

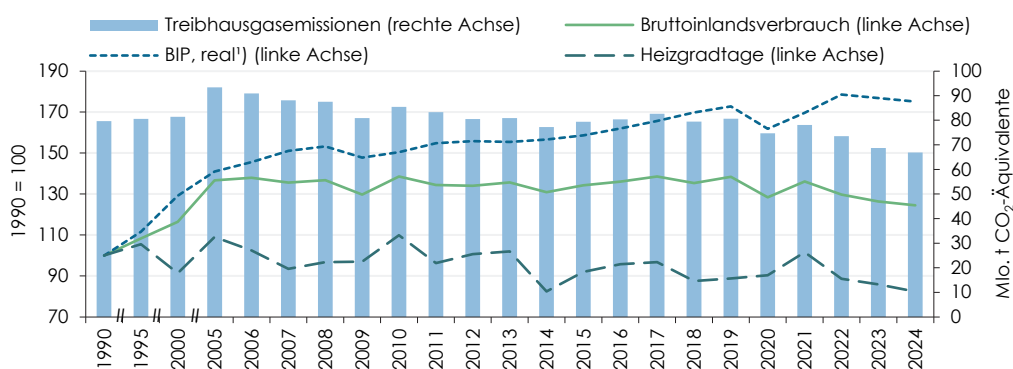
Schlüsselindikatoren zu Klimawandel und Energiewirtschaft 2025

Sonderthema: Die Rolle von Batteriegroßspeichern in der Energiewende

Bernhard Kasberger, Daniela Kletzan-Slamanig, Ina Meyer, Asjad Naqvi, Thomas Neier, Franz Sinabell, Mark Sommer

- Im Jahr 2023 schrumpfte die österreichische Wirtschaft (BIP real –1,0%); auch der Energieverbrauch (–3,0%) und die Treibhausgasemissionen (–6,6%) gingen weiter zurück.
- Zuzuschreiben ist die Emissionsreduktion den anhaltend hohen Energiepreisen, der milden Witterung, den Klimaschutzmaßnahmen (Ausbau erneuerbarer Energie, Heizungstausch, CO₂-Bepreisung) sowie der rückläufigen Wirtschaftsentwicklung.
- Für das Jahr 2024 prognostiziert das Umweltbundesamt eine erneute Abnahme der Emissionen um 2,6%. Dämpfend wirkte neben den Klimaschutzmaßnahmen die fortgesetzte Rezession (–1,0%).
- Seit 1990 hat die bewirtschaftete Ackerfläche in Österreich um etwa 85.600 ha (6%) abgenommen. Der stetige Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche gefährdet angesichts stagnierender Hektarerträge und des Bevölkerungsanstiegs die Ernährungssicherheit.
- Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen ergänzen sich gegenseitig und machen die Energiewende kosteneffizienter. Ein klug gestalteter Regulierungsrahmen hebt das Potenzial von Batterien und ermöglicht es, den Netzausbau gezielt zu begrenzen oder zu verschieben.

Treibhausgasemissionen, Energieverbrauch, Bruttowertschöpfung und Heizgradtage in Österreich



"Die Reduktion der Treibhausgasemissionen war in den letzten Jahren nicht ausschließlich auf Effizienzgewinne und den strukturellen Wandel im Energiesystem zurückzuführen, sondern auch auf die Rezession."

Im Jahr 2023 dämpfte neben den Klimaschutzmaßnahmen und der milden Witterung die Rezession den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen. 2024 setzte sich diese Entwicklung nach vorläufigen Daten fort, allerdings verlangsamte sich der Emissionsrückgang (Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria; WDS – WIFO-Daten-System, Macrobond. 2024: Statistik Austria, vorläufige Energiebilanz 2024; Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024. – ¹⁾ Referenzjahr 2015).

Schlüsselindikatoren zu Klimawandel und Energiewirtschaft 2025

Sonderthema: Die Rolle von Batteriegroßspeichern in der Energiewende

Bernhard Kasberger, Daniela Kletzan-Slamanig, Ina Meyer, Asjad Naqvi, Thomas Neier, Franz Sinabell, Mark Sommer

Schlüsselindikatoren zu Klimawandel und Energiewirtschaft 2025. Sonderthema: Die Rolle von Batteriegroßspeichern in der Energiewende

Das Jahr 2023 war wirtschaftlich durch Inflation und Rezession gekennzeichnet. Österreich emittierte auch aufgrund der Konjunkturlaute erneut deutlich weniger Treibhausgase als im Vorjahr (–6,6%), und auch der Energieverbrauch ging zurück (–2,5%). Ursächlich für diese Entwicklungen waren die anhaltend hohen Energiepreise infolge des Ukraine-Krieges, die milde Witterung, der Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien sowie Verbesserungen in der Energieeffizienz der Kapitalstöcke. Der Treibhausgasausstoß erreichte mit 68,7 Mio. t CO₂-Äquivalenten den niedrigsten Wert seit 1990. Dennoch besteht weiterhin großer Handlungsbedarf, um das österreichische Ziel der Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen, insbesondere da die vorläufigen Daten für 2024 auf eine deutliche Verlangsamung der Emissionsminderungen hindeuten. Das diesjährige Sonderthema befasst sich mit dem Potenzial von Batteriegroßspeichern, zur Energiewende beizutragen, indem sie erneuerbare Erzeugungstechnologien, vor allem Photovoltaik, ergänzen. Die Kombination von Batteriespeichern und Photovoltaikanlagen kann in einem klugen Regulierungsumfeld die Strompreise glätten bzw. senken und die Erfordernisse des Netzausbaus reduzieren.

JEL-Codes: Q15, Q41, Q42, Q43, Q54, L94 • **Keywords:** Klimawandel, Klimapolitik, Energiepolitik, Agrarproduktion, Umweltindikatoren, Energiespeicherung, Erneuerbare Energie

Begutachtung: Michael Böheim • **Wissenschaftliche Assistenz:** Katharina Köberl-Schmid (katharina.koeberl-schmid@wifo.ac.at), Susanne Markytan (susanne.markytan@wifo.ac.at), Dietmar Weinberger (dietmar.weinberger@wifo.ac.at) • Abgeschlossen am 3. 9. 2025

Kontakt: Bernhard Kasberger (bernhard.kasberger@wifo.ac.at), Daniela Kletzan-Slamanig (daniela.kletzan-slamanig@wifo.ac.at), Ina Meyer (ina.meyer@wifo.ac.at), Asjad Naqvi (asjad.naqvi@wifo.ac.at), Thomas Neier (thomas.neier@wifo.ac.at), Franz Sinabell (franz.sinabell@wifo.ac.at), Mark Sommer (mark.sommer@wifo.ac.at)

Key Indicators of Climate Change and the Energy Sector in 2025. Special Topic: The Role of Grid-scale Battery Storage in the Energy Transition

The year 2023 was marked by inflation and recession. Austria again emitted significantly less greenhouse gases than in the previous year (–6.6 percent), and energy consumption also declined (–2.5 percent). This development was partly due to the economic downturn and, in addition, due to persistently high energy prices as a result of the war in Ukraine, mild weather, the expansion of renewable energy technologies, and improvements in the energy efficiency of capital stocks. Greenhouse gas emissions reached their lowest level since 1990 (68.7 million t of CO₂ equivalents). Nevertheless, there is still a great need for action to achieve Austria's goal of climate neutrality by 2040, especially as preliminary data for 2024 indicate a significant slowdown in emission reductions. This year's special topic deals with the potential of grid-scale battery storage to contribute to the energy transition through its complementarity with renewable generation technologies, especially photovoltaics. In a smart regulatory environment, the combination of battery storage and photovoltaics can smooth and reduce electricity prices and reduce the need for grid expansion.

Der vorliegende 18. WIFO-Bericht über die Schlüsselindikatoren zu Klimawandel und Energiewirtschaft dokumentiert und analysiert deren Entwicklung im Jahr 2023 und – sofern entsprechende Zahlen bereits vorliegen – im Jahr 2024. Er stützt sich auf aktuelle Daten zu den Treibhausgasemissionen in Österreich (Umweltbundesamt, 2025a, 2025b, 2025c) und den Energieflüssen laut Energiebilanz (Statistik Austria, 2024c, 2025).

Das Jahr 2023 war in Österreich wirtschaftlich durch Inflation und Rezession geprägt. Der Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen sanken erneut, allerdings ver-

langsamte sich der Rückgang im Vergleich zum Vorjahr.

Die Entwicklungen in den Bereichen Energieverbrauch, Energiebereitstellung und Treibhausgasemissionen werden im Folgenden für Österreichs Gesamtwirtschaft und deren Sektoren hinsichtlich der klimapolitischen Ziele analysiert. Das diesjährige Sonderthema widmet sich dem Potenzial von Batteriespeichern, zur Energiewende beizutragen, indem sie als komplementäre Technologie die erneuerbare Energieerzeugung, insbesondere über Photovoltaik, ergänzen. Der Einsatz von Batteriespeichern ermöglicht

eine Glättung bzw. Senkung der Strompreise und erlaubt es unter der Voraussetzung eines adäquaten Regulierungsrahmens, den

erforderlichen Netzausbau zu begrenzen oder zu verschieben.

1. Indikatoren für Klima und Energie

1.1 Energetischer Bruttoinlandsverbrauch der EU 27 nahm 2023 weiter ab

2023 legte das BIP in der EU 27 im Vergleich zum Vorjahr um 0,4% zu. Der Energieeinsatz ging demgegenüber um 4,0% zurück und erreichte mit 54.427 PJ das niedrigste Niveau seit 1990. Der Rückgang war auf die weiterhin relativ hohen Energiepreise, den milden Winter sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und den steigenden Anteil erneuerbarer Energieträger zurückzuführen. Der Einsatz fossiler Energieträger reduzierte sich im Vergleich zum Vorjahr weiter – bei Erdgas betrug der Rückgang im Durchschnitt der EU 27 15% – während der Anteil erneuerbarer Energieträger abermals zunahm und mit 24,5% am Bruttoendenergie-

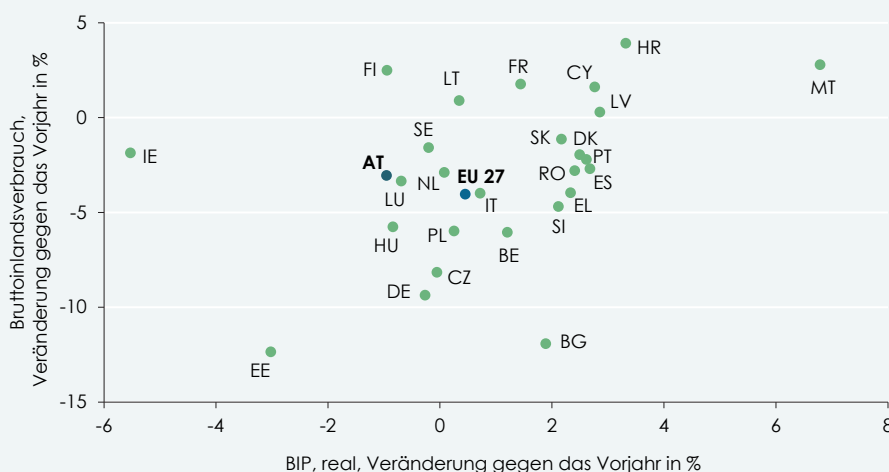
verbrauch der EU 27 um 1,5 Prozentpunkte höher war als 2022. Mit den Fortschritten der letzten drei Jahre verringerte sich der Abstand zu den für 2030 festgesetzten Energieeffizienzzielen weiter.

