

KLIMAPAKET-CHECK: AUSWIRKUNGEN AUF DEN STROMMARKT & ENERGIEVERSORGER



Berlin, 05.02.2020

(aktualisiert am 13.02.2020)

Carlos Perez Linkenheil, Michael Claußner, Sara Nitzsche

White Paper

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary.....	II
1. Abstract.....	1
2. Die Entwicklung der Stromnachfrage im Visier.....	2
2.1. 65%-Ziel: Erreichung stark nachfrageabhängig.....	2
2.2. CO ₂ -Emissionen des Erzeugungsmix 2030.....	4
3. Kraftwerksparkentwicklung bis 2030.....	6
3.1. Versorgungssicherheit: Aus Atom und Kohle mach Gas?.....	6
3.2. Erneuerbare Energien: Über Nettoprobleme und ungeförderten Zubau.....	12
4. Auswirkungen für Energieversorgungsunternehmen (EVUs).....	17
4.1. Beschaffungskosten.....	17
4.2. Steigender Wettereinfluss: Aus der hPFC wird die fhPFC.....	18
Anhang: Kurzbeschreibung Szenarien.....	21
Quellenverzeichnis.....	22
Kurzportrait Energy Brainpool.....	24

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen gemäß Annahmen des Klimapakets	2
Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen gemäß Annahmen Energy Brainpools.....	3
Abbildung 3: CO ₂ -Emissionen des Energiesektors in 2030 nach Szenario.....	4
Abbildung 4: Kapazitätsentwicklung konventioneller Kraftwerke 2020–2030, ohne Reserven	6
Abbildung 5: jährliche Volllaststunden und durchschnittlicher stündlicher Deckungsbeitrag pro produzierter MWh eines GuD-Kraftwerks mit $\eta = 55\%$	8
Abbildung 6: Jährlicher Deckungsbeitrag pro MW eines GuD-Kraftwerks mit $\eta = 55\%$	9
Abbildung 7: Ausbau erneuerbarer Energien von 2020 bis 2030 gemäß Klimapaket.....	12
Abbildung 8: Erzeugungsanteil und installierte Leistung von Wind Onshore und PV in 2030 je nach Ausbauverhältnis beider Technologien	14
Abbildung 9: künftige Vermarktungserlöse und LCOE für PV	15
Abbildung 10: künftige Vermarktungserlöse und LCOE für Wind Onshore	16
Abbildung 11: Künftige Vermarktungserlöse und LCOE für Wind Offshore	16
Abbildung 12: Entwicklung der Beschaffungskosten des G1-Profiles mit Standort in Nordrhein-Westfalen.....	17
Abbildung 13: Entwicklung der Beschaffungskosten des G3-Profiles mit Standort in Nordrhein-Westfalen.....	17
Abbildung 14: Prognosefehler einer beispielhaften hPFC gegenüber gehandelten Spotpreisen im April 2018.....	19
Abbildung 15: Spanne der täglichen Beschaffungskosten für H0H-Profil im April 2019, bei Beschaffung von 400 GWh pro Jahr nach fhPFC entsprechend den Wetterjahren 2005–2016	20

EXECUTIVE SUMMARY

Auswirkungen auf den Strommarkt

1. Bei gegebenen Ausbauzielen des Klimapakets und einer Bruttostromnachfrage von 690 TWh in 2030 wird das 65-%-Ziel um 10 Prozentpunkte verfehlt.
2. Ein zusätzlicher Zubau an erneuerbaren Energien kann durch einen CO₂-Mindestpreis im EU ETS angereizt werden. Energy Brainpools Modellierungsergebnisse zeigen: Ein Mindestpreis von 55 EUR/tCO₂ sorgt trotz des zunehmenden Ausbaus für eine Marktparität von PV-Großanlagen sowie in geringerem Ausmaße bei Wind Onshore.
3. Für die Windenergie müssen jedoch zunächst weitere Hürden überwunden werden, um den notwendigen Bruttoausbau bis 2030 erreichen zu können (3,1 GW/a Onshore bzw. 1,1 GW/a offshore). Dazu zählen die Auflösung des Genehmigungsstaus, eine langfristige Repowering-Strategie und eine zeitnahe gesetzliche Verankerung des 20-GW-Ziels für die Offshore-Wind-Industrie.
4. Bedingt durch den Kohle- und Kernkraftausstieg zeigt die Modellierung von Energy Brainpool zudem eine drohende europäische Versorgungslücke an, die rund 20 GW an zusätzlicher Gaskapazität in Deutschland bis 2030 notwendig macht. Marktliche Investitionsanreize würden zwar mittelfristig durch einen CO₂-Mindestpreis verbessert, sich langfristig mit steigendem EE-Anteil jedoch wieder stark reduzieren. Maßnahmen wie die Erhöhung des Kohleersatzbonus oder die Schaffung von Perspektiven zur klimaneutralen Langfristnutzung sind daher notwendig (Stichwort: Grünes Gas).

Handlungsempfehlungen für Energieversorger

1. Der starke PV-Zubau macht die Beschaffung für Profile mit hohen Tageslastanteilen im relativen Profilvergleich günstiger. Angesichts der zu erwartenden Marktparität bei PV kann zur Deckung auf preiswerten Strom aus PV-PPAs zurückgegriffen werden.
2. Für die Nutzung einer klassischen hPFC ergeben sich aus der Umstellung des Kraftwerksparks neue Herausforderungen: Die veränderte Merit Order führt zu einer abweichenden Preisstruktur sowie zu einer systematischen Erhöhung wind- und solarbedingter Wetterrisiken. Eine fundamentale Modellierung der Strompreisstruktur wird somit auch im Terminmarkt immer wichtiger. Eine fundamentale hPFC (fhPFC) kann hier einen Beitrag leisten.
3. Reinvestitionen in das thermische Kraftwerkportfolio sind unumgänglich, bedürfen jedoch vorerst weiterer politischer Impulse.

1. ABSTRACT

Neben der Anbahnung des Kohleausstiegs hat die Bundesregierung Ende 2019 erste Maßnahmen eines umfassenden Klimaschutzpakets verabschiedet und plant die weitere Umsetzung in 2020. Im Wesentlichen betrifft dies folgende Punkte:

- **Erzeugungsmix:** 65 % des Bruttostromverbrauchs soll in 2030 durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Dazu werden die Kapazitäten der Onshore-Windenergie auf 71 GW, der Photovoltaik (PV) auf 98 GW und Wind Offshore auf 20 GW erweitert, der PV-Deckel soll fallen.
- **CO₂-Bepreisung:** Bund und Länder einigten sich im Vermittlungsausschuss auf einen erhöhten Mindestpreis für die Bereiche Verkehr und Wärme, der bis 2025 auf 55 EUR/t ansteigt (geplante Gesetzesanpassung in 2020). Danach wird der Preis in einem Emissionshandelssystem (EHS) mit einem zusätzlichen Maximalpreis von 65 EUR/t ermittelt. Perspektivisch soll dieses System in das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) überführt werden, welches auch die Stromwirtschaft abdeckt.
- **Sektorenkopplung/Elektrifizierung:** Neben der CO₂-Bepreisung sollen Strompreissenkungen und Kaufanreize durch diverse Förderungen, Kaufprämien sowie Steuererleichterungen die Elektrifizierung von Endanwendungen erhöhen.

Für die Energiewirtschaft leiten sich daraus einige offene Fragen ab, wie zum Beispiel: Wie entwickeln sich Bruttostromnachfrage und Erzeugungsmix bis 2030, und was bedeutet das für die CO₂-Emissionen? Welcher Zubau ist für erneuerbare Energien und Gaskraftwerke zu erwarten? Schafft der Energy-Only-Markt (EOM) hier Investitionsanreize? Wie wirkt sich das Klimapaket auf die Beschaffung von Energieversorgern aus? Wird es auch für das EU ETS einen Mindestpreis für CO₂ geben?

In diesem White Paper beleuchten wir diese Fragestellungen mithilfe der Strommarktmodellierung des hauseigenen Fundamentalmodells [Power2Sim](#). Dabei vergleichen wir drei Klimapaket-Szenarien für die Entwicklung bis 2030:

- Szenario „KSP ohne CO₂“: Klimaschutzpaket ohne CO₂-Mindestpreis im Stromsektor (EU ETS)
- Szenario „KSP mit CO₂“: Klimaschutzpaket mit CO₂-Mindestpreis von 55 EUR/t im Stromsektor ab Ende 2025 (Verschmelzung nationales EHS und EU ETS)

- Szenario „High Demand“: Klimaschutzpaket mit erhöhter Nachfrageentwicklung¹

Ziel dieses White Papers ist es, die Auswirkungen des Klimapakets auf den Stromsektor quantitativ aufzuzeigen und mögliche Handlungsempfehlungen für Energieversorger und Politik abzuleiten.

