0**	**39,3**
Importe[2]	71,7	67,6	81,2	89,5	91,1	89,2	93,6	88,9	78,5	86,2	92,4	101,2	1.030,9
Exporte[2]	15,0	14,0	12,3	21,6	25,9	24,9	29,7	23,7	22,4	21,1	21,5	23,7	255,7
Nettoimport	**56,7**	**53,6**	**68,9**	**67,9**	**65,1**	**64,3**	**63,9**	**65,2**	**56,1**	**65,1**	**70,9**	**77,5**	**775,2**
Speichersaldo[3]	**63,9**	**58,2**	**14,4**	**-10,8**	**-19,6**	**-29,1**	**-28,1**	**-29,3**	**-15,9**	**5,1**	**22,3**	**29,7**	**+60,8**
Erdgasverbrauch	**124,0**	**114,8**	**86,5**	**60,2**	**48,7**	**38,3**	**38,7**	**39,0**	**43,2**	**73,4**	**96,3**	**112,1**	**875,3**
Verbrauch in PJ (H_i)	402,7	372,9	280,9	195,7	158,2	124,5	125,8	126,8	140,3	238,6	312,8	364,2	2.843,3
Verbrauch in Mio. t SKE (H_i)	13,7	12,7	9,6	6,7	5,4	4,2	4,3	4,3	4,8	8,1	10,7	12,4	97,0
Bereinigter Erdgasverbrauch[4]	*123,4*	*110,3*	*89,0*	*67,2*	*47,6*	*39,4*	*39,5*	*38,6*	*43,2*	*70,4*	*94,7*	*111,1*	*874,3*
nachrichtlich:													
Stromerzeugung aus Erdgas	10,3	10,0	8,2	6,1	5,3	4,5	5,3	4,9	5,6	7,3	9,4	9,6	86,4
Fernwärmeerzeugung aus Erdgas	9,8	8,8	7,2	4,6	3,6	1,9	1,9	1,9	3,2	5,4	7,6	9,0	65,0

2025: Veränderung zum Vorjahr

Veränderung in %	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Inländische Förderung[1]	**-10,5%**	**-13,7%**	**-13,6%**	**-5,5%**	**-9,6%**	**-0,1%**	**-13,2%**	**-4,8%**	**-10,5%**	**-1,4%**	**-5,8%**	**+40,5%**	**-4,0%**
Importe[2]	-13,3%	-10,9%	+5,9%	+20,4%	+35,1%	+29,5%	+34,7%	+36,3%	+44,6%	+20,4%	+18,6%	+25,9%	+19,2%
Exporte[2]	+85,8%	+91,1%	+100,7%	+181,3%	+195,5%	+221,7%	+169,8%	+97,7%	+178,8%	+225,7%	+499,7%	+326,1%	+176,9%
Nettoimport	**-24,0%**	**-21,8%**	**-2,4%**	**+1,8%**	**+11,1%**	**+5,2%**	**+9,3%**	**+22,5%**	**+21,3%**	**-0,0%**	**-4,5%**	**+3,5%**	**+0,4%**
Speichersaldo[3]													
Erdgasverbrauch	**+0,8%**	**+31,6%**	**+1,4%**	**-11,9%**	**+3,4%**	**-7,6%**	**-2,7%**	**+5,6%**	**-3,4%**	**+16,9%**	**-0,7%**	**+1,7%**	**+3,7%**
Verbrauch in PJ (H_i)	+0,8%	+31,6%	+1,4%	-11,9%	+3,4%	-7,6%	-2,7%	+5,6%	-3,4%	+16,9%	-0,7%	+1,7%	+3,7%
Verbrauch in Mio. t SKE (H_i)	+0,8%	+31,6%	+1,4%	-11,9%	+3,4%	-7,6%	-2,7%	+5,6%	-3,4%	+16,9%	-0,7%	+1,7%	+3,7%
Bereinigter Erdgasverbrauch[4]	*+2,1%*	*+11,4%*	*-4,1%*	*-8,7%*	*-17,8%*	*+0,9%*	*-0,5%*	*-2,0%*	*-5,5%*	*+9,5%*	*-0,1%*	*+2,7%*	*-0,1%*
nachrichtlich:													
Stromerzeugung aus Erdgas	+8,8%	+35,1%	+8,6%	-7,3%	-7,3%	-13,2%	+3,9%	-3,9%	+7,4%	+16,4%	+1,3%	+8,6%	+5,9%
Fernwärmeerzeugung aus Erdgas	-1,4%	+28,0%	+8,3%	-6,1%	+32,3%	-17,2%	-4,5%	+7,9%	+24,2%	+14,5%	-1,5%	-1,5%	+5,9%

[1] ohne Abfackelungen
[2] ab 2018 physische Mengen einschließlich sämtlicher Transite
[3] minus = Einspeicherung; plus = Ausspeicherung
[4] um Temperatur bereinigt

Ausschließliche Berücksichtigung von Speichern, die ans deutsche Netz angeschlossen sind.
Quellen: Destatis, BVEG, Entsog, GIE, eigene Berechnungen

Stand: 13.10.2026

Datenanhang Fernwärmeerzeugung und -verbrauch

Fernwärme-/-kälteerzeugung und -verbrauch 2026 (vorläufig)

in Mrd. kWh	Jan 2026	Feb 2026	#######	Apr 2026	#######	Jun 2026	Jul 2026	#######	Sep 2026	Okt 2026	#######	Dez 2026	Jahr 2026
Nettowärmeerzeugung und -einspeisungen	**19,8**	**16,0**	**14,2**	**11,6**	**8,0**	**5,2**	**4,4**						**79,1**
nach Energieträger:													
Erdgas	11,4	8,5	7,2	5,4	3,6	2,2	1,9						40,0
Steinkohle	1,8	1,4	1,2	0,9	0,5	0,2	0,2						6,0
Braunkohle	0,6	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1						2,4
Mineralöl	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0						1,2
Sonstige	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2						2,4
Unvermeidbare Abwärme und übrige Energieträger i.S.d. WPG	1,8	1,9	1,9	2,3	1,5	1,1	0,6						11,1
Biomasse	1,8	1,5	1,5	1,3	1,0	0,7	0,7						8,5
biogener Siedlungsabfall	1,3	1,1	1,1	0,9	0,7	0,5	0,5						6,2
Umwelt-, Geo- und Solarthermie	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1						1,3
nach Erzeuger:													
Wärme- und Kälteversorger	19,1	15,1	13,3	10,2	7,3	4,8	4,3						74,0
in Kraft-Wärme-Kopplung	13,3	11,4	9,2	7,0	5,2	3,6	3,4						53,2
aus ungekoppelter Erzeugung	5,9	3,7	4,1	3,2	2,1	1,2	0,8						20,9
Einspeisung sonstiger Marktteilnehmer	0,6	0,9	0,9	1,4	0,7	0,5	0,1						5,1
Fernwärme-/-kälteaufkommen	19,8	16,0	14,2	11,6	8,0	5,2	4,4						79,1
Wärmebetriebsverbrauch, Netzverluste, Import-Export-Saldo und stat. Differenzen	1,9	1,7	1,2	1,1	1,2	0,9	0,8						8,7
Fernwärme-/-kälteverwendung	**17,9**	**14,3**	**13,0**	**10,5**	**6,8**	**4,4**	**3,5**						**70,4**
davon:													
Industrie (Bergbau und Verarb. Gewerbe)	3,5	3,4	3,5	3,2	2,9	2,9	2,7						22,1
Private Haushalte und Wohnungsgesellschaften	9,4	7,1	6,2	4,9	2,7	1,1	0,6						32,0
Sonstige (Gewerbe, Handel, Dienstleistunge	5,0	3,8	3,2	2,5	1,3	0,4	0,2						16,3

2026: Veränderung zum Vorjahr

Veränderung in %	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Nettowärmeerzeugung und -einspeisungen	**+10,1%**	**-5,3%**	**-2,9%**	**+9,7%**	**-0,7%**	**+7,5%**	**-2,5%**						**+2,2%**
nach Energieträger:													
Erdgas	+16,2%	-3,4%	-0,9%	+16,6%	-1,0%	+14,3%	+0,0%						+5,9%
Steinkohle	-0,3%	-20,7%	-12,5%	+15,2%	+0,4%	-12,2%	+13,5%						-6,7%
Braunkohle	-12,3%	-15,5%	-19,4%	-15,1%	-22,5%	-19,0%	-41,7%						-18,7%
Mineralöl	+29,0%	+2,7%	-3,9%	+16,5%	-19,0%	+55,1%	-0,0%						+9,8%
Sonstige	-5,5%	-6,8%	-4,7%	-22,7%	-6,2%	-2,9%	-2,1%						-7,6%
Unvermeidbare Abwärme und übrige Energieträger i.S.d. WPG	+3,8%	-2,7%	-3,2%	+4,5%	+0,9%	+4,5%	-6,9%						+0,6%
Biomasse	+6,5%	+0,3%	+4,2%	+14,7%	+7,3%	+15,4%	+17,0%						+7,6%
biogener Siedlungsabfall	+3,9%	-4,6%	-4,8%	-1,6%	-0,2%	-0,6%	-11,3%						-2,3%
Umwelt-, Geo- und Solarthermie	+11,2%	-1,8%	-0,4%	+13,7%	-1,8%	+10,1%	-8,2%						+3,6%
nach Erzeuger:													
Wärme- und Kälteversorger	+10,1%	-5,5%	-2,8%	+10,3%	-0,9%	+7,9%	-2,4%						+2,3%
in Kraft-Wärme-Kopplung	+10,1%	-3,2%	-4,9%	+6,5%	-0,2%	+4,6%	-4,3%						+1,5%
aus ungekoppelter Erzeugung	+10,1%	-11,9%	+2,4%	+19,7%	-2,6%	+19,2%	+5,8%						+4,2%
Einspeisung sonstiger Marktteilnehmer	+9,9%	-3,0%	-5,1%	+5,5%	+1,1%	+3,9%	-4,1%						+1,5%
Fernwärme-/-kälteaufkommen	+10,1%	-5,3%	-2,9%	+9,7%	-0,7%	+7,5%	-2,5%						+2,2%
Wärmebetriebsverbrauch, Netzverluste, Import-Export-Saldo und stat. Differenzen	.	.	.	.	.	.							.
Fernwärme-/-kälteverwendung	**+10,7%**	**-4,4%**	**-1,6%**	**+12,4%**	**-8,9%**	**+12,2%**	**-4,2%**						**+2,5%**
davon:													
Industrie (Bergbau und Verarb. Gewerbe)	-4,0%	-4,6%	-2,4%	-0,4%	-3,9%	+5,1%	-2,9%						-2,1%
Private Haushalte und Wohnungsgesellschaften	+15,5%	-3,7%	-0,7%	+19,1%	-11,1%	+25,1%	-9,9%						+5,0%
Sonstige (Gewerbe, Handel, Dienstleistunge	+14,3%	-5,4%	-2,4%	+18,7%	-14,1%	+38,4%	-2,8%						+3,9%

Unterjährige Daten stets vorläufig.
Quellen: Destatis, BDEW

Stand: ########

Datenanhang Preise

Strom

Terminmarkt, Baseload (0 Uhr bis 24 Uhr), Jahresfuture (EEX DEBY, Settlement Prices, rollierend fürs Folgejahr)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	93,38	92,61	84,07	81,76	88,09	89,24	86,64	85,47	86,67	87,21	88,92	84,89	87,55	87,41
2026	85,15	80,88	93,27	90,77	92,25	93,73	101,95	108,00	127,52				97,06	97,06
Veränderung zum Vorjahr	-9%	-13%	+11%	+11%	+5%	+5%	+18%	+26%	+47%				+11%	+11%

Terminmarkt, Peakload (8 Uhr bis 20 Uhr), Jahresfuture (EEX DEPY, Settlement Prices, rollierend fürs Folgejahr)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	104,22	102,77	92,94	90,47	96,26	95,98	92,27	90,88	92,07	92,42	93,61	88,42	95,32	94,36
2026	89,15	85,06	99,57	96,29	97,06	98,80	107,68	113,40	137,70				102,75	102,75
Veränderung zum Vorjahr	-14%	-17%	+7%	+6%	+1%	+3%	+17%	+25%	+50%				+8%	+9%

Spotmarkt, Day-Ahead, Base (0 Uhr bis 24 Uhr)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	114,14	128,52	94,73	77,94	67,34	63,99	87,80	76,99	83,51	84,40	101,88	93,47	88,33	89,56
2026	110,09	96,58	99,29	78,52	97,54	109,52	105,45	126,89	144,82				107,63	107,63
Veränderung zum Vorjahr	-4%	-25%	+5%	+1%	+45%	+71%	+20%	+65%	+73%				+22%	+20%

Spotmarkt, Day-Ahead, Peak (Wochentage 8 Uhr bis 20 Uhr)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	136,50	143,79	98,11	69,63	46,52	38,19	77,57	67,60	86,39	108,37	128,66	108,68	84,92	92,50
2026	129,85	108,69	93,90	65,54	75,47	94,15	79,44	110,48	140,86				99,82	99,82
Veränderung zum Vorjahr	-5%	-24%	-4%	-6%	+62%	+147%	+2%	+63%	+63%				+18%	+8%

Erdgas

Terminmarkt THE, Jahresfuture (EEX G0BY, rollierend fürs Folgejahr)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	40,67	41,37	36,37	34,56	35,70	36,58	35,21	33,84	33,34	32,47	31,32	28,37	36,40	34,98
2026	27,66	28,57	40,87	38,55	38,98	37,50	41,84	46,32	58,44				39,86	39,86
Veränderung zum Vorjahr	-32%	-31%	+12%	+12%	+9%	+3%	+19%	+37%	+75%				+9%	+14%

Spotmarkt THE, End-Of-Day-Index (EEX Gas Spot Market GND1)

EUR/MWh	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	49,37	51,39	42,82	36,09	35,90	37,31	34,76	32,96	32,59	32,85	32,12	29,14	39,24	37,27
2026	36,63	34,82	53,29	45,30	47,46	45,07	54,16	62,17	76,10				50,56	50,56
Veränderung zum Vorjahr	-26%	-32%	+24%	+26%	+32%	+21%	+56%	+89%	+133%				+29%	+36%

CO_2-Zertifikate im Emissionshandel

CO_2-Terminmarkt (EEX FEUA - Dezemberkontrakt)

EUR/t CO_2	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel Jan - Sep	Gesamt-jahr
2025	77,14	76,27	69,21	64,76	70,85	72,53	70,61	71,57	76,01	78,44	81,10	82,78	72,11	74,27
2026	87,09	74,21	69,29	73,39	75,65	78,45	80,76	82,00	85,40				78,47	78,47
Veränderung zum Vorjahr	+13%	-3%	+0%	+13%	+7%	+8%	+14%	+15%	+12%				+9%	+6%

Stand: 19.10.2026
Quellen: EEX, ENTSO-E

Ihre Ansprechpartner beim BDEW e.V. in der Abteilung Volkswirtschaft:

Wirtschafts- und Konjunkturdaten:
Marcel Westphal
Telefon +49 30 300199-1616
marcel.westphal@bdew.de

Erzeugungs- und Verbrauchsdaten:
Florentine Schenke
Telefon +49 30 300199-1613
florentine.schenke@bdew.de

Energiepreise und Erneuerbare Energien:
Carlotta Irrgang
Telefon +49 30 300199-1617
carlotta.irrgang@bdew.de

Daten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Witterungsdaten werden in Kooperation mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erarbeitet.

Dieser Bericht wird monatlich aktualisiert. Die aktuelle Ausgabe steht hier zum Herunterladen zur Verfügung. Auch die Diagramme stehen auf dieser Webseite zum Herunterladen für Sie bereit. Unter Nennung der vollständigen Quellenangabe können Texte, Diagramme und Tabellen aus dieser Publikation zur weiteren Verwendung genutzt werden.

Für die Aufnahme in den E-Mail-Verteiler „Konjunktur und Energieverbrauch“ senden Sie eine formlose E-Mail an: economics@bdew.de

Weiterführende Informationen:

- Entwicklung der Energieversorgung (Aktueller Jahresbericht 2025)
- Energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland (Aktuelle Quartalsberichte)
- bdew.de: Daten und Grafiken

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstr. 32
10117 Berlin
info@bdew.de
www.bdew.de

Telefon +49 30 / 300 199-0
Telefax +49 30 / 300 199-3900