Ein Vergleich der Wirtschaftsentwicklung und des Energieeinsatzes auf Länderebene zeigt ein differenziertes Bild (Abbildung 1): die reale Wirtschaftsleistung stieg 2023 in zwei Dritteln der EU-Länder und schrumpfte in einem Drittel – darunter Österreich. Deutliche BIP-Zuwächse konnten neben Malta (+6,8%) auch Kroatien, Zypern und Lettland verzeichnen. Eine Verringerung des Bruttoinlandsverbrauchs an Energie gelang 20 Mitgliedsländern, allen voran Estland, Bulgarien, Deutschland und Tschechien.

Die Wirtschaft der EU 27 wuchs 2023 nur leicht, der Energieverbrauch erreichte mit –4% gegenüber dem Vorjahr das niedrigste Niveau seit 1990.

Abbildung 1: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauchs an Energie in Relation zur BIP-Entwicklung in den EU-Ländern

2023



Q: Eurostat.

1.2 Österreich: Hohe Inflation, Rezession und klimapolitische Maßnahmen dämpften 2023 die Emissionen

Österreich emittierte 2023 abermals deutlich weniger Treibhausgase als im Vorjahr (–6,6%). Über alle Sektoren hinweg betrug der Ausstoß 68,7 Mio. t CO₂-Äquivalente (CO₂-Emissionen: 56,9 Mio. t; Abbildung 2). Das entspricht einem Rückgang von 13,7% gegenüber dem Niveau von 1990.

Ausschlaggebend für die Verringerung im Vorjahresvergleich waren die lebhaft Inflation und die Rezession, die insbesondere im industriellen Bereich die Emissionen minder-

ten. Dämpfend wirkten auch die geringere Zahl an Heizgradtagen, der verminderte Verbrauch fossiler Energie im Gebäudesektor (Heizungstausch) und ein Rückgang des Dieserverbrauchs im Verkehrsbereich.

Für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels gelten im Zeitraum 2021 bis 2030 nationale Höchstmenge gemäß der Effort-Sharing-Verordnung 2018/842/EU (Europäische Kommission, 2018). Im Jahr 2023 betrug die für Österreich relevante Obergrenze 45,2 Mio. t CO₂-Äquivalente. Die tatsächlichen Emissionen lagen mit 44,3 Mio. t CO₂-Äquivalenten unter dem Zielwert. Auch im Emissionshandelsbereich sank der Ausstoß

Sowohl im Bereich des Emissionshandels als auch in den durch das Klimaschutzgesetz geregelten Sektoren emittierte Österreich 2023 weniger Treibhausgase als im Jahr davor.

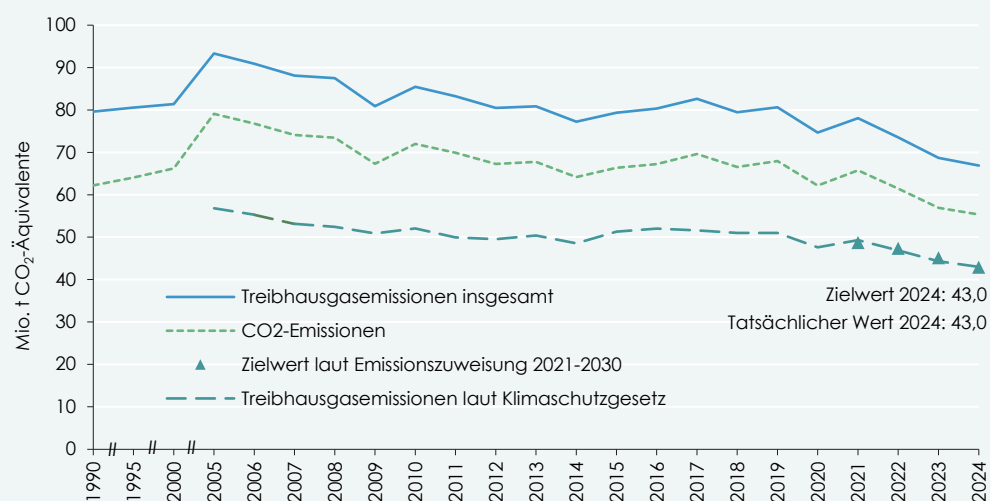
deutlich gegenüber 2022 (+2,2 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. +8,3%) und erreichte 24,4 Mio. t, wovon 6 Mio. t auf die Energieerzeugung und 18,4 Mio. t auf die Industrie entfielen. Die Reduktion folgte vor allem aus einer Abnahme der industriellen Produktion (vorrangig in den Bereichen Stahl und Roheisen, Papier, chemische Erzeugnisse sowie Zement) und dem geringeren Brennstoffeinsatz in der Energieversorgung.

2024 verringerten sich Österreichs Treibhausgasemissionen nach aktuellen Daten der

Nahzeitprognose (Nowcast) des Umweltbundesamtes um 2,6%. Damit hielt der in den Vorjahren beobachtete Rückgang zwar an, verlor jedoch merklich an Schwung¹⁾.

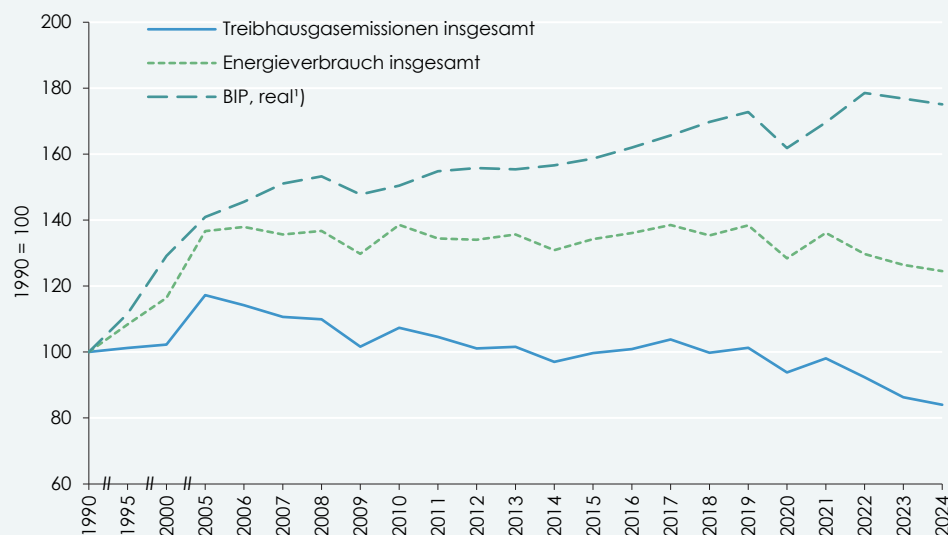
Gleiches gilt für die Emissionen laut Klimaschutzgesetz. Diese entsprachen laut Nowcast-Daten mit 43 Mio. t CO₂-Äquivalenten genau dem für 2024 vorgegebenen Zielwert. Allerdings war auch hier der Rückgang mit -2,9% weitaus geringer als in den zwei Jahren zuvor (2022 -4,9% und 2023 -5,5%).

Abbildung 2: Treibhausgasemissionen in Österreich und Kyoto-Ziel



Q: Umweltbundesamt, Treibhausgasinventur 1990/2023. 2024: Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024.

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen und Wirtschaftswachstum in Österreich



Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria; WDS – WIFO-Daten-System, Macrobond. 2024: Statistik Austria, vorläufige Energiebilanz 2024; Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024. – ¹⁾ Referenzjahr 2015.

¹⁾ Dies zeigt sich auch in der Prognose der Treibhausgasemissionen des WIFO für die Jahre 2024 bis 2026 (Glocker & Ederer, 2025).

Da das heimische Bruttoinlandsprodukt auch im Jahr 2024 um 1% schrumpfte, ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht ausschließlich auf Effizienzgewinne und den strukturellen Wandel im Energiesystem zurückzuführen, sondern auch auf die schwächere wirtschaftliche Entwicklung. Auch der Energieverbrauch sank 2024 mit –1,5% nur moderat (2023 –2,5%; Abbildung 3). Dies spiegelt sich in einer leichten Abnahme der energiebedingten Emissionen um 1%, einem Rückgang der prozessbedingten Emissionen um 2,4% sowie in geringeren Emissionen des Verkehrssektors (–2,7%). Gegenüber 2023 verlangsamte sich somit der Rückgang der Emissionsintensität bezogen auf die Gesamtwirtschaft ebenso wie gemessen am Energieverbrauch.

1.3 Moderater Rückgang der Treibhausgasemissionen in den meisten Sektoren

Die Treibhausgasemissionen gingen 2023 in allen Sektoren zurück (Abbildung 4). Den höchsten relativen Rückgang verzeichnete der Kleinverbrauch (Gebäude und Dienstleistungen) mit 12,6%, was einer Reduktion um 1,0 Mio. t CO₂-Äquivalente auf 10,6% der Gesamtemissionen entsprach. Die Energiewirtschaft konnte ihre Emissionen mit –10,8% im Vorjahresvergleich ebenfalls kräftig

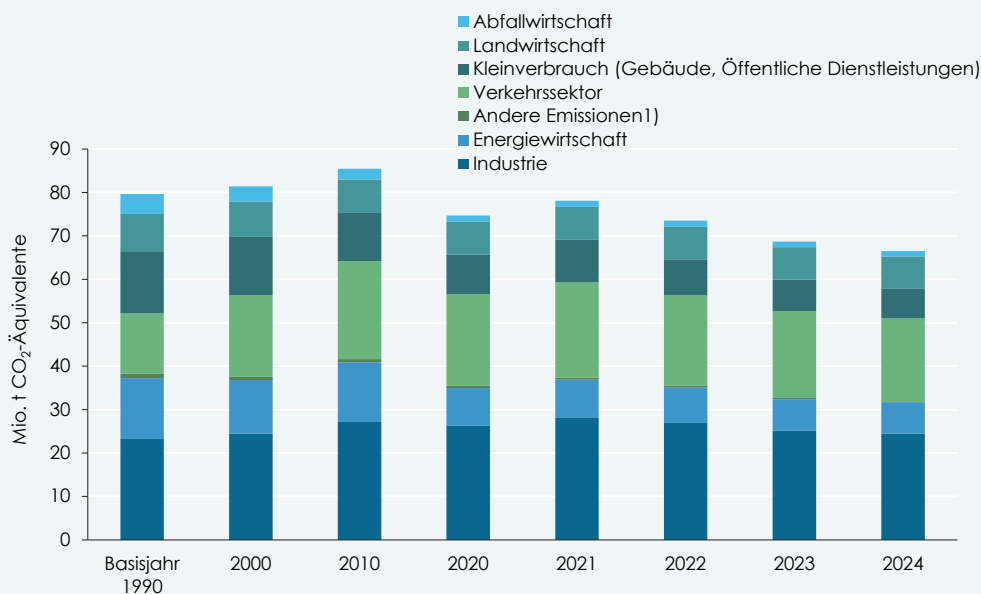
senken. In absoluten Zahlen reduzierte sich der Ausstoß der Industrie am deutlichsten (–1,8 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. –6,7%), sie blieb jedoch mit einem Anteil von über 36% der größte Emittent. Die Emissionen des Verkehrssektors nahmen um 0,9 Mio. t CO₂-Äquivalente (–4,4%) ab und machten 28,9% des Gesamtausstoßes aus. Seit 1990 war in Industrie (+8,0%) und Verkehr (+42,2%) ein Anstieg der Emissionen zu beobachten. Die übrigen Sektoren konnten ihren Ausstoß hingegen teils deutlich reduzieren.

2024 dürfte sich sektoral ein ähnliches Bild ergeben. Gemäß den Nowcast-Daten des Umweltbundesamtes verzeichnete die Energiewirtschaft allerdings nur einen Rückgang um 1% auf 7,2 Mio. t CO₂-Äquivalente, womit sich ihr Anteil auf 10,8% der Gesamtemissionen erhöhte. Der Kleinverbrauch (–6,0%), die Industrie (–2,4%) und der Verkehrssektor (–2,7%) konnten ihren Treibhausgasausstoß deutlicher senken. Auf die Landwirtschaft entfielen mit leicht steigender Tendenz 11,1% und auf die Abfallwirtschaft 1,9% der gesamten Emissionsmenge. In diesen Sektoren nahm der Ausstoß gegenüber dem Vorjahr um 0,6% bzw. 3,5% ab.

Die Emissionen sinken zwar weiter, der Rückgang verlangsamt sich allerdings.

Kleinverbrauch und Verkehr verzeichneten 2024 die stärksten Emissionsrückgänge. In der Energiewirtschaft sank der Treibhausgasausstoß kaum.

Abbildung 4: **Verursacher der Treibhausgasemissionen in Österreich**



Q: Umweltbundesamt, Treibhausgasinventur 1990/2023. 2024: Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024. –
1) Militär, Fluorierte Treibhausgase, CO₂-Transport und -Speicherung.

1.4 Industrieemissionen sinken bei rückläufiger Produktion

Die heimische Industrie emittierte 2023 abermals deutlich weniger Treibhausgase als im Vorjahr (–6,7%). Ihr Anteil an den Gesamtemissionen blieb aber annähernd stabil bei 36,5% (–0,1 Prozentpunkt). Die Abnahme der

Emissionen folgte nicht zuletzt aus dem Rückgang der industriellen Bruttowertschöpfung um 4,6%. Von den insgesamt 25,1 Mio. t CO₂-Äquivalenten entfielen rund 15,5 Mio. t auf Prozessemissionen, die im Vorjahresvergleich um 4,6% zurückgingen – insbesondere aufgrund der geringeren Stahlproduktion.

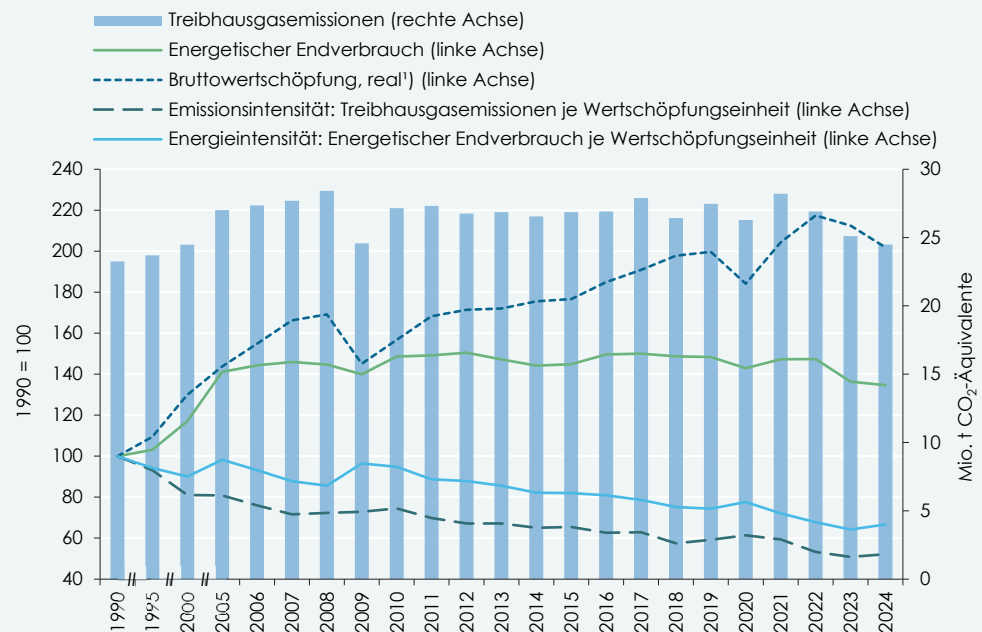
In der Industrie hält der Emissionsrückgang an, er beruht jedoch zunehmend auf einer geringeren Wertschöpfung.

Der Energieverbrauch der Industrie sank um 7,4% auf rund 291 PJ. Dies unterstreicht die Entkopplung von Energieverbrauch und Emissionen im Industriesektor, wobei die Emissionsintensität 2023 um 4,5% und die Energieintensität um 5,3% abnahm (Abbildung 5).

2024 sanken die industriellen Treibhausgasemissionen laut Umweltbundesamt weiter um 2,4% auf 24,5 Mio. t CO₂-Äquivalente,

während die Bruttowertschöpfung mit –5,0% mehr als doppelt so stark geschrumpft sein dürfte. Der Energieverbrauch verminderte sich nur leicht um 1,3% auf rund 287 PJ. Dadurch nahmen sowohl die Emissionsintensität (+2,7%) als auch die Energieintensität (+3,9%) wieder zu. Dies weist darauf hin, dass die Emissionsreduktion im Jahr 2024 eher von der schwächeren industriellen Aktivität als von Effizienzgewinnen getragen war.

Abbildung 5: Treibhausgasemissionen, Energieverbrauch und Bruttowertschöpfung der Industrie



Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria; WDS – WIFO-Daten-System, Macrobond. 2024: Statistik Austria, vorläufige Energiebilanz 2024; Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024. – ¹⁾ Sachgütererzeugung einschließlich Bergbau, zu Herstellungspreisen, Referenzjahr 2015.

1.5 Rückgang der verkehrsbedingten Emissionen setzt sich fort

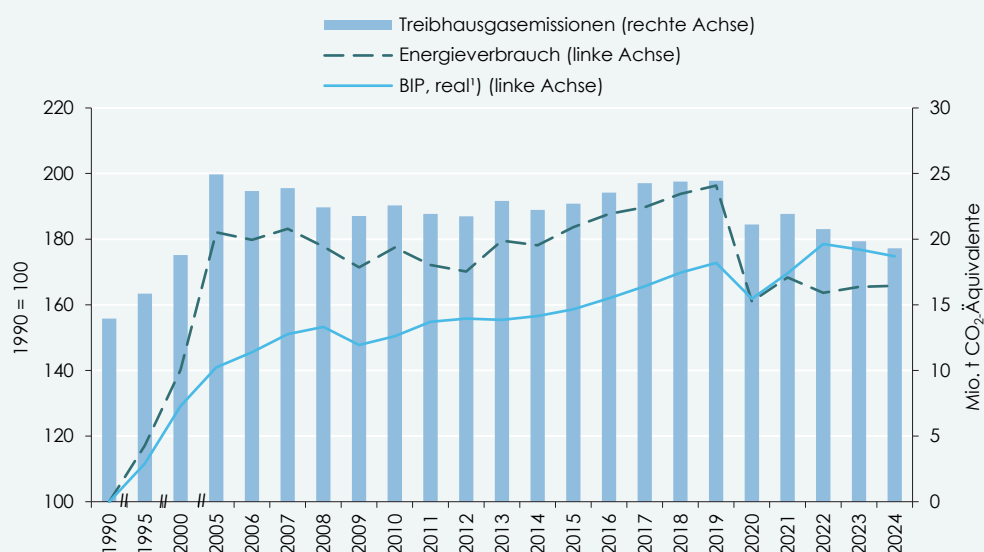
2023 gingen die Emissionen des Verkehrssektors zurück, während sein Endenergieverbrauch leicht zunahm. Diese Trends dürften sich 2024 fortgesetzt haben.

Die verkehrsbedingten Emissionen reduzierten sich 2023 um 4,4% auf 19,8 Mio. t CO₂-Äquivalente, wozu vor allem der geringere Straßenverkehr beitrug. Der Absatz von Dieselmotoren nahm insbesondere im Export mit schweren Nutzfahrzeugen ab, während der Benzinabsatz im Vergleich zu 2022 leicht anstieg (Umweltbundesamt, 2025a). Der Anteil des Verkehrs an den Gesamtemissionen erhöhte sich um 0,6 Prozentpunkte auf 28,9%. Mit 345 PJ lag der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors um 1,1% über

dem Niveau des Vorjahres. Die Diskrepanz zwischen der Entwicklung der Emissionen und des Endenergieverbrauchs ergibt sich weiterhin daraus, dass die Verbrauchsdaten den internationalen Flugverkehr enthalten, die Emissionsdaten jedoch nicht.

Für 2024 wird ein weiterer Rückgang der verkehrsbedingten Emissionen um 2,7% auf 19,3 Mio. t CO₂-Äquivalente prognostiziert. Der Endenergieverbrauch dürfte hingegen leicht um 0,2% auf rund 346 PJ gestiegen sein. Dadurch erhöhte sich der Anteil des Verkehrs an den Gesamtemissionen voraussichtlich auf 28,8%.

Abbildung 6: Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch des Verkehrssektors sowie Wirtschaftswachstum in Österreich



Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria; WDS – WIFO-Daten-System, Macrobond. 2024: Statistik Austria, vorläufige Energiebilanz 2024; Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024. – ¹) Referenzjahr 2015.

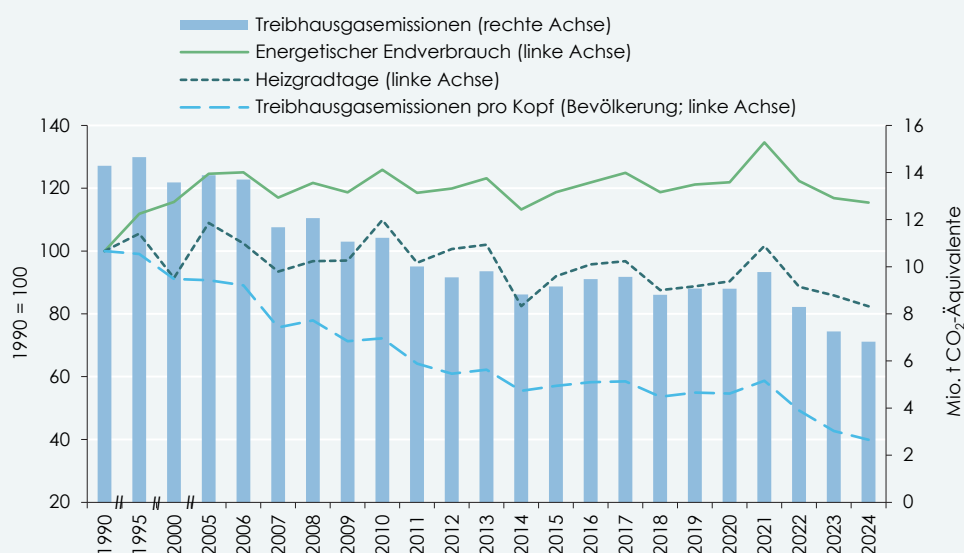
1.6 Treibhausgasemissionen des Kleinverbrauchs weiter rückläufig

In den Sektoren private Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft nahmen 2023 sowohl der Endenergieverbrauch als auch die Treibhausgasemissionen deutlich ab. Der energetische Endverbrauch war um 4% niedriger als im Vorjahr. Der Großteil des Minderverbrauchs entfiel auf die Raumwärmeerzeugung, für die wegen der geringeren

Zahl an Heizgradtagen (–3%) und preisbedingten Verbrauchsreduktionen weniger Energie aufgewendet wurde. Im Energiemix sank der Anteil von Gasöl spürbar von 10% auf 8%, jener von Erdgas moderat von 16,3% auf 16%. Hierfür dürfte der Heizungstausch eine Rolle gespielt haben. In der Folge nahmen die direkten Treibhausgasemissionen aus fossilen Quellen um 13% ab.

Der Anteil des für Heizzwecke eingesetzten Gasöls am Kleinverbrauch nahm 2024 deutlich ab.

Abbildung 7: Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch von privaten Haushalten, Dienstleistungen und Landwirtschaft sowie Zahl der Heizgradtage



Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria. 2024: Statistik Austria, vorläufige Energiebilanz 2024; Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024.

2024 verringerten sich der Endenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen das dritte Jahr in Folge. Der energetische Endverbrauch war mit 393 PJ um 5 PJ (1,2%) niedriger als 2023. Dieser Rückgang ist unerwartet schwach, zumal die Zahl an Heizgradtagen um über 4% geringer war und der Großteil der Energie (2023: 77%) für die Raumwärmeerzeugung verwendet wird. Hierbei könnten die niedrigeren Energiepreise eine Rolle gespielt haben.

Nach Energieträgern nahm insbesondere die Verwendung von Gasöl für Heizzwecke (–5 PJ), Biomasse (–3 PJ), Erdgas (–0,3 PJ) und Fernwärme (–0,2 PJ) ab. Im Bereich Umgebungswärme wurde ein Zuwachs verzeichnet (+1,8 PJ). Der Einsatz von Gasöl sank somit deutlich um über 16%, jener von Erdgas moderat um 0,5%. Folglich verringerten sich die direkten Treibhausgasemissionen aus fossilen Quellen um 6% auf 6,8 Mio. t CO₂-Äquivalente; die Emissionen pro Kopf schrumpften um 6,5% (Abbildung 7).

1.7 Treibhausgasemissionen der öffentlichen Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung stagnieren

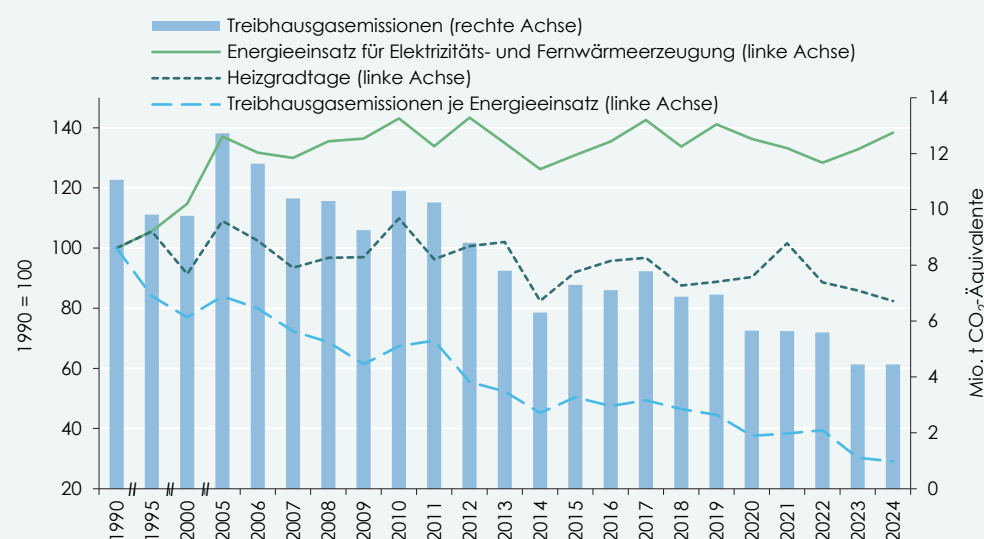
Die öffentliche Stromerzeugung im Inland stieg im Jahr 2023 auf 228 PJ (+22 PJ), wozu nach dem unterdurchschnittlichen Vorjahr insbesondere die Wasserkraft beitrug (+17% bzw. +22 PJ). Ebenso wurde mehr Strom aus Photovoltaik (+69% bzw. +9 PJ) und Windkraft (+11% bzw. +3 PJ) erzeugt, während die

Verstromung von Erdgas um 33% (–11 PJ) einbrach. Die Erzeugung öffentlicher Fernwärme lag im Jahr 2023 bei 67 PJ und ging im Vorjahresvergleich mit –7% (–5 PJ) deutlich zurück als die Zahl der Heizgradtage (–3%). Hierbei dürften auch preisbedingte Einsparungen eine Rolle gespielt haben.

2024 erreichte die öffentliche Stromerzeugung im Inland mit 282 PJ (+28 PJ) einen neuen Höchststand (laut vorläufiger Energiebilanz). Dazu trugen insbesondere Steigerungen in den Bereichen Wasserkraft (+18 PJ bzw. +11%), Windkraft (+4,4 PJ bzw. +13%) und Photovoltaik (+4,5 PJ bzw. +16%) bei. Ein Großteil des Zuwachses floss in den Nettoexport (+24 PJ), da der heimische Bedarf nur schwach wuchs (+3 PJ bzw. +1,5% gegenüber dem Vorjahr). Die Verstromung von Erdgas durch öffentliche Energieversorger war hingegen mit –5% (–1 PJ) leicht rückläufig (ENTSO-E). Die Erzeugung von Fernwärme lag im Jahr 2024 bei 79 PJ und somit nur geringfügig unter dem Vorjahresniveau (–0,8%), obwohl die Zahl der Heizgradtage um über 4% zurückging. Eine mögliche Erklärung sind geringere preisbedingte Einsparungen als 2023. Infolge der deutlich gestiegenen Stromerzeugung nahm der aggregierte heimische Energieeinsatz um geschätzt 4% zu. Die Treibhausgasemissionen der öffentlichen Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung stagnierten im Jahr 2024 auf dem Vorjahresniveau, was vermutlich an einem etwas höheren Einsatz von Erdgas bzw. Erdöl in der Fernwärmeerzeugung lag (Abbildung 8).

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen wurde 2024 deutlich gesteigert.

Abbildung 8: Treibhausgasemissionen und Energieeinsatz für Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung der Energieversorgungsunternehmen



Q: Umweltbundesamt; Statistik Austria; WDS – WIFO-Daten-System, Macrobond. 2024: Energieeinsatz laut WIFO-Schätzung auf Basis der vorläufigen Energiebilanz; Emissionen laut Umweltbundesamt, Nahzeitprognose 2024.

1.8 Österreich 2024 erneut Stromnettoexporteur

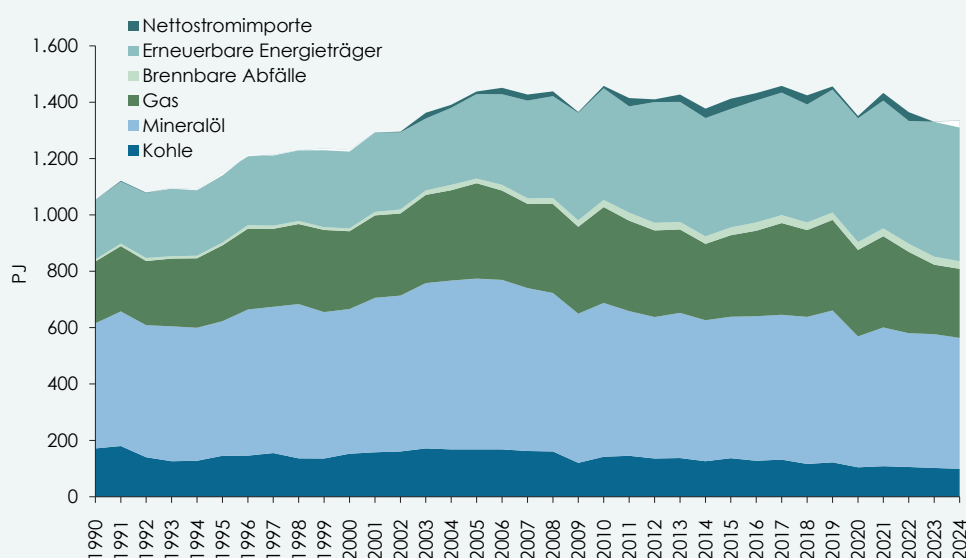
Nach einem Anstieg des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2021 um 6% sank Österreichs Energieverbrauch in den zwei folgenden Jahren (2022 –4,7%, 2023 –2,5%). Der Prognosewert der vorläufigen Energiebilanz für 2024 impliziert eine Fortsetzung des Abwärtstrends (–1,5% auf 1.310 PJ). Im Wesentlichen führte die anhaltende Konjunkturlaute, aber auch der Austausch von Gasheizungen sowie eine geringere Zahl an Heizgradtagen zu einem Rückgang des Verbrauchs von Kohle, Öl und Gas. Die deutliche Verbilligung von Erdgas hatte 2024 eine geringe Schrumpfung des Gasverbrauchs zur Folge (–1%, 2023 –14,5%). Durch den fortschreitenden Ausbau von Produktions-

kapazitäten erneuerbarer Energie war Österreich 2024 erneut Stromnettoexporteur. Der bisher deutlichste positive Saldo seit 1990 betrug 24 PJ (2023: 258 TJ).

Mengenmäßig dürfte der Energieverbrauch aus fossilen Quellen im Jahr 2024 um insgesamt 14 PJ gesunken sein, während jener aus erneuerbaren Quellen um voraussichtlich 19,8 PJ zulegen. Damit sank der Anteil fossiler Energie am Gesamtverbrauch um 0,2 Prozentpunkte auf knapp 62%. Es besteht allerdings weiterhin großer Handlungsbedarf, um das österreichische Ziel der Klimaneutralität bis 2040 und die europäischen Klimaziele zu erreichen, auch vor dem Hintergrund eines möglichen Konjunkturaufschwungs in den Folgejahren.

Die anhaltende Konjunkturlaute führte 2024 zu einem Rückgang des Bruttoinlandsverbrauchs an Energie.

Abbildung 9: Bruttoinlandsverbrauch in Österreich nach Energieträgern



Q: Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2023. 2024: vorläufige Energiebilanz 2024.

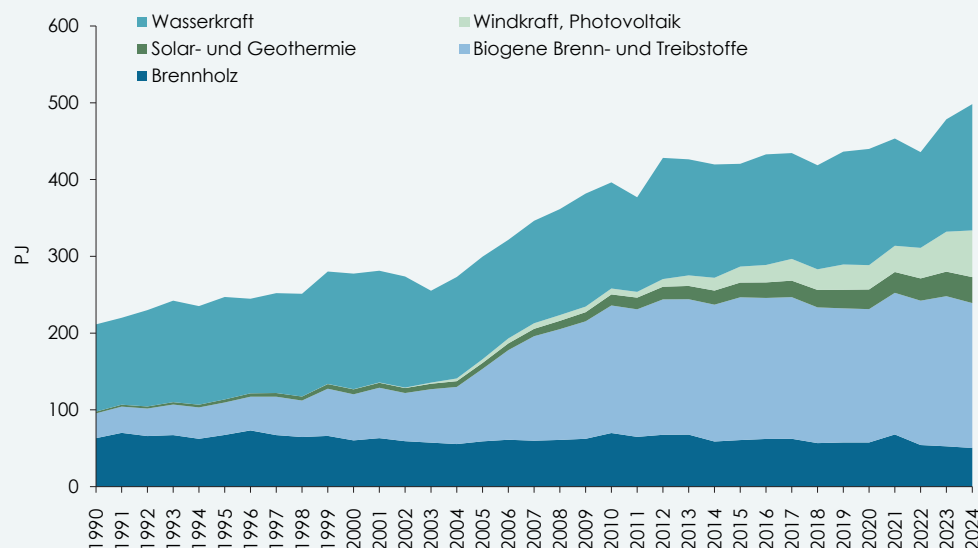
1.9 Bruttoinlandsverbrauch aus erneuerbaren Quellen steigt weiter

Der durch Windkraft und Photovoltaik abgedeckte Bruttoinlandsenergieverbrauch wuchs laut Nowcast 2024 um voraussichtlich 17% (2023 +31%), jener aus Solar- und Geothermie um 5,5% (2023 +10,3%). Der gesamte Bruttoinlandsverbrauch aus erneuerbaren Quellen stieg 2024 laut vorläufigen Daten um 4,1% (2023 +9,8%), was eine Verlangsamung des Ausbaus bedeutet. Biogene Brenn- und Treibstoffe blieben 2024 mit einem Anteil von 37,9% am Bruttoinlandsverbrauch die wichtigsten erneuerbaren

Energieträger, obwohl die eingesetzte Menge im Vergleich zum Vorjahr um 3,5% abnahm. An den weiteren Stellen folgen Wasserkraft mit 33%, Windkraft und Photovoltaik mit 12,2% und Brennholz mit 10,1% am Bruttoinlandsverbrauch. Der Anteil von Solar- und Geothermie lag weiter recht stabil bei 6,8%. Der anhaltende Bedeutungsgewinn erneuerbarer Energieträger unterstreicht den nachhaltigen Trend zur Dekarbonisierung, langfristig hat sich das durchschnittliche jährliche Wachstum jedoch von 3,6% (2000/2010) auf 2,2% (2011/2024) abgeschwächt.

Der Bruttoinlandsenergieverbrauch aus Windkraft und Photovoltaik sowie Solar- und Geothermie wuchs 2024 nur mäßig gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 10: Bruttoinlandsverbrauch an erneuerbaren Energieträgern



Österreichs Einnahmen aus dem Stromexport gingen 2024 zurück, obwohl mengenmäßig deutlich mehr Strom exportiert wurde.

1.10 Erneut verbesserter Außenhandelsaldo für Energie

Die nominellen Ausgaben für Energieimporte waren 2024 mit 13,4 Mrd. € um knapp ein Viertel geringer als im Vorjahr, was den Rückgang der Energiepreise widerspiegelt. Die importierte Energiemenge blieb annähernd konstant (2024: 1.050 PJ, 2023:

1.045 PJ). Am deutlichsten sanken die Ausgaben für importiertes Heizöl (–49%), Erdgas (–42%) und Strom (–38%), wobei die importierten Mengen an Heizöl und Strom um 36,5% bzw. 12,2% abnahmen und jene an Erdgas um etwa 5% zunahm. Die um 23% geringeren Ausgaben für Energieimporte sind daher hauptsächlich auf die Preisveränderungen zurückzuführen.

Übersicht 1: Außenhandel mit Energieträgern

	Exporte				Importe				Saldo							
	2015	2022	2023	2024	2015	2022	2023	2024	2015	2022	2023	2024				
	Mio. €															
Kohle	1,8	2,1	25,0	4,8	475	1.347	1.060	617	–	473	–	1.345	–	1.035	–	612
Erdöl	0,0	0,0	0,0	0,0	3.097	3.647	4.437	4.458	–	3.097	–	3.647	–	4.437	–	4.458
Heizöl	121,0	0,0	0,0	0,0	33	87	41	21	+	88	–	87	–	41	–	21
Benzin	476,5	555,2	638,1	569,9	499	1.043	685	642	–	23	–	488	–	47	–	72
Dieselmotorkraftstoff	477,9	717,4	858,7	736,4	2.177	6.168	4.093	3.432	–	1.699	–	5.450	–	3.234	–	2.695
Erdgas	314,6	1.016,6	720,1	280,0	2.701	9.207	5.027	2.858	–	2.387	–	8.191	–	4.307	–	2.578
Strom	856,9	4.506,6	4.159,0	2.850,2	1.103	4.574	2.181	1.349	–	246	–	67	+	1.978	+	1.501
Insgesamt	2.249	6.798	6.401	4.441	10.085	26.074	17.522	13.376	–	7.836	–	19.276	–	11.121	–	8.935
	PJ															
Kohle	0,3	0,0	0,0	2,6	119,4	105,3	104,0	101,3	–	119,1	–	105,3	–	104,0	–	98,7
Erdöl	0,0	0,0	0,0	0,0	344,6	218,3	321,6	324,7	–	344,6	–	218,3	–	321,6	–	324,7
Heizöl	21,6	11,2	16,3	17,2	0,5	1,6	0,1	0,1	+	21,1	+	9,6	+	16,3	+	17,1
Benzin	38,6	23,6	27,8	28,1	33,3	32,4	28,5	29,7	+	5,3	–	8,9	–	0,7	–	1,6
Dieselmotorkraftstoff	34,0	25,1	36,6	35,5	155,6	190,1	153,2	148,7	–	121,6	–	165,0	–	116,6	–	113,2
Erdgas ¹⁾	49,4	69,8	72,1	43,9	454,4	524,6	359,6	377,3	–	405,0	–	454,9	–	287,4	–	333,4
Strom	69,6	71,6	77,8	92,5	105,8	102,9	77,6	68,1	–	36,2	–	31,3	+	0,3	+	24,4
Insgesamt	213,4	201,2	230,7	219,8	1.213,6	1.175,3	1.044,6	1.049,9	–	1.000,2	–	974,1	–	813,8	–	830,0

Q: Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2023, vorläufige Energiebilanz 2024, Außenhandelsstatistik; WDS – WIFO-Daten-System. – ¹⁾ In der aktuellen Energiebilanz wird der Erdgas transit durch Österreich nicht mehr ausgewiesen. Die hier abgedruckten Werte für die Ein- und Ausfuhr von Erdgas stammen aus der Außenhandelsstatistik und beinhalten auch Transit.

Die Nettoimporte an Energie stiegen 2024 um 2%. Zugleich verringerten sich die Finanzabflüsse um rund 19%; der nominelle Außenhandelsaldo für Energie blieb aber auch 2024 negativ (–8,9 Mrd. €; Übersicht 1).

Die Notwendigkeit von Energieimporten ist somit nach wie vor mit hohen Geldabflüssen in das Ausland verbunden. Neben einer Diversifizierung der Bezugsquellen und dem zügigen Ausbau erneuerbarer Energieträger kommt auch der Nutzung von Effizienzpotenzialen eine wichtige Rolle zu, um von ausländischen Lieferanten unabhängiger zu werden und die Energiesicherheit zu stärken.

1.11 Energie bleibt für die privaten Haushalte ein erheblicher Kostenfaktor

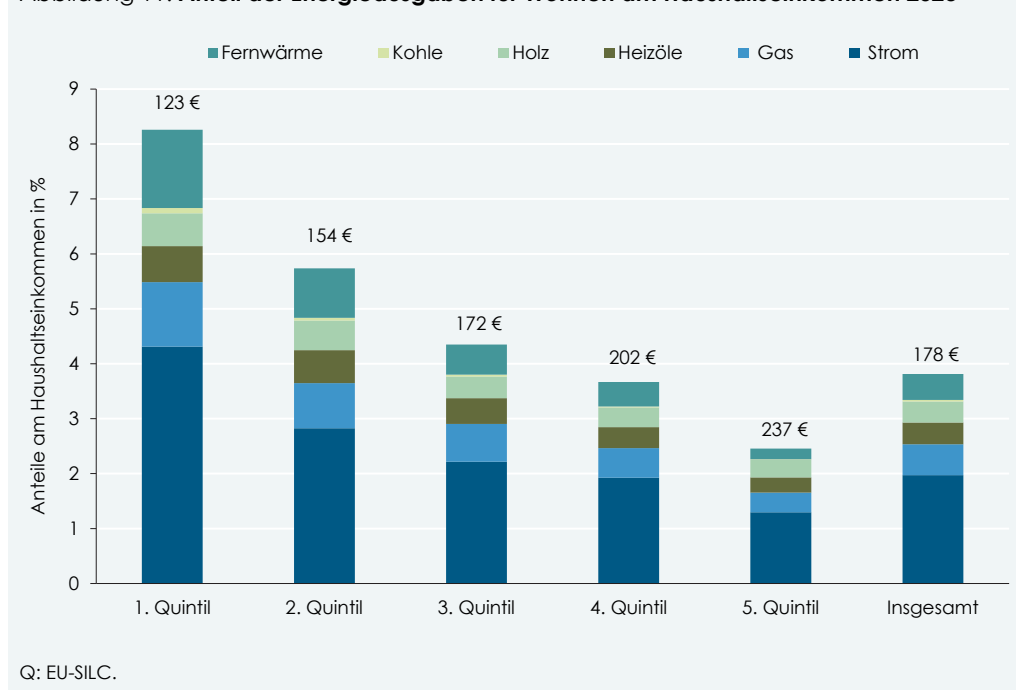
Im Jahr 2023 – rezentere Daten liegen noch nicht vor – erhöhten sich die durchschnittlichen monatlichen Energieausgaben der

privaten Haushalte auf 178 €, ein Anstieg um rund 24% gegenüber dem Vorjahr (143 €). Der milde Winter und ein weiterhin sparsamer Energieverbrauch konnten die gestiegenen Preise nur teilweise kompensieren. Auffällig ist der leichte Rückgang des Anteils der Energieausgaben am Haushaltseinkommen auf durchschnittlich 3,4% (–0,1 Prozentpunkt gegenüber 2022), was auf reale Einkommenszuwächse zurückzuführen ist.

Im untersten Einkommensquintil blieb die Belastung dennoch hoch: Hier betrug der Anteil der Energieausgaben am Haushaltseinkommen 8,3% und lag somit erneut weit über dem Durchschnitt. Private Haushalte mit niedrigen Einkommen geben somit weiterhin einen überdurchschnittlich großen Teil ihres Budgets für Energie aus. Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sind für diese Gruppen besonders wichtig, um die Kostenbelastung langfristig zu senken.

Die Energieausgaben für Wohnen stiegen 2023 erneut, trotz rückläufigem Anteil am Einkommen.

Abbildung 11: Anteil der Energieausgaben für Wohnen am Haushaltseinkommen 2023

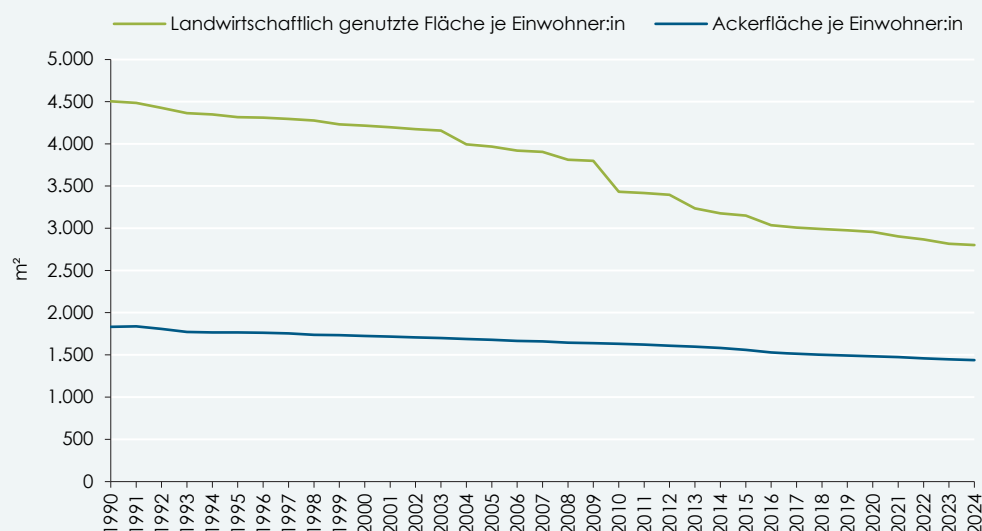


2. Landwirtschaftliche Produktion und Stickstoffbilanz in Österreich

Die Land- und Forstwirtschaft ist wie kaum ein anderer Sektor auf die Umwelt und die Nutzung natürlicher Ressourcen angewiesen. Neben der zentralen Rolle für die Ernährungssicherheit durch die Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln stellt die Landwirtschaft zahlreiche Ökosystemdienstleistungen zur Verfügung. So trägt sie etwa durch den Kohlenstoffaufbau in lebender Biomasse und Böden zur Klimastabilität (Meyer et al., 2023) sowie zur Erhaltung der Biodiversität bei.

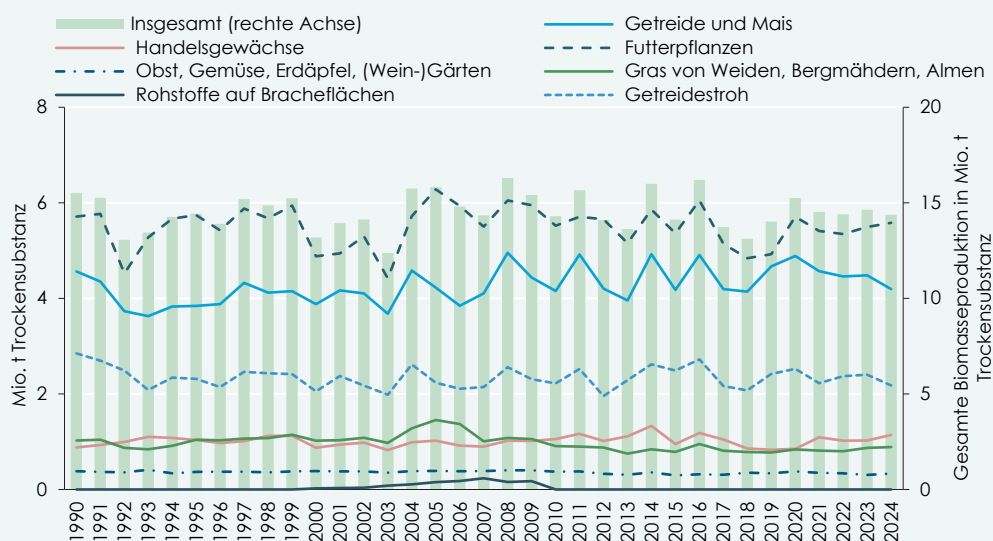
Im Jahr 2024 wurden etwa 31% (2.571.000 ha) der österreichischen Landesfläche landwirtschaftlich genutzt. Davon entfielen 1.320.800 ha (51,4%) auf Ackerland und 1.182.000 ha (46,0%) auf Dauergrünland. Den Rest stellten Dauerkulturen sowie Haus- und Nutzgärten. Seit 1990 hat die bewirtschaftete Ackerfläche in Österreich um etwa 85.600 ha (6%) abgenommen. Pro Person standen damit noch 2.801 m² für die Nahrungsmittelproduktion zur Verfügung, womit die Anbaufläche um mehr als ein Drittel kleiner war als im Jahr 1990 (Abbildung 12).

Abbildung 12: **Entwicklung der landwirtschaftlichen Fläche pro Kopf**



Q: Statistik Austria (verschiedene Jahre), Anbau auf dem Ackerland, Feldfruchternte.

Abbildung 13: **Produktion von wirtschaftlich nutzbarer Biomasse durch die Landwirtschaft in Österreich**



Q: Statistik Austria (verschiedene Jahre), Anbau auf dem Ackerland, Feldfruchternte; WIFO-Berechnungen auf Basis von Buchgraber et al. (2003); DLG-Futterwerttabelle; Resch (2007). Stroh ist ein Nebenprodukt der Getreideerzeugung (ohne Mais); unterstellt wird ein einheitliches Korn-Stroh-Verhältnis von 1 : 0,9. Verlustfaktoren Futterwirtschaft gemäß Buchgraber et al. (2003).

Die stetige Verkleinerung der landwirtschaftlichen Nutzfläche gefährdet angesichts stagnierender Hektarerträge und des Bevölkerungsanstiegs die Ernährungssicherheit.

Die Produktion von Biomasse auf Ackerland folgt aufgrund leicht steigender Hektarerträge und der Ausweitung der Maisproduktion zwar nicht dem abnehmenden Trend der Ackerfläche, stagniert allerdings seit Jahrzehnten weitgehend (Abbildung 13) bei witterungsbedingten Schwankungen. Problematisch ist dies insbesondere aufgrund des Nachfrageanstiegs infolge des Bevölkerungswachstums (Statistik Austria, 2024a). Bei unverändertem Ernährungsverhalten leistet die heimische Landwirtschaft einen immer

geringeren Beitrag zur Ernährungssicherheit, wodurch die Importabhängigkeit zunimmt.

Eine ausreichende Verfügbarkeit von Nährstoffen wie Stickstoff, Phosphor und Kalium ist für die Bodenfruchtbarkeit sowie die Produktion von Biomasse als Nahrungs- und Futtermittel und als Rohstoff für industrielle Anwendungen von zentraler Bedeutung. Mit der Abfuhr des Ernteguts werden dem Boden Nährstoffe entzogen. Für hohe Erträge von Nutzpflanzen ist es daher notwendig, diese

Nährstoffe durch Düngemittel zu ersetzen. Als Düngemittel kommen leicht lösliche mineralische oder organische Dünger (z. B. Wirtschaftsdünger, Kompost) zum Einsatz. Eine zu intensive Düngung wirkt sich jedoch negativ auf die Umwelt aus. Nährstoffe, die von Pflanzen nicht aufgenommen werden, können in Grund- und Oberflächengewässer gelangen oder – insbesondere bei Stickstoffdüngern – in Gasform in die Atmosphäre entweichen.

Die Stickstoffbilanz gemäß der von der OECD entwickelten und von Eurostat modifizierten Methode (Abbildung 14; OECD & Eurostat, 2013) berücksichtigt neben Düngemitteln auch die Synthese von Luftstickstoff über das Wurzelsystem von Pflanzen sowie die atmosphärische Deposition. Die dadurch verursachten Nährstoffeinträge werden dem Entzug durch das Erntegut gegenübergestellt. Bei einer positiven Bilanz wurde dem landwirtschaftlichen Kreislauf mehr Stickstoff zugeführt als entzogen. Mit steigendem

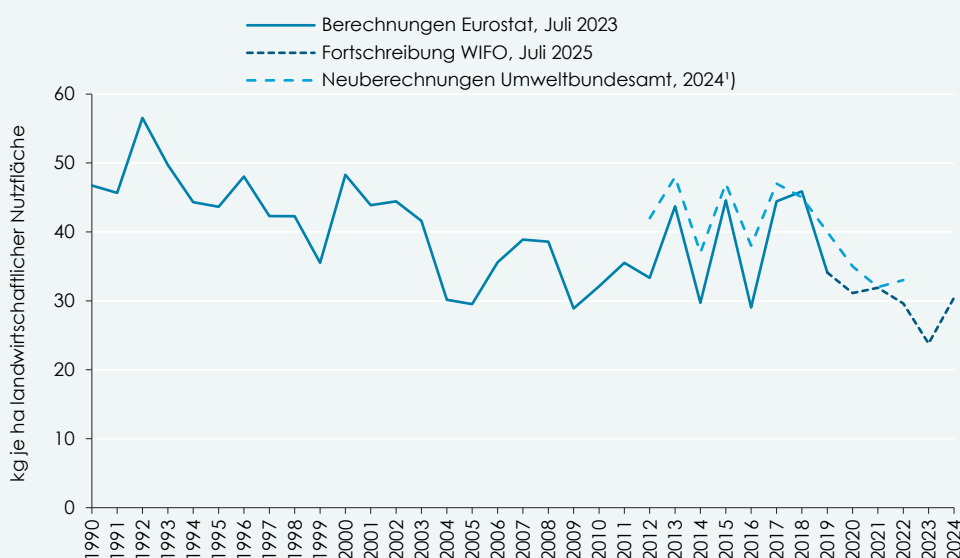
Bilanzüberschuss steigt die Gefahr unerwünschter Nebeneffekte. Eine Reduktion der Mineraldüngung ist positiv für die Umwelt und häufig auch mit wirtschaftlichen Vorteilen verbunden.

Die Menge an ausgebrachtem Stickstoffdünger ist in Österreich seit 1990 leicht rückläufig. Die jährlichen Schwankungen sind einerseits durch den zum Zeitpunkt der Düngung noch nicht absehbaren Nährstoffbedarf von Nutzpflanzen begründet. Andererseits erfasst die Statistik die am Markt abgesetzten und nicht die tatsächlich ausgebrachten Mengen.

In der aktuellen Bilanz fällt auf, dass im Jahr 2024 der Stickstoffüberschuss je Hektar landwirtschaftlich genutzter Fläche wieder empfindlich zunahm, da wieder mehr mineralischer Dünger ausgebracht wurde. In den Vorjahren war der Einsatz infolge der Teuerung teilweise deutlich zurückgegangen.

Stickstoff(-düngung) ist notwendig, um langfristig hohe Erträge sicherzustellen, gleichzeitig aber eine bedeutende Quelle von Emissionen.

Abbildung 14: **Stickstoffbilanz**



Q: Eurostat, Bruttonährstoffbilanz 1990-2019 (Daten abgerufen am 22. 8. 2025, Datenstand 19. 8. 2025); Umweltbundesamt (2024), Österreichische Stickstoff- und Phosphorbilanz der Landwirtschaft nach Eurostat-Vorgaben; WIFO-Berechnungen. – ¹⁾ Neuberechnung für die Jahre 2000 bis 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft unter Verwendung neuer, für Österreich relevanter Nährstoff-Koeffizienten.

3. Sonderthema: Die Rolle von Batteriegroßspeichern in der Energiewende

3.1 Einleitung

Die österreichische Stromwirtschaft durchläuft eine tiefgreifende Transformation, um bis 2030 den heimischen Strombedarf bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Quellen decken zu können (gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG). Vollzogen wird diese Energiewende durch den Markteintritt und den Ausbau neuer Technologien, die ältere emissionsintensive Technologien – etwa

thermische Kraftwerke – schrittweise verdrängen. Insbesondere müssen Windkraft- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) kräftig ausgebaut werden, um die Klimaziele zu erreichen. Der resultierende Technologiemix bestimmt die Erzeugungskosten und damit das Preisniveau sowie die CO₂-Emissionen. Politisch verordnete Ausbauziele führen jedoch nicht notwendigerweise zu einem kosteneffizienten Technologiemix (unter Einhaltung der CO₂-Ziele und Gewährleistung der

Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen können gegenseitig ihren Wert erhöhen und die Energiewende kosteneffizienter machen.

Versorgungssicherheit). Daher gilt es, legislativ und regulativ einen Rahmen zu schaffen, in dem neue Technologien möglichst ohne

umverteilende Förderungen in den Markt eintreten können²⁾.

Die Rolle von Batteriegroßspeichern in der Energiewende

Batteriegroßspeicher sind für das Gelingen der Energiewende von zentraler Bedeutung. Sie tragen dazu bei, eine der größten Herausforderungen zu lösen: die schwankende Verfügbarkeit von Strom aus Windkraft und Photovoltaik. Indem sie überschüssige Energie bei Sonnenschein oder starkem Wind zwischenspeichern und bei hoher Nachfrage oder Flaute wieder ins Netz abgeben, erhöhen sie die Stabilität des Stromnetzes und machen die Energieversorgung sicherer. Dieser Ausgleichsmechanismus kann den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizienter machen und den Bedarf an teurem Netzausbau begrenzen.

Wichtige Begriffe

Batteriegroßspeicher sind große, stationäre Batteriesysteme, die elektrische Energie chemisch speichern. Sie können schnell auf Schwankungen im Stromnetz reagieren.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine traditionelle Form von Energiespeichern in Österreich. Sie pumpen Wasser in einen hochgelegenen Speichersee, wenn Strom günstig ist, und lassen es bei Bedarf durch Turbinen wieder ab, um Strom zu erzeugen. Obwohl sie eine ähnliche Funktion wie Batterien erfüllen (Strom speichern und bei Bedarf abgeben), werden sie im vorliegenden Beitrag als separate Technologie behandelt.

Zwei- und Vierstundenspeicher beschreiben die Speicherkapazität einer Batterie in Relation zu ihrer maximalen Leistung. Ein Vierstundenspeicher kann seine maximale Leistung über einen Zeitraum von vier Stunden abgeben, bevor er leer ist. Beispielsweise kann ein Speicher mit 10 Megawatt (MW) Leistung und einer Kapazität von 40 Megawattstunden (MWh) vier Stunden lang 10 MW Strom ins Netz einspeisen. Zweistundenspeicher können ihre maximale Leistung entsprechend für zwei Stunden liefern.

In den letzten Jahren wurden große technologische Fortschritte bei Batteriespeichern erzielt. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sprechen gute Argumente dafür, dass Batteriespeicher und PV-Anlagen komplementäre Technologien sind, d. h. wechselseitig ihren Wert steigern. Einerseits erhöhen PV-Anlagen den Wert von Speichern, weil ihre schwankende Produktion Preiszyklen erzeugt, die Arbitragemöglichkeiten für Batterien schaffen. Andererseits erhöhen Batterien den Wert von PV-Anlagen, indem sie mittags günstigen Photovoltaikstrom einspeichern, der abends zu höheren Preisen verkauft werden kann. Dadurch steigen mittags die Preise und sinken abends, was zu niedrigeren Durchschnittspreisen führen kann. In gewissen Abendstunden bleiben thermische Kraftwerke dadurch abgeschaltet, was CO₂-Emissionen und variable Kosten vermeidet und zusätzlich Anfahrtkosten spart. Speicher ermöglichen den Betreibern von PV-Anlagen³⁾ außerdem, das Zeitfenster, in dem sie ihren Strom auf dem Markt anbieten, zu vergrößern, wodurch mittägliche Einspeisebeschränkungen seltener notwendig werden. Eine weitere komplementäre Technologie ist das Übertragungsnetz. In leistungsfähigen Leitungen kann günstiger Photovoltaikstrom europaweit dorthin fließen, wo die Preise höher sind (z. B. infolge anderer Wetterlagen).

Batteriespeicher können zugleich den Netzausbau ergänzen bzw. ersetzen, indem sie an kritischen Netzknoten Engpässe abfedern.

Investitionen in solche komplementären Technologien machen es wahrscheinlicher, dass der politisch gewünschte Photovoltaik- und Windkraftausbau auch ohne Förderungen in ausreichendem Umfang erfolgt. Bei PV-Anlagen gibt es nämlich einen Kannibalisierungseffekt: Mehr Photovoltaik reduziert bei Sonnenschein die Preise, bis diese sogar negativ werden und PV-Anlagen abregelt werden müssen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Auch in diesem Zusammenhang erhöhen Batteriespeicher den Wert einzelner PV-Anlagen, weil sie durch die zusätzliche Nachfrage zu Mittag den Strompreis heben. Dadurch können höhere Photovoltaikkapazitäten auch ohne staatliche Förderungen wirtschaftlich tragfähig sein. Umgekehrt können Batterien Photovoltaik teilweise substituieren: Entladen sich Speicher bereits am späten Nachmittag, während PV-Anlagen noch einspeisen, senkt das den Strompreis und damit die Rentabilität der Anlagen. Sobald die Batterieflotte groß genug ist, um Preise messbar zu beeinflussen, kann sie somit den Wert von PV-Anlagen teilweise wieder mindern.

²⁾ Damit sind staatliche Subventionen gemeint, die bestimmte Technologien (wie Photovoltaik oder Batteriespeicher) finanziell unterstützen, um deren Markteintritt und Ausbau zu beschleunigen. Diese Förderungen werden oft aus allgemeinen Steuermitteln oder über Abgaben auf den Strompreis finanziert und führen so zu einer Umverteilung.

³⁾ Der Begriff umfasst im Beitrag sowohl profitorientierte, gewerbliche Akteure (z. B. Betreiber großer Solarparks), die Strom auf dem Markt handeln, als auch private Anlagenbetreiber:innen. Letztere reduzieren durch den Eigenverbrauch die aus dem Netz bezogene Strommenge, was sich auf das allgemeine Nachfrageprofil auf dem Strommarkt auswirkt.

3.2 Potenzial von Batteriespeichern

Die Entwicklungen auf dem Strommarkt sowie der Photovoltaikausbau der letzten Jahre haben ein Umfeld geschaffen, das Arbitrage über Stromspeicher begünstigt.

Abbildung 15 (erste Grafik) zeigt die mediane stündliche Stromnachfrage (Last) in Österreich. Die Nachfrage ist in der Früh und am Abend hoch und zu Mittag niedriger. In den Nachtstunden lag sie 2024 etwas unter dem Niveau von 2019. Dies kann möglicherweise auf Energiesparmaßnahmen und die Rezession zurückgeführt werden. Untertags hat sich das Nachfrageprofil jedoch verändert. Während es 2019 relativ flach verlief, zeigen sich für 2024 zwei ausgeprägte Spitzen um etwa 8:00 und 18:00 Uhr. Der Verlauf ist mit der Stromproduktion von PV-Anlagen erklärbar (Abbildung 15, zweite Grafik). Diese erreicht zur Mittagszeit den Höhepunkt. Die für den Eigenverbrauch produzierenden PV-Anlagen reduzieren die Nachfrage, insbesondere zu Mittag. Dadurch entstehen stärkere Schwankungen im Tagesverlauf. Der zweiten Grafik entnehmbar ist auch der deutliche Ausbau der Photovoltaikkapazitäten gegenüber 2019. So wurde im Winter 2024 selbst in 50% der Mittagsstunden mehr Photovoltaikstrom erzeugt als 2019 im Sommer.

Abbildung 15 (dritte Grafik) zeigt die Residuallast, also die Stromnachfrage nach Abzug der Produktion von Laufkraftwerken, Windrädern, Biomasse- und PV-Anlagen. Auch die Residuallast schwankte 2024 deutlicher als 2019. So kann es für Gaskraftwerke mittlerweile häufiger optimal sein, untertags nicht mehr zu produzieren, was jedoch bedeutet, dass die Kosten der Wiederinbetriebnahme am Abend auf die marginalen Erzeugungskosten aufgeschlagen werden. Die Residuallast wird hauptsächlich durch Speicherwasserkraftwerke, Gaskraftwerke und durch Stromimporte gedeckt. Diese Technologien weisen relativ hohe Grenzkosten auf, was zu hohen Strompreisen führt, ablesbar am Börsenstrompreis (Abbildung 15, vierte Grafik). Trotz niedrigerer Nachfrage war der Strompreis 2024 deutlich höher als noch 2019. Gründe sind der höhere Erdgaspreis, gestiegene CO₂-Preise, aber auch höhere Kosten für das Wiederhochfahren von thermischen Kraftwerken (sowie eventuell eine höhere Marktmacht) am Abend (Jha & Leslie, 2025). Die Preisspitzen in der Früh (um etwa 7:00 Uhr) und am Abend (um etwa 19:00 Uhr) sind ausgeprägt. Im Fünfjahresabstand war 2024 die Variabilität der Strompreise sowohl im Jahresverlauf (durch eine höhere Differenz des 3. und 1. Quartils) als auch im Tagesverlauf höher.

Abbildung 15 illustriert die Komplementarität von Photovoltaik und Batteriespeichern: der Photovoltaikzubaufbau verstärkt die Preiszyklen und macht Arbitrage lukrativ. Andererseits

lassen Batterien PV-Anlagen an den hohen Strompreisen am Abend teilhaben und heben die Preise zu Mittag. Keine Komplementarität besteht dagegen mit unflexiblen Grundlasttechnologien wie Laufwasser- und Kernkraft: Deren niedrige Grenzkosten und konstante Produktion glätten die Preise und reduzieren damit die Arbitragemöglichkeiten. Werden abendliche Nachfragespitzen hingegen von schnell hochfahrbaren Gaskraftwerken gedeckt, so sind Batteriegroßspeicher eher ein Substitut. Daraus ergibt sich die wissenschaftlich und wirtschaftlich relevante Frage nach der "optimalen" Größe der Batterieflotte.

3.3 Aktuelle Forschungsergebnisse

Im Juli 2025 veröffentlichten der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG), Photovoltaic Austria, die Technische Universität Graz und d-fine Austria eine gemeinsame Studie, die den Bedarf an Batteriespeichern prognostiziert und die für die Kostenminimierung optimale Menge an Batteriespeichern berechnet (Wiedner et al., 2025). Im Modell minimieren Batteriespeicher mit insgesamt 8,7 GW (davon 2,7 GW an Groß- und 6 GW an Kleinspeichern) die Gesamtkosten. Dazu kommen die Pumpspeicherkraftwerke, die eine ähnliche Rolle wie Batteriespeicher spielen.

Das Modell der APG basiert auf der Annahme, dass die Kapazitäten von Batteriespeichern vollständig genutzt werden und sich die Betreiber "system- und netzdienlich" verhalten. Selbst bei perfektem Wettbewerb werden die auf Profitmaximierung ausgerichteten, preisnehmenden Speicherbetreiber allerdings nicht immer ihre gesamte Kapazität zur Verfügung stellen. Ebenso ist nicht klar, welche Kapazitäten ohne Förderungen in den Markt eintreten. Um zu verstehen, wie profitmaximierende Speicherbetreiber auf einem Markt agieren, bedarf es eines Gleichgewichtsmodells.

Butters et al. (2025) entwickeln und analysieren ein dynamisches Gleichgewichtsmodell auf Basis von Daten aus Kalifornien. Im Modell optimieren preisnehmende Speicherbetreiber ihren Ein- und Verkauf im Tagesverlauf. Im Gleichgewicht nimmt der Einfluss der installierten Speicherkapazität auf den Strompreis stark ab. Die ersten 5.000 MWh an Batteriespeichern verringern den durchschnittlichen Strompreis um 5,6%. Eine Erweiterung von 25.000 MWh auf 50.000 MWh mindert den Preis dagegen nur mehr um 2,6%. Thermische Kraftwerke verlegen tendenziell den Beginn ihrer Produktion von 19:00 auf 20:00 Uhr. Die Batteriespeicher schmälern die Gewinne der thermischen Kraftwerke, allerdings auch jene der PV-Anlagen, da die Batteriespeicher schon am späten Nachmittag ins Netz einspeisen und somit den Strompreis reduzieren, während PV-Anlagen noch produzieren.

Der massive Photovoltaikausbau der letzten Jahre hat die täglichen Strompreisschwankungen deutlich vergrößert – und damit ein lukratives Umfeld für Batteriespeicher geschaffen.

Je mehr Speicherkapazität installiert wird, desto kleiner wird der zusätzliche preisdämpfende Effekt.

Abbildung 15: **Tagesprofile zum österreichischen Strommarkt**

Im Median, stündlich



Q: ENTSO-E Transparency Platform; WIFO-Berechnungen. Jahresdurchschnittswerte. Die farbigen Schattierungen kennzeichnen den Bereich zwischen dem 1. und dem 3. Quartil.

In einem zweiten Schritt analysieren Butters et al. (2025) optimale Eintrittsentscheidungen, in denen Investoren die erwarteten Gewinne mit den Kapitalkosten und der erwarteten Kostensenkung für Batterien in Relation setzen. Demgemäß sorgt der Photovoltaikausbau allein nicht dafür, dass eine bedeutende Menge Batterien in den Markt eintritt. Eine Subvention in der Höhe von 30%, wie im "Inflation Reduction Act" vorgesehen, sollte die installierte Speicherkapazität in Kalifornien bis 2030 auf 5.000 MWh erhöhen. In der Realität verfügte der Bundesstaat bereits im Mai 2025 über eine Batteriespeicherkapazität von 15.763 MW, darunter etwa 2.500 MW hinter dem Zähler. Damit gab es ungefähr 13,3 GW an Großspeichern, was bei typischen Vierstundenbatterien einer Energiekapazität von rund 53 GWh (bei Zweistundenbatterien von etwa 26,5 GWh) entsprach. Dieser starke Ausbau wurde durch regulatorische Maßnahmen und Förderungen erreicht.

Die Ergebnisse für Kalifornien lassen sich nicht direkt auf Österreich übertragen, da die klimatischen Bedingungen unterschiedlich sind, Österreich im europäischen Strommarkt eingebunden ist und bereits bedeutende Speicherwasserkraftwerke besitzt. Gemäß einer Skalierung auf Basis der Bevölkerungszahl entsprächen den 5.000 MWh aus Butters et al. (2025) im Falle Österreichs etwa 1.125 MWh – dies ist allerdings eine grobe Schätzung und keine Prognose. Eine Gigawattstunde an Speicherkapazität würde demnach den durchschnittlichen Strompreis um 5% reduzieren. Zum Vergleich liegt die maximale Leistung der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke derzeit bei 3.512 MW (ENTSO-E Transparency Platform). Ein abnehmender Preiseffekt bei steigender Speicherkapazität ist auch für Österreich zu erwarten.

Im Modell von Andrés-Cerezo und Fabra (2023) wurde die wohlfahrtsmaximierende Batteriespeicherkapazität so gewählt, dass die Produktionskosten minimiert werden, indem die zusätzliche Reduktion der marginalen Stromerzeugungskosten den Investitionskosten entspricht. In diesem Fall verlaufen die marginalen Kosten und somit die Strompreise über den Tag hinweg nicht vollkommen flach, da dafür die Kosten für zusätzliche Speichereinheiten gleich null sein müssten. Daher bestimmen die Kosten für

Speicher die Preisfluktuationen. Andrés-Cerezo und Fabra (2023) analysierten weiters den Einfluss der Marktmacht der Stromproduzenten. In Zeiten hoher Nachfrage wird diese stärker ausgeübt, wodurch die Preise etwa frühmorgens und abends überproportional steigen. Dies hat relativ zum Fall ohne Marktmacht höhere Investitionen in Speicher zur Folge. Bei Marktmacht werden die Preispitzen durch Batterien weniger geglättet, da die Betreiber den Effekt des eigenen Handelns auf die Preise antizipieren.

3.4 Regulatorische Überlegungen

Da Batteriespeicher die Strompreise glätten und senken und den Ausbau von PV-Anlagen beschleunigen können, erscheint es sinnvoll, die Erweiterung der Speicherkapazitäten zu forcieren. Um das volle Potenzial von Batteriespeichern zu heben, gilt es jedoch, wettbewerbsökonomische Aspekte zu beachten. So behandeln Andrés-Cerezo und Fabra (2023) etwa den Fall, bei dem die PV-Anlagen und die Batterien den gleichen Eigentümer haben. In diesem Fall berücksichtigt der Speicherbetreiber auch, wie sich der Betrieb des Speichers auf die Profite des Kraftwerks auswirkt. Dies kann zu niedriger Wohlfahrt führen.

Auf Netzebene sind Netzanschlussverfahren transparent und zügig zu gestalten. Werden Batterien an den richtigen Stellen positioniert, kann dies den erforderlichen Netzausbau begrenzen bzw. verbilligen. Die Rahmenbedingungen für Netzanschlussverfahren werden in Österreich von der E-Control gestaltet. Innerhalb dieses Rahmens prüft der Netzbetreiber (z. B. APG) die technische Machbarkeit. Der Standort eines Speichers wird von Gemeinden und Landesbehörden genehmigt, wobei der Netzbetreiber dem Anschluss zustimmen muss.

Ebenso erscheint es sinnvoll, den Betreibern von Photovoltaik- und Windkraftanlagen das Nachrüsten von Batterien an ihrem Netzknoten zu ermöglichen. Generell sollten neue PV-Anlagen möglichst mit Batterien ergänzt werden, um einerseits deren Betrieb zu optimieren und andererseits den Netzanschluss bestmöglich zu nutzen. In Kalifornien wurde den Energieunternehmen ein verpflichtendes Beschaffungsziel für Speicher vorgegeben (Butters et al., 2025). Das wäre auch eine Möglichkeit für Österreich.

Ein klug gestalteter Regulierungsrahmen hebt das Potenzial von Batteriespeichern und ermöglicht es, den Netzausbau gezielt zu begrenzen oder zu verschieben.

4. Literaturhinweise

- Andrés-Cerezo, D., & Fabra, N. (2023). Storing Power: Market Structure Matters. *The RAND Journal of Economics*, 54(1), 3-53. <https://doi.org/10.1111/1756-2171.12429>.
- Buchgraber, K., Resch, R., & Blashka, A. (2003). Entwicklung, Produktivität und Perspektiven der österreichischen Grünlandwirtschaft. In Bundesanstalt für alpenländische Landwirtschaft (Hrsg.), 9. *Alpenländisches Expertenforum*, 27.-28. März 2003 (S. 9-18).
- Butters, R. A., Jackson, D., & Gowrisankaran, G. (2025). Soaking up the Sun: Battery Investment, Renewable Energy, and Market Equilibrium. *Econometrica*, 93(3), 891-927. <https://doi.org/10.3982/ecta20411>.

- Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG (2021). Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen. StF: BGBl. I Nr. 150/2021.
- Europäische Kommission (2018). Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013.
- Glocker, C., & Ederer, S. (2025). Österreich kehrt langsam auf den Wachstumspfad zurück. Prognose für 2025 und 2026. *WIFO-Monatsberichte*, 98(7), 347-363. <https://www.wifo.ac.at/publication/pid/61122497>.
- Jha, A., & Gordon L. (2025). Start-Up Costs and Market Power: Lessons from the Renewable Energy Transition. *American Economic Review*, 115(2), 690-724. <https://doi.org/10.1257/aer.20211145>.
- Kletzan-Slamanig, D., Sinabell, F., Pennerstorfer, D., Böhs, G., Schönhart, M., & Schmid, E. (2014). *Ökonomische Analyse 2013 auf der Grundlage der Wasserrahmenrichtlinie. Datenanalyse und Ergebnisse*. WIFO. <https://www.wifo.ac.at/publication/pid/4096197>.
- Meyer, I., Sinabell, F., Streicher, G., Spiegel, H., & Böhner, A. (2023). Kohlenstoffsequestrierung in Österreichs Acker- und Grünlandböden. Bedeutung und ökonomische Effekte ausgewählter Maßnahmen. *WIFO-Monatsberichte*, 96(3), 189-199. <https://www.wifo.ac.at/publication/pid/32282780>.
- OECD, & Eurostat (2013). *Nutrient Budgets. Methodology and Handbook*. Version 1.02. https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/Annexes/aei_pr_qnb_esms_an_1.pdf.
- Resch, R. (2007). *Neue Futterwerttabellen für den Alpenraum*. 34. Viehwirtschaftliche Fachtagung. Höhere Bundeslehr- und Forschungsanstalt für Landwirtschaft.
- Statistik Austria (2024a). Bevölkerungsprognose 2024, Hauptvariante. <https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/bevoelkerung/demographische-prognosen/bevoelkerungsprognosen-fuer-oesterreich-und-die-bundeslaender>.
- Statistik Austria (2024b). *Demographisches Jahrbuch 2023*. Verlag Österreich GmbH. https://www.statistik.at/fileadmin/user_upload/Demo-JB-2023_Web-barrierefrei.pdf.
- Statistik Austria (2024c). *Energiebilanz Österreich 1970-2023*. <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/AustriaDatenPublikationSHARES.ods>.
- Statistik Austria (2025). *Vorläufige Energiebilanz Österreich 2024*. <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/99/vorlaeufigeEnergiebilanzenOesterreich2024inTerajoule.ods>.
- Statistik Austria (diverse Jahre). Anbau auf dem Ackerland. SB 1.16. <https://www.statistik.at/statistiken/land-und-forstwirtschaft/pflanzenbau/ackerbau-dauergruenland>.
- Statistik Austria (diverse Jahre). Feldfruchternte. SB 1.12. <https://www.statistik.at/statistiken/land-und-forstwirtschaft/pflanzenbau/ackerbau-dauergruenland>.
- Umweltbundesamt (2024). Österreichische Stickstoff- und Phosphorbilanz der Landwirtschaft nach EUROSTAT-Vorgaben. REP-0940. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0940.pdf>.
- Umweltbundesamt (2025a). *Austria's National Inventory Document 2025. Submission under the UNFCCC and under the Paris Agreement*. <https://www.umweltbundesamt.at/klima/treibhausgase/unfccc-berichtspflicht>.
- Umweltbundesamt (2025b). *Nahzeitprognose der österreichischen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2024*. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0992.pdf>.
- Umweltbundesamt (2025c). *Klimaschutzbericht 2025*. REP-0990. <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0990.pdf>.
- Wiedner, V., Schreiner-Fuß, St., Immitzer, V., Alam, T., Janisch, F., Gaugl, R., Walenta, K., Labmayr, M., & Wiedemair, F. (2025). *Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem. Kooperationsprojekt im Rahmen der Initiative zusammEn2040*. Austrian Power Grid (APG), Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz, d-fine.