

The background of the slide is a photograph of a large, modern building with a prominent triangular pediment and several tall, narrow windows. The building is light-colored, possibly beige or tan. There are trees and a clear sky in the background. A horizontal bar with a yellow-to-black gradient is positioned below the building image.

Gasverstromung im Winter 2022/2023

Im Auftrag der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Dr. Johannes Wagner, Dr. Philip Schnaars, Nils Namockel, Hendrik Diers, Julian Keutz

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH | 7. November 2022

Motivation und Ergebnisse

Diese Analyse analysiert die mögliche Entwicklung von Strompreisen und den Kraftwerkseinsatz im deutschen und französischen Strommarkt im Zeitraum November 2022 bis April 2023. Dazu wird der Strommarkt mit dem EWI Modell DIMENSION in stündlicher Auflösung simuliert. Als Teil der Ergebnisse ergeben sich der stündliche Kraftwerkseinsatz sowie die daraus resultierenden Strompreise als Grenzkosten des jeweils preissetzenden Kraftwerks. Wesentliche kurzfristige Einflussfaktoren auf die Strompreise die Preise für Erdgas, die Verfügbarkeit von Kraftwerken in Frankreich sowie den von der Bundesregierung beschlossene verlängerte Leistungsbetrieb („Streckbetrieb“) von drei deutschen Kernkraftwerken bis Mitte April 2023. Diese Faktoren werden im Rahmen einer Simulation des europäischen Strommarkts anhand von drei Szenarien variiert. In allen drei Szenarien wird unterstellt, dass gemäß den Plänen der Bundesregierung dem Markt zusätzliche Kohle- und Ölkraftwerke zur Verfügung stehen.

Werden die drei Kernkraftwerke wie von der Bundesregierung beschlossen bis Mitte April 2023 eingesetzt, so ergibt sich im betrachteten Szenario zusammen mit geringerer Verfügbarkeit französischer Kraftwerke ein bis zu 8,7 Prozent niedrigerer Strompreis als im Szenario ohne verlängerten Leistungsbetrieb. Eine höhere Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich könnte die Stromimporte aus Frankreich erhöhen. Der monatliche Strompreis in Deutschland im Winter 2022/2023 könnte in diesem Szenario um bis zu 6,1 Prozent geringer ausfallen als im Fall geringerer französischer Kernkraftverfügbarkeiten.

Eine höhere Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Frankreich und der verlängerte Leistungsbetrieb in Deutschland könnte außerdem die Gasverstromung in Deutschland und Europa reduzieren. So könnte die europäische Gasverstromung in diesem Fall um bis zu 10 Prozent, die deutsche um 2 Prozent geringer ausfallen. Ein Grund hierfür sind erhöhte Stromexporte aus Frankreich. Ein verlängerter Leistungsbetrieb deutscher Kraftwerke könnte die Gasverstromung in Europa in einzelnen Monaten des kommenden Winters um etwa 2 Prozent reduzieren.

In Stunden mit hoher Residuallast werden in Deutschland ein wesentlicher Teil der Stromnachfrage durch Importe und Speichereinsatz gedeckt. Für die 200 Stunden mit der höchsten Residuallast wird in dieser Analyse der Anteil von Importen und Speichereinsatz an der Stromnachfrage ausgewiesen. Durch den von der Bundesregierung beschlossenen verlängerten Leistungsbetrieb könnten die mittleren verwendeten Importe und Speicher in den betrachteten 200 Stunden um etwa 2 GW niedriger ausfallen. Zusätzliche Stromerzeugung in Frankreich könnte die deutsche Stromhandelsbilanz im Betrachtungszeitraum beeinflussen. In dem betrachteten Szenario könnten in Perioden mit hoher deutscher Residuallast der mittlere Beitrag von Importen und Speichern um 2 GW steigen.

1 Zentrale Annahmen für die Strommarktmodellierung

2 Ergebnisse der Strommarktmodellierung

3 Anhang: Modellbeschreibung und Quellen

Zentrale Annahmen für die Strommarkt- modellierung

Die untersuchten Szenarien

Überblick über den Szenariorahmen

Szenarien



Zeitraum der Simulation: 01. November 2022 - 30. April 2023.



Analysierter Strommarkt: EU27 inkl. GB, NO und CH ohne MT und CY.



Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“: Geringe Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke und verlängerter Leistungsbetrieb der drei deutschen Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023



Szenario „Streckbetrieb DE - mehr KKW FR“: Höhere Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke und verlängerter Leistungsbetrieb der drei deutschen Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023

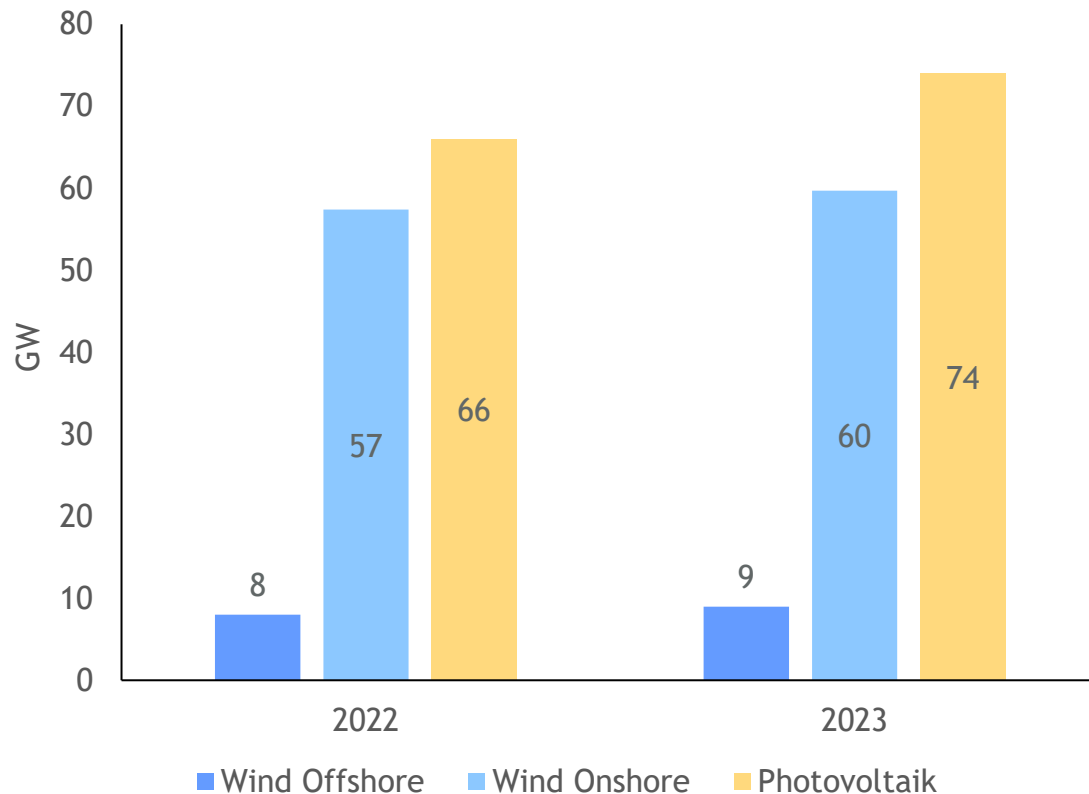


Szenario „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“: Geringe Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke und Abschaltung deutscher Kernkraftwerke zum Ende 2022

KKW = Kernkraftwerke

Erzeugungskapazität erneuerbarer Energieträger in Deutschland

Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energien jeweils zum Jahresende