2. DIE ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE IM VISIER

2.1. 65%-ZIEL: ERREICHUNG STARK NACHFRAGEABHÄNGIG

Um das Ziel eines 65%-Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mithilfe der im Klimapakets enthaltenen Ausbauziele für die Wind- und Solarenergie zu erreichen, geht die Bundesregierung für 2030 von einer Stromnachfrage von rund 590 TWh aus. Diese Annahme beruht auf dem mittleren „Szenario B“ des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber für 2030 (BNetzA, Version 2019). Für die flexible Stromnachfrage wird für diesen Zeitraum eine Steigerung von heute nicht signifikanten Mengen auf insgesamt 49 TWh erwartet, die sich aus

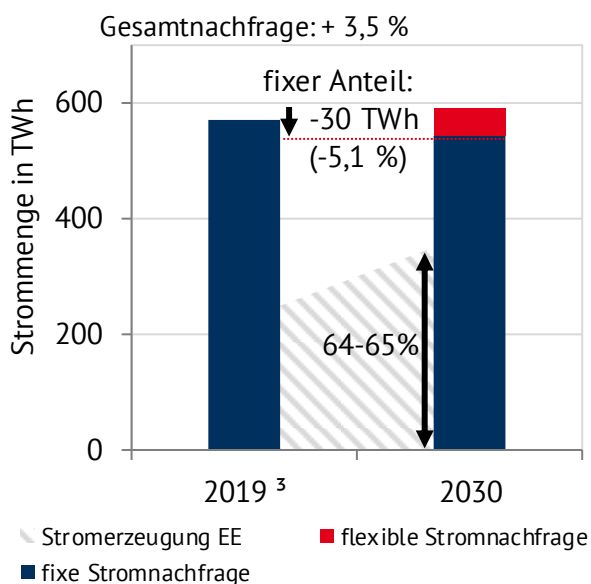


Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen gemäß Annahmen des Klimapakets²

[Quelle: Strompreismodellierung Energy Brainpool, Stromnachfrage 2019 nach Agora Energiewende

15 TWh für E-Pkws, 27 TWh für elektrische Wärmeanwendungen und 7 TWh für Wasserstoffelektrolyseure zusammensetzt. Nach Angaben des NEP entspricht dies Power-to-Heat-Anlagen mit rund 8 GW Leistung, 2,6 Mio. Haushaltswärmepumpen, 6 Mio. E-Pkws und Power-to-Gas-Anlagen mit 2 GW Leistung. Demgegenüber soll die klassische Stromnachfrage von 570 TWh in 2019 auf 540 TWh (-5,1 %) sinken. Mithilfe einer Szenariomodellierung konnten wir die Erreichbarkeit des 65%-Ziels auf Basis dieser Annahmen grundsätzlich bestätigen (vgl. Abbildung 1).

¹ Eine Kurzbeschreibung der Szenarien finden Sie im Anhang.

² Die Schwankung von 64–65 % des EE-Anteils ist wetterjahrabhängig. Unsere Modellierung basiert auf dem Wetterjahr 2009. Dieses führt zu europaweit durchschnittlichen Erlösen für Windkraftanlagen sowie zu einem EE-Anteil von 64 %.

Eine derartige Reduktion der klassischen Nachfrage muss mit umfassenden Fortschritten im Bereich Energieeffizienz einhergehen. Derzeit ist jedoch nicht absehbar, ob diese bis 2030 erreicht werden können. Das zurückgegangene Wirtschaftswachstum sowie der milde Winter ermöglichten in 2019 eine Reduktion der Bruttostromnachfrage auf voraussichtlich 570 TWh,³ sodass zumindest das Effizienzziel von 557 TWh für 2020 wieder in Reichweite scheint (-10 % gegenüber 2008; BMWi, 2019a).

Vergleicht man die Annahmen zur Nachfrageentwicklung mit denen weiterer Marktakteure, so wird eine klare Tendenz erkennbar: Die Mehrheit scheint von einer steigenden Nachfrageentwicklung auszugehen, die zumeist auf unterschiedliche Annahmen zu Effizienzsteigerungen sowie zur Sektorenkopplung zurückgeht. Beispielsweise geht der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) von einer Bruttostromnachfrage von 740 TWh in 2030 aus, das EWI der Universität zu Köln prognostiziert gar 748 TWh (BEE 2019; EWI 2020). Auch der kürzlich veröffentlichte Erstentwurf des Szenariorahmens für den NEP 2035 sagt mit 638 bis 729 TWh für das Jahr 2035 deutlich höhere Werte voraus als noch der NEP 2030 (dort ist auch für 2035 von knapp 590 TWh die Rede).

Aus diesem Grund haben wir zum Vergleich das Szenario „High Demand“ modelliert, welches auch die Erwartungen Energy Brainpools zur künftigen Entwicklung des deutschen Bruttostromverbrauchs widerspiegelt. Wie in Abbildung 2

dargestellt, simuliert dieses Szenario ein Nachfragewachstum von 20,8 % auf rund 690 TWh für den Zeitraum von 2019 bis 2030, bei je Szenario identischer Entwicklung des Kraftwerkparks. Im Vergleich zu den Annahmen der Bundesregierung ist die um 100 TWh erhöhte Nachfrage zu 20 TWh auf flexible Verbraucher und zu 80 TWh auf den inflexiblen Anteil zurückzuführen. Unter diesen Umständen wird das 65-%-Ziel um 10 Prozentpunkte verfehlt. Durch die damit einhergehende Steigerung der Importe um über 50 TWh gegenüber 2019 wird Deutschland

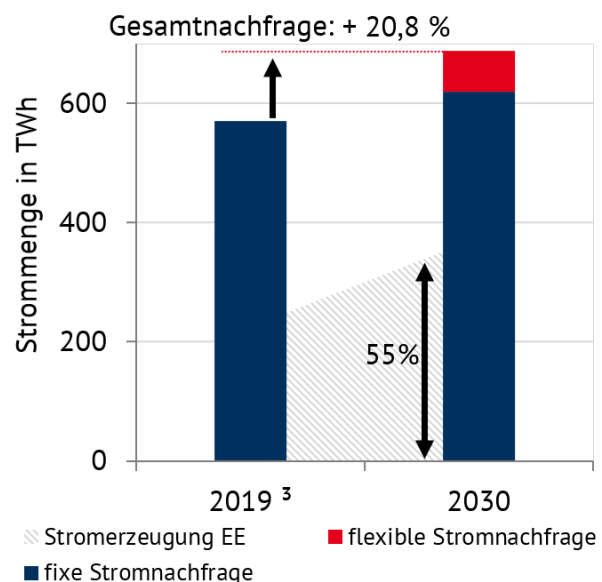


Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen gemäß Annahmen Energy Brainpools [Quelle: Strompreismodellierung des Szenarios „High Demand“]

³ Der Wert 570 TWh für die Bruttostromnachfrage Deutschlands in 2019 ist nach Agora Energiewende (2020) als vorläufig zu betrachten. Im Vorjahr lag diese Nachfrage noch bei 585 TWh.

zum Nettostromimporteureur und ist auf Graustrom aus den Nachbarländern angewiesen (der Stromhandelssaldo in 2030 liegt bei 22,6 TWh).

2.2. CO₂-EMISSIONEN DES ERZEUGUNGSMIX 2030

ERREICHUNG DES SEKTORZIELS

Allen hier betrachteten Szenarien liegt die gleiche Entwicklung des Kraftwerksparks zugrunde: Die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken folgt dem Plan der Kohlekommission und halbiert sich nahezu bis 2030. Die wegfallenden Erzeugungskapazitäten werden durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie durch einen Zubau an Gaskapazitäten kompensiert. Die technologie-spezifische Stromerzeugung variiert aufgrund unterschiedlicher Nachfrage- und Commodity-Preiskonstellationen mit den Szenarien. Entsprechend lassen sich die Szenarien „KSP ohne CO₂“, „KSP mit CO₂“ und „High Demand“ mit Blick auf die CO₂-Emissionen des Energiesektors in 2030 miteinander vergleichen.

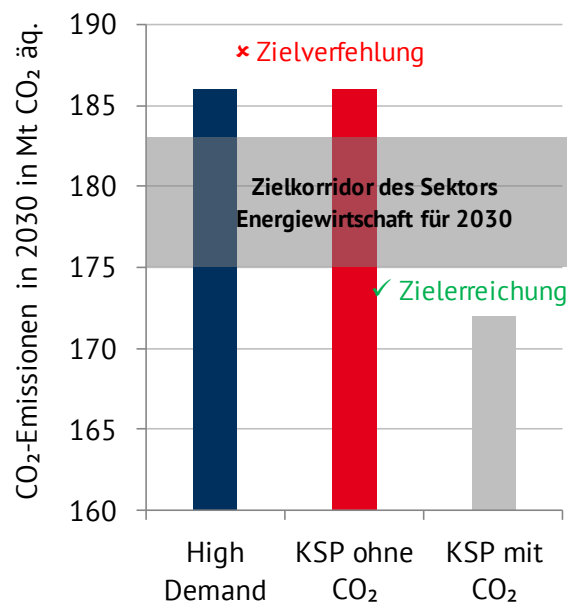


Abbildung 3: CO₂-Emissionen des Energiesektors in 2030 nach Szenario [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool]

Im Rahmen des deutschen Klimaschutzplans

2050 wurde für den Sektor Energiewirtschaft ein CO₂-Reduktionsziel von 175 bis 183 Mt in 2030 festgelegt. Während diese Zielvorgabe in den Szenarien „KSP ohne CO₂“ und „High Demand“ mit jeweils rund 186 Mt knapp verfehlt wird, liegen die energiewirtschaftlichen CO₂-Emissionen in „KSP mit CO₂“ mit 172 Mt deutlich darunter (vgl. Abbildung 3). Eine Ausweitung des CO₂-Mindestpreises auf den Stromsektor erscheint daher als Voraussetzung für ein erfolgreiches Klimaschutzprogramm.

ELEKTRIFIZIERUNG ENERGETISCHER ENDANWENDUNGEN

Der zu erwartende Effekt der Elektrifizierung von energetischen Endanwendungen auf das Klima wird anhand von Beispielen nachfolgend näher betrachtet. Der im Folgenden jeweils erstgenannte Wert bezieht sich jeweils auf das Szenario „KSP mit CO₂“, der Wert in Klammern auf „KSP ohne CO₂“.

Ein Dieselfahrzeug mit einem verhältnismäßig geringen Verbrauch von 5 Litern pro 100 Kilometer erzeugt 13,3 kg CO₂. Demgegenüber erzeugt ein E-Pkw mit einem durchschnittlichen Energiebedarf von 20 kWh/100 km (ADAC, 2020) auf gleicher Strecke 4,4 kg CO₂ (5,1 kg ohne CO₂-Mindestpreis) bei einer CO₂-Intensität von 0,222 t/MWh_{el} (0,257). Vorkettenemissionen, die beispielsweise bei der Fahrzeugherstellung entstehen, werden in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Der E-Pkw als flexibler Stromnachfrager gehört zu einer Verbrauchsgruppe, die in Stunden mit geringer Nachfrage und hoher Energieerzeugung aus erneuerbarer Energie und infolge dessen mit niedrigeren Strompreisen die Nachfrage erhöhen können. In diesen Stunden ist die CO₂-Intensität aufgrund des hohen Anteils der erneuerbaren Energien geringer und reduziert so wiederum CO₂-Emissionen.

Ein weiteres interessantes Ergebnis ergibt sich aus der Betrachtung der aus dem Energieverbrauch der Wasserstoffelektrolyse entstehenden Emissionen. Der Einsatz von Wasserstoffelektrolyseuren zur Erhöhung der dezentralen Energienachfrage bietet die Möglichkeit, Energie aus Windenergieanlagen ohne ausreichenden Netzanschluss aufzunehmen. Stehen die Wasserstoffelektrolyseure nicht unmittelbar neben den Windenergieanlagen wird die Energienachfrage der Elektrolyseure ebenfalls durch fossile Energie gedeckt. Schreiben wir die Emissionen daraus ohne jegliche Gutschrift für die vermiedene Abschaltung von Strom aus erneuerbaren Energien anteilig auch dem Elektrolyseprozess zu, so beträgt er im Schnitt 0,132 t/MWh_{el} (0,195). Bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 75 % liegt die bilanzielle CO₂-Last für diesen Wasserstoff demnach bei 0,175 (0,260) t/MWh_{th}. Wird Wasserstoff, wie heute üblich, mittels Dampfreformierung bei einem Wirkungsgrad von 70 % aus Erdgas produziert, beträgt die CO₂-Last 0,289 t/MWh_{th}⁴. Die betrachteten Werte liegen nah beieinander. Es zeigt sich, dass die Wasserstoffelektrolyse ab 65 % erneuerbare Energien auch unter systemweiten Gesichtspunkten Emissionen zu verringern beginnt, insbesondere bei Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Stromsektor. Der Einsatz von Wasserstoffelektrolyseuren zur Vermeidung der

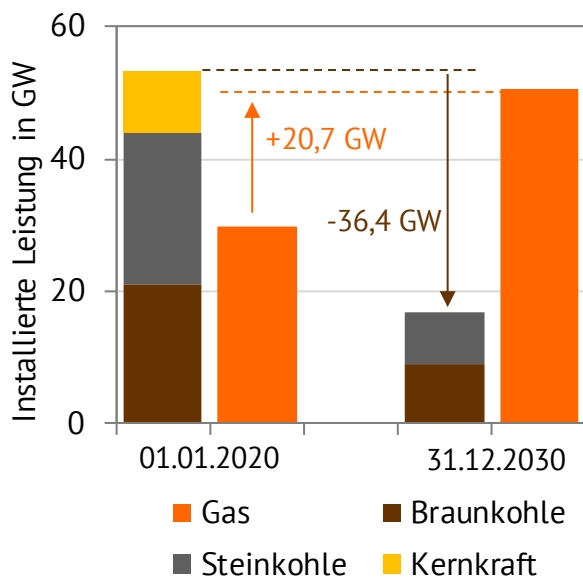
⁴ Redaktioneller Hinweis: Dieser Wert wurde in der vorliegenden Version korrigiert. In einer Vorversion vom 05.02.2020 wurde er mit 0,202 t/MWh_{th} falsch bezeichnet bzw. bezog sich in der Vorversion auf die CO₂-Last von Erdgas.

Abregelung von EE-Anlagen als Maßnahme der Systemsicherheit, hat bereits heute einen positiven Klimaeffekt. Dieser Fakt kann insbesondere für die notwendige Beschleunigung des Zubaus von Windenergieanlagen an Land in der kommenden Dekade als gutes Argument herangezogen werden.

3. KRAFTWERKSPARKENTWICKLUNG BIS 2030

3.1. VERSORGUNGSSICHERHEIT: AUS ATOM UND KOHLE MACH GAS?

Ungeachtet aktueller Diskussionen über die Details der Umsetzung des Kohleausstiegs wird sich die installierte Leistung an Kohle- und Kernkraftwerken bis 2030 deutlich reduzieren. Verfolgt man den empfohlenen Ausstiegspfad der Kohlekommission, bedeutet dies eine Reduktion von heute 53,4 GW auf 17 GW (-36,4 GW). Wenngleich dieser Kapazitätsverlust teilweise durch den Ausbau erneuerbarer Energien aufgefangen werden kann, so wird ein Teil durch zusätzliche Gaskapazitäten ersetzt werden müssen. Besonders in Anbetracht der zu erwartenden europäischen Kraftwerksparkentwicklung, die sich aus den nationalen Energie- und Klimaplänen ergibt,



rechnen wir für den deutschen Markt zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit mit rund 50,5 GW an Gaskraftwerken in 2030. Dies entspricht einem Nettozuwachs von 20,7 GW im Vergleich zu heute (vgl. Abbildung 4).

Über die Erweiterung bestehender Reserven hinaus (z. B. Netzreserve) stellt sich angesichts des hohen erforderlichen Nettozubaues die Frage: Wie gelingt es, diese zusätzlichen

Abbildung 4: Kapazitätsentwicklung konventioneller Kraftwerke 2020–2030, ohne Reserven [Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE und Energy Brainpool]

Gaskapazitäten bis 2030 an den Markt zu bekommen? Hierzu werden nachfolgend drei Möglichkeiten diskutiert.

INVESTITIONSANREIZE DES ENERGY-ONLY-MARKTS

Verzichtet man auf staatliche Anreize zum Ausbau, so stellt sich die Frage, ob der Energy-Only-Markt in seiner aktuellen Form ausreichend Anreize schafft für Investitionen in neue Gaskraftwerke, vorzugsweise moderne Gas-und-Dampfturbinenanlagen (GuD). Dies hängt maßgeblich von der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Strom-, CO₂- und Gaspreise ab. Unter den Annahmen der drei Klimapaketszenarien lassen sich jeweils Kennzahlen zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Neuinvestition in ein exemplarisches GuD-Kraftwerk mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 55 % ableiten. Dafür wurden jeweils die jährlichen Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Jahre 2021, 2025 und 2030 berechnet. Diese sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellt.

Der in Abbildung 5 dargestellte Deckungsbeitrag 1 (in EUR/MWh) entspricht dem jährlichen Durchschnittswert der stündlichen Deckungsbeiträge, die am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot SE erwirtschaftet werden können. Diese bilden sich aus der Differenz des je Stunde erzielbaren Strompreises in der Day-Ahead-Auktion und den CO₂- und gaspreisabhängigen Grenzkosten des Kraftwerks. Der Jahresdeckungsbeitrag in Abbildung 6 (in EUR/MW/a) stellt die Jahressumme dieser stündlichen Deckungsbeiträge dar und ergibt sich aus dem Produkt der Kennzahlen aus Abbildung 5.

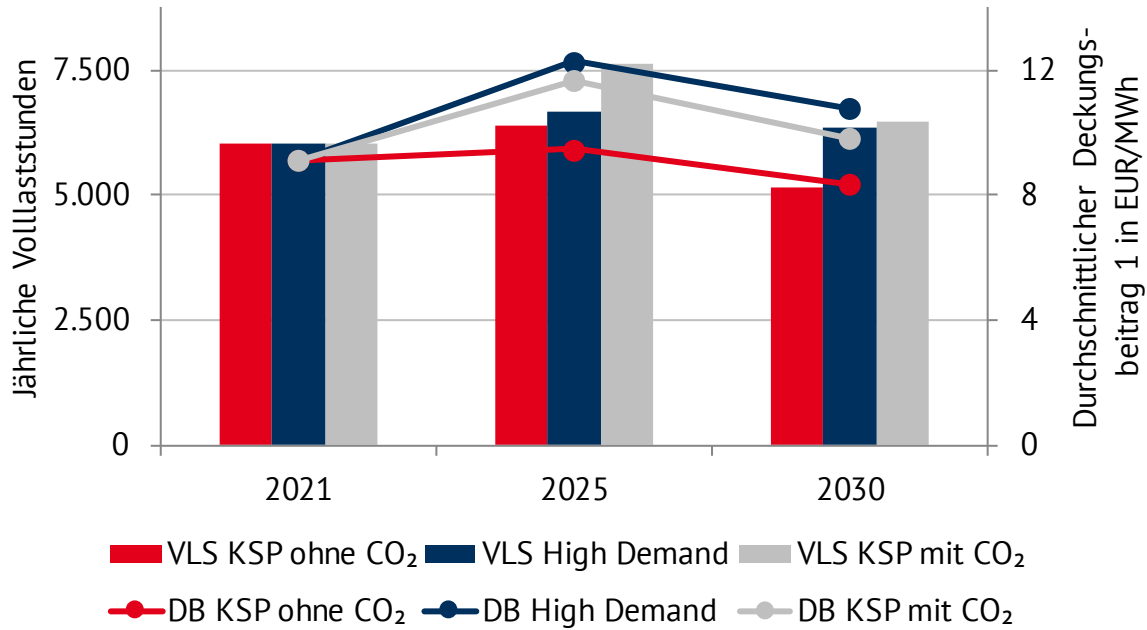


Abbildung 5: Jährliche Volllaststunden und durchschnittlicher stündlicher Deckungsbeitrag pro produzierter MWh eines GuD-Kraftwerks mit $\eta = 55\%$ [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool]

Im Jahr 2021 bestehen noch keinerlei Unterschiede zwischen den Szenarien: Die Volllaststunden für ein modernes GuD-Kraftwerk liegen bei gut 6.000, der durchschnittliche Deckungsbeitrag bei 9 EUR/MWh.

Bis 2025 steigen beide Kennzahlen in allen drei betrachteten Szenarien an, vor allem aufgrund des Kernkraft- und Kohleausstiegs. Das Szenario „KSP mit CO₂“ verzeichnet dabei den deutlichsten Zuwachs bei den Volllaststunden, wohingegen der durchschnittliche Deckungsbeitrag im Szenario „High Demand“ am höchsten ist. Während sich der CO₂-Mindestpreis also vor allem durch die Veränderungen der Rangfolge in der Merit-Order und damit in den Volllaststunden bemerkbar macht, scheint die Nachfragesteigerung den stärkeren Effekt auf die für ein GuD-Kraftwerk erzielbaren Strompreise zu haben. Da das Szenario „KSP ohne CO₂“ weder eine Nachfrage- noch eine CO₂-Preissteigerung beinhaltet, liegt der resultierende Jahresdeckungsbeitrag für 2025 hier mit knapp 61.000 EUR/MW bereits deutlich unterhalb des Niveaus der anderen beiden Szenarien (> 80.000 EUR/MW, vgl. Abbildung 5).

Von 2025 bis 2030 sinkt der Deckungsbeitrag 1 in allen drei Szenarien, trotz voranschreitendem Kohleausstieg und einer Zunahme an winterlicher Stromnachfrage durch elektrifizierte Wärmeanwendungen. Hier macht sich der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien bemerkbar, der die erzielbaren Preise und Volllaststunden aller konventionellen Kraftwerke, auch moderner GuD-Anlagen, drückt. Selbst der vergleichsweise hohe CO₂-Mindestpreis im Szenario „KSP mit CO₂“ kann diesen Abwärtstrend hier nicht verhindern. Grundlegend bleiben die erzielbaren Jahresdeckungsbeiträge 1 in 2030 aber oberhalb des Niveaus von 2021, mit Ausnahme des Szenarios „KSP ohne CO₂“. Der preiserhöhende Einfluss der Nachfrage in „High Demand“ setzt sich dabei fort und wirkt sich in 2030 nun stärker auf die resultierenden Jahresdeckungsbeiträge 1

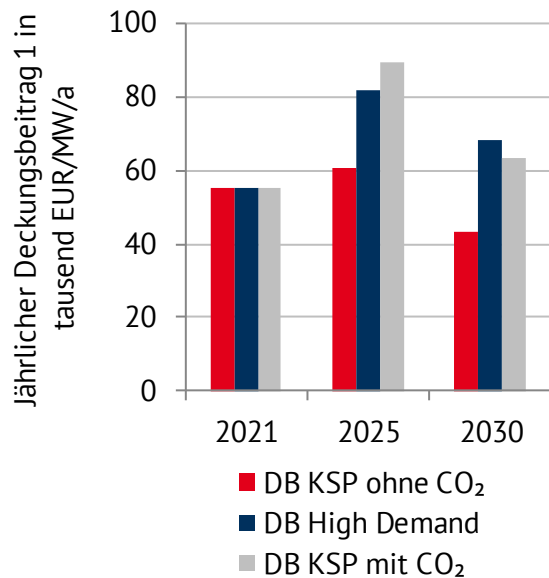


Abbildung 6: Jährlicher Deckungsbeitrag pro MW eines GuD-Kraftwerks mit $\eta = 55\%$ [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool]

aus als der vorwiegend volllaststundensteigernde Effekt des CO₂-Mindestpreises. Entsprechend liegt der für 2030 erwartete Deckungsbeitrag in „High Demand“ mit 68.400 EUR/MW etwas über dem des Szenarios „KSP mit CO₂“ (63.400 EUR/MW).

Zusammengefasst: Zwischenzeitlich werden sich die Volllaststunden und damit die Jahresdeckungsbeiträge 1 von Gaskraftwerken durch den Kohle- und Kernkraftausstieg erhöhen, ein CO₂-Mindestpreis von 55 EUR/tCO₂ verstärkt diesen Effekt. Der langfristige Abwärtstrend bei den erzielbaren Spotmarkterlösen ist durch den zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien jedoch unausweichlich und setzt in jedem der betrachteten Szenarien bereits Ende der 2020er Jahre ein. Angesichts von geschätzten Investitionskosten zwischen 0,8 und 1,1 Mio. EUR/MW (Fraunhofer ISE 2018) und den resultierenden Amortisationszeiträumen⁵ sind Investitionen in GuD-Anlagen damit großen Unsicherheiten ausgesetzt. Ein ausreichender Investitionsanreiz durch den Energy-Only-Markt steht infrage. Da die EE-Ausbauziele an die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs gekoppelt sind, würde sich diese Problematik selbst durch einen starken Anstieg der Stromnachfrage nicht wesentlich verändern.

⁵ Beispielrechnung: Ein durchschnittlicher Jahresdeckungsbeitrag von 40.000 bis 80.000 EUR/MW über die gesamte Laufzeit ergibt eine Amortisationszeitspanne von 10 bis 28 Jahren.

INCENTIVIERUNG EINER UMRÜSTUNG VON KOHLE AUF GAS

Im Zuge aktueller Debatten zur Umsetzung des Kohleausstiegs wird auch die Möglichkeit der Umrüstung von Kohle auf Gas diskutiert. Grundsätzlich wurde mit dem Kohleersatzbonus bereits ein finanzieller Anreiz geschaffen, solche Umrüstungen zu fördern. Gemäß dem aktuellen Gesetzentwurf ist geplant, den Kohleersatzbonus zukünftig als Einmalzahlung in Höhe von 180.000 EUR/MW ersetzter Kohle-KWK-Leistung zu gewähren (BMWi 2019/2020). Die neue KWK-Anlage muss dabei in das gleiche Wärmenetz wie die stillgelegte Kohle-KWK-Anlage einspeisen.

Laut einer im Auftrag von Shell durchgeführten Studie wurden solche Umrüstungen bereits vor dem Kohleersatzbonus in Deutschland vereinzelt durchgeführt. Dies betraf vor allem kleinere Heizkraftwerke im Rahmen einer Modernisierung oder einer Kapazitätserweiterung. Je nach Projektspezifika (Umfang des Umbaus/Neubaus, Nähe zu Gasleitungen) ergeben sich aus den dort genannten Beispielen Umbaukosten in Höhe von 400.000 bis 2 Mio. EUR/MW. Da diese Werte deutlich über dem geplanten Betrag des Kohleersatzbonus liegen, liegt die Vermutung nahe, dass zur Umrüstung von Kleinanlagen ohne Modernisierungspläne wohl ein zusätzlicher Anreiz vonnöten sein wird. Die vor Kurzem veröffentlichte Forderung des VKU-Geschäftsführer Michael Wübbels nach einer Anhebung des Bonus auf 450.000 EUR/MW scheint diese Vermutung zu bestätigen (VKU 2020). Neben einer solchen Nachbesserung bietet ein CO₂-Mindestpreis in angemessener Höhe eine weitere Anreizmöglichkeit.

Für die Braunkohleverfeuerung sowie Großanlagen im Allgemeinen halten die Autoren eine Umrüstung auf Gas aufgrund der Kesselgeometrie und der Dimensionierung der Dampfturbinenstränge eher für problematisch (DBI/Shell 2017).

AUSSCHREIBUNG VON KAPAZITÄTEN ÜBER EIN FÖRDERSYSTEM

Neben dem Kohleersatzbonus sieht das KWK-Gesetz zudem eine Förderung zusätzlicher KWK-Erzeugung über Ausschreibungen vor. Im Ausschreibungswettbewerb ermittelte Zuschlagszahlungen pro produzierter kWh sollen Investitionen in neue Anlagen oder in die Erweiterung von Bestandsanlagen anreizen. De facto förderfähig ist die Nutzung aller Brennstoffe außer Kohle, also auch Gas.

Derzeit werden bis 2021 jährlich insgesamt 200 MW für herkömmliche und innovative KWK-Anlagen ausgeschrieben, um das Ziel von 120 TWh KWK-Strom im Jahre 2025 zu erreichen. Trotz der geplanten Verlängerung des KWK-Gesetzes bis 2030 bleibt jedoch unklar, inwiefern dieser

Ausbaupfad fortgesetzt wird. Aus diesem Grunde und angesichts der bisherigen Ausschreibungsmengen sind die bestehenden KWK-Ausschreibungen im Kontext einer Erhöhung steuerbarer Erzeugungskapazitäten um mehrere GW bis 2030 eher als Komplementärlösung einzuordnen, bei der die Flexibilisierung und Wärmewende im Vordergrund stehen.

Neu geplant ist darüber hinaus ein Südbonus, der neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen in Süddeutschland gewährt werden soll. Eine solche Anlage muss nach dem 31.12.2019 und bis zum 31.12.2025 in Dauerbetrieb genommen werden und den erzeugten Strom nahezu ausschließlich in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen (BMWi 2019b). Der geplante Bonus entspricht einer Einmalzahlung von 60.000 EUR/MW installierter Wirkleistung. Damit soll insbesondere eine Überdimensionierung der Anlage um 10 bis 20 Prozent finanziert werden, um eine stromgeführte Betriebsweise zu ermöglichen und somit Netzengpässen entgegenzuwirken. Derzeit ist nicht abzusehen, in welchem Umfang dadurch zusätzlich verfügbare Kapazitäten bis 2030 angereizt werden.

Ein anderweitiges Fördersystem, das den Zubau zusätzlicher Gaskapazitäten steuert, ist aktuell nicht in Sicht.

ZUSAMMENGEFASST: HANDLUNGSFELDER GEGEN DIE VERSORGUNGSLÜCKE

Die Verlängerung des KWK-Gesetzes mit Kohleersatzbonus und der neu geplante Südbonus sind begrüßenswerte erste Schritte, um die durch den deutschen Kohle- und Kernkraftausstieg drohende Versorgungslücke bis 2030 zu füllen. Angesichts mangelnder Anreize des Energy-Only-Markts bleibt jedoch unklar, ob dadurch die notwendige Aufstockung der Kapazitäten bis 2030 erreicht wird. Gegebenenfalls sind daher weitere Maßnahmen zu prüfen. Diese reichen von der Erweiterung von Instrumenten wie der Netzreserve bis zur Neugestaltung eines Kapazitätsmarkts, also eines Vergütungssystems, dessen Zahlungen sich an der installierten Leistung orientieren. CO₂-Mindestpreise sind als Hilfe für den Übergang zu betrachten und schaffen Erlössicherheit für die ersten Jahre. Die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes sollte emissionsbezogene Lock-in-Effekte jedoch vermeiden und stattdessen Perspektiven für die langfristige Nutzung im Rahmen eines CO₂-armen Energiesystems schaffen. Eine Weiternutzung als Kraftwerk zur Rückverstromung von grünem Elektrolyse-Gas ist ein Beispiel für eine solche Perspektive.

3.2. ERNEUERBARE ENERGIEN: ÜBER NETTOPROBLEME UND UNGEFÖRDERTEN ZUBAU

ZUBAURATEN DES KLIMAPAKETS

In Deutschland müssen erneuerbare Energien in den nächsten zehn Jahren verstärkt ausgebaut werden, um die Ausbauziele des Klimapakets bis 2030 zu erreichen. Abbildung 7 zeigt die durchschnittlich benötigten Zubaumengen pro Jahr nach Energieträgern sortiert. Es wird schnell ersichtlich: Angesichts aktueller Akzeptanzprobleme bei Wind Onshore hat man sich im Klimapaket auf sehr ambitionierte Ausbauraten mit durchschnittlich 4,5 GW/a für Solarenergie und 1,1 GW/a für Wind offshore geeinigt. Für Wind Onshore ist ein reduzierter Nettoausbaupfad von 1,6 GW/a vorgesehen.

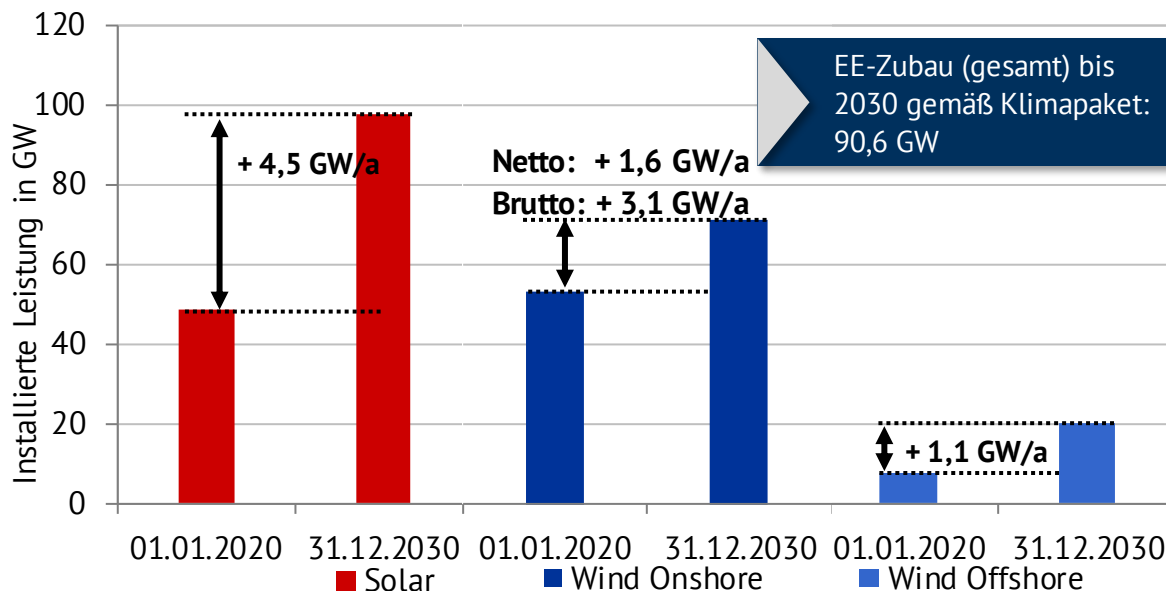


Abbildung 7: Ausbau erneuerbarer Energien von 2020 bis 2030 gemäß Klimapaket [Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE]

Angesichts der steigenden Zahl von Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Förderung fallen, ergibt sich insbesondere für Wind Onshore jedoch ein Nettoproblem: Bis 2025 steigt die Zahl der Ü20-Anlagen auf 16,7 GW. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Betriebslaufzeit von 25 Jahren müsste diese Leistung bis 2030 zusätzlich ersetzt werden, soll der durchschnittliche Nettozubau pro Jahr erreicht werden. Neben dem Zubau an neuen Standorten ist das Repowering der Altanlagen am aktuellen Standort ein Teil der Lösung, um diese Kapazitäten zu ersetzen, bzw. die installierte Leistung am Standort durch den Einsatz modernerer Anlagentypen sogar zu erweitern. Eine Vielzahl von Branchenstudien und -umfragen deuten darauf hin,

dass rund ein Drittel dieser Ü20-Anlagen für Repowering geeignet sind (Vestas 2019; Fachagentur Windenergie an Land 2018). Dabei spielen Faktoren wie Standortbedingungen, Wirtschaftlichkeit sowie Änderungen der gesetzlichen Flächenbestimmungen der Bundesländer eine Rolle. Insgesamt erhöht das Altanlagenproblem den jährlich erforderlichen Bruttozubau von Windanlagen an Land auf geschätzte 3,1 GW (vgl. Abbildung 7). Wirft man einen Blick auf die Entwicklung über 2030 hinaus, wird sich dieses Problem angesichts der hohen historischen Zubauzahlen noch deutlich verstärken. Eine nachhaltige Repowering-Strategie, die unter anderem die Flächensicherung adressiert, ist daher unumgänglich und sollte dringend auf die Agenda gesetzt werden.

Um einen solchen Bruttozubau kurzfristig vor allem über Anlagen an neuen Standorten zu bewältigen, wäre zudem die Auflösung des aktuellen Genehmigungsstaus hilfreich. Laut dem Bundesverband Windenergie steckten im Jahr 2019 rund 11 GW in Genehmigungsverfahren fest (BWE, 2019). Die Auflösung könnte zu mehr Wettbewerb und regelmäßig überdeckten Ausschreibungsrunden beitragen, auch bei erhöhten Ausschreibungsmengen.

Für die Offshore-Windkraft droht die Erreichung des 2030-Ziels (20 GW) ebenfalls kompliziert zu werden. Zwar wurde der zukünftig erforderliche, jährliche Zubau von rund 1,1 GW/a in der Vergangenheit bereits mehrmals erreicht und ist grundsätzlich machbar. Sobald jedoch die letzten Anlagen der aktuellen Ausbauphase im Laufe dieses Jahres fertiggestellt werden, sind laut Branchenverbänden für den Zeitraum von 2020 bis 2022 mangels Offshore-Projekten keine nennenswerten Installationszahlen mehr zu erwarten (IWR, 2020). Die so entstehende Ausbaulücke wird den tatsächlich benötigten, jährlichen Nettozubau für die Folgejahre bis 2030 noch einmal erhöhen, soll das 20-GW-Ziel im Offshore-Bereich und damit das 65-%-Ziel erreicht werden. Um die Ziele erreichen zu können, fordern Branchenvertreter als ersten Schritt unter anderem eine zeitnahe gesetzliche Verankerung des 20-GW-Ziels, um Planungssicherheit zu erhalten.

ZUBAURATEN BEI ERHÖHTER NACHFRAGE

Insgesamt führen die in Abbildung 7 aufgezeigten Nettoausbaupfade nur dann zur Erreichung des 65-%-Ziels, sollte der Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 590 TWh sinken. Um das gleiche Ziel bei erhöhter Nachfrageentwicklung wie im Szenario „High Demand“ (690 TWh) zu erreichen, werden bei gleichbleibender Erzeugung aus Wasserkraft, Biomasse und Wind Offshore zusätzliche Kapazitäten an Wind Onshore und Solarenergie benötigt. Wie viel an zusätzlicher

Leistung hierzu jeweils benötigt wird, hängt maßgeblich von der technologischen Entwicklung (zukünftig mögliche Volllaststunden) sowie vom Ausbauverhältnis der beiden Technologien ab. Unter den Annahmen zur zukünftigen Volllaststundenentwicklung des NEP Szenario B lässt sich berechnen, wieviel an Wind- und PV-Leistung je nach gewähltem Ausbauverhältnis installiert sein muss, um eine Nachfrage von 690 TWh in 2030 zu 65 % durch EE-Strom zu decken. Abbildung 8 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Ausbauverhältnis und Zielkapazitäten in Form der roten (PV) und blauen Linie (Wind). Zusätzlich stellen die Flächen den jeweiligen Erzeugungsanteil an der kumulierten Stromproduktion beider Technologien in 2030 dar. Werden Wind- und Solarkapazitäten beispielsweise zu gleichen Teilen (50/50) zugebaut, so liegt der Windanteil an der gemeinsamen Erzeugung aus Wind Onshore und PV bei knapp 70 %. Dies ist einerseits auf die höheren Volllaststunden und andererseits auf die in 2020 höhere Ausgangskapazität der Windenergie zurückzuführen.

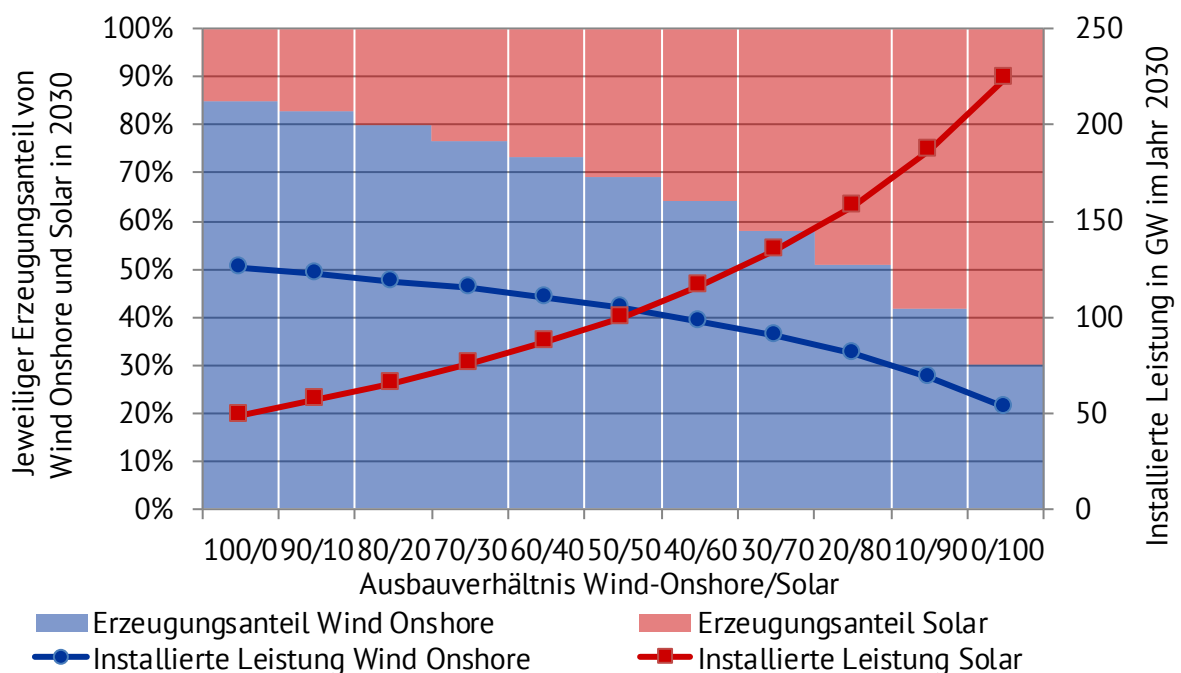


Abbildung 8: Erzeugungsanteil und installierte Leistung von Wind Onshore und PV in 2030 je nach Ausbauverhältnis beider Technologien [Quelle: eigene Darstellung nach Annahmen des Klimapakets sowie des NEP Szenario B]

Zieht man beispielsweise das im aktuellen Ausbaupfad der Bundesregierung geplante Ausbauverhältnis von näherungsweise 30/70 (Wind Onshore/PV) dafür heran, um das 65-%-Ziel im Szenario „High Demand“ zu erreichen, so ergeben sich Ausbauziele von 90 GW für Wind Onshore und 134 GW für PV. Der daraus resultierende, jährlich erforderliche Nettozubau an PV-Anlagen von 7,7 GW/a verdeutlicht abermals, dass für den Fall einer Verfehlung der Effizienzziele oder einer schnelleren Elektrifizierung kein Weg an akzeptanzsteigernden Maßnahmen für die Windkraft vorbeiführt.

WIRTSCHAFTLICHKEIT UNGEFÖRDERTER ERNEUERBARER ENERGIEN

Bis 2030 könnten sinkende Stromgestehungskosten (LCOE) und steigende Großhandelspreise einen zusätzlichen Zubau an Wind- und PV-Anlagen außerhalb der EEG-Ausschreibungsmengen ermöglichen. Um die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte zu bewerten, welche beispielsweise über Power-Purchase-Agreements (PPAs) abgesichert werden können, ziehen wir die spezifischen Vermarktungserlöse heran und vergleichen sie mit der von Fraunhofer ISE in 2018 prognostizierten Entwicklung der jeweiligen LCOE. Die Schwankungsbreite der LCOE ist abhängig von den Annahmen zur Volllaststunden- und Kostenentwicklung, und wird in den Abbildungen 9, 10 und 11 als grauweiß schraffierte Fläche dargestellt. Der Vermarktungserlös ist der durchschnittliche Preis, den eine ungeforderte EE-Anlage in einem Jahr erzielen kann.

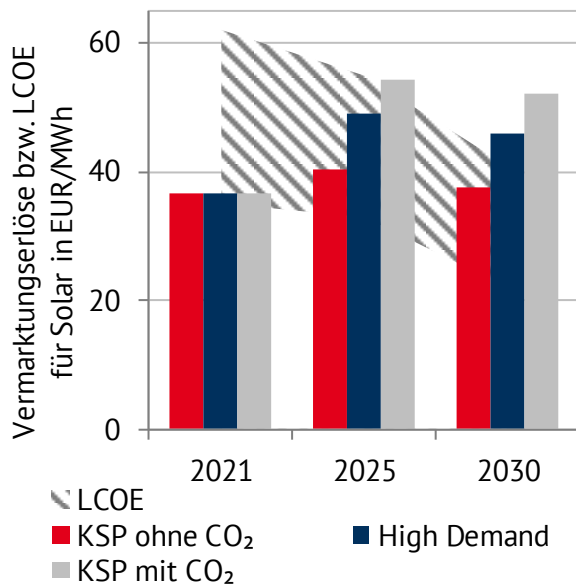


Abbildung 9: künftige Vermarktungserlöse und LCOE für PV [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool, LCOE nach Fraunhofer ISE (2018)]

Über den Base-Preis hinaus berücksichtigt dieser die Profilwertigkeit sowie die Nicht-Einspeisung zu negativen Preisen und bildet damit die Grundlage zur Bewertung von PPAs. Abbildung 9 vergleicht die LCOE mit den spezifischen Vermarktungserlösen von Freiflächensolaranlagen für die Jahre 2021, 2025 und 2030. Abhängig von den Szenarioannahmen ergeben sich nach 2021 jeweils unterschiedliche Erlöse pro Szenario. Während die Stromgestehungskosten um 34 bis 37 % fallen, steigen die Vermarktungserlöse im Zeitverlauf allesamt an. Bereits ab 2021 ist

der marktliche Zubau für erste PV-Anlagen rentabel. Trotz zunehmender Kannibalisierungseffekte ist die Wirtschaftlichkeit ab 2025 auch für ein breiteres Spektrum an PV-Anlagen gegeben, ggf. also auch für kleinere Solarparks an weniger sonnigen Standorten. Zusätzlich verbessern eine hohe Nachfrage oder ein hoher CO₂-Preis die Erlössicherheit deutlich, was sich in geringeren Finanzierungs- und damit Zubaukosten niederschlagen könnte.

Die Stromgestehungskosten für Wind Onshore verbleiben im Vergleich zu PV auf höherem Niveau und fallen in Abbildung 10 um durchschnittlich 12 % von 2021 bis 2030. Deshalb sind PPAs mit neuen Windenergieanlagen an Land in Deutschland erst ab 2025 zu erwarten, und nur unter der Bedingung einer steigenden Entwicklung der Stromnachfrage oder des CO₂-Preises möglich.

Um zusätzliche Offshore-Anlagen zu finanzieren, wird voraussichtlich auch bis 2030 die Sicherheit einer EEG-Förderung nötig sein, trotz prognostizierter Kostenreduktionen von 15 bis 19 % (vgl. Abbildung 11). Es ist anzunehmen, dass aktuell diskutierte Offshore-PPAs unter anderem in Erwartung steigender Preise für Herkunftsnachweise abgeschlossen wurden.

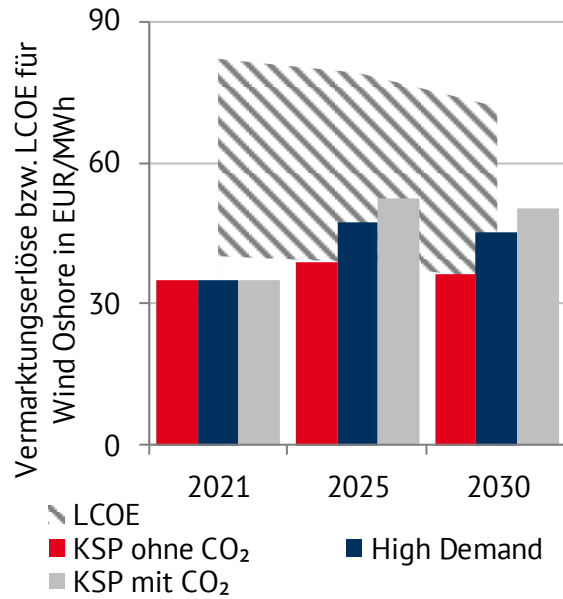


Abbildung 10: künftige Vermarktungserlöse und LCOE für Wind Onshore [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool, LCOE nach Fraunhofer ISE (2018)]

In diesem Zusammenhang ist es nachvollziehbar, dass das Klimapaket auf hohe Zubauraten der

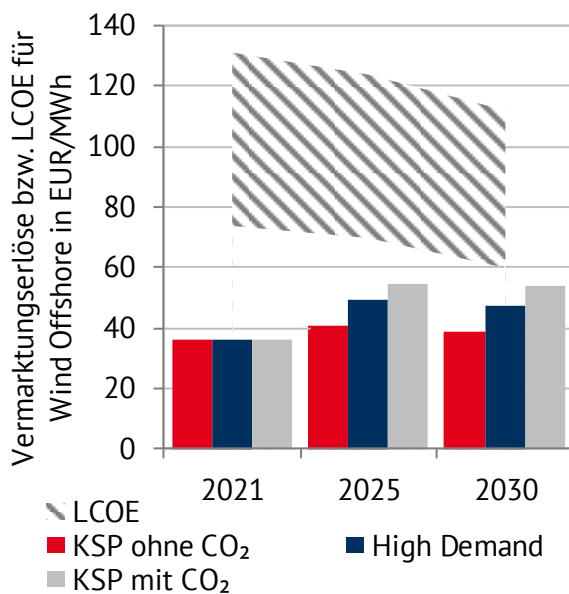


Abbildung 11: künftige Vermarktungserlöse und LCOE für Wind offshore [Quelle: Szenariomodellierung von Energy Brainpool, LCOE nach Fraunhofer ISE (2018)]

PV-Industrie setzt. Angesichts hoher Erlösun-sicherheiten und damit Finanzierungskosten müssen jedoch die notwendigen Rahmenbe-dingungen geschaffen werden, die einen Solarausbau über PPAs auch im gewünschten Umfang ermöglichen. Denkbar ist hier neben einem CO₂-Mindestpreis auch eine Stimula-tion der Ökostromnachfrage mit Mindestquoten für bestimmte Letztverbrau-cher. Für die Windenergie, insbesondere Offshore, wird voraussichtlich auch bis 2030 zum Großteil die Ausschreibung der Kapazitä-ten notwendig sein, die zur Erreichung des 65-%-Ziels zugebaut werden müssen.

4. AUSWIRKUNGEN FÜR ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

4.1. BESCHAFFUNGSKOSTEN

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen exemplarisch, wie sich das Klimapaket je nach gewähltem Szenario auf die Entwicklung der Beschaffungskosten eines G1- und G3-Profiles bis 2030 auswirkt. Selbst im Szenario ohne Nachfrage- oder CO₂-Preissteigerung („KSP ohne CO₂“) ergeben sich im Durchschnitt höhere Kosten. Für durchlaufende Gewerbe (G3-Profil) fällt der durchschnittliche Kostenanstieg mit 30 % etwas höher aus als für Gewerbe mit Betriebszeit werktags 8-18 Uhr (G1-Profil). Einer der Gründe ist der verstärkte PV-Ausbau, der die Preisunterschiede zwischen Tages- und Nachtstunden weiter verringert und das Beschaffungskostenwachstum für das G1-Profil im Schnitt stärker abschwächt.

Für Laufzeiten über den Terminmarkt hinaus ist der Abschluss langfristiger PPAs eine Option, um sich bereits heute gegen steigende Kosten abzusichern. Vergleicht man die in Kapitel 3.2

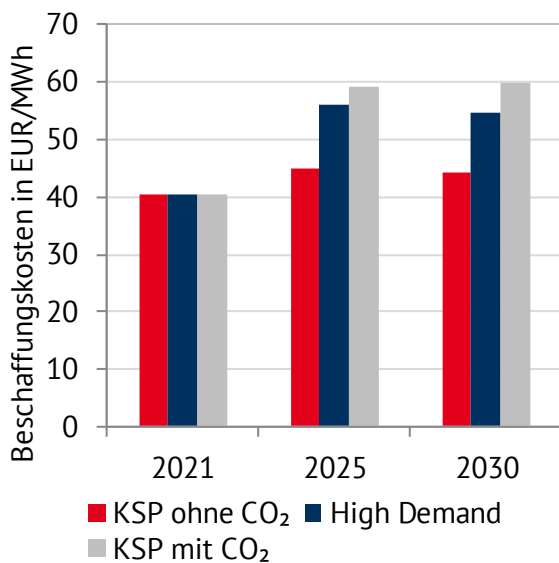


Abbildung 13: Entwicklung der Beschaffungskosten des G3-Profiles mit Standort in Nordrhein-Westfalen [Quelle: Strompreismodellierung von Energy Brainpool]

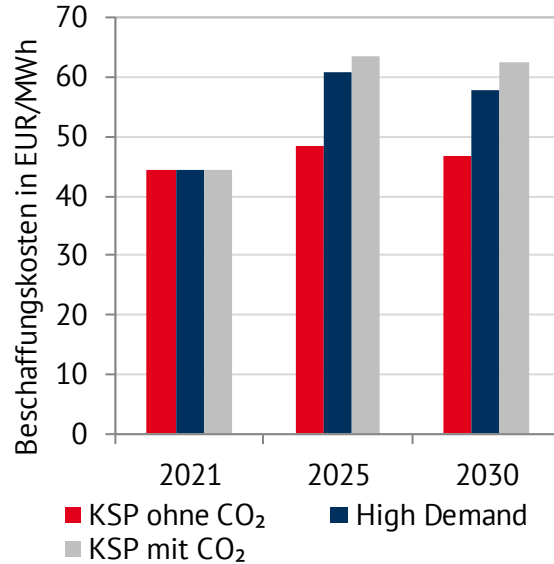


Abbildung 12: Entwicklung der Beschaffungskosten des G1-Profiles mit Standort in Nordrhein-Westfalen [Quelle: Strompreismodellierung von Energy Brainpool]

beschriebene Wertigkeit des Stroms aus Wind- und Solarenergie mit den hier berechneten Beschaffungskosten, so fällt auf: Die Vermarktungserlöse aller drei Erzeugungsorten liegen größtenteils unter den Kosten der Beispielprofile, sodass eine Absicherung über PPAs auf den ersten Blick sehr lukrativ erscheint. Die Preisunterschiede entstehen jedoch lediglich durch Unterschiede bei der zeitlichen Profilstruktur, sodass zur Belieferung von Standardlastprofilen zusätzlich zum PPA-Strom noch (teurere) Restmengen zu beschaffen sind. Dennoch können Teilmengen

preisgünstig über PPAs abgesichert und so der Ökostromanteil kosteneffizient und glaubwürdig erhöht werden.

4.2. STEIGENDER WETTEREINFLUSS: AUS DER hPFC WIRD DIE fhPFC

Um das Beschaffungsrisiko zu minimieren und passende Vermarktungspreise an Kunden weiterzugeben, greifen viele Stromversorger auf das Instrument der hPFC zurück. Diese bezeichnet eine stundenscharfe Price Forward Curve, also eine potenzielle Verteilung zukünftiger stundenscharfer Strompreise auf Basis der historischen Preisverteilung, insbesondere der stundenscharfen Day-Ahead Preise der EPEX Spot SE. Um zum Beispiel eine hPFC für das Frontjahr 2020 zu erstellen, wird ein Strukturprofil historisch gehandelter Spotpreise so in die Zukunft ausgerollt, dass es im Mittelwert das aktuelle Preisniveau des Frontjahres am Terminmarkt trifft. Daraus werden dann stundenscharfe Strompreise für die Zukunft abgeleitet.

Die klassische hPFC trägt also zwei Informationsbausteine in sich: ein historisches Profil der Preisschwankungen („Preisstrukturprofil“) sowie die aktuelle Marktmeinung über das zukünftige Marktpreisniveau (Terminmarktpreise). In Letzterer sind die meisten Auswirkungen bzw. Ziele des Klimapakets bereits eingepreist, wie beispielsweise die zukünftige Entwicklung der Nachfrage, des Kraftwerksparks oder der Commodity-Preise. Zukünftige Wettereinflüsse können in die Jahres-Future-Preise aufgrund der kurzfristigen Prognostizierbarkeit von wenigen Tagen nicht eingepreist werden. In einer hPFC sind Wettereinflüsse daher lediglich über das historische Preisstrukturprofil berücksichtigt, welches üblicherweise aus Profilen mehrerer Einzeljahre zusammengestellt wird. Die in der klassischen hPFC repräsentierten, wetterbedingten Preiseinflüsse basieren also auf wenigen, historischen Wetterjahren sowie auf dem Erzeugungsmix der Vergangenheit.

Im Zuge des Klimapakets ist die Zusammenstellung der Merit Order jedoch einem starken Wandel unterworfen, sodass wetterbedingte Preiseinflüsse an Bedeutung gewinnen. So wird der preisreduzierende Effekt der Wind- und Solareinspeisung mit jedem zusätzlichen GW an installierter Leistung stärker. Bedingt durch die Substitution des Kohle- und Atomstroms mit Gaskraftwerken ist zudem eine steilere Merit Order zu erwarten, sodass die Häufigkeit von Preisspitzen in wind- und sonnenarmen Zeiten zunimmt. Dabei handelt es sich um nichtstetige und nichtlineare Preiseinflüsse, die schwer durch Faktoren abzudecken sind. Je dynamischer dieser Wandel des Kraftwerksparks ausfällt, desto stärker setzen sich Nutzer einer klassischen hPFC also dem Risiko systematischer Abweichungen in den Beschaffungskosten aus. Abbildung 14 stellt solche Abweichungen beispielhaft dar.

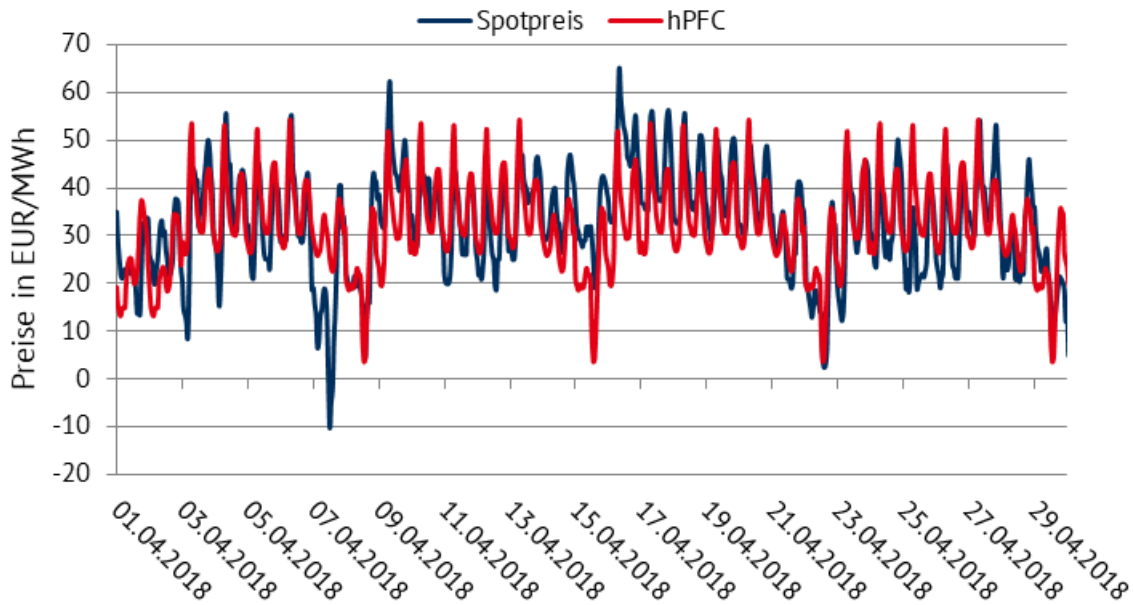


Abbildung 14: Prognosefehler einer beispielhaften hPFC gegenüber gehandelten Spotpreisen im April 2018 [Quelle: eigene Darstellung basierend auf Preisen der EPEX Spot SE]

Wie lässt sich das zunehmende Risiko solcher Abweichungen bei einer hPFC reduzieren? Der Ansatz von Energy Brainpool ist es, verschiedene Wetterjahre und eine fundamentale Modellierung in eine hPFC einfließen zu lassen. Damit wird aus der hPFC eine *fundamental hourly Price Forward Curve (fhPFC)*. Diese Vorgehensweise ändert zwar radikal den Grundgedanken einer hPFC, ist aber die einzige Möglichkeit, die Wetterrisiken eines sich stark wandelnden Strommarkts abzubilden und zu quantifizieren.

Anhand der Wetterdaten lassen sich mit einem Fundamentalmodell (Energy Brainpool nutzt hierfür das eigens entwickelte Power2Sim) die Spotpreise stundenscharf berechnen. Daraus ergeben sich Preisprofile für zukünftige Lieferzeiträume, die der erwarteten Kraftwerksparkentwicklung Rechnung tragen. Zur Abbildung der Schwankungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien (feE) werden verschiedene Wetterjahr-Zeitreihen (hier 2005 bis 2016) in das Modell eingespielt und für die Zukunft ausgerollt. Die Wetterjahre enthalten unterschiedliche Globalstrahlungen, Temperaturen und Windgeschwindigkeiten. Für jedes Wetterjahr berechnet das Fundamentalmodell also ein zugehöriges Strompreisprofil für die künftigen Jahre. Daraus ergibt sich ein wetterbehafteter Schwarm an zukünftigen stundenscharfen Strompreisprofilen, wie in Abbildung 15 zu sehen. Manche Strompreisprofile unterliegen dabei einer starken feE-Einspeisung, andere einer geringeren. Darüber hinaus unterscheiden sich im Schwarm die Nachfrageprofile durch die Temperaturen der jeweiligen Wetterjahre.

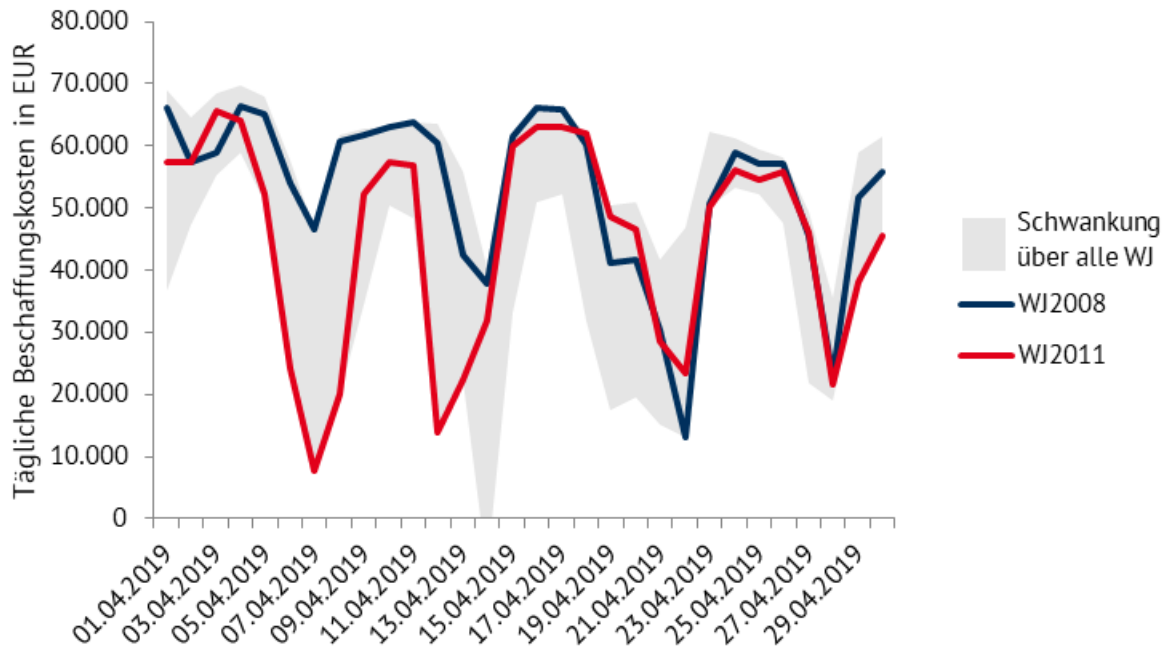


Abbildung 15: Spanne der täglichen Beschaffungskosten für H0H-Profil im April 2019, bei Beschaffung von 400 GWh pro Jahr nach fhPFC entsprechend den Wetterjahren 2005–2016 [Quelle: Energy Brainpool]

Die Kernidee besteht also darin, unter der Berücksichtigung der zukünftigen Kapazitätsentwicklung, eine Vielzahl historischer Wetterjahre auf ihre Preisauswirkungen hin zu untersuchen und die wetterbedingte Schwankungsbreite der Beschaffungskosten zu quantifizieren. Weiterhin wird zur Ableitung einer fhPFC anstatt der historischen Spotpreise das Profil eines bestimmten Wetterjahres mit den aktuellen Terminmarktpreisen gewichtet. Je nachdem, welches Wetterjahr hierfür gewählt wird, können sich die Preis- und Kostenprognosen stark unterscheiden.

Es wird vorerst nicht möglich sein, das Wetter mehr als ein paar Tage im Voraus zuverlässig zu prognostizieren. Anhand der fhPFC ist es aber möglich, dass hieraus resultierende Beschaffungsrisiko zu quantifizieren.

ANHANG: KURZBESCHREIBUNG SZENARIEN

Kraftwerkspark: Die drei in diesem White Paper verwendeten Strompreisszenarien basieren auf der gleichen Entwicklung des Kraftwerksparks, die in Kapitel 3 beschrieben wird. Angesichts des bei Redaktionsschluss noch nicht in endgültiger Fassung verabschiedeten Kohleausstiegsgesetzes wurden für den Kohleausstiegspfad die Empfehlungen der Kohlekommission berücksichtigt. Der Kraftwerkspark im europäischen Ausland folgt zum Großteil den nationalen Energie- und Klimaplänen sowie weiteren, öffentlich verfügbaren Studien europäischer Institutionen.

Commodity-Preise: Alle Commodity-Preise, inkl. der EUA-Preis, orientieren sich bis 2023 an Terminmarktdaten. Für jedes Szenario wird über 2023 hinaus ein leicht steigender Entwicklungspfad der Gas- und Kohlepreise gemäß WEO 2019 angenommen (IEA, 2019). Der CO₂-Preis wird im „Klimapaketszenario ohne CO₂-Mindestpreis“ bis 2030 auf dem Preisniveau der Terminmarktlieferung für 2023 fortgeschrieben (rund 22 EUR/t), in „High Demand“ steigt er bis 2030 leicht auf 26 EUR/t. Im „Klimapaketszenario mit CO₂-Mindestpreis“ wird angenommen, dass der CO₂-Mindestpreis ab Ende 2025 auch auf den Stromsektor übertragen wird. Der Preis steigt von 2023 bis 2025 durch lineare Interpolation auf 55 EUR/t an und bleibt danach konstant.

Fixe und flexible Stromnachfrage: Die Erwartungen zur Stromnachfrage werden in Kapitel 2 ausführlich beschrieben.

Wind- und Solareinspeisung: Die Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (feE) orientiert sich an Zeitreihen des Wetterjahres 2009, das im Wetterjahrvergleich europaweit durchschnittliche Erlöse für die Windkraft nach sich zieht.

QUELLENVERZEICHNIS

- Agora Energiewende (2020): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf [24.01.2020]
- ADAC (2020): Aktuelle Elektroautos im Test, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>
- BMWi (2019/2020): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-neuregelung-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [23.01.2020]
- BMWi (2019a): Energieeffizienz in Zahlen Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=72 [24.01.2020]
- BMWi (2019b): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) – Referentenentwurf vom 26.11.2019, <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2019/11/referentenentwurf-kohleausstiges-gesetz-26-11-2019.pdf> [23.01.2020]
- Bundesnetzagentur (2018): Netzentwicklungsplan Strom 2030, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf [23.01.2020]
- Bundesverband Erneuerbare Energie (2019): Das „BEE-Szenario 2030“, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190606_BEE_Szenario_2030_online.pdf [27.01.2020]
- Bundesverband Windenergie (2019): Halbjahreszahlen Windenergie an Land, <https://www.windenergie.de/presse/pressemitteilungen/detail/halbjahreszahlen-windenergie-an-land-historisch-niedriger-zubau-trotz-sehr-guter-wachstumsperspekti/> [27.01.2020]
- DBI und Shell (2017): Studie zur Umrüstbarkeit von kohlebefeierten Kraftwerksanlagen auf Erdgas auf dem deutschen Energiemarkt, https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2017/use-of-natural-gas-in-coal-power-plants-a-realistic-option-for-climate-protection/_jcr_content/par/textimage_2f40.stream/1495112119432/23eb3525c746946685bc1e04c857feb88e6ef842/be-umrüstung-kohlekraftwerke-erdgas.pdf [23.01.2020]

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2020): Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage;

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/01/EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf [27.01.2020]

Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf [24.01.2020]

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2018): Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [23.01.2020]

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2020): Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland/ Energy Charts, https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm [23.01.2020]

IEA (2019): World Energy Outlook 2019, OECD Publishing, Paris.

IWR (2020): Offshore Windenergie in Deutschland legt 2019 leicht zu - Einbruch folgt 2020, <https://www.windbranche.de/news/nachrichten/artikel-36527-offshore-windenergie-in-deutschland-legt-2019-leicht-zu-einbruch-folgt-2020> [27.01.2020]

Vestas (2019): Repowering Potenziale und Best Practice, https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT06_F24_1050_vestas_Henning_Krix.pdf [24.01.2020]

VKU (2020): Kohleausstiegsgesetz bremst auf dem Weg in eine klimafreundliche Energieversorgung, <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/archiv-2020-pressemitteilungen/kohleausstiegsgesetz-bremst-auf-dem-weg-in-eine-klimafreundliche-energieversorgung/> [27.01.2020]

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Carlos Perez Linkenheil, Michael Claußner, Sara Nitzsche

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Februar 2020

Hinweis: Diese Version des White Papers wurde am 13.02.2020 aktualisiert, eine Korrektur des CO₂-Ausstoßes der Wasserstoffherstellung aus Erdgas über Dampfreformierung bei einem Wirkungsgrad von 70 % wurde auf S. 5 vorgenommen:

Alter Wert 0,202 t/MWh_{th}; Neuer, korrigiert Wert: 0,289 t/MWh_{th}

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.