
Die Energiewende und die französische *Transition énergétique* bis 2030

Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französische Wechselwirkungen bei den Entscheidungen zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

STUDIE – ZUSAMMENFASSUNG

Agora
Energiewende 

IDDRI



Die Energiewende und die französische *Transition énergétique* bis 2030

IMPRESSUM

STUDIE

Die Energiewende und die französische
Transition énergétique bis 2030

Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französi-
sche Wechselwirkungen bei den Entscheidungen
zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem
Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren
Energien.

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE:

Dimitri Pescia (Agora Energiewende),
Nicolas Berghmans (IDDRI)

Berater (Artelys)
Laurent Fournié
Alice Chiche
Adrien Saint-Pierre

Diese Studie hat von zahlreichen Konsultationen
mit Experten im Elektrizitätssektor in Frankreich
sowie in Deutschland profitiert. Wir danken Ihnen
ganz herzlich für Ihre sehr hilfreichen Beiträge.

Satz: UKEX GRAPHIC
Titelbild: istock.com/Leonid Andronov

131/05-S-2018/DE

Veröffentlichung: März 2018

ERSTELLT VON:

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0) 30 700 14 35-000
F +49 (0) 30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

IDDRI

Institut du développement durable et des relations internationales

27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07
France
T +33 (0)1 45 49 76 60
F +33 (0)1 45 49 76 85
www.iddri.org
iddri@iddri.org

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, IDDRI (2017):
*L'Energiewende et la transition énergétique à
l'horizon 2030 - Focus sur le secteur électrique.
Impacts croisés des choix de la France et de
l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le
contexte du développement des énergies renou-
velables.* (Die Energiewende und die franzö-
sische *Transition énergétique* bis 2030 - Fokus
auf den Stromsektor. Deutsch-französische
Wechselwirkungen bei den Entscheidungen zu
Kernenergie und Kohleverstromung vor dem
Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren
Energien).

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

in Übereinstimmung mit dem Pariser Klimaschutzabkommen streben Frankreich und Deutschland eine grundlegende Dekarbonisierung der Wirtschaft bis 2050 an, was bedeutende sektorale Veränderungen mit sich bringen wird. Trotz der unterschiedlichen Ausgangspunkte im Stromsektor – Dominanz der Kernenergie in Frankreich und kohlebasiertes Stromsystem in Deutschland – haben beide Länder ähnliche Ziele. So soll die Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien stärker in den Fokus gerückt, die Energieeffizienz verbessert und die Elektrifizierung anderer Sektoren verstärkt werden.

Der erwartete Ausbau von Windenergie und Photovoltaik in beiden Ländern folgt einem erheblichen Kostenrückgang in beiden Technologien in jüngster Zeit. Er wird zu einer grundlegenden Transformation der Stromsysteme führen. Die Anpassung des gesamten Energiesystems an die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik wird unerlässlich. Vor diesem Hintergrund stellt sich auf beiden Seiten des Rheins die Frage nach der Restrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks.

Die jeweils von Frankreich und Deutschland getroffenen Entscheidungen hinsichtlich dieser Restrukturierung werden bis zum Jahr 2030 einen großen Einfluss auf den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Bildung der Börsenstrompreise auch jenseits der jeweiligen Landesgrenzen haben. Die Entscheidungen werden zudem erhebliche Auswirkungen auf die Erreichung der europäischen Energie- und Klimaziele und auf die europäische Energieunion haben.

In dieser Studie sollen die wechselseitigen und über die Landesgrenzen hinweg reichenden Auswirkungen nationaler politischer Entscheidungen aufgezeigt werden. Dabei ist es unser Ansinnen, den offenen und transparenten Dialog zwischen Akteuren beider Länder zu fördern, um zu einem gemeinsamen Verständnis der Energiewende beizutragen und die für eine Integration des EU-Energiebinnenmarktes notwendigen Abstimmungen weiter voranzutreiben.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende,
Michel Colombier, wissenschaftlicher Direktor am
Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)

Das Wichtigste auf einen Blick:

1

Deutschland und Frankreich stehen vor dem Hintergrund des Wachstums der Erneuerbaren Energien vor gemeinsamen Herausforderungen bei der Restrukturierung des bestehenden Kraftwerksparks. Beide Länder werden die Erzeugung von Wind- und Solarstrom bis 2030 deutlich erhöhen müssen, um ihre Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu erreichen. Zur Vermeidung von Stranded Assets ist eine damit einhergehende schrittweise Reduktion konventioneller Kapazitäten unerlässlich.

2

In Frankreich bergen der geplante Zubau der Erneuerbaren Energien und die Investitionen zum Erhalt von über 50 Gigawatt Kernkraftkapazität ein großes Risiko von Stranded Assets im Stromsektor. Selbst wenn eine Steigerung der französischen Stromexportkapazitäten um 60 Prozent, eine Verdopplung der Interkonnektoren innerhalb der Europäischen Union und eine CO₂-Bepreisung von 30 Euro pro Tonne CO₂ angenommen werden, wäre die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksparks mit einer Kapazität von über 50 Gigawatt bis 2030 gefährdet.

3

Wenn Deutschland seine Klimaziele erreichen will, muss es bis 2030 seine Stromerzeugung aus Kohle halbieren und den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 60 Prozent erhöhen. In diesem Fall wäre die Bilanz für den grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ausgeglichen. Die geplante Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 wird dazu beitragen, eine unerwünschte Importabhängigkeit Deutschlands trotz des Kohleausstiegs zu vermeiden.

4

Frankreich und Deutschland sollten ihre nationalen Strategien für den konventionellen Kraftwerkspark schnellstmöglich festlegen. Für die Umsetzung der Energiewende auf bilateraler, regionaler und europäischer Ebene sind enge Konsultationen und gemeinsame Maßnahmen zur Bewältigung der grenzüberschreitenden Herausforderungen notwendig. Initiativen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Interkonnektoren sowie zur CO₂-Bepreisung sollten koordiniert werden.

Zusammenfassung

Frankreich und Deutschland stehen vor gemeinsamen Herausforderungen: Die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der schrittweise Umbau des konventionellen Kraftwerksparks

Als Antwort auf die drohende Erderwärmung haben sich Frankreich und Deutschland zu einer umfassenden Transformation ihrer Energiesysteme verpflichtet. Aufgrund ihrer Historie haben beide Länder im Stromsektor jedoch unterschiedliche Ausgangssituationen. Insbesondere die Rolle der Kernenergie ist in beiden Ländern grundsätzlich verschieden: Deutschland hat den Atomausstieg bis 2022 beschlossen. Frankreich hingegen wird einen substanziellen Anteil der Kernenergie am Strommix beibehalten, plant aber, diesen auf 50 Prozent zu reduzieren, um die Versorgung zu diversifizieren.

Die deutsche Energiewende und die *Transition énergétique* in Frankreich weisen mittelfristig jedoch auch zahlreiche Gemeinsamkeiten auf. Hierzu gehören die stärkere Nutzung Erneuerbarer Energien, die Verbesserung der Energieeffizienz und die Erhöhung der Stromnutzung im Verkehrs- und Wärmesektor (Sektorkopplung).

Insbesondere die Ausbauziele für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 sind vergleichbar: In Deutschland beträgt der geplante Anteil am Stromverbrauch bislang 50 Prozent, in Frankreich soll sich der Anteil an der Stromerzeugung auf 40 Prozent belaufen.¹ Die neue Regierung in Deutschland plant, den Anteil auf 65 Prozent am Stromverbrauch auszuweiten.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien vollzieht sich in beiden Ländern in unterschiedlichem Tempo. Deutschland setzt bereits seit den 2000er-Jahren auf

1 In Deutschland betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2017 36 Prozent (im Vergleich zu 32 Prozent im Jahr 2016), wohingegen die erneuerbare Stromerzeugung in Frankreich bei 17,8 Prozent lag.

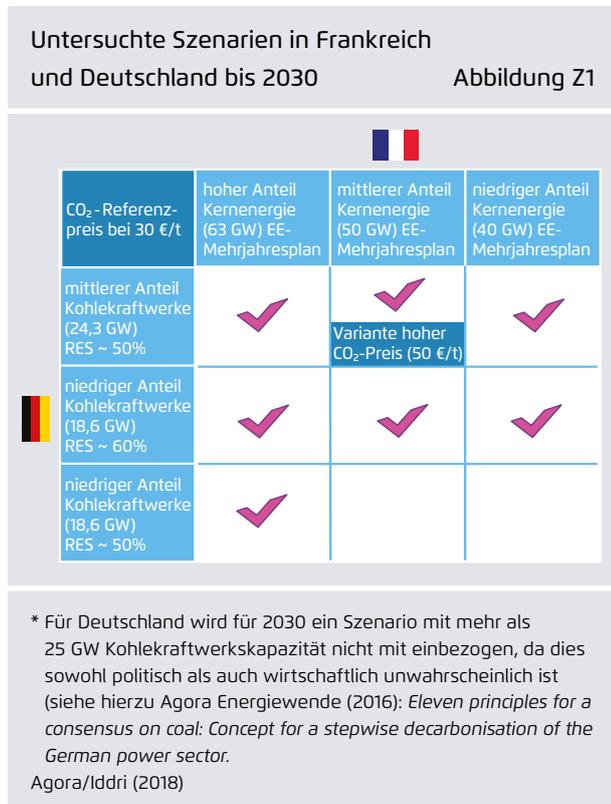
einen entschiedenen Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Frankreich hingegen hat Windkraft und Photovoltaik langsamer ausgebaut, da das Land historisch bedingt bedeutende Wasserkraftkapazitäten besitzt.

Bis zum Jahr 2030 werden beide Länder jedoch in erheblichen Maße Photovoltaik und Windkraft ausbauen. Der Rückgang der Kosten für diese Technologien erleichtert dieses Vorhaben. Mittlerweile sind sie in Deutschland und vielen anderen Ländern bei Neuinvestitionen wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien.

In Frankreich werden sich die Kosten für Photovoltaik und Windkraft trotz eines langsameren Ausbaus aller Wahrscheinlichkeit nach bis 2030 an das deutsche Niveau angleichen. Dies liegt insbesondere an der höheren Sonneneinstrahlung und den besseren Windverhältnissen.

Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse verdeutlichen, dass durchschnittliche Stromgestehungskosten von vier Cent je Kilowattstunde für Photovoltaikstrom und von unter fünf Cent je Kilowattstunde für Strom aus Onshore-Windenergieanlagen² sowie

2 Verglichen mit den Ergebnissen der letzten Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland, bei denen Projekte mit einer Mindestvergütung von durchschnittlichen 4,7 Cent je Kilowattstunde bei voraussichtlicher Inbetriebnahme im Jahr 2022 bezuschlagt wurden, scheint hier eine eher konservative Abschätzung zugrunde gelegt. Allerdings spiegelt das Ergebnis der letzten Ausschreibungsrunde nicht zwangsweise die echten Projektkosten wider. Dabei handelt es sich um eine Mindestvergütung, die als Berechnungsbasis für die monatlichen Projektvergütungen dient. Auf die Gesamtlebensdauer der Anlagen bis 2045 bezogen können die Projekte *a priori* höhere Erträge erwirtschaften. Außerdem ist es denkbar, dass aus Akzeptanzgründen die besten und günstigsten Standorte nicht durchweg für Windenergieprojekte zur Verfügung stehen; auch hierdurch können höhere durchschnittliche Stromgestehungskosten bedingt sein. Marktbeobachter sind darüber hinaus der Ansicht, dass bestimmte Akteure niedrige Vergütungssätze aus strategischen Gründen angelegt haben, um Ausschreibungen zu gewinnen.



sion jedoch noch keine Strategien für den Umgang mit den Kohlekraftwerken in Deutschland beziehungsweise mit den Kernkraftwerken in Frankreich festgelegt, obwohl diese für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele von großer Bedeutung sind. Veränderungen bezüglich der Nutzung von Kohle- und Atomstrom werden sowohl für die Stromerzeuger als auch für die Entwicklung des internationalen Stromhandels wirtschaftliche Auswirkungen haben und erfordern daher Planungssicherheit.

Acht Szenarien für Frankreich und Deutschland im Jahr 2030

Für die bestehenden Kraftwerksparks in Frankreich und Deutschland wurden in dieser Studie acht Zukunftsszenarien untersucht, um die Folgen unterschiedlicher Entwicklungen für das europäische Stromsystem im Jahr 2030 zu erörtern. Konkret wurden zehn einzelne Wetterjahre im Stundentakt modelliert (siehe Abbildung Z1). Jede der Varianten repräsentiert einen Satz realistischer Annahmen für einzelne Parameter, die die Entwicklung des Strommarkts bestimmen.

Der Stromverbrauch in Europa stabilisiert sich, weil Fortschritte bei der Energieeffizienz die zunehmende Anzahl elektrischer Verbraucher kompensieren. Der Anteil der Erneuerbaren Energien nimmt entsprechend der nationalen Ausbauzielen zu. Zudem werden in einem ehrgeizigen, aber realistischen Tempo neue Interkonnectoren und Flexibilitätsoptionen zur Integration Erneuerbarer Energien ausgebaut.⁵

Die meisten Szenarien in dieser Studie nehmen für das Jahr 2030 einen Preis von 30 Euro pro Tonne CO₂

sechs Cent je Kilowattstunde für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen realistisch sind. Trotzdem stellt die fluktuierende Einspeisung von Wind- und Solarenergie für das Stromsystem eine Herausforderung dar.³ Der Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch technische und regulative Maßnahmen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, um die Erneuerbaren Energien zu integrieren.

Deutschland und Frankreich haben entsprechend ihrer Ziele Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien beschlossen.⁴ Darüber hinaus wurden in der Diskus-

3 Siehe hierzu die Studie von Fraunhofer IWES (2015): *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis on behalf of Agora Energiewende.*

4 Der französische Mehrjahresplan für Energie (PPE) von 2016 legt die Ausbauziele für Erneuerbare Energien nach Technologiesektoren für die Jahre 2018 und 2023 fest. Die Ziele für 2023 sollen in einer Revision festgelegt werden, deren Verabschiedung im Jahr 2018 vorgesehen ist. Darüber hinaus werden neue Ziele für 2028 festgelegt. Die deutschen

Ausbauziele für Erneuerbare Energien sind im Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG) festgeschrieben.

5 Für die Interkonnectoren wird angenommen, dass die Hälfte der Projekte, die im zehnjährigen europaweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) von 2016 aufgeführt sind, umgesetzt wird. Dadurch würde sich die derzeitige Interkonnectorenkapazität von 57 Gigawatt auf mehr als 136 Gigawatt verdoppeln.

im Europäischen Emissionshandel an. Es gibt lediglich ein Szenario, das von einem höheren Preis von 50 Euro je Tonne⁶ ausgeht.

Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien ist zu erwarten, dass die CO₂-Intensität des Strommixes sinkt

In allen betrachteten Szenarien wurde ein bedeutender Zuwachs der Erneuerbaren Energien (EE) unterstellt. Die EE-Stromerzeugung erreicht im Jahr 2030 in Frankreich 220 Terawattstunden.⁷ In Szenarien in Deutschland mit einem moderaten Ausbau der Erneuerbaren werden 320 Terawattstunden EE-Strom erzeugt, in Szenarien mit ambitioniertem Ausbau steigt die Erzeugung sogar auf 355 Terawattstunden im Jahr 2030.⁸

In den Szenarien mit ambitioniertem Wachstum der Erneuerbaren Energien kann Deutschland das derzeit noch geltende Ausbauziel von 50 Prozent für Erneuerbare Energien übertreffen.⁹ Auch Frankreich würde seine selbst gesteckten Erneuerbaren-Ziele bei einer Reduzierung des Kernkraftwerksbestands auf 40 Gigawatt Leistung erreichen.

In allen untersuchten Szenarien ist die Versorgungssicherheit gewährleistet: In Frankreich wird das von den Regierungsbehörden¹⁰ festgelegte Kriterium der Versorgungssicherheit in allen Szenarien eingehalten.

6 Die Energiepreise wurden aus den Prognosen des „New Policy“-Szenarios aus dem *World Energy Outlook* der Internationalen Energieagentur entnommen (Stand 2015).

7 Gegenüber 95 Terawattstunden im Jahr 2016.

8 Gegenüber 191 Terawattstunden im Jahr 2016.

9 In dem Szenario mit einem mittleren Anteil Erneuerbarer Energien, decken Erneuerbare Energien 53% des Stromverbrauchs in Deutschland ab. Das Szenario mit einem höheren Anteil Erneuerbarer Energien entspricht hingegen einem Anteil von 59% des Stromverbrauchs, der aus Erneuerbarer Energie gedeckt wird.

10 In Frankreich gibt das Kriterium für die Versorgungssicherheit maximal drei Stunden *Loss of Load Expectation (LOLE)* pro Jahr vor.

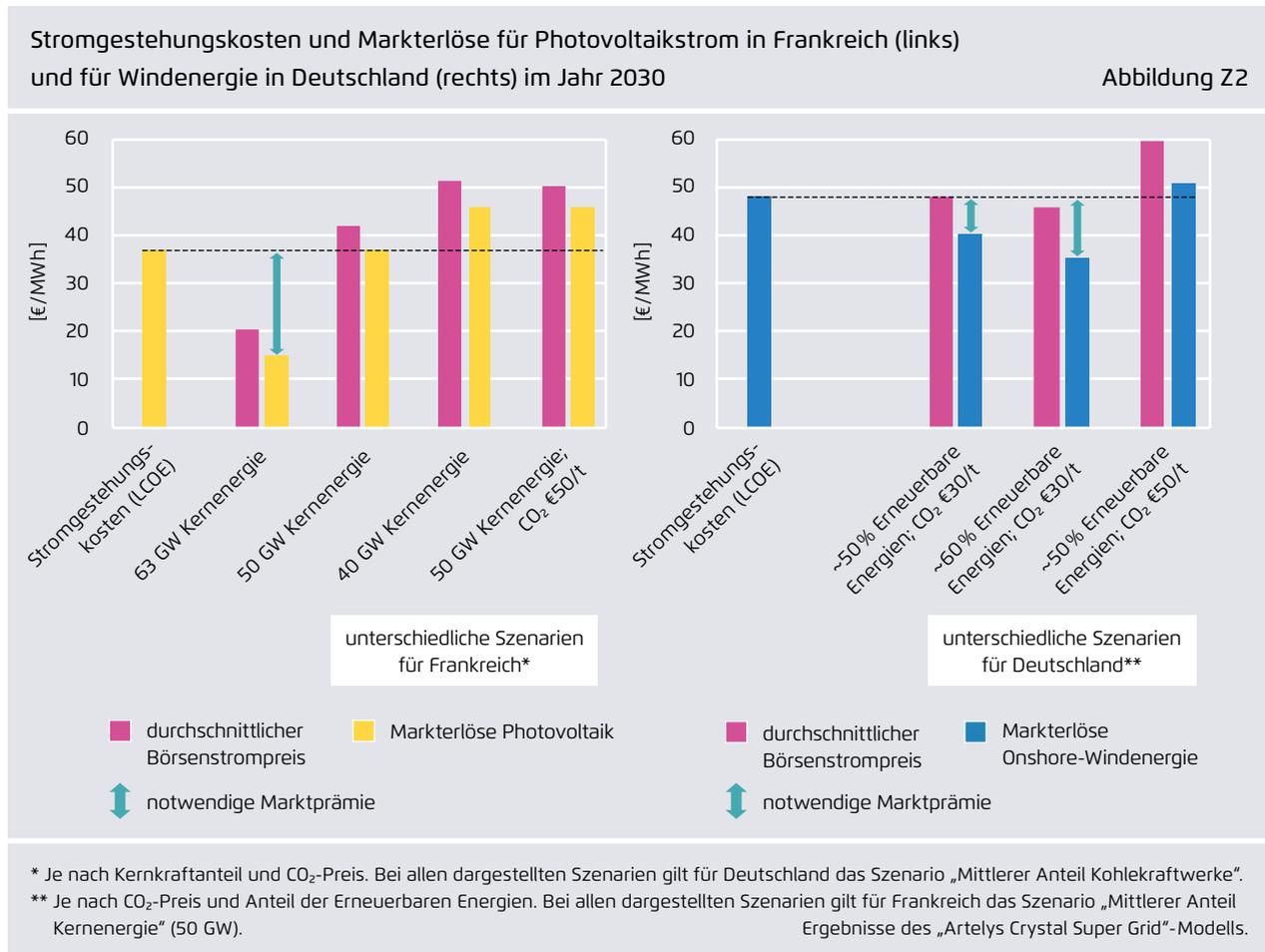
Und auch für Deutschland ist in den betrachteten Szenarien keine Gefährdung der Versorgungssicherheit festgestellt worden. Die CO₂-Emissionen der beiden Länder sind bis 2030 in allen Szenarien niedriger als im Ausgangsjahr.

Der Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung aus Wind- und Solarenergie erfordert für alle konventionellen Kraftwerke, einschließlich der nuklearen, einen flexibleren Betrieb. Der Ausbau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen im Stromsystem (beispielsweise Lastmanagement, Speicher, Interkonnektoren) entlastet dabei die konventionellen Kraftwerke hinsichtlich der Flexibilitätsanforderungen.

Die Kosten für die Erneuerbaren Energien sinken. Ob sie sich jedoch allein durch Markterlöse refinanzieren können, hängt von der Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und von der CO₂-Bepreisung ab

Die Kosten für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sind in den vergangenen Jahren sehr stark gesunken. Die derzeitige Phase niedriger Strommarktpreise könnte jedoch andauern und damit die Möglichkeit einschränken, die Kosten der Erneuerbaren Energien allein durch die Erlöse am Strommarkt zu decken. Dies ist auch eines der Argumente, die den Fortbestand der Refinanzierungsinstrumente für Erneuerbare Energien rechtfertigen, da ohne diese Instrumente nur wenige Investitionen in neue Kapazitäten getätigt würden.

Die Möglichkeit, im Jahr 2030 die Kosten für die Erneuerbaren Energien allein über den Strommarkt zu decken, wird sowohl von der Entwicklung der Stromgestehungskosten als auch von der Entwicklung der Großhandelsstrompreise abhängen. Wie unsere Studie zeigt, wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in hohem Maße von den Strategien Frankreichs und Deutschlands für ihren



jeweiligen konventionellen Kraftwerkspark und vom CO₂-Preis beeinflusst werden.

Verbleiben die heute in Frankreich bestehenden 63 Gigawatt an Kernkraftwerken auch 2030 vollständig im Markt, führt dies zu einer Reduktion der durchschnittlichen Einnahmen für Photovoltaikstrom in Frankreich auf weniger als 15 Euro pro Megawattstunde. Dieses Preisniveau liegt weit unter dem notwendigen Betrag zur vollständigen Refinanzierung einer Photovoltaikanlage. Bei einer Anpassung des Kernkraftwerksparks auf 40 beziehungsweise 50 Gigawatt und einer gleichzeitigen Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro je Tonne lägen die Erlöse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen bei über 45 Euro je Megawattstunde. Dies wäre ein Strompreisniveau, bei dem um das Jahr 2030 die Erlöse einer Photovol-

taikanlage am Strommarkt höchstwahrscheinlich ihre Kosten decken können.

Die Photovoltaikstromerzeugung aus Freiflächenanlagen in Deutschland könnte sich in den meisten Szenarien im Wesentlichen über den Marktpreis refinanzieren, sobald der CO₂-Preis die Marke von 30 Euro je Tonne CO₂ überschreitet. Wir nehmen in dieser Studie Stromgestehungskosten für Freiflächenkraftwerke von 41 Euro pro Megawattstunde an und haben je nach Szenario (bei einer CO₂-Bepreisung von 30 Euro je Tonne) Markterlöse zwischen 38 und 47 Euro pro Megawattstunde ermittelt. Bei einer CO₂-Bepreisung von 50 Euro je Tonne lägen die Markterlöse im Jahr 2030 sogar bei 56 Euro pro Megawattstunde.

Für Windenergie zeigt die Studie hingegen, dass die Börsenstrompreise im Jahr 2030 sowohl in Frankreich als auch in Deutschland nicht ausreichen, um deren Stromgestehungskosten zu decken. Ausnahmen bilden Konstellationen, in denen die Kosten für die Windenergie deutlich unter 40 Euro pro Megawattstunde sinken oder der CO₂-Preis auf 50 Euro je Tonne CO₂ steigt. Bei CO₂-Preisen von 30 Euro je Tonne wäre demzufolge eine zusätzliche Refinanzierung der Windenergie, beispielsweise über eine Marktprämie, weiterhin erforderlich.

Werden hohe Anteile konventioneller Kapazitäten im Bereich der Kohle und der Kernenergie aufrechterhalten, führt dies zur Verzögerung des Zeitpunkts, an dem die Erneuerbaren Energien ihre Kosten im Wesentlichen über den Strommarkt decken. Dieser Zusammenhang zwischen den Markterlösen der Erneuerbaren Energien und der Größe der konventionellen Kraftwerkskapazitäten verdeutlicht, dass die Reduktion der konventionellen Erzeugung in enger Abstimmung mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgen muss. Wenn der Umbau des Stromsystems nicht koordiniert verläuft, könnten Kostensteigerungen in den Refinanzierungssystemen zulasten der Endverbraucher die Folge sein.

Der „Kannibalisierungseffekt“ der Erneuerbaren Energien ist spürbar, kann aber durch den Ausbau der Flexibilität im Strommarkt begrenzt werden

Für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien gilt: Je größer ihr Anteil am Strommix ist, desto geringer werden ihre relativen Erlöse im Strommarkt. Dieses Phänomen wird als Kannibalisierung bezeichnet. Von diesen Auswirkungen ist vor allem Deutschland betroffen, da höhere Anteile variabler Erneuerbarer Energien angestrebt werden.

Die Nutzung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen kann die Auswirkungen des Kannibalisierungseffektes jedoch spürbar begrenzen. Unsere Studie zeigt, dass sich der durchschnittliche Unterschied zwischen

dem Börsenstrompreis und dem Erlös der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 auf einem ähnlichen Niveau wie im Ausgangsjahr bewegen wird.¹¹ Damit tritt durch die Erhöhung der Flexibilität im Strommarkt auch bei steigenden Erneuerbaren-Anteilen keine substanzielle Verschlechterung der Erlössituation auf.

Die Zunahme der EE-Kapazitäten geht einher mit dem Ausbau von zusätzlichen Interkonnektoren, von Lastverschiebungs- und Speicherkapazitäten (Pumpspeicherkraftwerke und Batterien) sowie von neuen flexiblen Nutzungen (Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen). In Frankreich verstärkt ein größerer verbleibender Kernkraftwerkspark die Minderung der Erlöse für Erneuerbare Energien. Der Rückgang der Erlöse würde die Photovoltaikstromerzeugung stärker treffen als die Onshore- und Offshore-Windkraft.

Würden in Frankreich Kernkraftkapazitäten über 40 GW erhalten, stiegen die Stromexporte deutlich. Die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksparks mit einer Kapazität von mehr als 50 Gigawatt wäre gefährdet

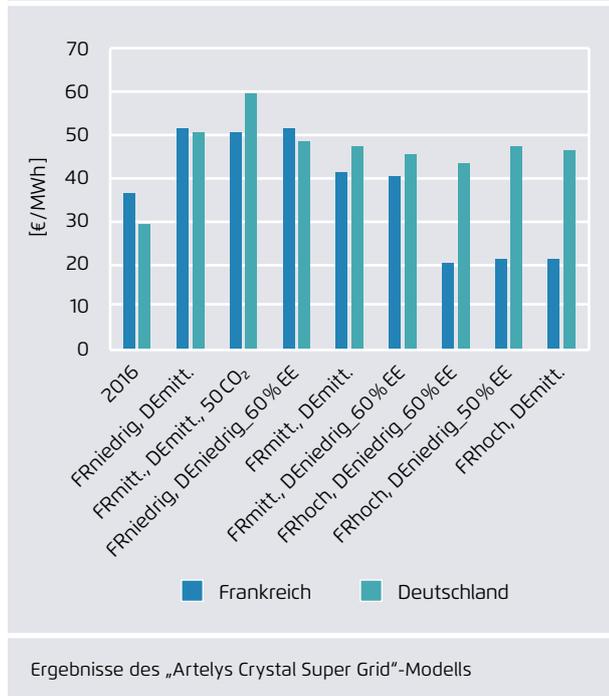
Aus historischen Gründen verfügt Frankreich über einen großen Kernkraftwerkspark von 58 Reaktoren (mit insgesamt 63,1 Gigawatt Leistung), wovon der Großteil im Jahr 2030 bereits 40 Jahre am Netz wäre. Eine Laufzeitverlängerung für diese Reaktoren über das Jahr 2030 hinaus ist eine der Optionen, die heute im Rahmen der französischen Strategie diskutiert werden; eine solche Verlängerung erfordert beachtliche Investitionen.

Im Jahr 2015 wurde beschlossen, den Kernenergieanteil am französischen Strommix bis zum Jahr 2025

¹¹ Dieser durchschnittliche Unterschied wird von den Netzbetreibern auf -6 bis -9 Prozent für PV und als -15 bis -21 Prozent für Onshore-Windenergie beziffert.

Durchschnittliche Börsenstrompreise in Frankreich und Deutschland in den Jahren 2016 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung Z3



auf 50 Prozent zu reduzieren (gegenüber 72 Prozent im Jahr 2016). Ziel ist es, den Erzeugungsmix in Frankreich zu diversifizieren. Bisher wurde hierfür kein detaillierter Plan ausgearbeitet. Entsprechend hat die derzeitige französische Regierung im November 2017 für dieses Ziel eine zeitliche Verzögerung angekündigt.

Angesichts der Ausbauziele für Erneuerbare Energien in Frankreich und Europa und eines eher gleichbleibenden Strombedarfs sinken die Absatzchancen für Strom aus Kernenergie. Folglich müsste die Erzeugung von Strom aus Kernenergie in Frankreich deutlich flexibler als heute erfolgen. Eine solche Flexibilisierung, obgleich technisch realisierbar, hätte zum einen eine deutliche Steigerung der Stromgestehungskosten von Reaktoren mit verlängerter Laufzeit zur Folge. Insbesondere der Wartungsaufwand für Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb steigt erheblich. Zum anderen würde ein größerer Kernkraftwerkspark wegen des damit

verbundenen großen Stromangebots die Börsenstrompreise niedrig halten und somit die Wirtschaftlichkeit der Neuinvestitionen in die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken verschlechtern.

In unseren Szenarien beträgt der durchschnittliche Erlös für Strom aus Kernenergie im Jahr 2030 bei 63 Gigawatt Erzeugungskapazitäten nur 23 Euro je Megawattstunde. Eine Anpassung des nuklearen Kraftwerksparks auf 50 oder 40 Gigawatt würde die Strompreise jeweils auf 42 beziehungsweise 52 Euro je Megawattstunde erhöhen (siehe Abbildung Z3).

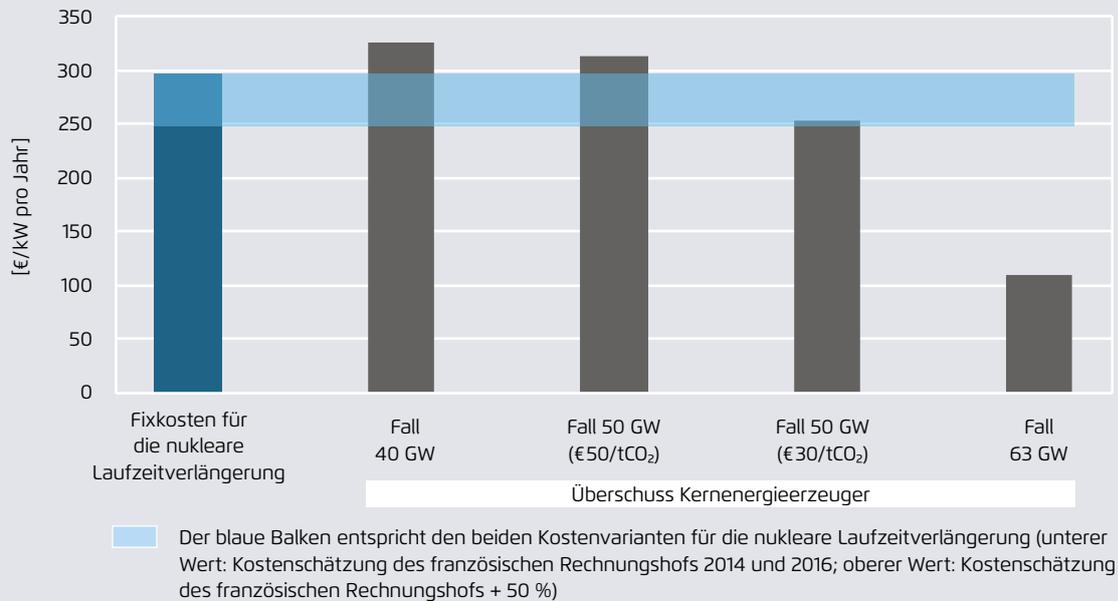
Die Erlöse der Kernkraftwerke hängen dabei sowohl von der Höhe der CO₂- und Brennstoffpreise als auch von der angenommenen Interkonnektorenkapazitäten in Europa ab. Zum Beispiel erhöhen sich die durchschnittlichen Erlöse eines Kernkraftwerksparks mit einer Leistung von 50 Gigawatt um 10 Euro je Megawattstunde, wenn die CO₂-Bepreisung von 30 auf 50 Euro pro Tonne steigt.

Eine optimale Größe für einen nuklearen Kraftwerkspark nach wirtschaftlichen Kriterien ergibt sich aus realistischen Annahmen zum Stromverbrauch, zur Kapazität der Interkonnektoren und zur Entwicklung der Brennstoffkosten sowie aus den Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien und den Annahmen zu Investitionskosten einer Laufzeitverlängerung. Trotz einer Erhöhung der französischen Exportkapazitäten um 60 Prozent, einer Verdopplung der gesamten europäischen Interkonnektorenkapazität und einer CO₂-Bepreisung von 30 Euro pro Tonne wäre die Wirtschaftlichkeit einer Laufzeitverlängerung für einen Kraftwerkspark mit mehr als 50 Gigawatt in unseren Szenarien nicht garantiert.

Wie Abbildung Z4 zeigt, würden die Strommarkterlöse bei einer installierten Kernkraftwerksleistung von 50 Gigawatt (zwischen 250 bis 313 Euro pro Kilowatt und Jahr in Abhängigkeit vom CO₂-Preis) die fixen Kosten der Laufzeitverlängerung lediglich knapp decken. Die Reduktion der französischen Kernkraftwerksleistung bis 2030 um 13 Gigawatt

Vergleich der Fixkosten für die Laufzeitverlängerung der Kernkraft mit dem Überschuss der Kernenergieerzeuger

Abbildung Z4



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

wäre also schon allein aus wirtschaftlichen Erwägungen sinnvoll. Steigen die Kosten, die für die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken aufgebracht werden müssen, so erhöht sich der Anteil der Kraftwerksleistung, für die eine Laufzeitverlängerung wirtschaftlich nicht rentabel wäre.

Die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke mit verlängerter Laufzeit sind in hohem Maße abhängig vom Auslastungsgrad der Reaktoren. Die Kosten der Laufzeitverlängerung sind mit den Kosten für Windkraft und Photovoltaik vergleichbar.

Ausgehend von den Daten des französischen Rechnungshofes würden die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke mit verlängerten Laufzeiten bei 42 Euro je Megawattstunde¹² liegen. Dabei wurde

12 Die höhere Variante geht davon aus, dass die Kosten für eine Verlängerung um 50 Prozent höher sind als die Annahmen des Rechnungshofes. Sie soll die technischen und

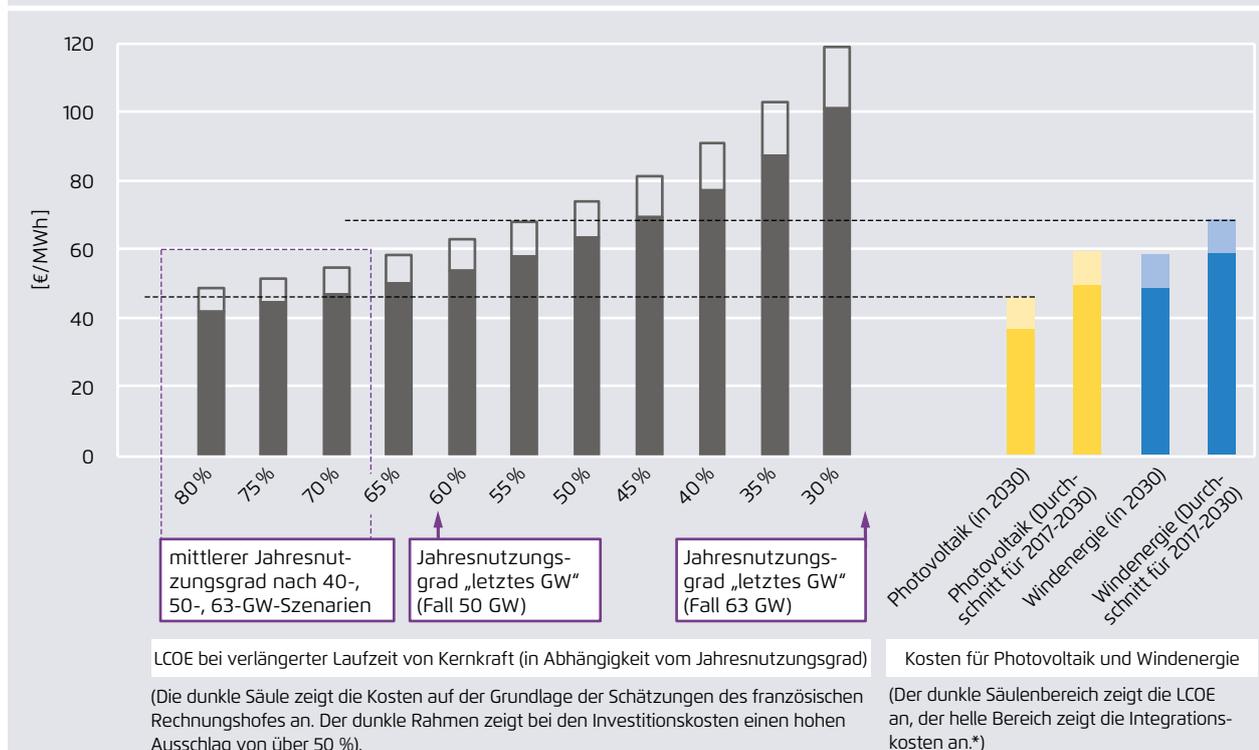
eine Kraftwerksauslastung in Höhe von 80 Prozent unterstellt, was etwa 7.000 Volllaststunden pro Jahr entspricht und mit den heutigen Laufzeiten vergleichbar ist. Bei um 50 Prozent erhöhten Kosten für die Laufzeitverlängerung würden die Stromgestehungskosten 49 Euro je Megawattstunde betragen (siehe Abbildung Z5).

In allen betrachteten Szenarien ist bis 2030 eine Senkung der durchschnittlichen Kernkraftwerksauslastung zu verzeichnen. Die Auslastung reicht von 79 Prozent bei 40-Gigawatt-Kernkraftwerken bis 71 Prozent bei 63-Gigawatt-Kraftwerken. Somit schwanken in Abhängigkeit von der Auslastung die Stromgestehungskosten bei verlängerter Laufzeit

wirtschaftlichen Unwägbarkeiten im Falle der Laufzeitverlängerung von Kernkraftreaktoren verdeutlichen sowie die Kostenunterschiede bei Reaktoren je nach Alter und Alterungsrate reflektieren. Für eine ausführlichere Darstellung der Fragen zur Laufzeitverlängerung des französischen Kernkraftwerksparks siehe Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P., 2017.

Stromgestehungskosten (LCOE) für Kernenergie gemäß dem Jahresnutzungsgrad der Reaktoren im Vergleich zu den Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien

Abbildung Z5



* Die Integrationskosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen Markterlösen für Photovoltaik bzw. Windenergie und den durchschnittlichen Markterlösen für Kernkraft.

zwischen 42 und 55 Euro je Megawattstunde. Die Auslastung des „letzten installierten Gigawatts an Leistung“¹³ nimmt viel stärker ab und erreicht bei einer installierten Kernkraftleistung von 63 Gigawatt nur noch 27 Prozent, bei 50 Gigawatt sind es 64 Prozent und bei 40 Gigawatt 77 Prozent. Die Stromgestehungskosten des letzten Gigawatts bei 63 Gigawatt installierter Kernkraftleistung lägen deutlich höher, nämlich zwischen 100 und 120 Euro je Megawattstunde. Damit wären die Kosten zwei- bis dreimal so hoch wie bei Windkraft oder Photovoltaik.

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten der Kernenergie mit den Erzeugungskosten für Erneuerbare Energien, unter der Berücksichtigung der witterungsbedingt schwankenden Erlöse¹⁴, zeigt, dass für den Zeitraum von 2017 bis 2030 ein Kernkraftwerk mit einer durchschnittlichen jährlichen Auslastung von weniger als 55 Prozent (dies entspricht 4.820 Stunden pro Jahr) höhere Kosten verursacht als eine alternative Stromerzeugung mit Solarenergie (siehe Abbildung Z5).

13 Diese Auslastung errechnet sich aus dem Vergleich von 63 Gigawatt und 62 Gigawatt jährlicher Stromerzeugung aus Kernkraft (und durch den Vergleich der 50- und 49-Gigawatt-Szenarien sowie der 40- und 39-Gigawatt-Szenarien).

14 Bei dieser Annäherung wurde die Differenz der Erlöse zwischen der witterungsabhängigen Erneuerbaren Erzeugung und der steuerbaren Stromerzeugung aus Kernkraft berücksichtigt. Diese Differenz wird zuweilen den Erneuerbaren Energien als eine der Komponenten der Integrationskosten zugeschrieben (neben den Netz- und Ausgleichskosten). Siehe auch Agora Energiewende (2015): *Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque*.

Im Jahr 2030 könnte ein Kernkraftwerk, dessen Auslastung unter 75 Prozent sinkt, höhere Stromproduktionskosten verursachen als eine Photovoltaik-Freiflächenanlage. Daraus lässt sich für die französische Diskussion ableiten, dass Investitionen in Erneuerbare Energien bis zu einem Anteil von 40 Prozent wirtschaftlich sinnvoll sind. Darüber hinaus liegen die Kosten der Erneuerbaren Energien auf einem ähnlichen Niveau wie die Kosten für die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken. Bei einem Anteil von 40 Prozent an der Stromerzeugung beträgt die Differenz zwischen den durchschnittlichen Markterlösen für Wind- und Solarstrom im Vergleich zu Strom aus Kernenergie weniger als 10 Euro je Megawattstunde.

Wenn Deutschland seine Klimaziele bis 2030 erreichen will, muss es seine Kohlestromerzeugung halbieren und den Erneuerbare-Energien-Anteil am Stromverbrauch auf mindestens 60 Prozent erhöhen

Die Stromerzeugung in Deutschland wird aktuell von Kohlekraftwerken dominiert.¹⁵ 2016 entfiel ein Anteil von 40 Prozent an der Stromerzeugung in Deutschland auf Kohle. Die CO₂-Emissionen im deutschen Stromsektor betragen im Jahr 2016 306 Megatonnen CO₂. Dies entspricht 472 Gramm CO₂ je Kilowattstunde. Im Vergleich zu Frankreich mit 53 Gramm CO₂ je Kilowattstunde verursacht somit jede Kilowattstunde Strom in Deutschland die neunfache CO₂-Menge. Will Deutschland seine Klimaziele bis zum Jahr 2030 erreichen, muss es seinen Kohleanteil in der Stromerzeugung um die Hälfte reduzieren. Damit würden die Emissionen der Stromerzeugung bis 2030 auf unter 160 Megatonnen CO₂ sinken.

¹⁵ 2016 betrug die installierte Gesamtkapazität, Braun- und Steinkohle zusammengenommen, rund 50 Gigawatt, davon 21 Gigawatt Braunkohle und 28 Gigawatt Steinkohle.

Mit Blick auf die Herausforderungen für den Klimaschutz in Deutschland sollten die Anzahl der Kohlekraftwerke sowie deren Auslastung (Volllaststunden) bis zum Jahr 2030 deutlich reduziert werden. Dabei würde ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle die verbleibenden deutschen Kohlekraftwerke nicht notwendigerweise belasten, denn die Erhöhung der Börsenstrompreise würde die Margen für die verbleibenden Anlagen vergrößern.

Ebenso wie mehrere andere Studien¹⁶ zeigt auch unsere Analyse, dass die Stilllegung von Kohlekraftwerken zum Ende ihrer technischen Lebensdauer (45 Betriebsjahre¹⁷) nicht ausreicht, um die Reduktionsziele im deutschen Stromsektor rechtzeitig bis 2030 zu erreichen. Dies gilt auch bei einem Anstieg der CO₂-Preise auf 30 Euro je Tonne CO₂ (siehe Abbildung Z6). Ein CO₂-Preis von 50 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2030 würde Deutschland seinen Klimazielen zwar näherbringen, böte allerdings keine Garantie für das Erreichen der Ziele. Daher ist ein beschleunigter, regulativer Ausstieg aus der Kohleverstromung unerlässlich.

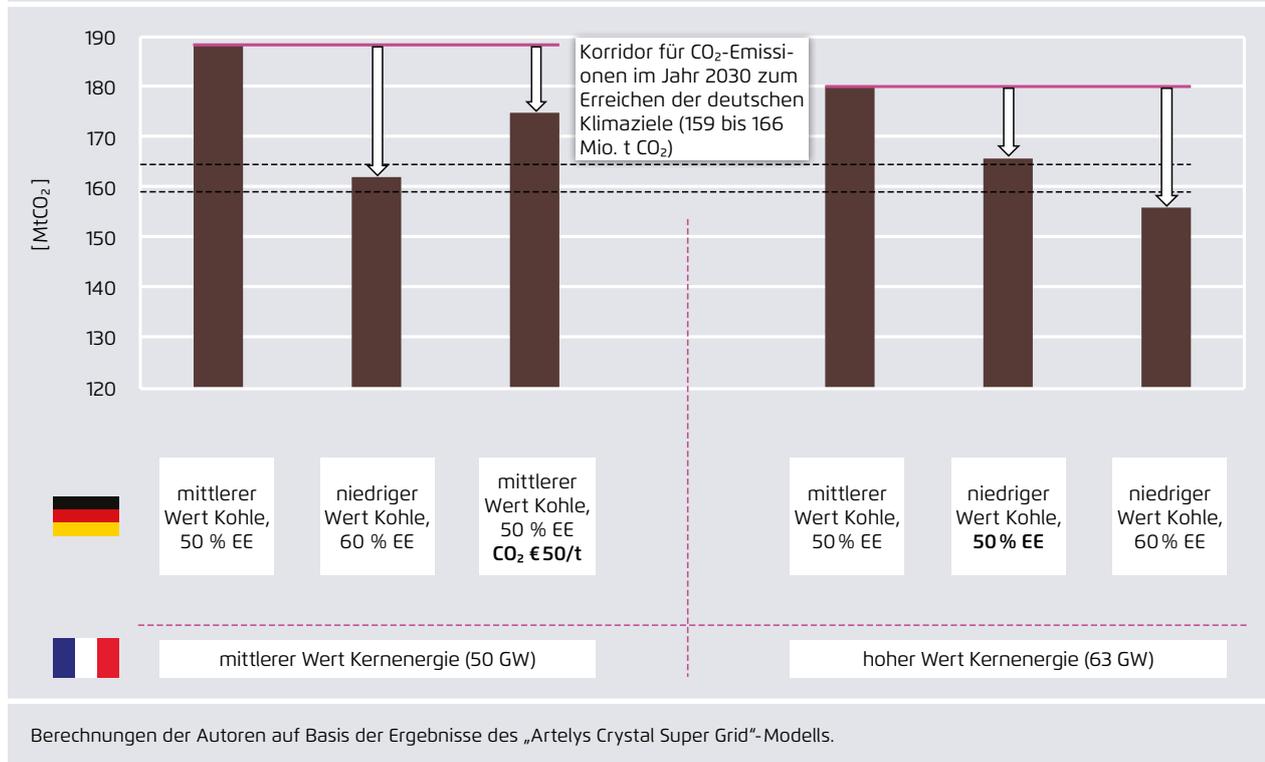
Als Ausgleich für den notwendigen Rückgang der Kohlestromerzeugung hat Deutschland entweder die Möglichkeit, den Ausbau der Erneuerbaren Energien stärker voranzutreiben oder – wenn der Ausbau ausbleiben sollte – höhere Stromimporte zu akzeptieren. Um die Klimaziele einzuhalten und gleichzeitig die Stromhandelsbilanz ausgeglichen zu halten, sollte Deutschland den Kohleausstieg an eine Steigerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus auf einen Anteil von 60 Prozent am Stromverbrauch koppeln. Die von der neuen Bundesregierung geplante Anhebung des Ausbauziels auf einen Anteil von 65 Prozent am

¹⁶ Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal. Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector*; UBA (2017): *Kohleerzeugung und Klimaschutz bis 2030*; SRU (2017): *Kohleausstieg jetzt einleiten*; Greenpeace (2017): *Klimaschutz durch Kohleausstieg*.

¹⁷ Annahme der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Strom 2017 (Szenario NEP B 2017).

CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 nach unterschiedlichen Szenarien, gemäß Entwicklung des jeweiligen Strommixes in Frankreich und Deutschland

Abbildung Z6



Stromverbrauch weist somit in die richtige Richtung. Würde Deutschland seine Ausbauziele für Erneuerbare Energien nicht auf deutlich über 50 Prozent anheben, so könnte es seine Klimaziele nur erreichen, wenn Frankreich einen Kernkraftwerkspark mit 63 Gigawatt aufrechterhält. Diese Option würde die jährliche Stromhandelsbilanz stark verändern: Die deutschen Nettoimporte würden im Jahr 2030 41 Terawattstunden erreichen.

Ein Kohleausstieg würde den Strompreis für die deutschen Verbraucher im Verhältnis zum Referenzmodell nur leicht erhöhen, insbesondere wenn der Ausstieg durch erhöhte Ausbauziele für Erneuerbare Energien ausgeglichen wird. Der von der neuen Bundesregierung geplante stärkere Ausbau der Erneuerbaren Energien sichert also Deutschland nicht nur eine ausgeglichene Handelsbilanz, sondern trägt auch dazu bei, dass die Börsenstrompreise weniger stark steigen, was den Großverbrauchern zugutekommt.

Im Vergleich zu den Kosten, die die Stromverbraucher in Deutschland momentan für die Finanzierung der Erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage aufbringen¹⁸, würden die gesamten Mehrkosten für den zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Ausbau mit circa 400 Millionen Euro bis 2030¹⁹ bescheiden ausfallen. Die Ausweitung des Erneuerbaren-Anteils um 10 Prozentpunkte, also eine Erhöhung von 50 auf 60 Prozent, würde die EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromverbraucher nur um 0,1 Cent je Kilowattstunde erhöhen.

¹⁸ 23,8 Milliarden Euro im Jahr 2018.

¹⁹ Zusatzkosten für den deutschen Verbraucher bei einem beschleunigten Kohleausstiegsszenario und einer Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren Energien auf 60 Prozent im Vergleich zu einem wirtschaftlichen Stilllegungsszenario für Kohle und einem Anteil von 50 Prozent Erneuerbarer Energien.

Unterschiedliche Strategien der beiden europäischen Hauptstromexporteure in Bezug auf die zukünftige Stromhandelsbilanz

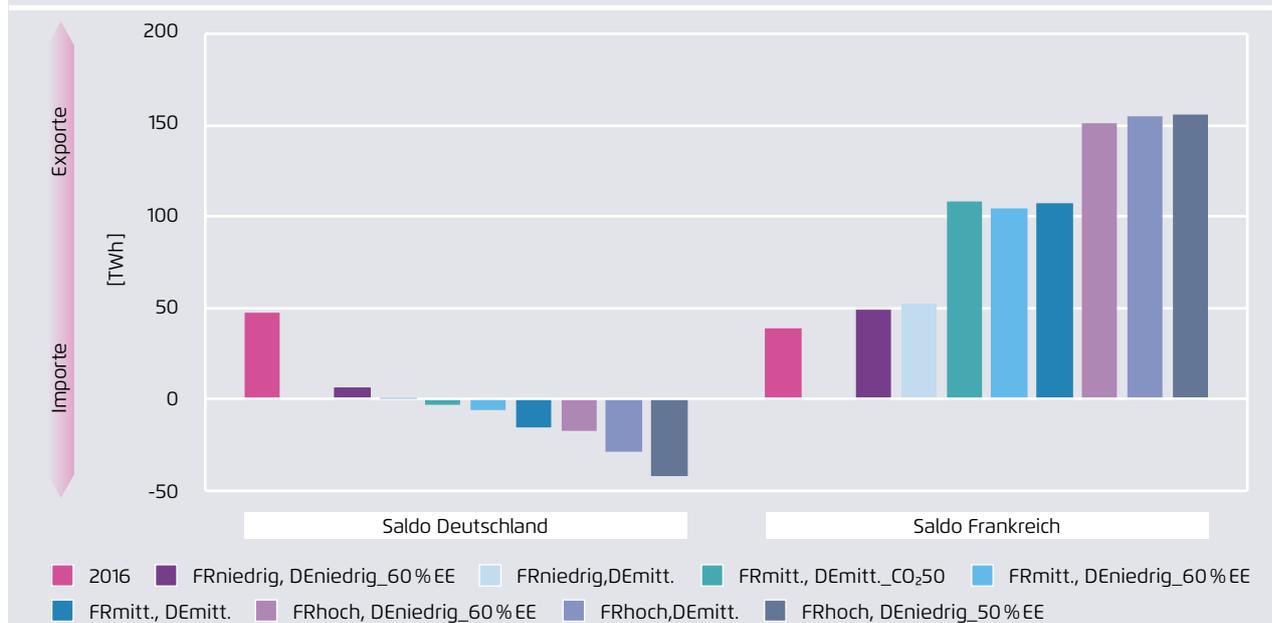
Die Reduktion der deutschen Kohlestromerzeugung bis 2030 würde in allen betrachteten Szenarien zu einem Abschmelzen des aktuellen Exportüberschusses führen (siehe Abbildung Z7). Deutschland würde je nach Tag und Jahreszeit aufgrund der fluktuierenden Erzeugung der Erneuerbaren Energien Strom importieren beziehungsweise exportieren. In Abhängigkeit davon, wie die französischen Entscheidungen zur Kernenergie ausfallen, könnte die deutsche Stromhandelsbilanz somit stärker exportbeziehungsweise importlastig ausfallen. Mit der Anhebung des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels in Deutschland sind allerdings Szenarien mit leichten Exportüberschüssen oder ausgeglichener Strombilanz wahrscheinlicher als Szenarien mit hohen Importsalden. Dies gilt insbesondere dann, wenn Frankreich seine Kernenergiekapazität reduziert.

Die Laufzeitverlängerung für große Teile des französischen Kernkraftwerksparks bei gleichzeitigem Ausbau der Erneuerbaren Energien würde bedeuten, dass Frankreich eine Strategie mit massiven Stromexporten verfolgen würde. Würde die Kernkraftkapazität von aktuell 63 Gigawatt auf 40 Gigawatt reduziert, läge der Exportüberschuss Frankreichs, ähnlich wie heute, bei etwa 50 Terawattstunden pro Jahr. Kapazitäten, die 40 Gigawatt übersteigen, würden fast vollständig für Stromexporte genutzt werden. Bei einer Kernkraftkapazität von 50 Gigawatt zöge dies einen Exportsaldo von 110 Terawattstunden pro Jahr nach sich. Falls die Erzeugungskapazitäten auf dem derzeitigen Niveau von 63 Gigawatt verharren, so stiege der Exportsaldo auf nahezu 150 Terawattstunden pro Jahr.

Ein größerer französischer Kernkraftwerkspark hätte auf deutscher Seite deutliche Auswirkungen: Die durchschnittlichen Strompreise in Deutschland würden zum Beispiel in den Szenarien mit höheren französischer Kernenergiekapazitäten (63 Gigawatt)

Stromhandelsbilanzen von Deutschland und Frankreich (in TWh) nach unterschiedlichen Szenarien für 2030 im Vergleich zu 2016

Abbildung Z7



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

um 5 Euro je Megawattstunde niedriger ausfallen als in den Szenarien mit weniger Kernenergie in Frankreich (40 Gigawatt).

Drei Politikstrategien müssen für das Erreichen der europäischen Klimaziele koordiniert werden: Der Kohleausstieg, die Anpassung des Kernenergie und die CO₂-Bepreisung für die Stromerzeugung

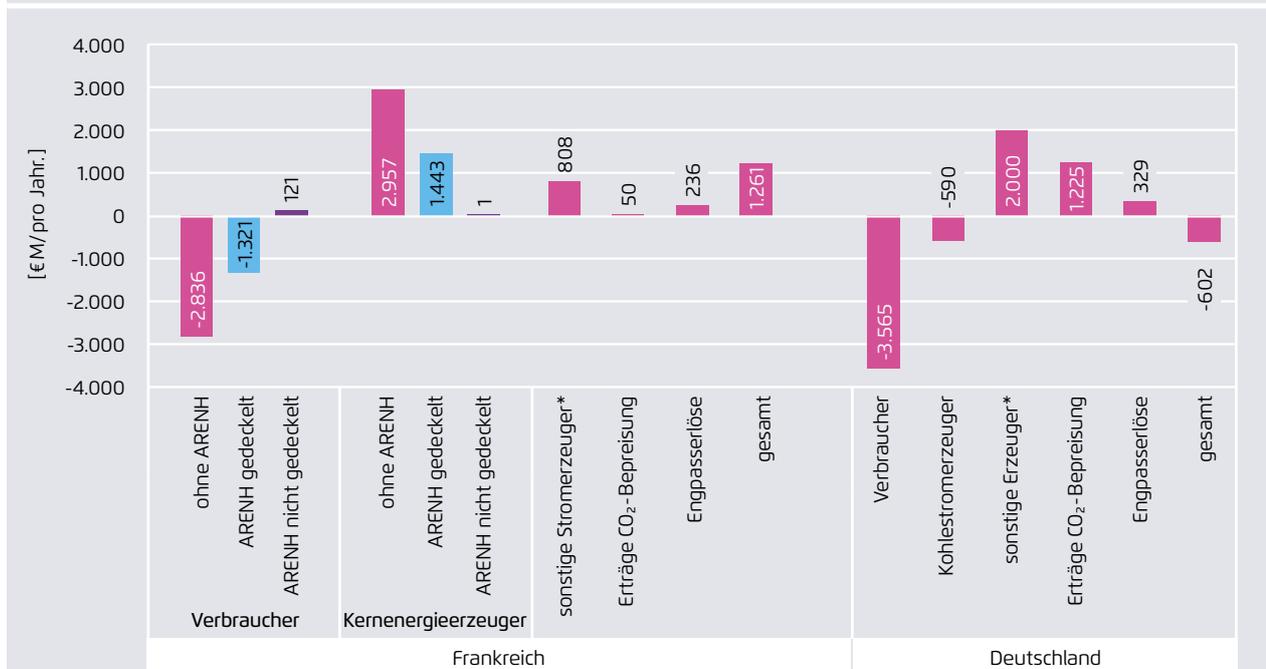
Die Entscheidungen Frankreichs und Deutschlands im Hinblick auf den Umbau ihrer Stromsektoren sowie bezüglich einer möglichen Einführung einer CO₂-Bepreisung für die Stromerzeugung werden erhebliche Auswirkungen auf die Erreichung der europäischen Klimaziele haben.

Die Erhaltung der aktuellen Kernenergiekapazitäten in Frankreich würde dazu beitragen, die CO₂-Emissionen der Europäischen Union durch eine deutliche Erhöhung der französischen Stromexporte zu reduzieren. Derartige Strategien bergen jedoch erhebliche wirtschaftliche Risiken, insbesondere dann, wenn sie nicht mit dem Ausbau von Interkonnektoren und der Schaffung einer wirksamen CO₂-Bepreisung in Europa einhergehen. Mögliche Fehlinvestitionen und mangelnde Wirtschaftlichkeit müssten letztendlich die französischen Verbraucher zum Beispiel über Kapazitätsmechanismen tragen.

Deutschland kann seine Klimaziele im Stromsektor ebenfalls erreichen, indem es eine Verminderung der Kohleverstromung durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbare Energien kompensiert. Alternativ könnte die Kompensation durch eine Ausweitung der Stromimporte erfolgen. Die aktuelle politische

Verteilungseffekte im Falle einer Erhöhung der CO₂-Bepreisung von 30 auf 50 €/t CO₂ in Frankreich und Deutschland

Abbildung Z8



* Stromerzeugungstechnologien außer Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Solarenergie, Offshore- und Onshore-Windenergie. Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

Entwicklung in Deutschland verdeutlicht, dass die Tendenz klar in Richtung eines schnellen Ausbaus der Erneuerbaren Energien geht. Die Erlöse der deutschen Stromerzeuger und damit die Refinanzierung der Erneuerbaren Energien wären jedoch von einer stark exportorientierten Strategie Frankreichs betroffen.

Auf europäischer Ebene stellt eine wirksame CO₂-Bepreisung ein wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung des Stromsektors dar. Die Anhebung der CO₂-Preise hätte jedoch erhebliche Verteilungswirkungen zwischen den Marktakteuren, den Verbrauchern und auch zwischen den Ländern zur Folge. Insgesamt würde Frankreich Gewinne in Höhe von 1,2 Milliarden Euro erzielen, Deutschland würde im Rahmen der Umverteilung hingegen Verluste in Höhe von 600 Millionen Euro verbuchen. Die Verteilungswirkung macht deutlich, dass ein gemeinsames politisches Agieren notwendig ist, um politisch tragfähige Kompromisse zu erzielen (siehe Abbildung Z8). Diese Umverteilung zwischen Kohlestromerzeugern und Kernkraftwerksbetreibern sowie zwischen Deutschland und Frankreich erklärt zu großen Teilen die unterschiedlichen Positionen der französischen und deutschen Akteure zur CO₂-Bepreisung.²⁰

20 Die Umverteilungseffekte können jedoch teilweise begrenzt werden. Zusätzliche Einnahmen für die Staats Haushalte durch den CO₂-Preis, können als Entschädigung für die von höheren CO₂-Preisen betroffenen Unternehmen wieder ausgeschüttet werden. In Deutschland werden die zusätzlichen Einnahmen auf 1,2 Milliarden Euro im Jahr 2030 geschätzt. Auf französischer Seite wurde der ARENH-Mechanismus für den „regulierten Zugang zu Strom aus Kernkraftwerken“ eingeführt (ARENH = accès régulé à l'électricité nucléaire historique), der für einen Teil der Kernenergieerzeugung (100 Terawattstunden) eine Preisdeckelung auf 42 Euro je Megawattstunde für den Verkauf an alternative Stromanbieter vorsieht. Für den Fall, dass diese Preisregulierung an die Endkunden weitergegeben wird, reduziert sie die Kosten für die französischen Verbraucher, indem sie den Gewinn der Kernkraftwerksbetreiber durch die höheren CO₂-Preise begrenzt.

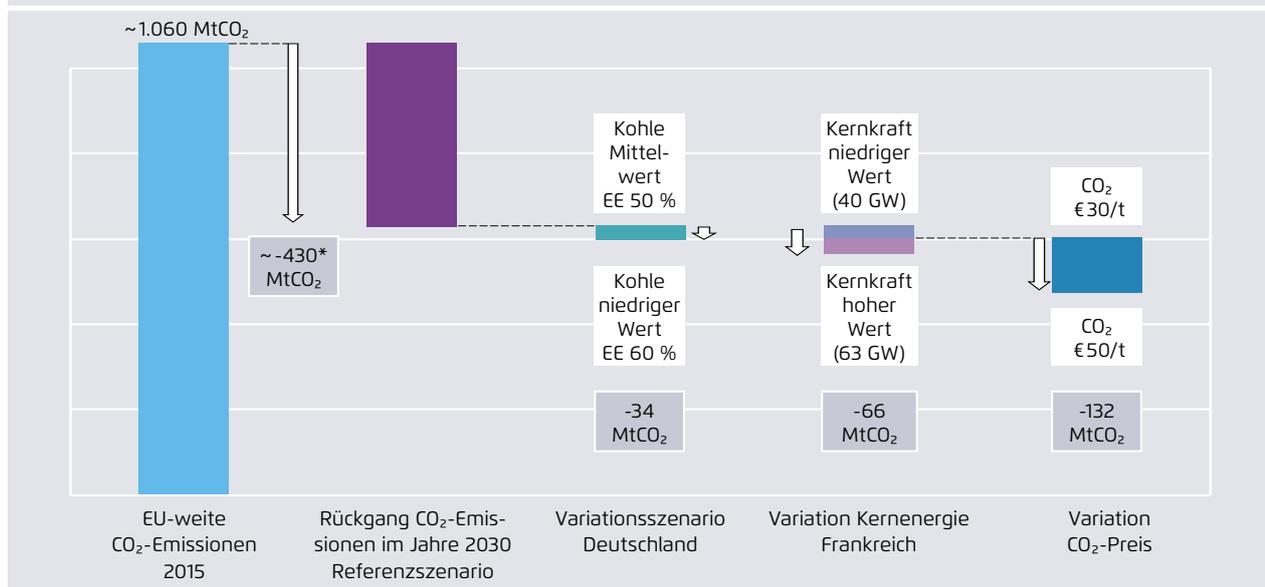
Wenn eine europäische Energieunion Realität werden soll, müssen nationale Energiewendestrategien mit den Strategien der europäischen Nachbarn abgestimmt werden: Die Schlussfolgerungen

Die Transformation der Stromsysteme in Frankreich und in Deutschland ist in einen breiteren europäischen Rahmen eingebettet, dessen Ziele die Reduktion der CO₂-Emissionen, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Stärkung des Energiebinnenmarktes sind. Vor diesem Hintergrund müssen die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Rahmen ihrer nationalen Strategien die zunehmende Verflechtung ihrer Energiesysteme berücksichtigen. Frankreich und Deutschland nehmen hierbei aufgrund ihrer zentralen geografischen Lage im europäischen Stromnetz eine entscheidende Rolle ein. Ihre Entscheidungen zum Umbau ihrer Stromsysteme werden wesentlichen Einfluss darauf haben, inwieweit die europäischen Energie- und Klimaziele erreicht werden können.

Wie unsere Studie zeigt, sind Investitionen zur Laufzeitverlängerung des französischen Kernkraftwerks-parks mit Kapazitäten von mehr als 50 Gigawatt nicht wirtschaftlich, selbst wenn eine deutliche Verstärkung der Exportabsatzmärkte angenommen wird. Das sollte bei den Strategien zur Weiterentwicklung der französischen Kernenergie vollumfänglich berücksichtigt werden. Die grenzüberschreitenden Wechselwirkungen zwischen Erneuerbare-Energien-Ausbau, Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den Erzeugungspark und Einführung von CO₂-Preisen sollten im Einzelnen erforscht werden. Darüber hinaus sollte ein Rückgang der Kernenergiekapazitäten in Frankreich mit einem Anstieg des europäischen CO₂-Preises oder der Verabschiedung eines Kohleausstiegsplan in Deutschland verbunden werden, um negative Auswirkungen auf die europäische CO₂-Bilanz zu vermeiden. Die Halbierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland würde den Exportüberschuss des Landes verringern und den Umfang der Stromimporte erhöhen, falls nicht gleichzeitig die Erneuerbaren Energien

Rückgang der CO₂-Emissionen in Europa zwischen 2015 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung Z9



*Beim angenommenen Rückgang bis 2030 handelt es sich um eine Schätzung, die sich insbesondere an die Höhe der Emissionen aus der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung in den verschiedenen europäischen Ländern annähert. ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

weiter ausgebaut werden (siehe Abbildungen Z7 und Z10). Die zunehmende Vernetzung der europäischen Stromsysteme führt dazu, dass die wechselseitigen Auswirkungen politischer Maßnahmen zunehmen. Dadurch wären die Markterlöse der deutschen Stromerzeuger und die nationalen CO₂-Emissionen in Deutschland stärker den Entscheidungen seiner Nachbarländer ausgesetzt. In ähnlicher Weise würde für Frankreich ein schnellerer Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa die französische Kernenergieerzeugung beeinflussen und so das Risiko von *Stranded Investments* bei der Kernenergie erhöhen.

Eine schnelle Entscheidung zu den nationalen Strategien – zur Rolle der Kernenergie in Frankreich und zur Rolle der Kohlestromerzeugung in Deutschland – würde die Vereinbarkeit der Ansätze beider Länder vereinfachen. Bei der Ausarbeitung dieser nationalen Strategien sollten beide Länder eng zusammenarbeiten, insbesondere um den grenzüberschreitenden Auswirkungen Rechnung zu tragen. Diese enge Konsultation wäre im Einklang mit dem Vorschlag

der EU Kommission zu einer Verordnung über das *Governance-System* der Energieunion. Zukunftsorientierte, gründliche Analysen zum Thema können den Weg für einen transparenten und offenen Dialog zu den nationalen Strategien der beiden Nachbarländer im Stromsektor ebnen.

Nach konkreter Ausarbeitung dieser Strategien könnten Frankreich und Deutschland auf deren Grundlage neue gemeinsame Maßnahmen im Sinne einer Energiewende auf bilateraler, regionaler oder europäischer Ebene ergreifen. Denkbare gemeinsame Maßnahmen wären beispielsweise die engere Zusammenarbeit beim Ausbau der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten und der Interkonnectoren oder auch eine politische Initiative für eine stärkere CO₂-Bepreisung bei der Stromerzeugung. Dabei könnten Deutschland und Frankreich eine entscheidende Rolle im Ringen um politische Lösungen spielen, die zu einer konkreten Verwirklichung der Energiewende in ganz Europa führen würden. So würde diese Umgestaltung im Zentrum einer Neuausrichtung des Projekts Europa stehen.

Tagesaktuelles Saldo des internationalen Stromhandels in Deutschland und Frankreich
bei 60 % Erneuerbare Energien in Deutschland und 63 GW Kernenergie in Frankreich

Abbildung Z10

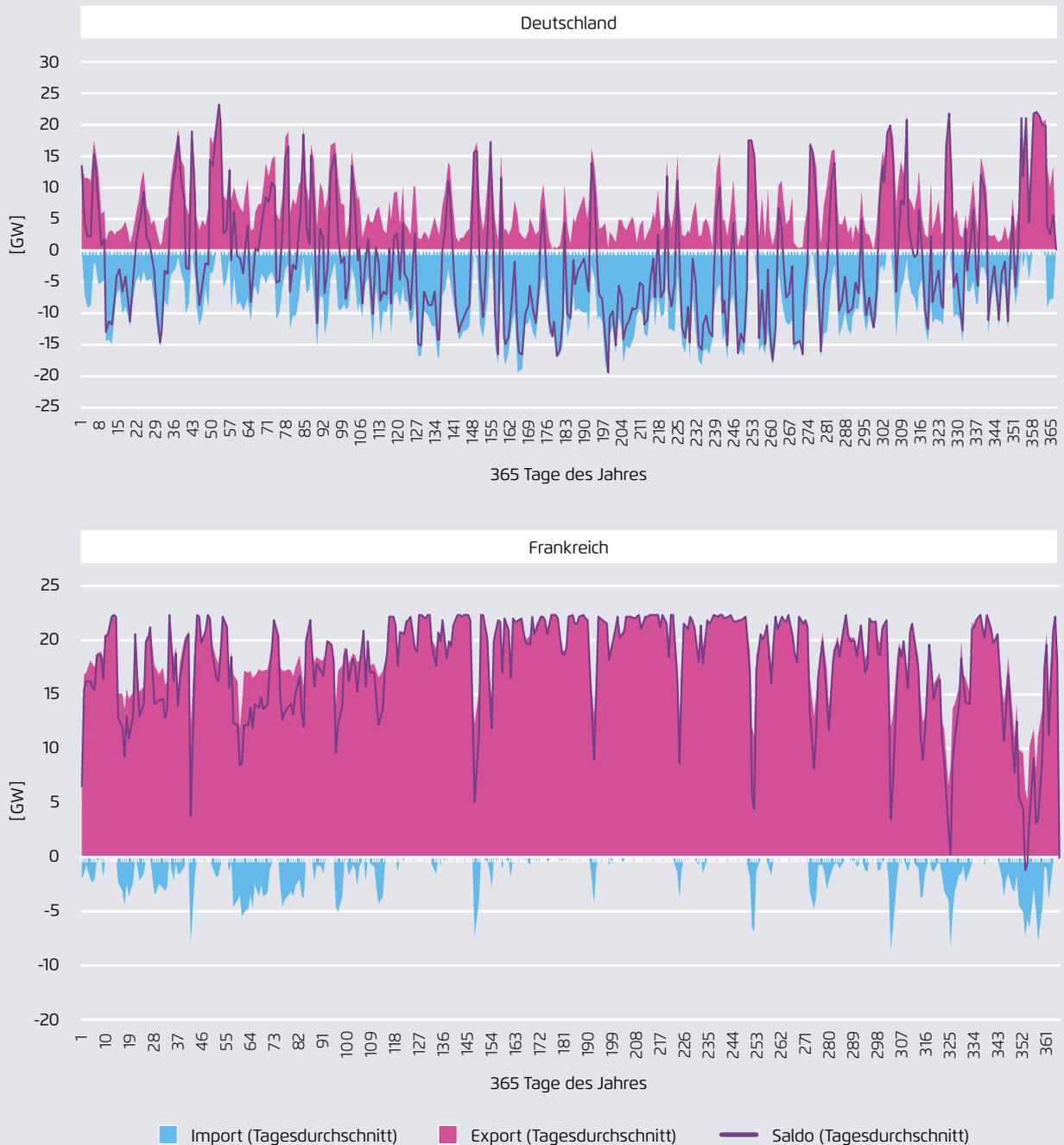


Abbildung der Autoren. Diese Abbildung zeigt tagesaktuell die Salden des Stromhandels in Frankreich und Deutschland im Fall eines erhöhten französischen Kernenergieanteils (63 GW) und eines deutschen Kohleausstiegs gekoppelt an eine Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils auf 60 % in Deutschland. Der deutsche Stromhandel (oben) ist im Jahresverlauf abwechselnd zwischen Export und Import orientiert; der französische Stromhandel hingegen ist fast ausschließlich exportorientiert.

Über Agora Energiewende und IDDRI

Agora Energiewende versteht sich als Denk- und Politiklabor für wirtschaftliche und politische Fragen zur Energiewende, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den energiepolitischen Akteuren steht. Es entwickelt Strategien für die Energiewende auf der Grundlage von technisch-wirtschaftlichem Sachverstand.

IDDRI (*Institut du développement durable et des relations internationales*) ist ein unabhängiges, interdisziplinär arbeitendes Forschungsinstitut mit Sitz in Paris, das sich mit dem Übergang zu einer nachhaltigen Entwicklung und einem damit einhergehenden Wohlstand für alle beschäftigt. IDDRI beschreibt die Anforderungen an eine effektive Integration von Nachhaltigkeitsaspekten in staatliches Handeln und macht Vorschläge für geeignete Maßnahmen. Das Institut ist auf unterschiedlichen Ebenen für die internationale Zusammenarbeit und die Politik in Ländern, Kommunen und Unternehmen tätig.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin | Germany

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

Institut du développement durable et des relations internationales

27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07 France

T +33 (0)1 45 49 76 60

F +33 (0)1 45 49 76 85

www.iddri.org

nicolas.berghmans@iddri.org