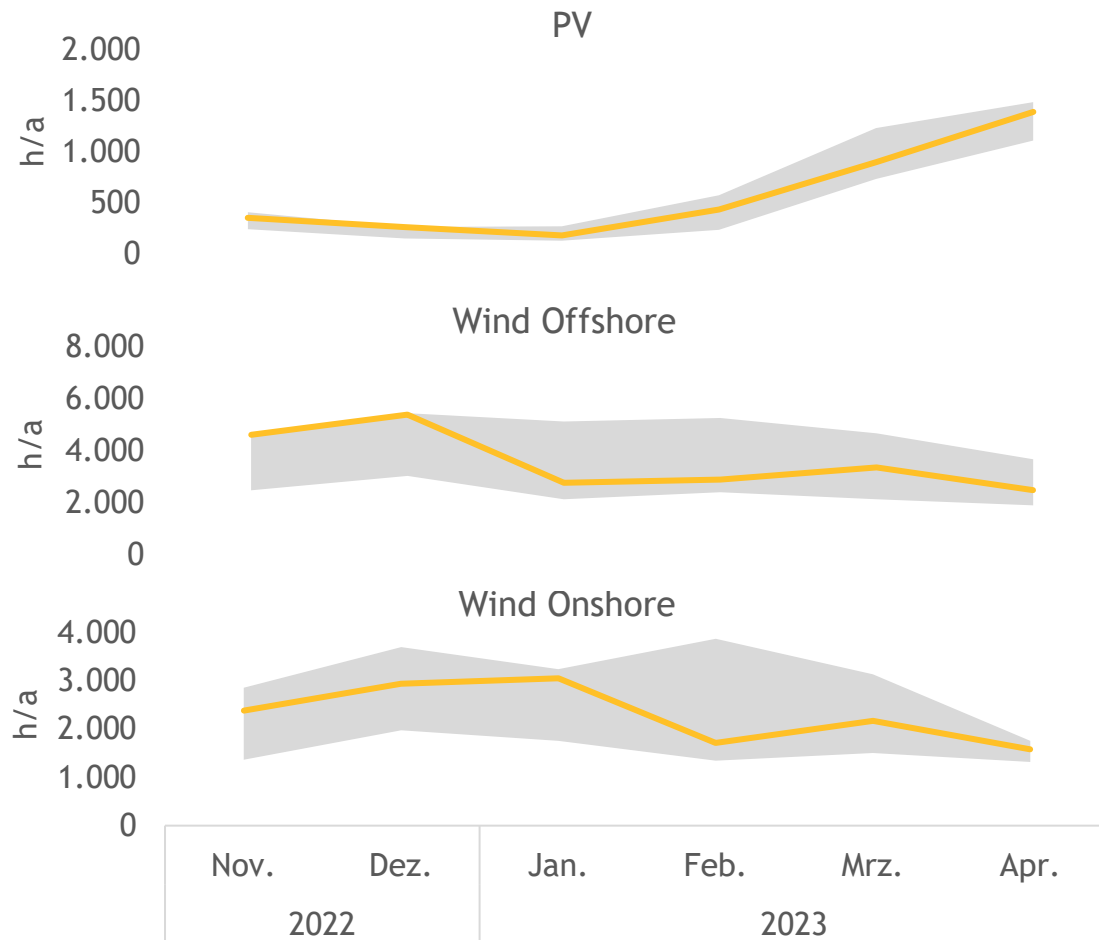


Quelle: BMWK (2022)

- Über den betrachteten Zeitraum wird für alle drei Szenarien ein Nettozubaupfad erneuerbarer Energien basierend auf der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK vom 11. Januar 2022 unter Berücksichtigung von erwarteten Rückbauten unterstellt.
- Ausgehend von 56,9 GW Wind Onshore zum Jahresende 2022 werden rund 3 GW über das Jahr 2023 zugebaut.
- Die Kapazität von Wind Offshore erhöht sich im Verlauf des Jahres 2023 um 0,4 GW auf 8,6 GW.
- Der größte Kapazitätswachstum wird bei der Photovoltaik unterstellt. Es werden 8,8 GW Erzeugungskapazität auf insgesamt 74,4 GW am Jahresende 2023 zugebaut.
- Für die Modellrechnung wird unterstellt, dass dieser Zubau linear erfolgt. Das bedeutet, dass jeden Monat über den betrachteten Zeitraum die gleiche zusätzliche Kapazität für die Stromerzeugung zur Verfügung steht.

Wetterentwicklung über den Betrachtungszeitraum

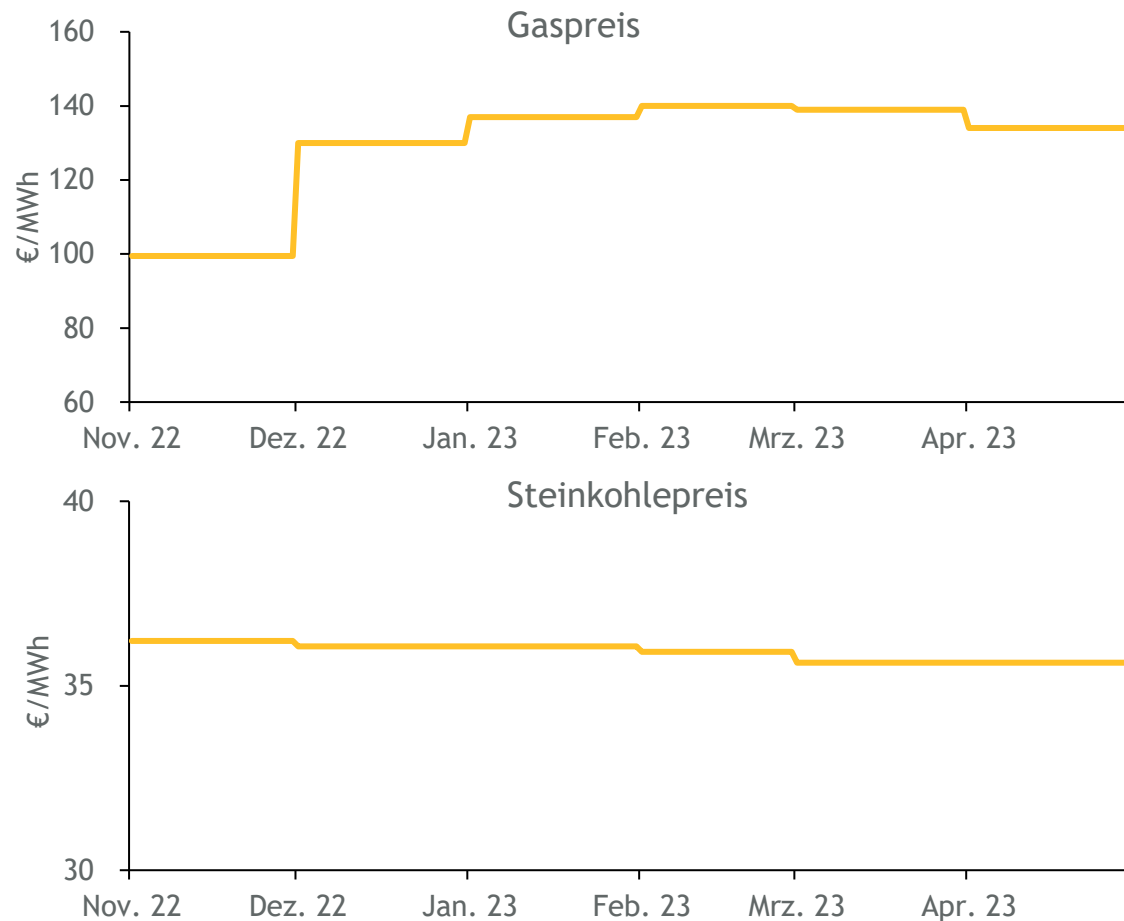
Unterstellte monatliche Volllaststunden erneuerbarer Energien



- Die Struktur der Erzeugung aus erneuerbaren Energien orientiert sich in allen Szenarien an dem Wetterjahr 2015.
- Die Volllaststunden sind pro Monat ausgewiesen und auf einen Jahreswert hochgerechnet. Die grau schraffierte Fläche weist die historische Bandbreite der monatlichen Volllaststunden im Zeitraum 2011 bis 2021 aus.
- Die Volllaststunden für **PV** betragen im Jahresmittel rund 950 Stunden pro Jahr.
- Die Volllaststunden für **Wind Onshore** betragen im Jahresmittel rund 1750 Stunden pro Jahr und für **Wind Offshore** etwa 3000 Stunden pro Jahr. Zwischen den einzelnen Monaten unterscheiden sich diese stark. Der Februar ist sehr windarm, wohingegen der November recht windreich ist.
- Die Annahme der Volllaststunden wirkt sich auf die Ergebnisse aus. Beispielsweise könnte bei mehr Wind im Februar der Einsatz von Gaskraftwerken in diesen Monaten niedriger ausfallen und somit könnten die Strompreise sinken.

Grenzkosten thermischer Kraftwerke

Brennstoffpreise und Nachfrage für Betrachtungszeitraum



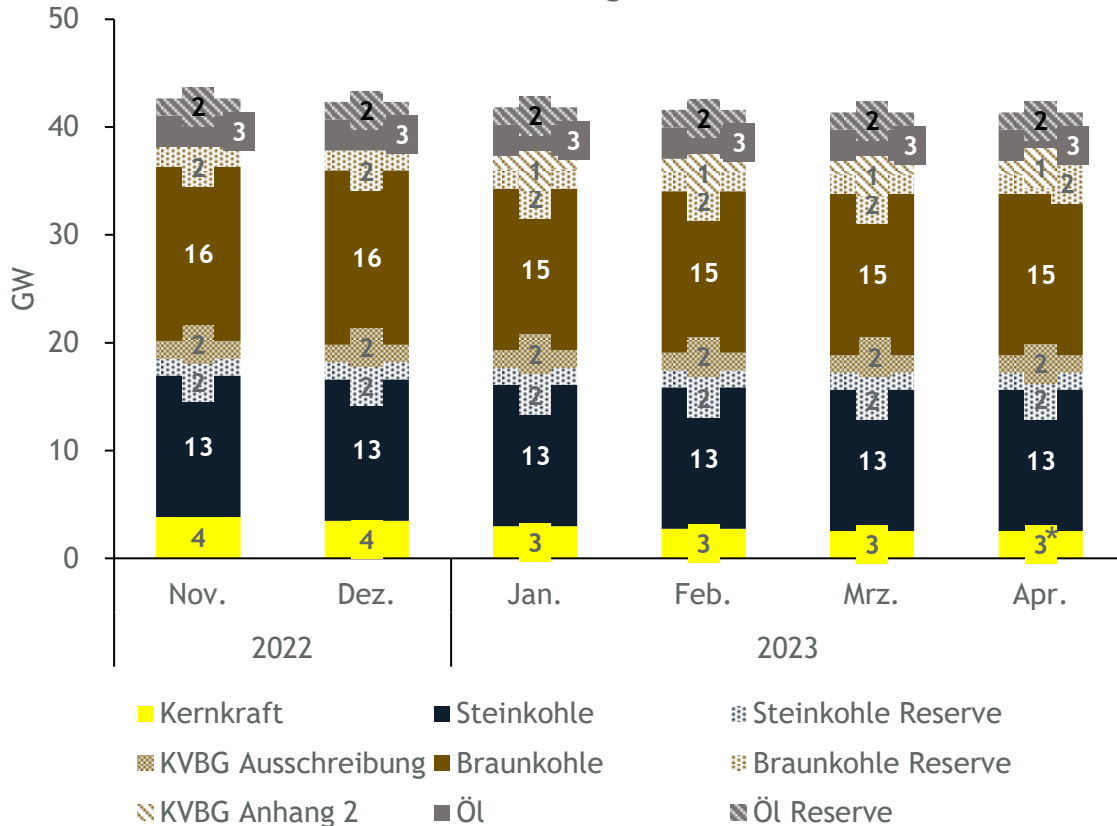
Quellen: THE (2022), CME (2022)

- Die Preise für Erdgas orientieren sich in allen Szenarien an den aktuell gehandelten Futures (Stand 27.10.2022). Die Novemberwerte handelten noch auf einem niedrigeren Preisniveau, anschließend steigen die Werte auf bis zu 140 Euro/MWh im Februar 2023. Im weiteren Zeitverlauf wird ein leichter Rückgang der Preise unterstellt.
- Die Preise für Steinkohle basieren auf aktuellen Futurepreisen (Stand 27.10.2022). Hier wird der höchste Preis bereits im November erreicht, danach tritt ein Preisrückgang auf.
- Der Preis für Zertifikate im EU ETS wird in dem betrachteten Zeitraum für alle Szenarien mit 77 Euro/t CO₂ Äquivalent angenommen.
- Für die betrachteten 6 Monate liegt die Nettostromnachfrage inklusive Netzverlusten bei 263 TWh in Deutschland und bei 262 TWh in Frankreich. Aufgrund der stärkeren Bereitstellung von Wärme im Winter durch Strom liegt die Nachfrage in Frankreich fast auf dem Niveau Deutschlands.
- Die Spitzenlast wird über den Betrachtungszeitraum in Deutschland mit 83 GW und in Frankreich mit 92 GW angenommen und basiert auf historischen Werten.

Das Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“

Konventionelle Erzeugungskapazitäten

Verfügbare konventionelle Erzeugungsleistung in Deutschland im Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“



Quellen: BNetzA (2022a), BNetzA (2022b)

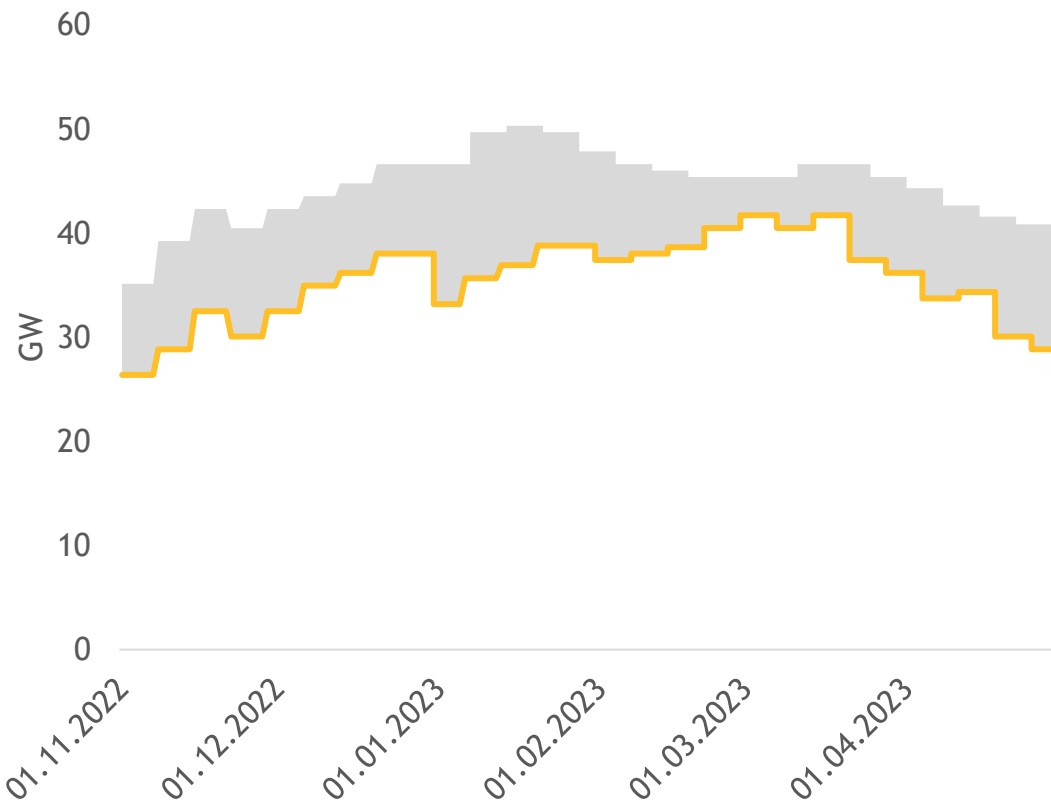
* bis zum 15. April 2023

- Der unterstellte Kraftwerkspark in Deutschland basiert auf der aktuellen Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur zum Stand 31. Mai 2022.
- Durch die Nutzung der Netz- und Sicherheitsreserven stehen im November 2022 zusätzlich 1,8 GW Braunkohle, 1,6 GW Steinkohle und 1,6 GW Öl zur Verfügung. Diese zusätzliche Leistung ist dann marktlich aktiv. Im November 2022 und zu Beginn des Jahres 2023 wird auf die Abschaltung von entsprechend 1,6 GW Steinkohlekapazitäten (KVBG Ausschreibung) und 1,2 GW Braunkohlekapazitäten (KVBG Anhang 2) verzichtet.
- In diesem Szenario werden die Laufzeit der drei bestehenden deutschen Kernkraftwerke mit einem Streckbetrieb bis zum 15. April verlängert. Ausgehend von 3,9 GW an Stromerzeugungsleistung aus den Kernkraftwerken Emsland, Neckarwestheim II und Isar 2 im November wird die Leistung monatlich um 10 Prozent reduziert. Anfang April 2023 stehen somit insgesamt rund 2,5 GW Leistung aus den drei deutschen Kernkraftwerken zur Verfügung.

Das Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“

Verfügbare Kraftwerksleistung in Frankreich

Entwicklung der Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich im Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“



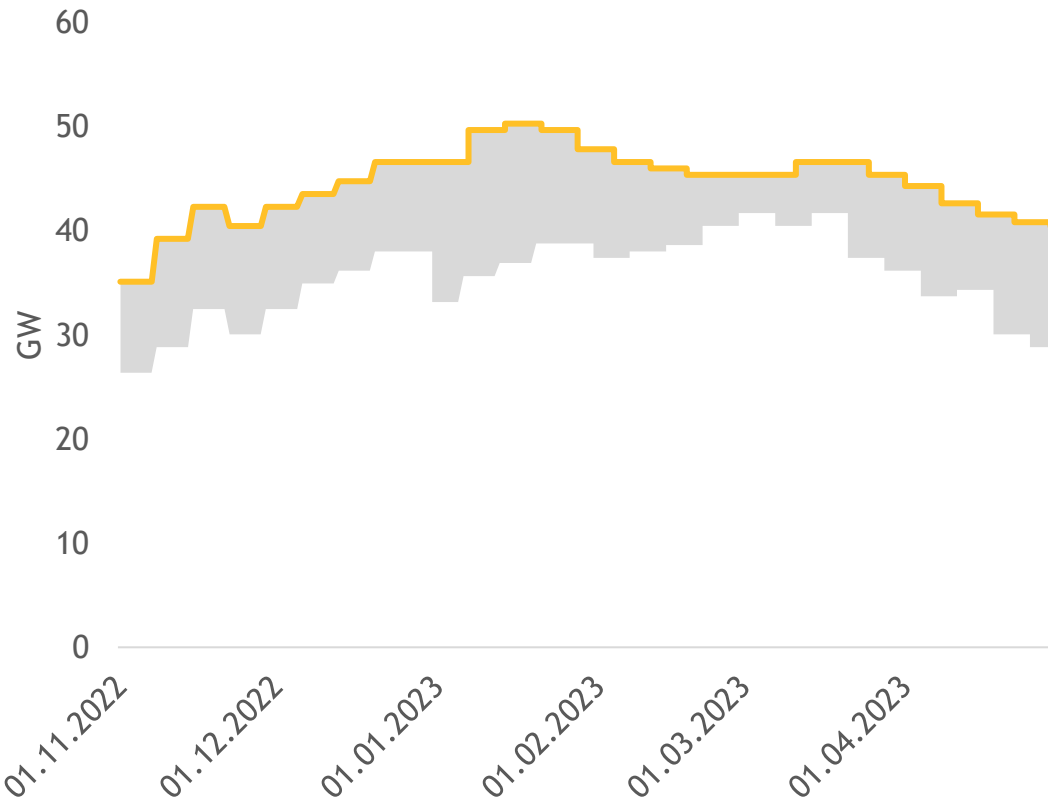
Quelle: RTE (2022)

- Die Werte für die Kraftwerksverfügbarkeiten in diesem Szenario basieren auf den Prognosen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE bezüglich der geplanten Wiederaufnahme der Stromerzeugung. Diese Werte gehen als wöchentlicher Durchschnittswert in das Modell ein.
- Für das Referenzszenario wird die untere Grenze des Konfidenzintervalls (graue Fläche) von RTE genutzt.
- Im November 2022 stehen in diesem Szenario circa 26 GW Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung.
- Von November bis Ende Januar steigen die Verfügbarkeiten auf ein Maximum von 38,8 GW.
- Dieser Wert bleibt bis Ende Februar auf einem vergleichbaren Niveau und sinkt anschließend bis Ende April kontinuierlich auf 28,8 GW. Dies resultiert daher, dass erneute Wartungsarbeiten durch RTE erwartet werden.

Variation im Szenario „Streckbetrieb DE - mehr KKW FR“

Höhere verfügbare Kraftwerksleistung in Frankreich

Entwicklung der Verfügbarkeit von Kernkraft in Frankreich im Szenario „Streckbetrieb DE - mehr KKW FR“



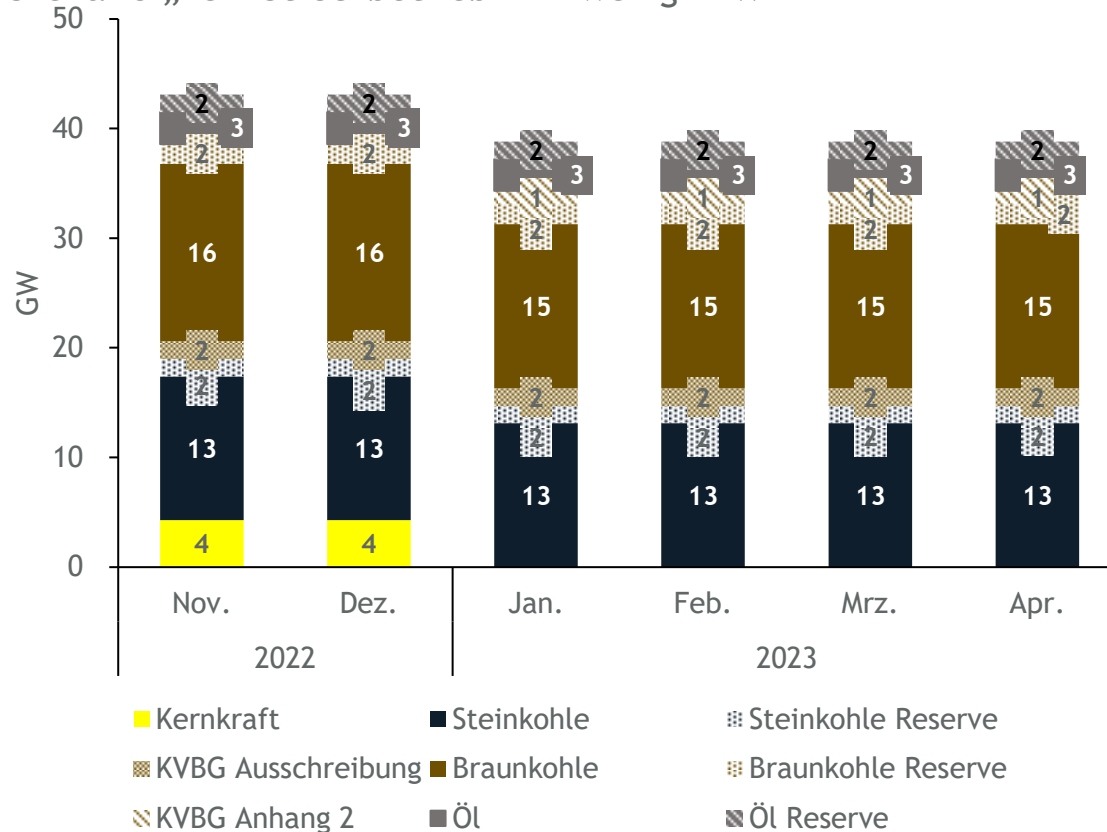
Quelle: RTE (2022)

- In diesem Szenario wird eine höhere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke angenommen. Als Basis dient die obere Grenze des Konfidenzintervalls, welches vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE als mögliche Bandbreite erwartet wird. Alle weiteren Annahmen bleiben gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ unverändert.
- Im November 2022 stehen in diesem Szenario 35 GW Kraftwerksleistung zur Verfügung. In den folgenden Monaten werden kontinuierlich mehr Kraftwerke wieder am Markt eingesetzt und die Kraftwerksverfügbarkeiten steigen.
- Mitte Januar 2023 wird mit einer maximalen Verfügbarkeit von 50,3 GW gerechnet. Dieses Maximum fällt gegenüber dem Referenzszenario etwa 9 GW höher aus.
- Anschließend sinkt der Wert auf 44,4 GW ab, da an einzelnen Kraftwerken wieder Wartungsarbeiten durch RTE erwartet werden. Diese erwarteten Wartungsarbeiten umfassen weniger Kraftwerksleistung als im Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“.

Variation im Szenario „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“

Konventionelle Erzeugungskapazitäten

Verfügbare konventionelle Erzeugungsleistung in Deutschland im Szenario „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“



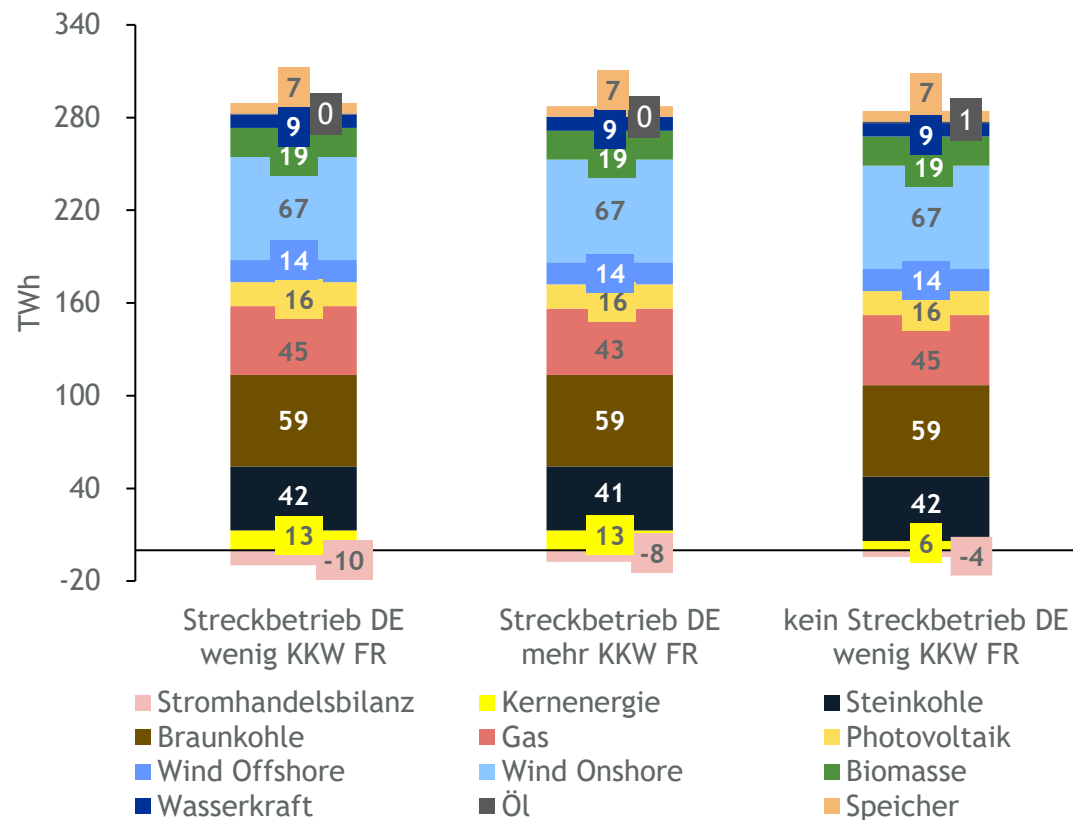
Quellen: BNetzA (2022a), BNetzA (2022b)

- In diesem Szenario werden die drei bestehenden deutschen Kernkraftwerke zum Ende Dezember 2022 abgeschaltet. Alle weiteren Annahmen bleiben gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ unverändert.
- Der unterstellte Kraftwerkspark in Deutschland basiert auf der aktuellen Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur zum Stand 31. Mai 2022.
- Durch die Nutzung der Netz- und Sicherheitsreserven stehen im Oktober 2022 zusätzlich 1,8 GW Braunkohle, 1,6 GW Steinkohle und 1,6 GW Öl zur Verfügung. Diese zusätzliche Leistung ist dann marktlich aktiv. Im November 2022 und zu Beginn des Jahres 2023 wird auf die Abschaltung von entsprechend 1,6 GW Steinkohlekapazitäten (KVBG Ausschreibung) und 1,2 GW Braunkohlekapazitäten (KVBG Anhang 2) verzichtet.

Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland

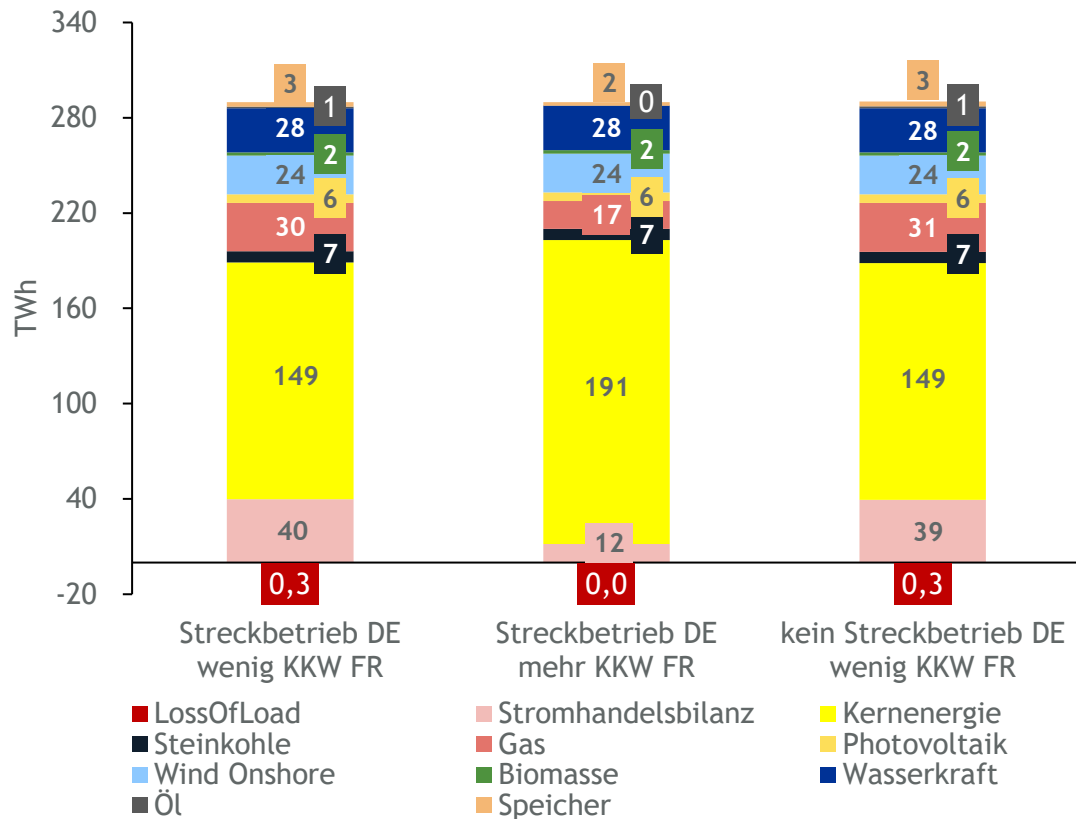
Stromerzeugungsmengen je Energieträger und Szenario für den Betrachtungszeitraum Nov. 2022 - Apr. 2023



- In allen drei betrachteten Szenarien ist Windenergie der größte Stromlieferant in Deutschland, gefolgt von Braunkohle- und Gaskraftwerken.
- Deutschland ist in allen drei Szenarien Nettoexporteur von Strom, die Handelsbilanz variiert jedoch zwischen den betrachteten Szenarien.
- Eine höhere Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken könnte dazu führen, dass durch höhere Importe etwa 2 TWh weniger Strom in Deutschland erzeugt werden. Die größte Minderung entfiel mit 1,5 TWh auf die Gaskraftwerke.
- Ein Verzicht auf einen verlängerten Leistungsbetrieb dreier Kernkraftwerke in Deutschland könnte zur Folge haben, dass, verglichen mit dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“, 0,7 TWh mehr aus Gaskraftwerken und 0,4 TWh mehr aus Stein- und Braunkohlekraftwerken erzeugt werden. Die Nettostromimporte könnten um etwa 5,2 TWh steigen.

Stromerzeugung nach Energieträgern in Frankreich

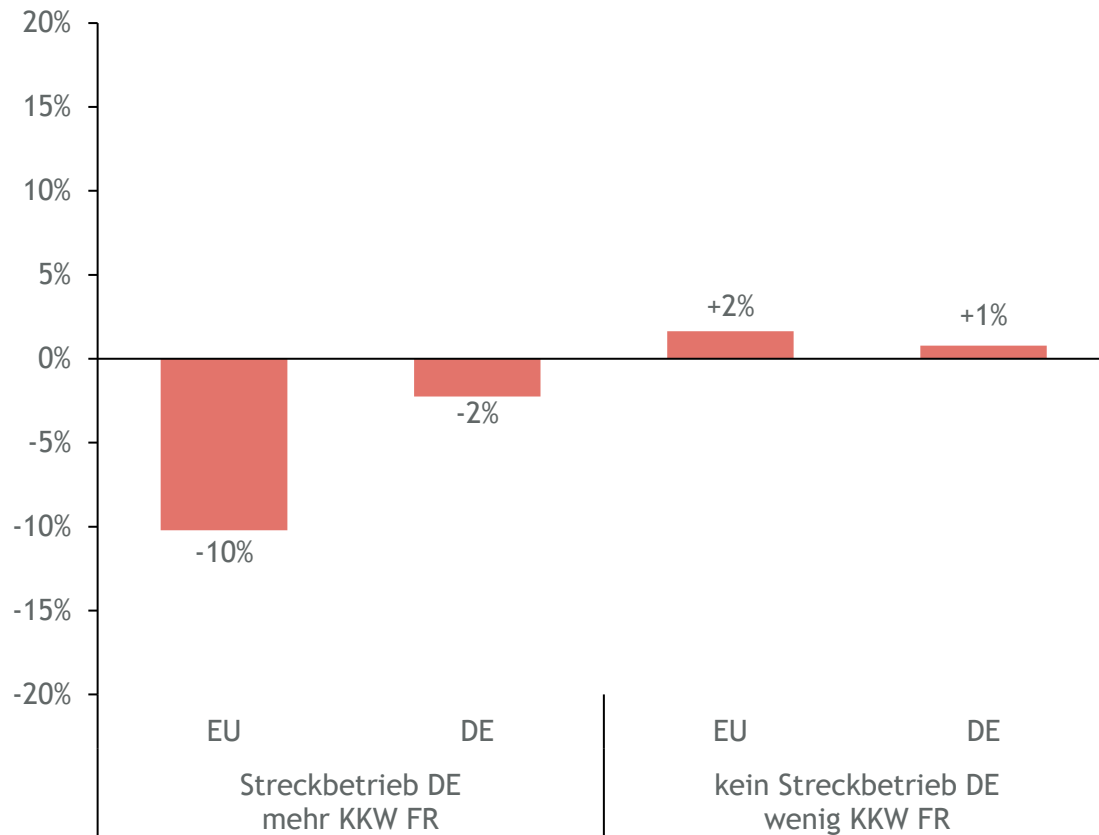
Stromerzeugungsmengen je Energieträger und Szenario für den Betrachtungszeitraum Nov. 2022 - Apr. 2023



- Bei einer niedrigeren Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke werden 42 TWh weniger Strom aus Kernenergie in Frankreich erzeugt.
- Infolgedessen ist in den betrachteten Szenarien „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ und „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ in einigen Stunden eine Lastunterdeckung in Frankreich möglich. Insgesamt könnten dann 0,3 TWh der Last nicht gedeckt werden.
- Die niedrigere Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in den Szenarien „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ und „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ führt zu einem um rund 28 TWh erhöhten Nettostromimport gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - mehr KKW FR“.
- Ein verlängerter Leistungsbetrieb in Deutschland könnte bedeuten, dass die Nettostromimporte nach Frankreich um 0,5 TWh steigen. Im Fall einer niedrigeren Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke wären Stromimporte die zweitgrößte Stromquelle in Frankreich.

Einsatz von Gas zur Stromerzeugung in Europa und Deutschland

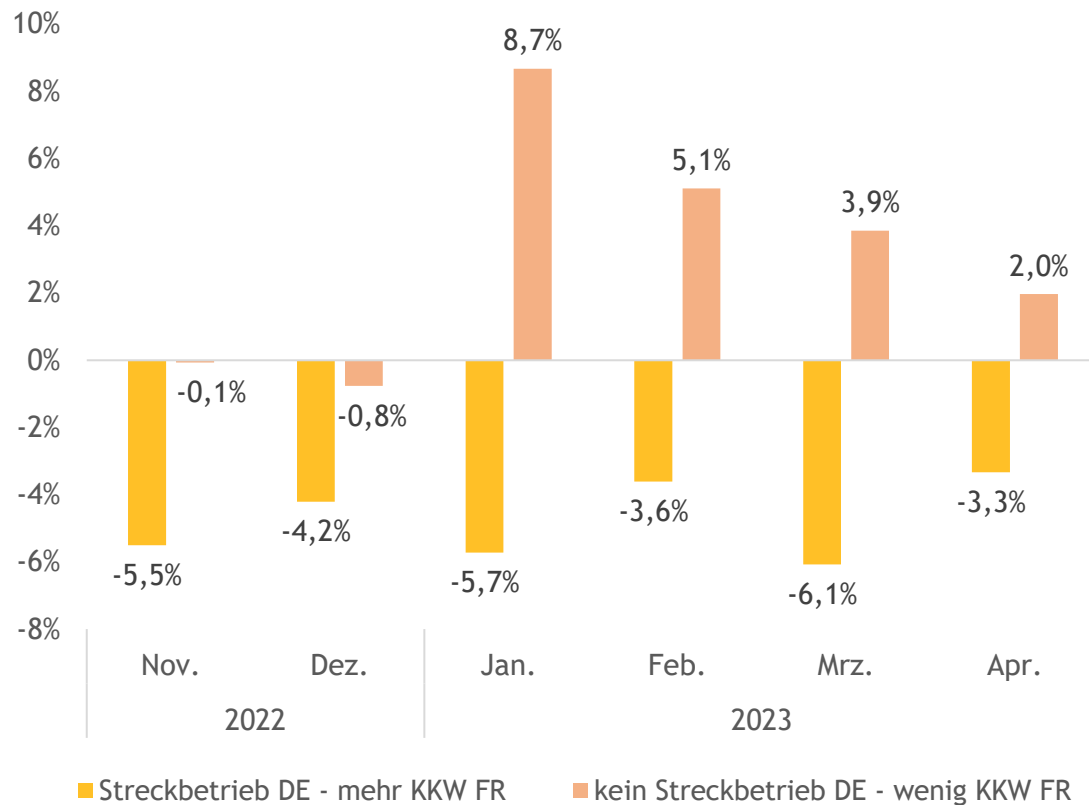
Änderungen des Gasverbrauchs gegenüber „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ im Zeitraum Nov. 2022 - Apr. 2023



- In der Abbildung sind prozentuale Veränderungen des Gasverbrauchs im Stromsektor in Europa sowie in Deutschland im Betrachtungszeitraum gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ dargestellt.
- Durch zusätzliche Kraftwerksleistung in Frankreich könnte der Gasverbrauch im europäischen und deutschen Stromsektor über den Betrachtungszeitraum reduziert werden.
- Durch eine höhere Kraftwerksverfügbarkeit in Frankreich könnte der Gasverbrauch europaweit um etwa 10 Prozent (48 TWh) geringer ausfallen. In Deutschland könnte in diesem Szenario 2 Prozent weniger zur Verstromung eingesetzt werden. Das entspräche rund 3 TWh.
- Ohne einen verlängerten Leistungsbetrieb von Kernkraftwerken in Deutschland könnte die europäische Gasverstromung um etwa 2 Prozent steigen. In Deutschland könnte in diesem Fall etwa 1 Prozent mehr Gas im Stromsektor verbraucht werden.
- Für den in EWI (2022) identifizierten Bedarf der Reduktion der Gasnachfrage kann der Stromsektor einen Beitrag leisten.

Monatlicher Strompreis in Deutschland je Szenario

Veränderung des Strompreises in Deutschland gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“

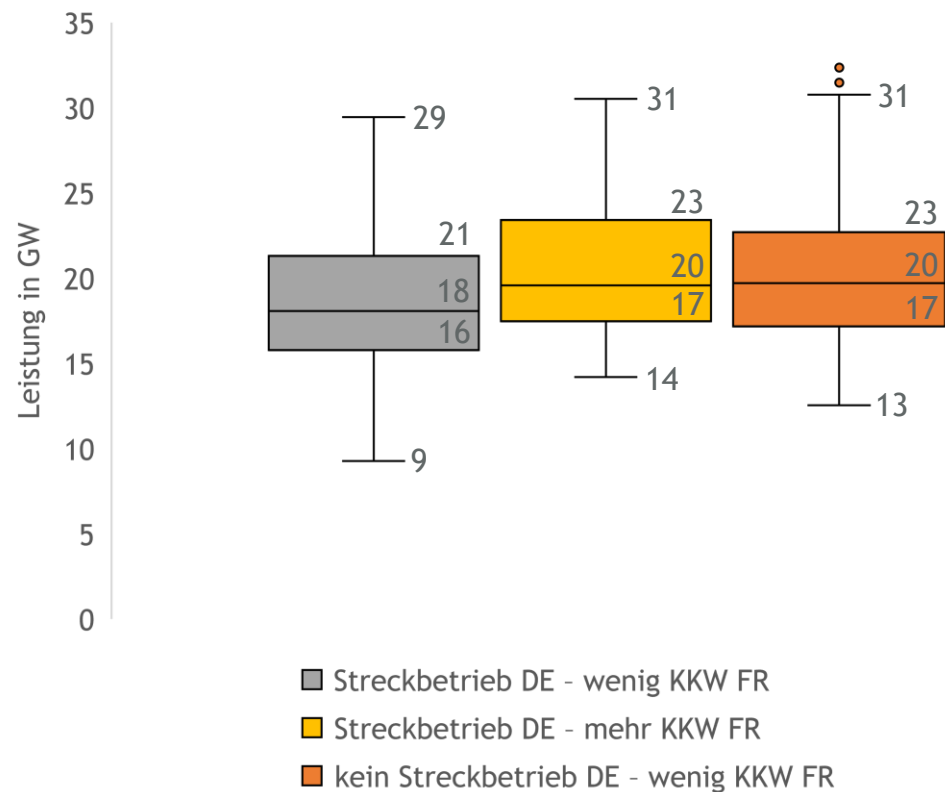


- Die im Strommarktmodell resultierenden und hier aggregiert dargestellten stündlichen Strompreise entsprechen den Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks.
- Im Fall einer höheren Verfügbarkeit französischer Kraftwerke könnte der monatliche deutsche Strompreis im Dezember 2022 um etwa 4,2 Prozent und im März 2023 um bis zu 6,1 Prozent geringer ausfallen als bei niedrigen französischen Kraftwerksverfügbarkeiten. Grund hierfür sind u.a. die niedrigeren Nettostromexporte von Deutschland nach Frankreich.
- Im Falle einer Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke zum Jahreswechsel könnte der Strompreis im ersten Quartal 2023 um bis zu 8,7 Prozent gegenüber dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ höher ausfallen.
- Der für das Szenario „kein Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ ausgewiesene Preiseffekt für November und Dezember 2022 lässt sich durch eine Reduktion der Kraftwerksleistung in dem Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ erklären, die durch den verlängerten Leistungsbetrieb in diesem Szenario bedingt wird.

Stromhandel und Speichereinsatz während hoher Residuallast

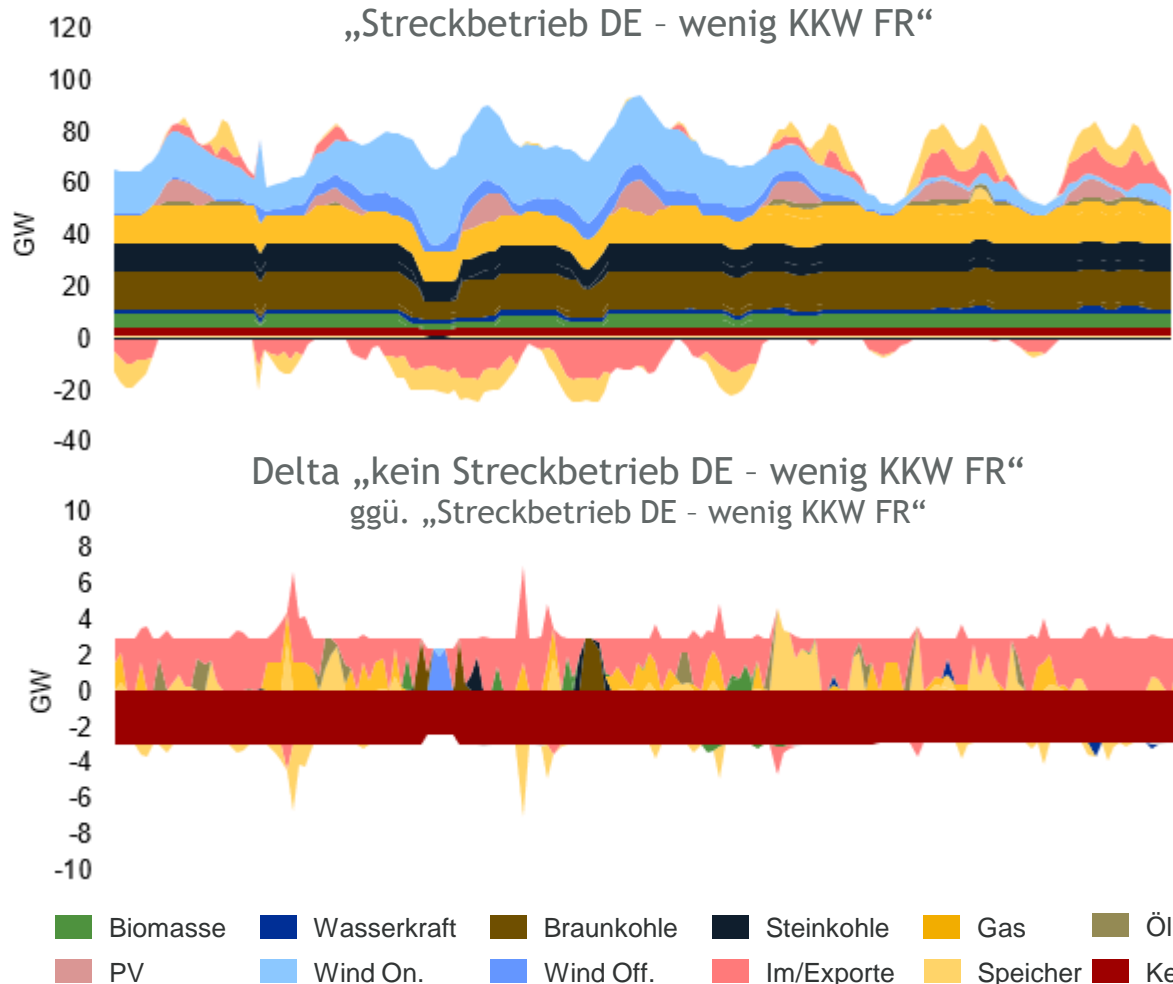
Beitrag von Nettoimporten und Speichern zur Nachfragedeckung

Verteilung von Nettoimporten und Speichereinsatz in den 200 Stunden mit der höchsten Residuallast



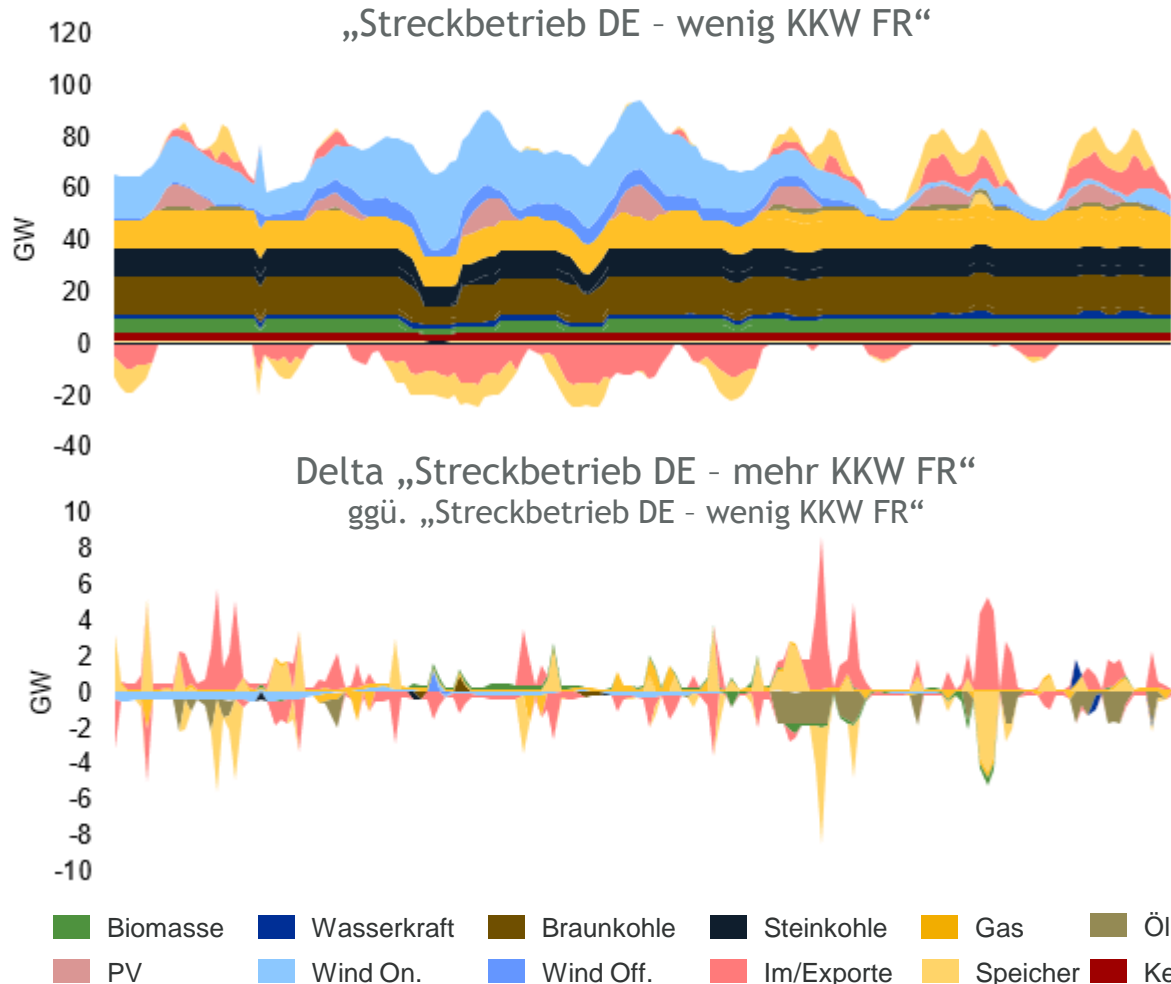
- In dieser Abbildung wird der simulierte Beitrag von Stromimporten und heimischen Speichern zur Deckung der deutschen Stromnachfrage gezeigt. Dabei werden nur die 200 Stunden mit der höchsten Residuallast während des Betrachtungszeitraumes betrachtet, da in diesen Stunden der Beitrag von Importen und Speichern erwartungsgemäß am höchsten ist.
- Dies Boxplots zeigen, von unten nach oben, das Minimum, die 1%-, 25%-, 50%-, 75% und 99%-Perzentile sowie das Maximum.
- Im Szenario „Streckbetrieb DE - wenig KKW FR“ werden über den Betrachtungszeitraum maximal 29 GW durch Importe und inländische Speicher gedeckt. Dieser Wert könnte sich durch höhere Kraftwerksverfügbarkeiten in Frankreich und in der Folge höhere Importe auf 31 GW erhöhen.
- Bei Abschaltung deutscher Kraftwerke zum Jahreswechsel könnte sich die importierte Strommenge erhöhen. In diesem Fall könnte in den hier betrachteten Stunden mehr Strom zur Deckung der deutschen Nachfrage importiert werden.

Exemplarischer Einsatz der Kraftwerke in einer Woche im Februar 2023



- In der oberen Abbildung ist die stündliche Einspeisung Erneuerbarer Energien, die Kraftwerkseinsatzentscheidung sowie die Netto Importbilanz für eine Woche im Februar 2023 dargestellt.
- Die Woche ist anfangs durch eine signifikante Stromerzeugung aus Wind Onshore gekennzeichnet. In diesen Stunden wird Strom exportiert und die Speicher werden geladen. Am Ende der Woche lässt der Wind nach und die Speicher werden entladen. Stromimporte aus dem Ausland sind notwendig sowie der Einsatz von Ölkraftwerken.
- In der unteren Abbildung ist das Delta im Strommix als Abweichung zur oberen Abbildung dargestellt. Bei einem Verzicht auf den Streckbetrieb würde die Leistung der Atomkraftwerke maßgeblich durch zusätzliche Importe sowie Speicher und Gaskraftwerke ersetzt werden.

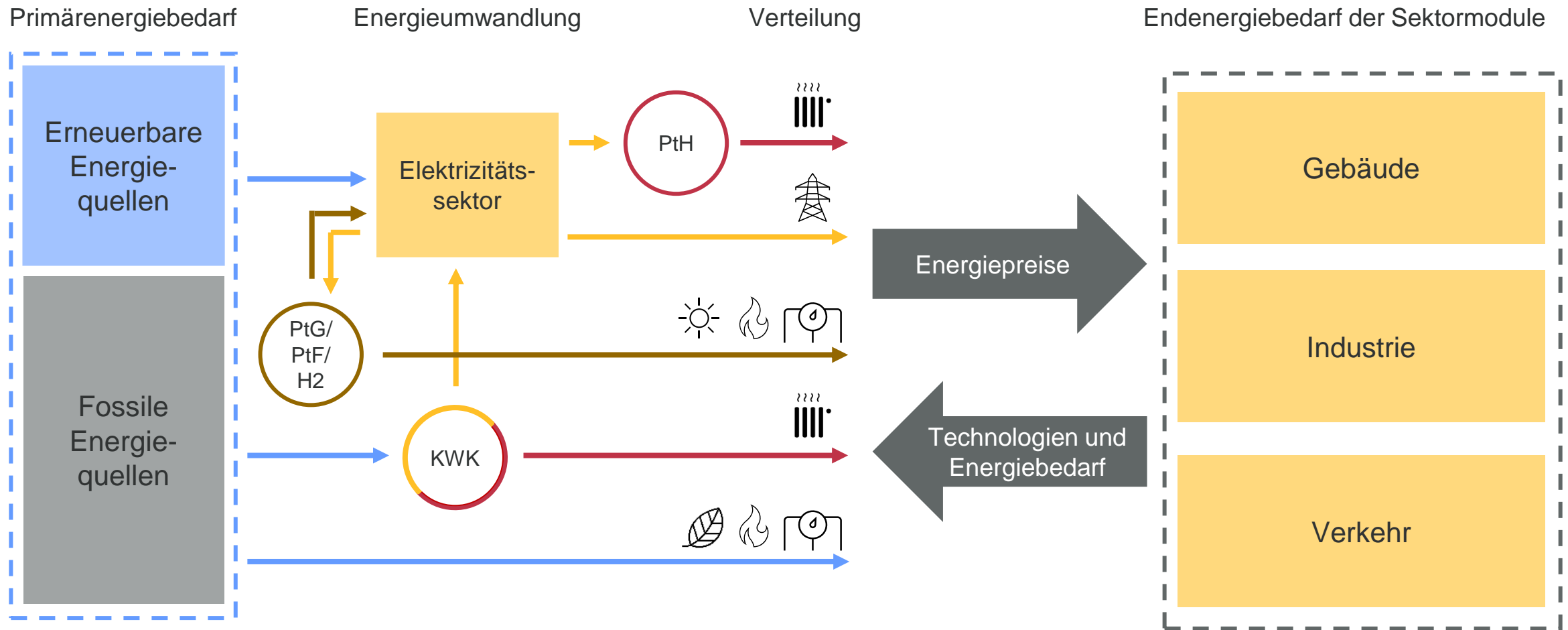
Exemplarischer Einsatz der Kraftwerke in einer Woche im Februar 2023

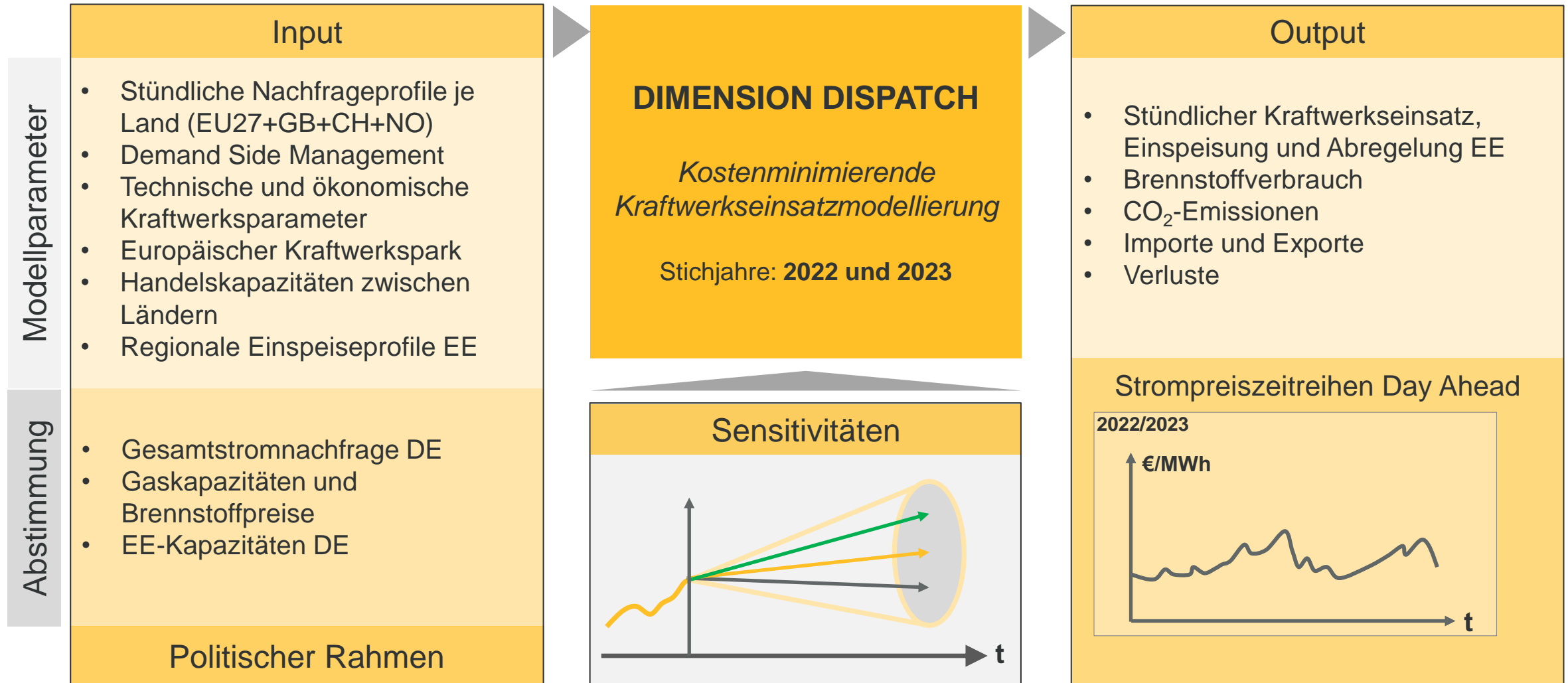


- In der oberen Abbildung ist die stündliche Einspeisung Erneuerbarer Energien, die Kraftwerkseinsatzentscheidung sowie die Netto Importbilanz für eine Woche im Februar 2023 dargestellt.
- Die Woche ist anfangs durch eine signifikante Stromerzeugung aus Wind Onshore gekennzeichnet. In diesen Stunden wird Strom exportiert und die Speicher werden geladen. Am Ende der Woche lässt der Wind nach und die Speicher werden entladen. Stromimporte aus dem Ausland sind notwendig sowie der Einsatz von Ölkraftwerken.
- In der unteren Abbildung ist das Delta im Strommix als Abweichung zur oberen Abbildung dargestellt. Bei einer höheren Verfügbarkeit französischer Atomkraftwerke würde die Situationen mit Stromimporten zunehmen. Zusätzlich könnte auf den Einsatz von Ölkraftwerken in einzelnen Stunden verzichtet werden.

Anhang: Modellbeschreibung und Quellen

DIMENSION ermöglicht eine integrierte Betrachtung mehrerer Sektoren





- BMWK (2022) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Link: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile
- BNetzA (2022a) Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur, Stand 31. Mai 2022. Link: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>
- BNetzA (2022b) Ausschreibung nach dem KVBG. Link: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/GebotsterminAugust2022/artikel.html>
- CME (2022) CME Group. Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey), URL: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>
- EWI (2022) Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Ausblick auf die Gasversorgung in der EU im kommenden Gaswirtschaftsjahr 2022/2023. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/09/EWI-Kurzanalyse_Gas_20220906.pdf
- RTE (2022) Réseau de Transport d'Electricité. Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023. URL: <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-09/Analyse%20passage%20hiver%202022-2023.pdf>
- THE (2022) Trading Hub Europe. Dutch TTF Gas Futures. URL: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5132979&span=3>

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt.

Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).

Hinsichtlich der in diesem Dokument gegebenen Informationen ist Vertraulichkeit zu bewahren. Dieses Dokument darf nicht ohne vorherige Zustimmung durch die Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH Dritten zugänglich gemacht werden.

Die Haftung für Folgeschäden ist ausgeschlossen. Dies betrifft auch und insbesondere Schäden oder entgangene Gewinne, die dem Partner infolge der Verwendung der in diesem Dokument gegebenen Informationen entstehen.

KONTAKT

Dr. Philip Schnaars

philip.schnaars@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 277 29 227

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH