

Dimitrios Glynos

Fakultät Wirtschaftswissenschaft
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Verschiebung des Kernenergieaustiegs in Deutschland: Ein kluger Schachzug in der europäischen Energiekrise?

EnInnov 18. Symposium Energieinnovation // 14.-16. Februar 2024

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

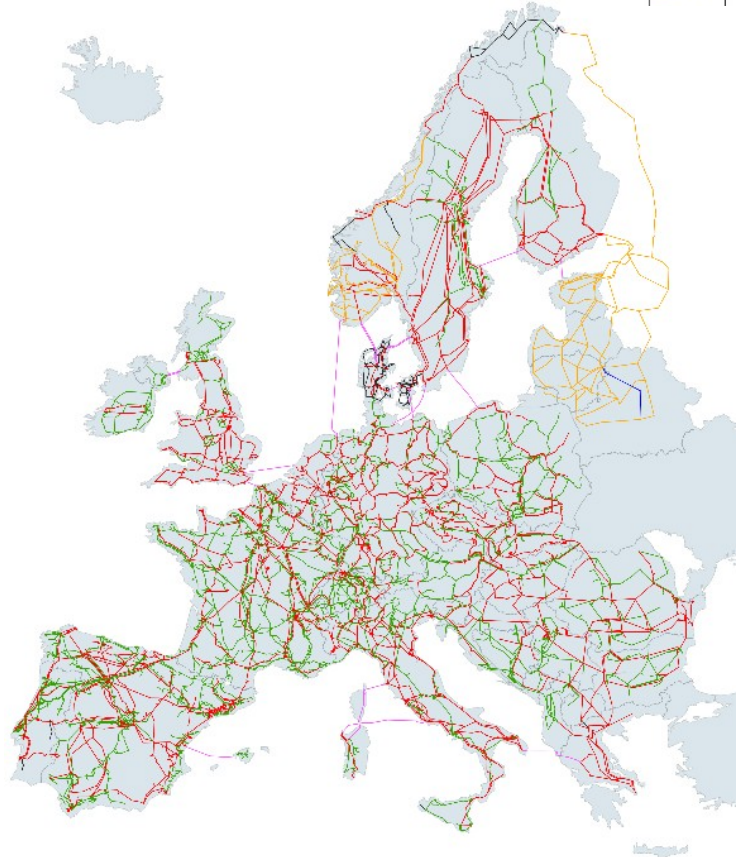
FKZ: 03E11018B

Was bewirkte eigentlich die Laufzeitverlängerung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland als Reaktion auf die Energiekrise?

1. Trug die Verschiebung des Kernenergieausstiegs in DE zu einer Verringerung der Gasverstromung in Europa bei?
 - Ja. Der verzögerte Kernenergieausstieg in DE senkte die Gasverstromung europaweit um knapp 2.9 TWh.
2. Führte der Strecketrieb zu einer nennenswerten Preissenkung?
 - Ja. Vor allem in DE und AT. In AT wäre der durchschnittliche Strompreis ohne KKW um mindestens 5.81 €/MWh höher.
3. Konnten DE und die europäischen Nachbarn von der Entscheidung der Bundesregierung gleichermaßen profitieren?
 - Ja und nein. Einerseits erhöhte die Laufzeitverlängerung die Versorgungssicherheit in Europa. Andererseits waren die Auswirkungen auf die europäische Wohlfahrt eher marginal. Dabei profitierte insbesondere das gemeinsame Marktgebiet DE-LU. Im Gegensatz dazu verzeichnete AT leichte Verluste.

Der europäische Strommarkt wurde mit dem Fundamentalmmodell ELTRAMOD modelliert.

Übertragungsnetz



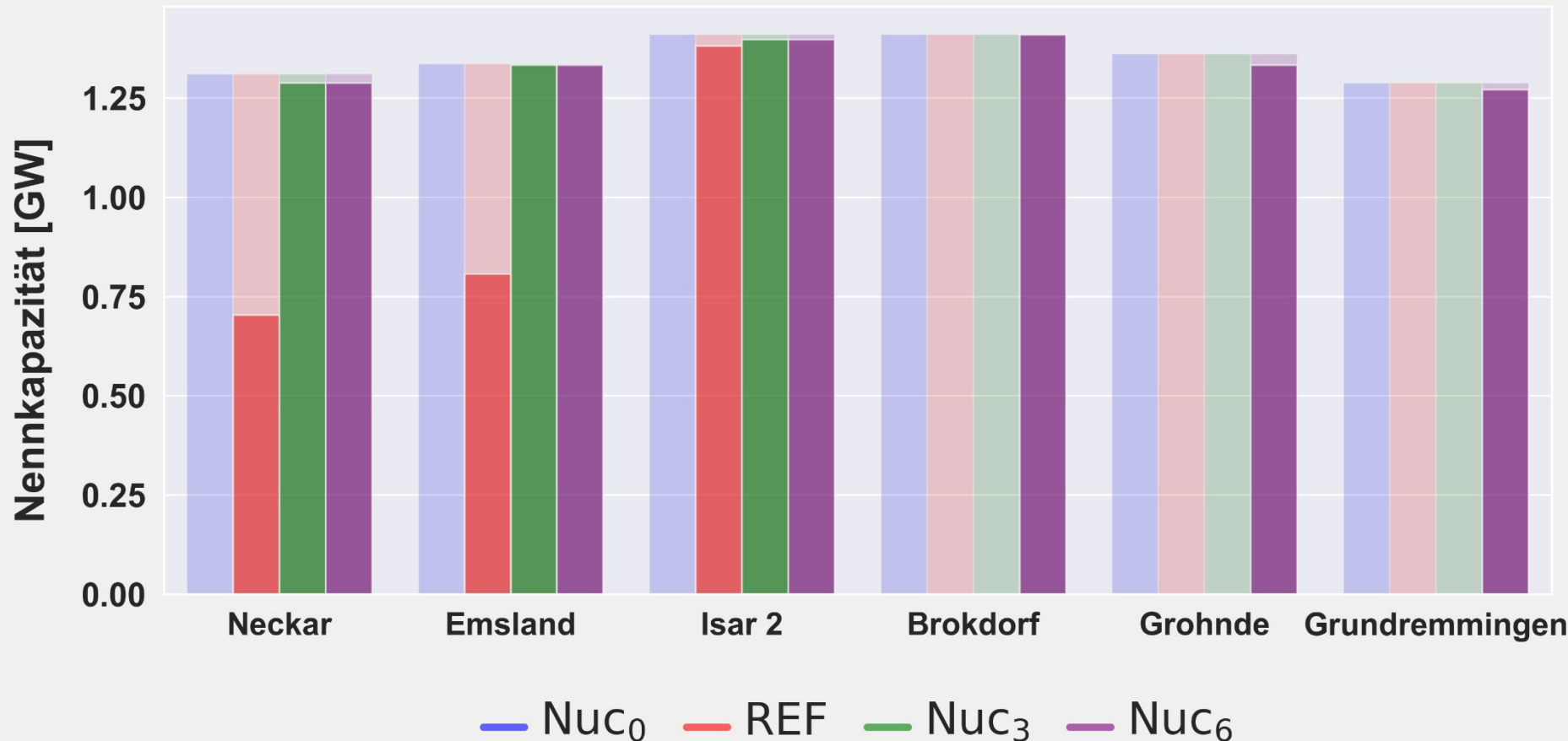
Eigenschaften Übertragungsleitungen

- Spannungslevel:
 - 150kV
 - 220 kV
 - 300 kV
 - 380 kV
 - 750 kV
 - HVDC
- Lineare Optimierung des kostenminimierenden Kraftwerkseinsatzes
- Stündliche Auflösung für den Zeitraum der Laufzeitverlängerung (01.01-15.04.2023)

Datenbasis

- Kraftwerksdatenbank ee² mit technischen Eigenschaften
- Last- und EE-Einspeisezeitreihen
- Brennstoffpreise, NTC-Kapazitäten
- 17 berücksichtigte Länder

Im Streckbetrieb wiesen die drei Kernkraftwerke in Deutschland eine unüblich geringe Verfügbarkeit auf.



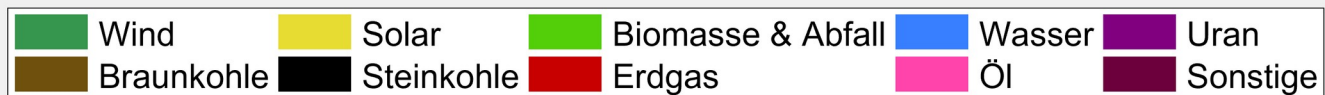
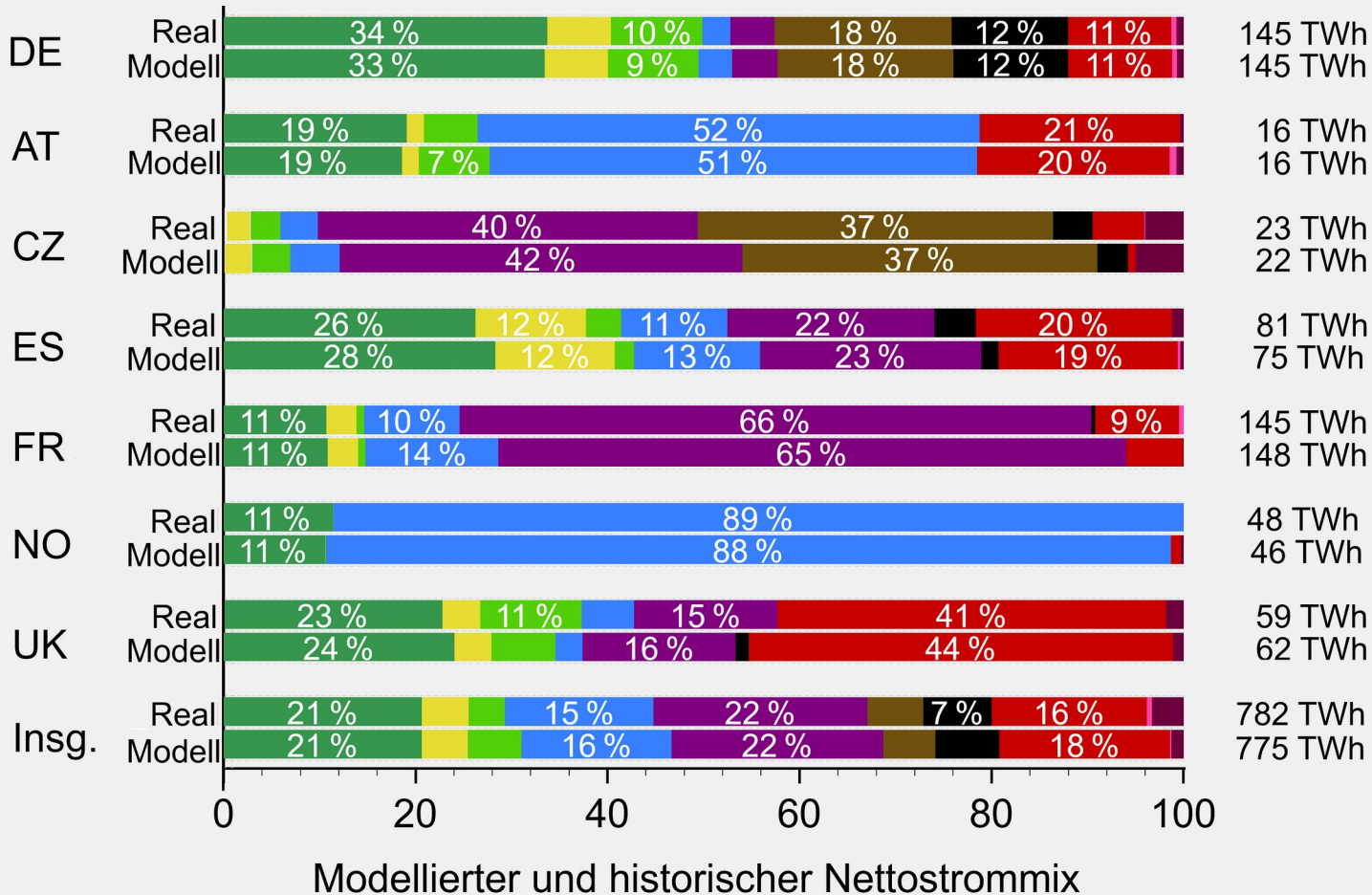
Die Verfügbarkeit der letzten drei Kernkraftwerke war in der Zeit des "Streckbetriebs" deutlich niedriger als in der Vergangenheit:

- **Neckar:** 53.7 % in 2023 vs 98.3 % in 2021
- **Emsland:** 60.4 % in 2023 vs 99.7 % in 2021
- **Isar 2:** 87.9 % in 2023 vs 99.0 % in 2021

Im Jahr 2021 konnten die KKW mit ihrer vollen Kapazität betrieben werden. Die Verfügbarkeit von Brokdorf lag z.B. bei 99.9 %.

Quelle: [ENTSOE](#)

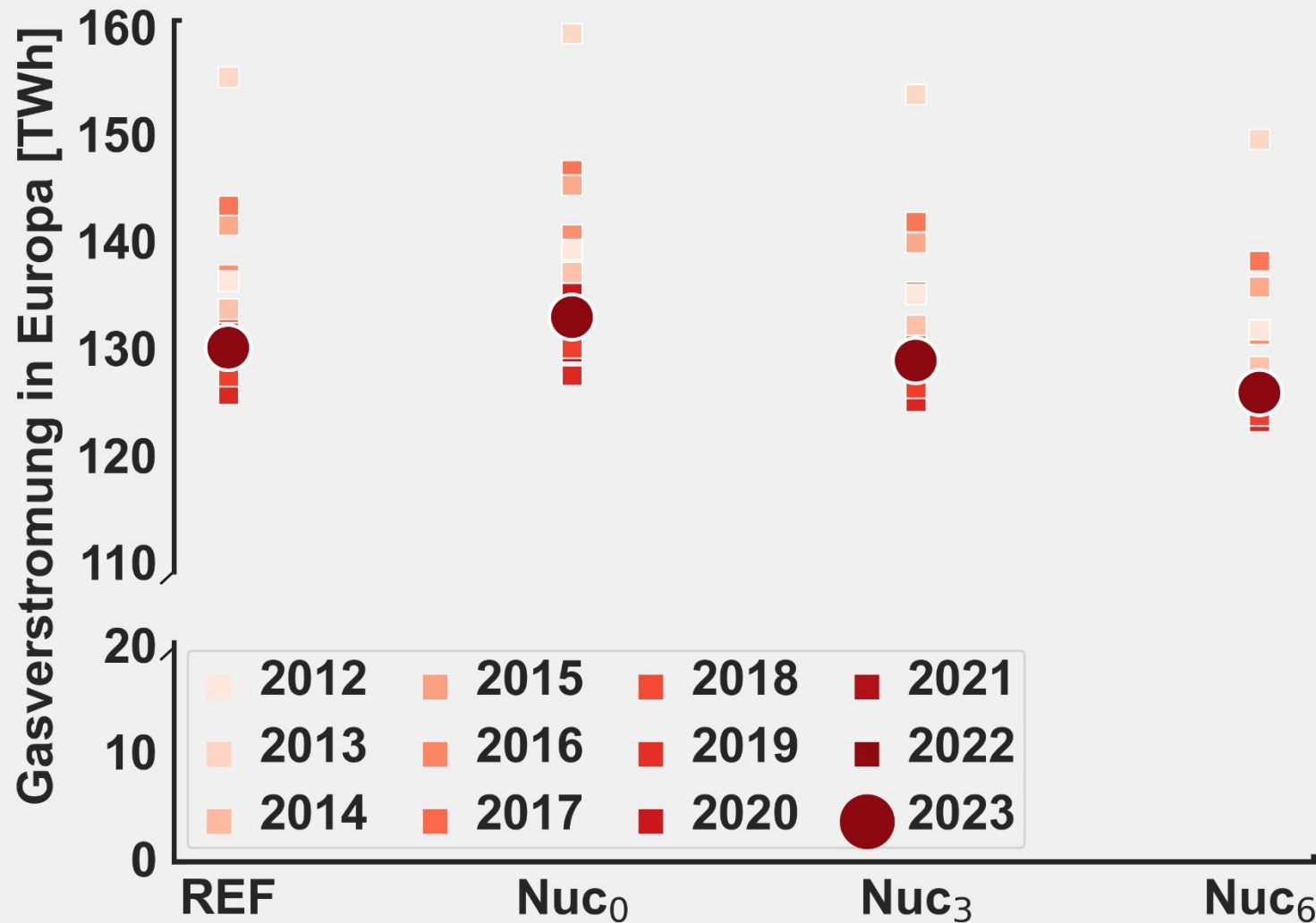
Insgesamt bildet ELTRAMOD den Kraftwerkseinsatz sehr gut ab.



Die Abweichung beim Dispatch beträgt lediglich 0.9 %.

- Die Stromerzeugung in DE und AT wird exakt abgebildet.
- Untersuchung konzentriert sich in erster Linie auf den Kraftwerkseinsatz in DE und AT.
- Geringfügige Abweichungen in anderen Ländern werden als nicht kritisch angesehen.

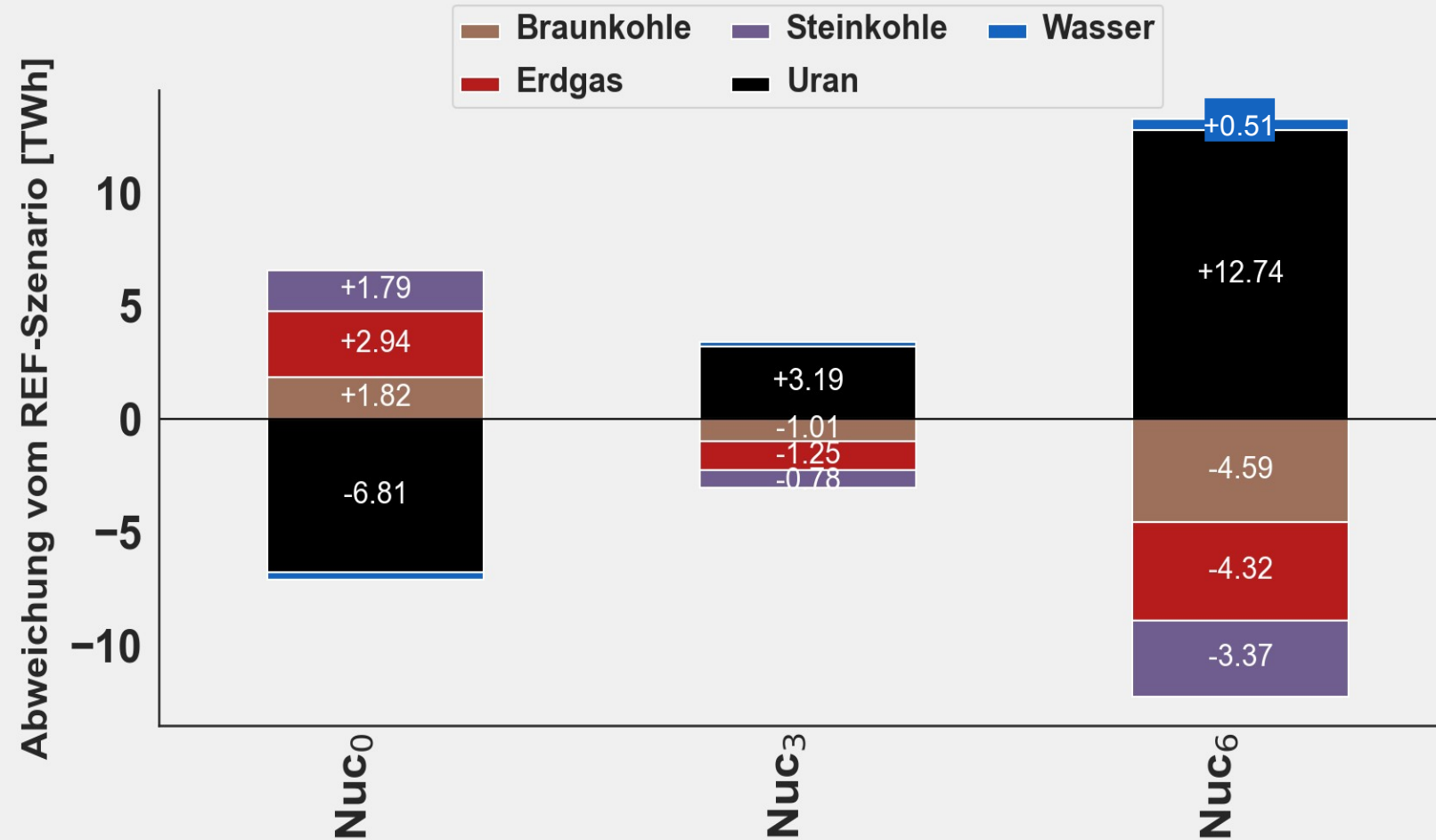
Die tatsächlichen Wetterbedingungen im Winter 2023 begünstigten Gaseinsparungen.



Die Gasverstromung wäre mit den Einspeise- und Verbrauchszeitreihen des Jahres 2013 ceteris paribus um 20.6 TWh höher ausgefallen.

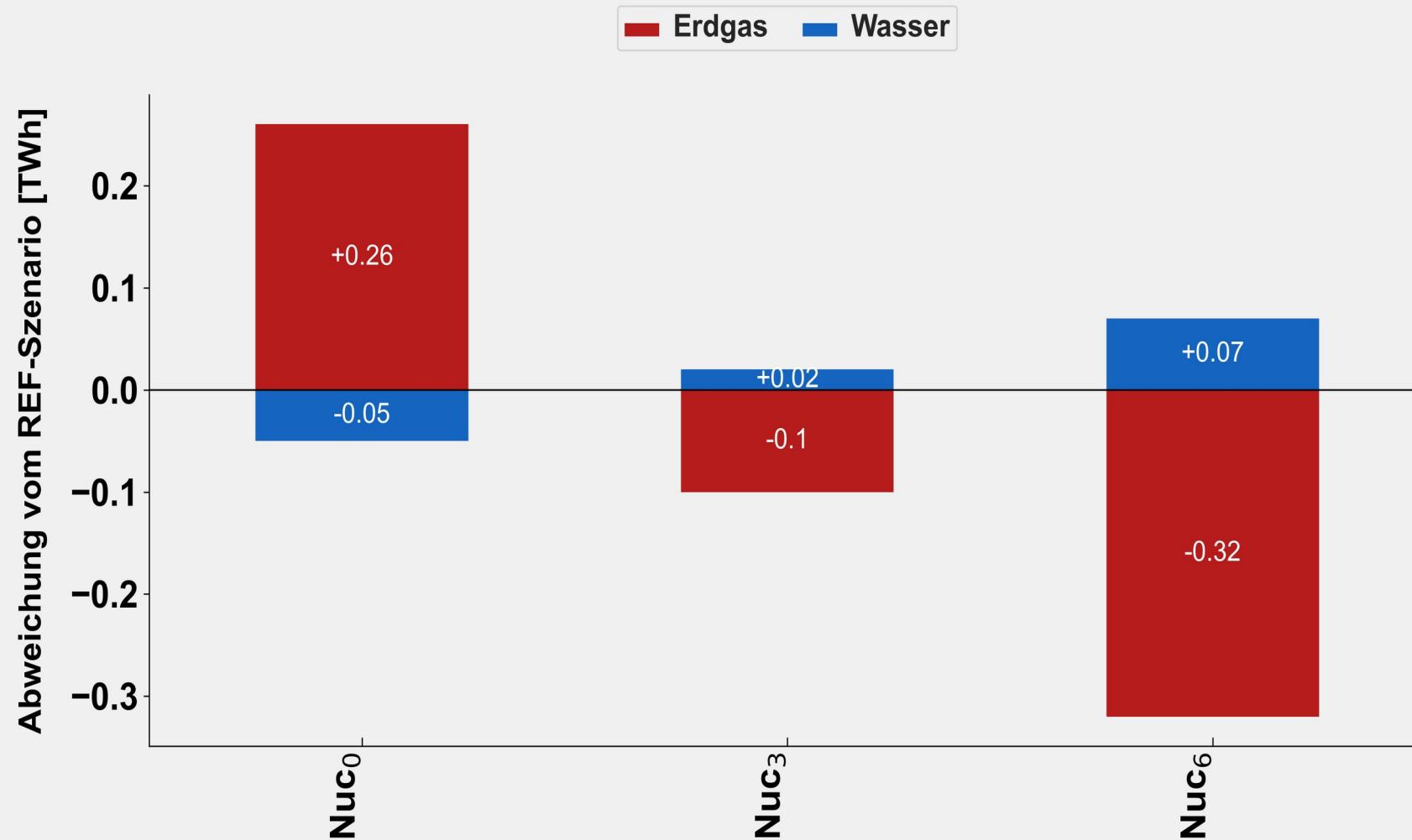
- Unter den Bedingungen des Wetterjahres 2013 wäre das marginale Risiko eines Gasversorgungssengpasses höher.
- Die Laufzeitverlängerung hätte zu einer Gaseinsparung in Höhe von 4.2 TWh geführt.
- Der Streckbetrieb hätte eine größere Bedeutung erlangt.

Der Streckbetrieb reduzierte hauptsächlich die heimische Kohle- und Gasverstromung in Spitzenlastzeiten sowie die Gasverstromung in den europäischen Nachbarländern.



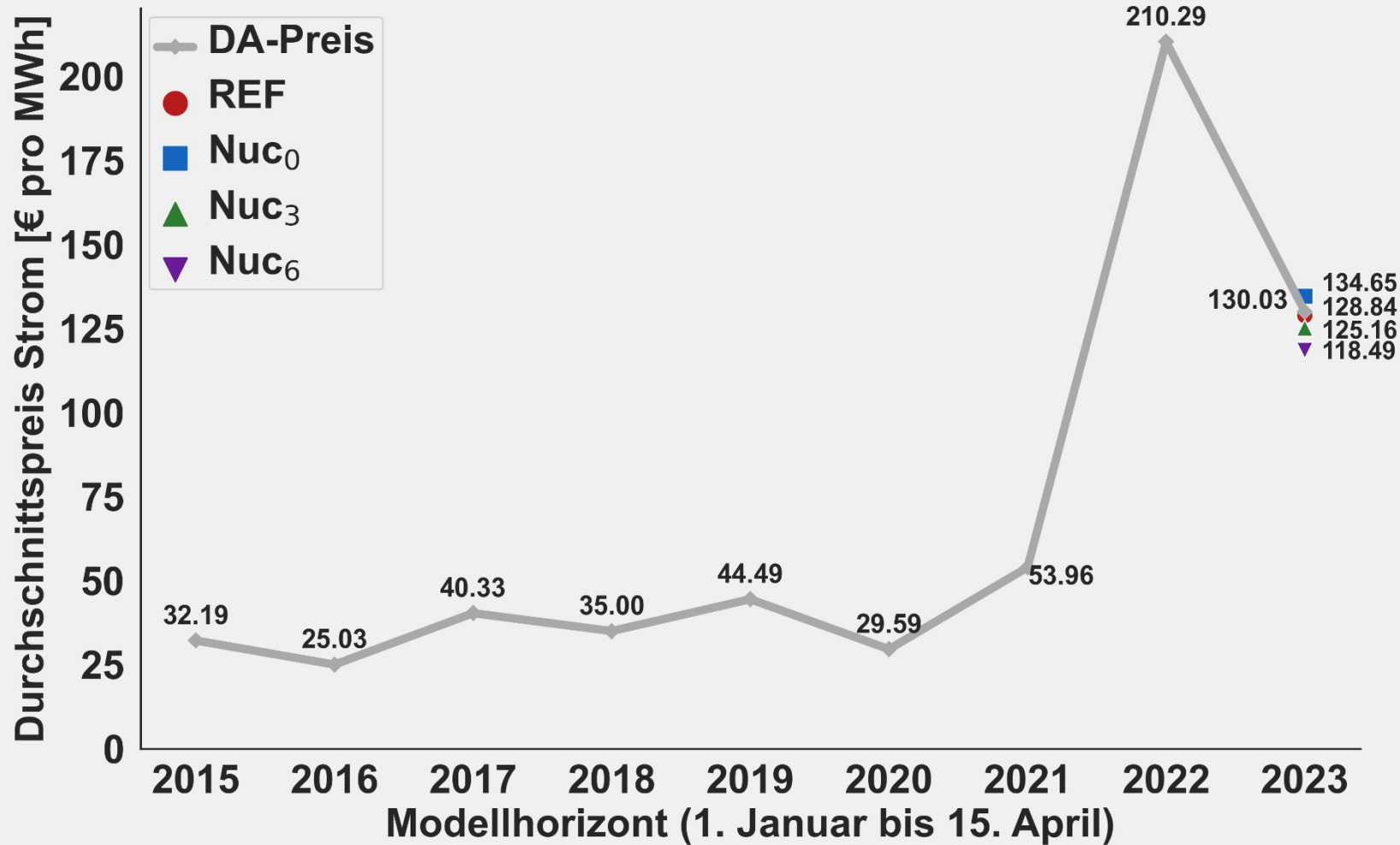
- 88% der europäischen Einsparungen an Kohleverstromung in Höhe von 3.61 TWh entfielen auf DE. Bei der Gasverstromung hatte DE einen Anteil von 53%.
- Im Szenario NUC₆ wären 4.0 TWh weniger Gas verstromt worden. Dies ist fast die Einsparung, die beim Eintreten des Wetterjahres 2013 durch den Weiterbetrieb erzielt worden wäre.
- Mit zunehmender KKW-Einspeisung steigt die Stromerzeugung aus PSP-Kraftwerken an.

Österreich verzeichnete nach Deutschland die höchste absolute und relative Gaseinsparung.



- Angesichts der starken Verflechtung der österreichischen Wasserkraft mit dem deutschen Stromsystem erschließt sich auch, warum die PSP-Kraftwerke im Nuc₀-Szenario weniger Strom eingespeist hätten.
- Ohne die deutschen KKW im Szenario Nuc₀ läge die zusätzliche Gasverstromung in AT bei 0.26 TWh, also um 7.14% höher.

Die Laufzeitverlängerung führte zu einer Preissenkung von 5.81 € pro MWh (4.3%) in Österreich.

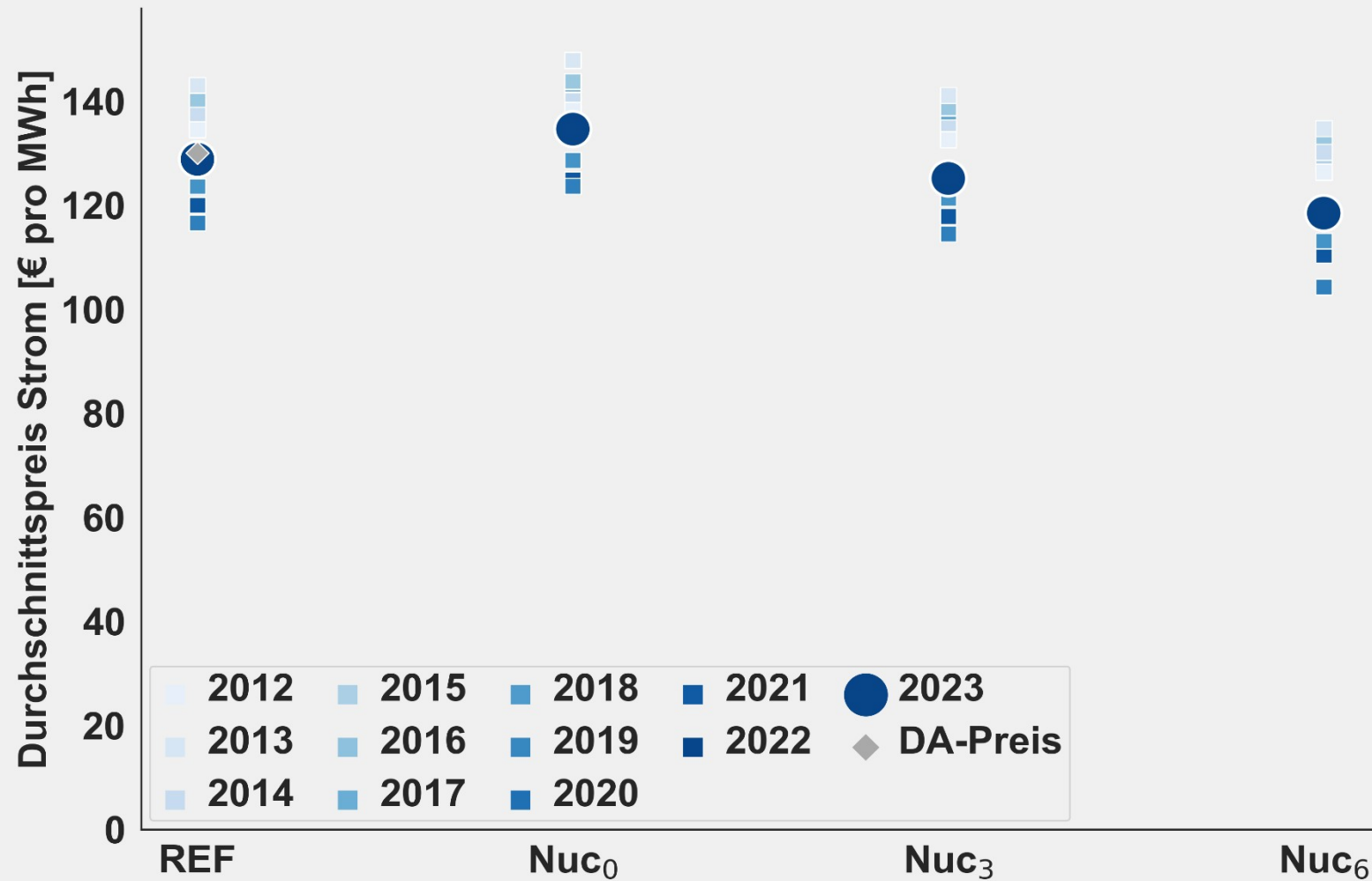


Die Größenordnung der modellierten Strompreise ist zufriedenstellend.

- Das Modellergebnis für Österreich (128.84 € pro MWh) weist eine geringe Abweichung von 1.19 € vom historischen Durchschnittspreis auf. (Für DE wird der Preis -nahezu-exakt getroffen.)
- Der mittlere absolute Fehler (MAE) beträgt 2.75 € pro MWh, die Standardabweichung unterscheidet sich kaum vom historischen Wert.

Quelle: [ENTSOE](#)

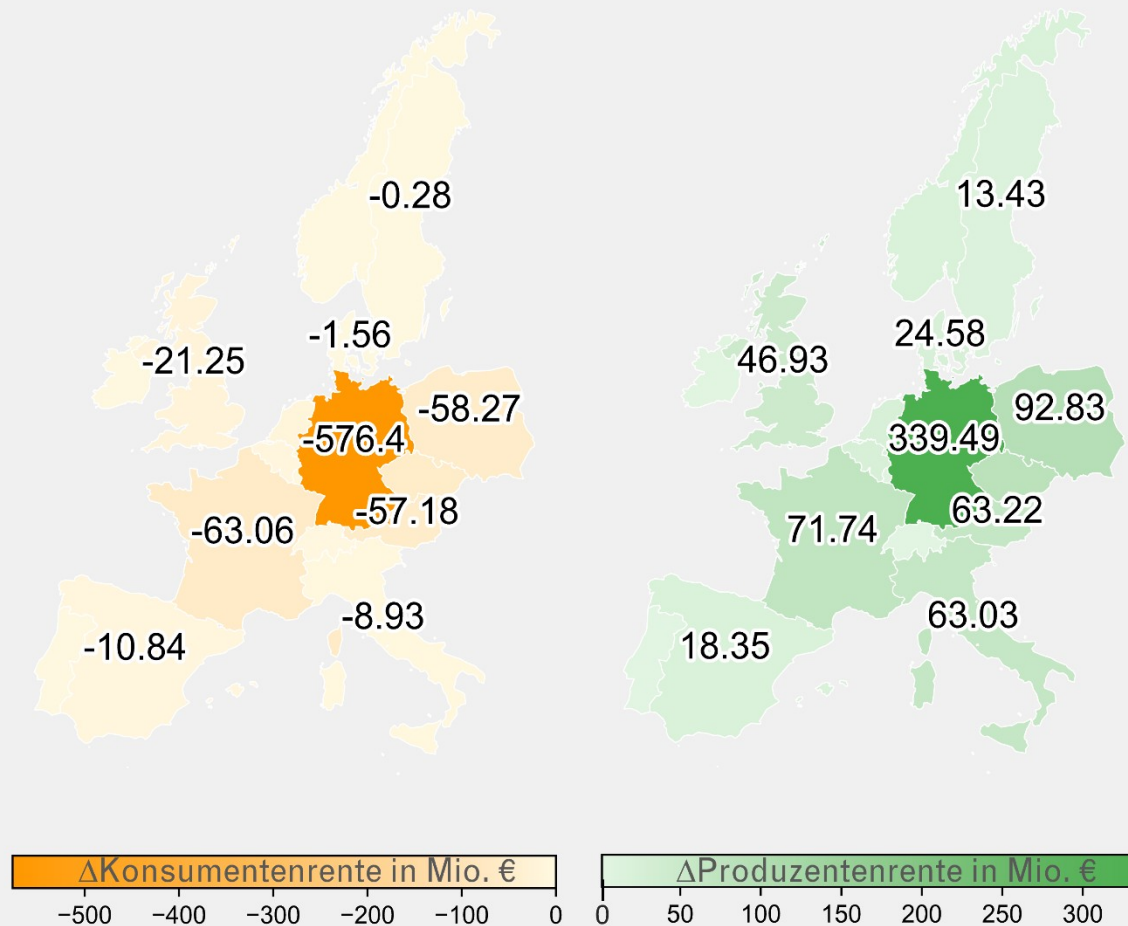
Unter typischen Betriebsbedingungen der drei Kernkraftwerke hätte die Preissenkung in Österreich bei 9.39 € pro MWh liegen können.



- 9.49 € pro MWh beträgt die Abweichung zwischen dem Szenario Nuc₀ und Nuc₃, in dem typische Verfügbarkeitsfaktoren der KKW unterstellt werden.
- Die maximale Preisdifferenz tritt für das Wetterjahr 2020 auf, in dem die Residuallast am niedrigsten ist.
- Sie liegt bei 19.39 € pro MWh und entspricht der Differenz zwischen dem Szenario Nuc₀ und Nuc₃.

Die Auswirkungen auf die europäische Wohlfahrt waren eher marginal.

Abweichung der Wohlfahrt vom REF im Szenario Nuc₀ in Mio. €



- Der größte Wohlfahrts-effekt ergibt sich für DE.
- Ohne Kernkraft hätten vor allem PL und DK die fehlenden Kapazitäten kompensiert. Durch die Laufzeitverlängerung wurden diese Erlöse nicht realisiert.
- Das Modell quantifizierte, dass die KKW eine zu geringe Kapazität hatten, um die Verbraucherpreise in AT ausreichend zu senken, um einen Wohlfahrtsgewinn zu bewirken.

Die Laufzeitverlängerung in Deutschland war eine pragmatische Entscheidung.

- Trotz begrenzter Kapazitäten trug der Streckbetrieb zur europaweiten Gaseinsparung bei, insbesondere in Deutschland und Österreich.
- Die Wetterbedingungen im Jahr 2023 begünstigten die Gaseinsparungen.
- Bei einer besseren Vorbereitung des Streckbetriebs, die eine höhere Verfügbarkeit der Kraftwerke gewährleistet hätte, wären zusätzliche Gaseinsparungen von 42 % möglich gewesen.
- Die Kernkraftkapazitäten in Deutschland wirkten sich hauptsächlich auf die heimische Kohle- und Gaserzeugung aus, reduzierten die Importnachfrage und verringerten die teurere Gasverstromung in den Nachbarländern.
- Der preissenkende Effekt kam allen Verbrauchern in Europa zugute, insbesondere denen in Deutschland und Österreich.
- Die Entlastung der Verbraucher reichte jedoch in vielen Ländern nicht aus, um die Verluste auf der Erzeugerseite zu kompensieren.

Quellen

1. Anke, C.-P.; Dierstein, C.; Hinz, F.; Ladwig, T.; Möst, D.; Schreiber, S.: Projekt SeEiS-Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger Teilbericht: Methodik und Datengrundlage. (2019) https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/52/027/52027341.pdf?r=1
2. ENTSO-E. Unavailability of Production and Generation Units. (2023) <https://transparency.entsoe.eu/outage-domain/r2/unavailabilityOfProductionAndGenerationUnits/show>
(abgerufen am 26.10.2023)
3. ENTSO-E. Actual Generation per Production Type. (2023) <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show> (abgerufen am 26.10.2023)
4. ENTSO-E. Day-ahead Prices(2023). <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show> (abgerufen am 07.02.2024)