

AUSWIRKUNGEN EINES HOHEN ERNEUERBAREN-ANTEILS AUF DEN ENDKUND:INNEN-STROMPREIS

Auf welche Weise wird der Endkund:innenpreis durch den Ausbau von Erneuerbaren beeinflusst?

Pressekonferenz Österreichs Energie

27. Mai 2026

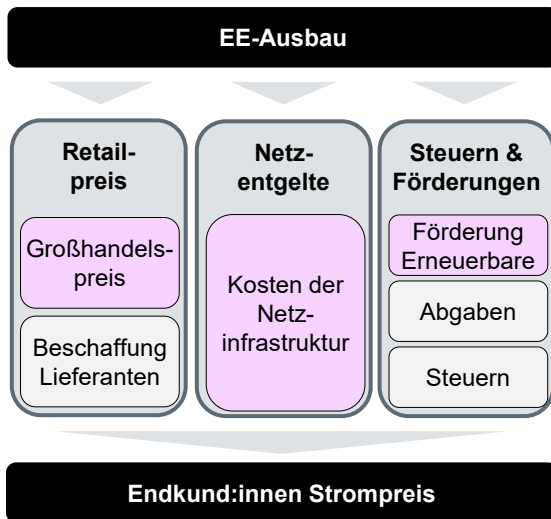
Tara Esterl, Philipp Ortmann, Franziska Schöniger, Florian Hasengst, Peter Widhalm, Carolin Monsberger, Helfried Brunner
Center for Energy, AIT



ERNEUERBARE UND DER ENDKUND:INNENPREIS

KERNERGEBNISSE

Die Zusammenhänge zwischen dem Ausbau von Erneuerbarer Erzeugung (EE) und dem Preis für Endkund:innen sind komplex, da der EE-Ausbau den Großhandelspreis, die Netzkosten, die Förderung und die Beschaffung durch den Lieferanten beeinflusst



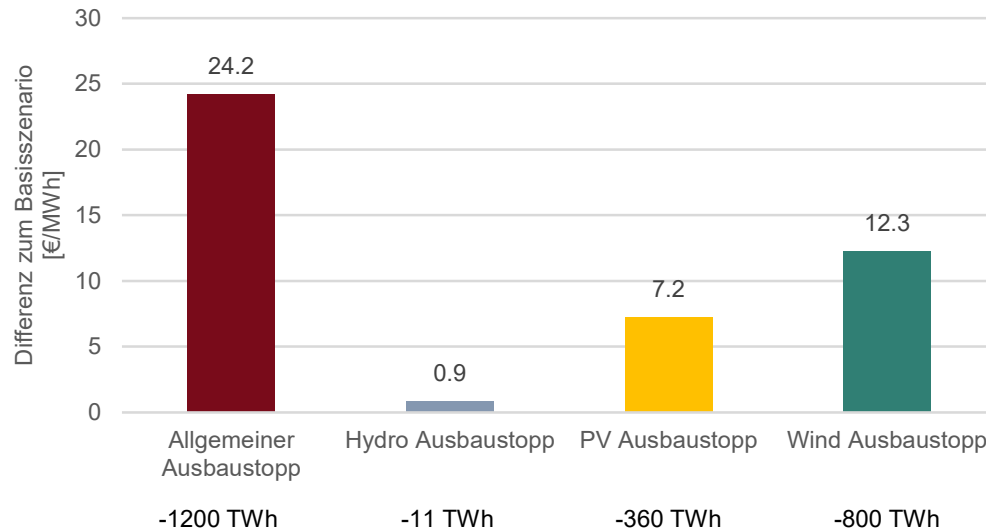
Erneuerbare dämpfen den Großhandelspreis und schaffen Resilienz

Erneuerbare brauchen Investitionen in die Netze und erschweren die Prognostizierbarkeit

- Mehr erneuerbare Erzeugung im Stromsystem dämpft die Großhandelspreise und bietet Resilienz gegen externe Preisschocks, vor allem gegenüber Anstiegen im Gaspreis
- Preisdämpfender Effekt übersteigt die Förderkosten der Marktprämie deutlich
- Integration Erneuerbarer in das Stromnetz erfordert erhebliche Investitionen, was sich erhöhend auf die Netztarife auswirkt. Begleitmaßnahmen möglich zur Abfederung der Kostensteigerungen
- Der EE-Ausbau erschwert die Beschaffung aus Sicht des Lieferanten aufgrund reduzierter Prognostizierbarkeit für Prosumer und EGs
- Schwankungen im Dargebot müssen durch andere Technologien ausgeglichen werden (Sichtwort kalte Dunkelflaute sowie Redispatch). Es werden Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt

EUROPAWEITER AUSBAUSTOPP: GROßHANDELS-PREISEFFEKTE 2030

Ein europaweiter Ausbaustopp der Technologien Wasserkraft, PV, Windkraft bedeutet im Jahr 2030 einen signifikanten Anstieg von 24 €/MWh des Baseload-Großhandelsstrompreises in Österreich

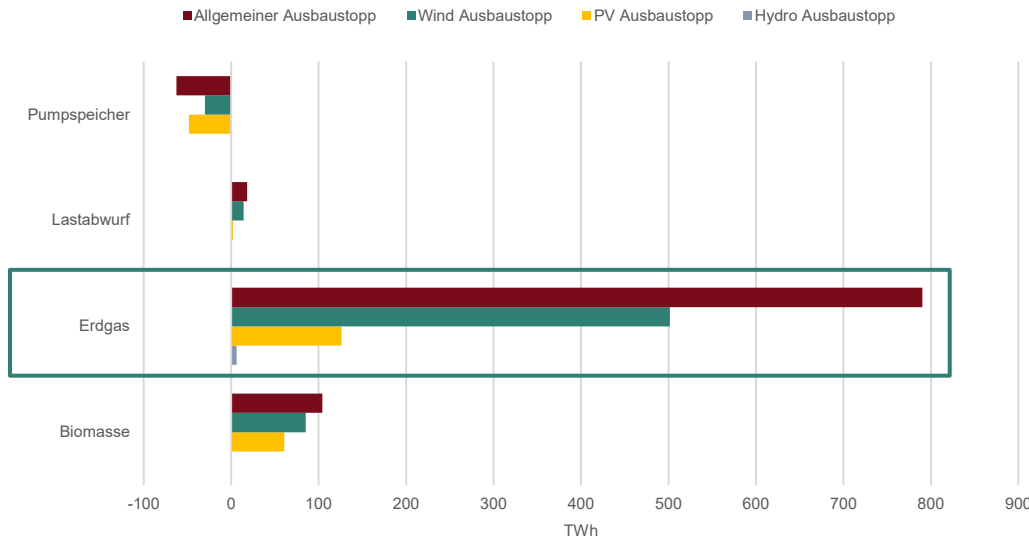


- Die Preissteigerungen sind eine Folge von fehlender erneuerbarer Erzeugung gegenüber dem Zielpfad für 2030
- **Die Preissteigerungen fallen proportional zu den fehlenden Energiemengen aus:** Ein Ausbaustopp von Wind führt zur höchsten Fehlmenge von -800TWh gegenüber dem Zielpfad, bei Wasserkraft zu -11TWh
- **Ein balancierter Ausbau zwischen verschiedenen Technologien ist essenziell:** Der Preiseffekt im Ausbaustopp Szenario ist höher als die Summe der Effekte einzelner Technologien

Ein Basisszenario bildet die Ausbauziele für 2030, davon abweichend werden technologiespezifische Ausbaustoppszenarien (Einfrieren der Kapazität auf dem Niveau von 2025) definiert. Die Reaktionen im Strompreis sind eine Folge der Fehlmengen der jeweiligen Technologie. Im Basisszenario werden in Österreich die Ziele laut EAG, in Gesamteuropa die Ziele laut NEKP abgebildet

ERNEUERBARE REDUZIEREN IMPORTABHÄNGIGKEIT (2030)

Der europaweite EE-Ausbau schafft im Jahr 2030 Resilienz gegenüber Preisschocks bei Erdgas, da durch Erneuerbare die Erzeugung aus Gaskraftwerken signifikant reduziert wird

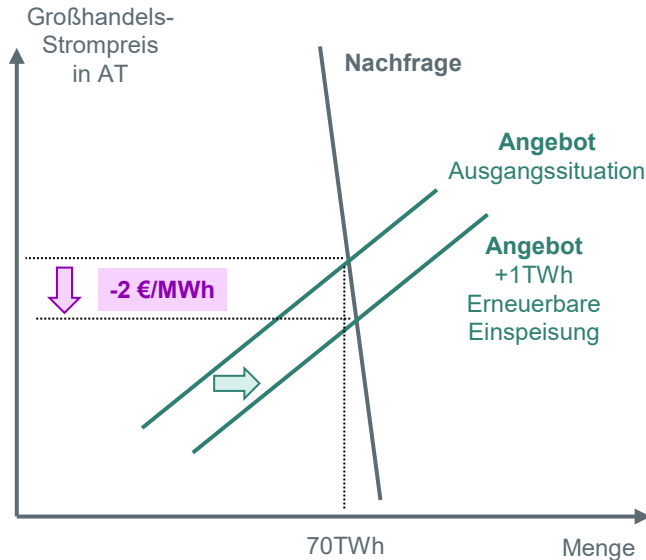


Erneuerbare Erzeugung unterstützt die Energieunabhängigkeit im europäischen Stromsektor

- Der Ausbau von Erneuerbaren trägt stark dazu bei, die Importabhängigkeit fossiler Energieträger zu reduzieren
- Ein europaweiter Ausbaustopp von Wasserkraft, Wind und PV im Vergleich zum Zielpfad führt zu 1200 TWh weniger erneuerbarer Erzeugung im System
- Dies führt zu einer Kompensation durch Stromerzeugung aus Gas in der Höhe von etwa 800 TWh sowie einem Anstieg von Stromerzeugung aus Biomasse um rund 100 TWh

KOSTENEINSPARUNG FÜR DEN VERBRAUCH (2025)

Eine zusätzlich eingespeiste TWh erneuerbare Erzeugung hätte den durchschnittlichen Großhandelsstrompreis in Österreich im Jahr 2025 um rund 2.1 €/MWh gedämpft. Das hätte dem österreichischen Verbrauch eine Kosteneinsparung von 150MEUR gebracht



Statistischer Effekt auf Basis stündlicher historischer Daten

Eine zusätzliche TWh erneuerbare Erzeugung hätte den durchschnittlichen Großhandelsstrompreis in Österreich im Jahr 2025 um rund 2.1 €/MWh gedämpft

Grundlage ist ein ökonometrisches Modell, auf Basis historischer stündlicher Daten¹

Kosteneinsparung für Verbrauch im Jahr 2025

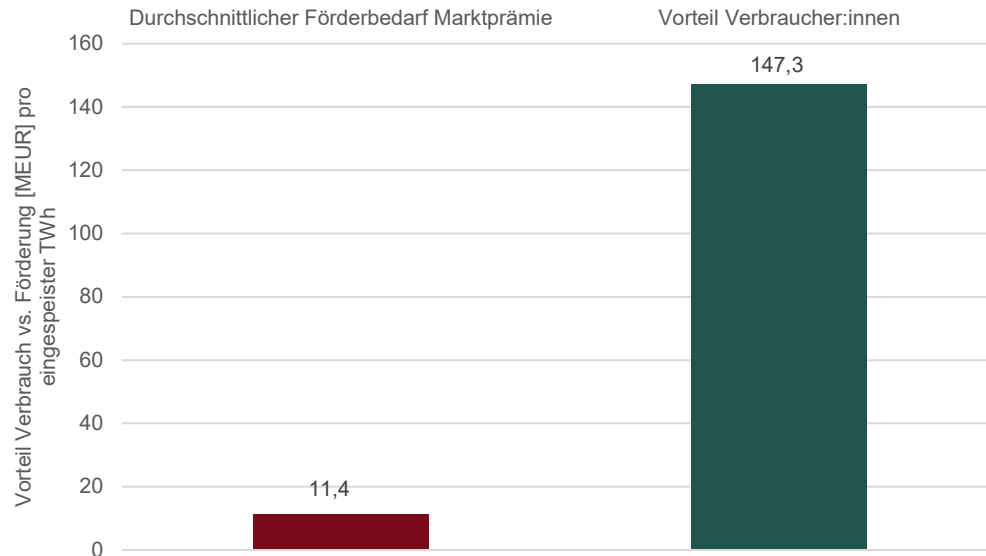
Eine Reduktion des Strompreises ist mit einem Wohlfahrtseffekt für den Stromverbrauch² verbunden, d.h. einem Anstieg der Konsumentenrente

Bei einem jährlichen Verbrauch von rund 70 TWh entspricht der Vorteil rund 150 MEUR

[1] [Liebensteiner et al 2025, [doi](#)]. Datengrundlage: Stündliche Erzeugung der Jahre 2020-2025 (exkl. 2022) für AT + DE [2] Anstieg der Konsumentenrente: Bewertet wurde die Stromnachfrage 2024 (69.9TWh, E-Control BStGes-JR1) mit einer Preissenkung von 2 €/MWh. Vereinfachende Annahme ist eine unelastischen Nachfrage, d.h. die Nachfrage reagiert nicht auf die marginale Preisänderung

FÖRDERUNG FÜR ERNEUERBARE IST EFFIZIENT (2025)

Erneuerbare dämpfen die Strompreise stärker als sie Kosten für Förderung verursachen. Eine zusätzliche TWh Erzeugung hätte die Kosten für den Verbraucher um 150 MEUR gesenkt, und damit die Kosten für die Förderung überkompensiert



Preisdämpfung überwiegt Förderkosten

- Vorteile für Verbraucher:innen übersteigen den Förderbedarf deutlich
- Der Anstieg der Konsumentenrente von 150 MEUR einer eingespeisten TWh übersteigt den Förderbedarf von 11 MEUR

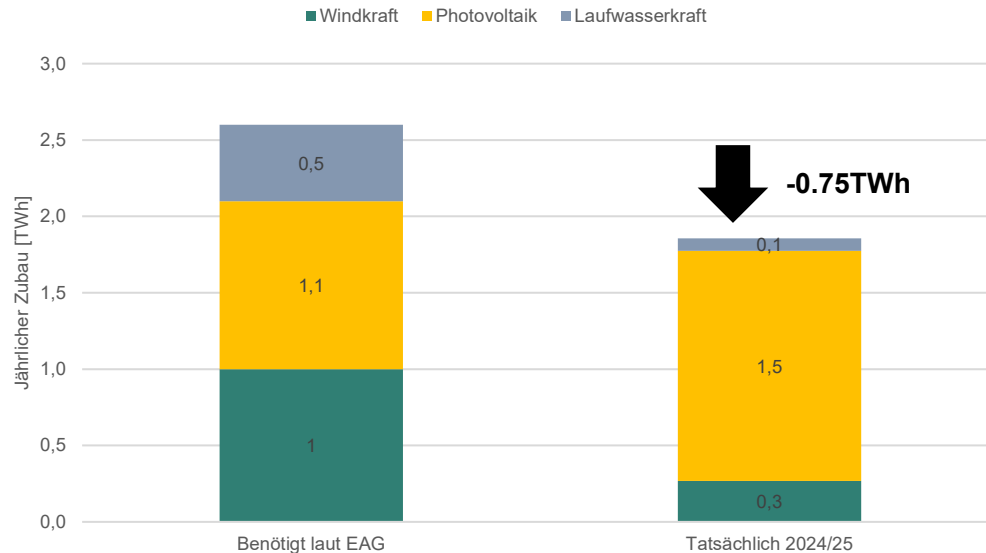
Förderbedarf auf Basis Marktprämie 2025

- Dargestellt ist der durchschnittliche Förderbedarf für Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik im Rahmen der Marktprämie²
- Förderbedarf ist stark heterogen, Förderungen für Wasserkraft betreffen nur einen sehr kleinen Teil, der Großteil ist überhaupt nicht gefördert

[2] Mengengewichtet über Technologien hinweg, Marktprämie (2025): [EAG-Abwicklungsstelle](#). Förderung im Rahmen der Marktprämie betrifft nur einen Teil der Anlagen. Im Fall von Wasserkraft wird nur ein sehr kleiner Teil gefördert, darüber hinaus gibt es auch andere Förderschemata, (Marktpreis- und Ökobilanzgruppe), in denen sich (je nach Marktpreisniveau) unterschiedliche Förderbedarfe ergeben

LANGSAMER AUSBAU VERURSACHT KOSTEN

Der tatsächliche Ausbau von erneuerbarer Erzeugung ist langsamer als vom EAG verlangt. Ein zielkonformer Ausbau hätte Ersparnisse für den österreichische Stromverbraucher:innen von etwa 110 MEUR jährlich gebracht



Verzögerter Ausbau von Erneuerbaren

- Um die EAG Ziele¹ zu erreichen wird ein jährlicher Zuwachs erneuerbarer Erzeugung im Ausmaß von 0.5 TWh Wasserkraft, 1 TWh Windkraft und 1.1 TWh Photovoltaik benötigt
- Zwischen 2024 und 2025 wurden statt der benötigten 2.6 TWh nur 1.85 TWh zugebaut²


Höhere Kosten für den Stromverbrauch

- Verbraucher:innen in Österreich würden von einem schnelleren Ausbau profitieren
- Eine zielgerechter Ausbau hätte eine Ersparnis von 110MEUR gebracht

[1] Erneuerbaren Ausbaugesetz (EAG): zwischen 2021 und 2030 (10Jahre) ein Zubau von 11TWh PV, 5TWh Wasserkraft und 10TWh Windkraft. [2] Ermittelt auf Basis des Leistungszubaus laut E-Control (BeStGes-JR_KWEPL.xlsx) Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft sowie Anwendung der durchschnittlichen Volllaststunden (2024/2025) auf Basis von E-Control (BStGes-JR1_Bilanz.xlsx)

INVESTITIONEN INS VERTEIL- & ÜBERTRAGUNGSNETZ

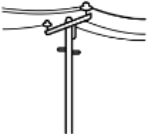
Die **Netzintegration der Erneuerbaren** sowie die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme erfordert erhebliche Investitionen in das Stromnetz **und braucht Begleitmaßnahmen**



**+ 9
Mrd. EUR
bis 2034**

**Übertragungs-
netz**

Die APG plant bis 2034 Investitionen von rund **9 Mrd. EUR** [1]. Der Ausbau der Erneuerbaren beeinflusst diesen Netzausbaubedarf signifikant [2].



**+ 14
Mrd. EUR
bis 2030**

**Verteil-
netz**

Das Erweiterungsinvestitionen im Verteilnetz betragen bis 2030 rund **14 Mrd. EUR**, diese teilen sich auf zu je etwa 50% in die Integration von EE sowie Elektrifizierung Mobilität und Wärme [3].

Steigerungen im Netztarif erwartet

- Der Ausbau der Netzkapazitäten im Verteilnetz wird sowohl von Erneuerbaren als auch durch Elektrifizierung der Mobilität, Wärme und Industrie getrieben
- Die Erhaltung bestehender Betriebsmittel erfordert Ersatzinvestitionen

Begleitmaßnahmen notwendig zur Abfederung der Kostensteigerungen

- Kluge planerische Maßnahmen wie Ost/West Ausrichtung und Co-location
- Regulatorische Maßnahmen wie Spitzenkappung tragen dazu bei, bestehende Netzkapazitäten effizient zu nutzen
- Netztechnische Maßnahmen helfen, Netzausbau zu vermeiden

[1] APG [Pressemeldung](#) [2] 80% laut Gerhard Christner via [LinkedIn](#)

[3] AIT (2024): Aktualisierung Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilnetze