

White

— päper.

Vier Hypothesen für den Energiehandel 2030.

Marvin Heimann, Jakub Glegola, Nina Greschke, Dr. Thomas Nicoleit und Dr. Mihail Ketov

MAON


umlaut
Part of Accenture

Inhalt.

1. Hintergrund und Zielsetzung.	1
2. Qualitative Vor-Studie zur Definition von Hypothesen.	2
3. Marktsimulation – unser Ansatz.	3
4. 2030 – welche Szenarien erscheinen uns sinnvoll?	4
5. Der Wert von Flexibilitäten nimmt zu.	5
6. Erneuerbare Energien gewinnen an Marktwert.	8
7. Zukünftig werden Systemdienstleistungen teurer.	10
8. Fazit.	12

1. Hintergrund und Zielsetzung.

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes konkretisiert die Bundesregierung die Anforderungen an den Klimaschutz und verankert das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045. Die Emissionen sollen bereits 2030 um 65 % niedriger sein als 1990¹. Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, den Ausbau von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) zu beschleunigen.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt ist in den Jahren seit 2010 stetig gewachsen. Allein im ersten Halbjahr 2021 erreichten die erneuerbaren Energien einen Anteil von etwa 42 %². Bereits in wenigen Jahren kann der größte Teil des deutschen Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen. Sowohl auf der Seite der Erzeuger als auch auf der Verbraucherseite steigt der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität, da Produktion und Verbrauch stets aufeinander abgestimmt sein müssen, um eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können. Das neue EU-Klimagesetz (Verordnung 2021/1119) verpflichtet die Mitgliedsstaaten, auf allen staatlichen Ebenen die Geschwindigkeit der Prozesse für Planung, Genehmigung und Errichtung von flexiblen Kraftwerken, Verbrauchern und Speichern sowie sonstiger Klimainfrastruktur zu steigern.

Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien nimmt der Einfluss von unvorhersehbaren wetterbedingten Schwankungen in der Erzeugung von elektrischer Energie aus Photovoltaik- und Windenergie zu. Diese Ereignisse müssen auch zukünftig ausgeglichen werden. Mit steigenden Lastgradienten, also je schneller und stärker eine unvorhergesehene Änderung ausfällt, muss die Schwankung auch schneller ausgeglichen werden. Mögliche Lösungen umfassen Flexibilitäten (z. B. Batteriespeicher) und flexible Erzeuger dessen Flexibilitätpotenziale kombiniert in virtuellen Kraftwerken den Märkten zugänglich gemacht werden können. In Deutschland können Anlagen ihr Flexibilitätpotenzial an Day-Ahead- und den Intraday-Märkten (Spotmärkte) als auch an den Regelleistungsmärkten für Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR), Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) und Tertiärregelleistung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) anbieten.

¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>

² <https://www.umweltbundesamt.de/themen/erneuerbare-energien-im-1-halbjahr-2021-zeigen>

2. Qualitative Vor-Studie zur Definition von Hypothesen.

Mit dem sich verändernden Energiemix in der Stromerzeugung wird der Einsatz von Flexibilitäten im deutschen Stromsystem in naher Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Vor diesem Hintergrund stellen sich Versorgungsunternehmen die Frage, wie sie auf die kommenden Herausforderungen reagieren können. Im Rahmen von 10 Experteninterviews mit Energieversorgern, Händlern sowie entsprechenden Dienstleistungsunternehmen wurden mehrere Herausforderungs-Hypothesen aufgestellt und qualitativ validiert³. Als Ergebnis der durchgeführten Experteninterviews wurden die nachfolgenden vier Thesen erarbeitet und in Folgegesprächen validiert:

These 1: Durch die Zunahme volatiler Stromerzeugung steigt die Nachfrage nach Flexibilität als steuerbare Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherkapazität, sodass der Markt für diese wächst.

These 2: Durch die Zunahme der Preisvolatilität bzw. der Preisdifferenzen nimmt der Anreiz zum Hedging insb. zur Absicherung von Preisrisiken an den Strommärkten zu.

These 3: Durch eine sinkende Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken steigen die Strompreise an, wodurch die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energien auch ohne Förderung zunimmt.

These 4: Stadtwerke, die keine eigene Flexibilität für den Ausgleich von Prognosefehlern betreiben, werden unter hohen Ausgleichsenergiepreisen leiden.

Mit diesen seitens umlaut postulierten Thesen untersuchen umlaut und Maon nun gemeinsam aus quantitativer Sicht die Entwicklung des Energiehandels bis zum Jahr 2030, beginnend mit einer ersten Modellierung des Marktes.

³ Januar 2020: Empirische Studie zu zukünftigen Trends und Herausforderungen im Stromhandel 2030

3. Marktsimulation – unser Ansatz.

Zur Untersuchung der vier Hypothesen für den Energiehandel im Jahr 2030 wird ein fundamentales Strommarktmodell⁴ zugrunde gelegt. Die Marktsimulation bildet das Geschehen an den Strommärkten für ein Jahr im stündlichen Zeitraster nach, indem es Angebot und Nachfrage bzw. alle Stromerzeuger und –verbraucher mit ihren spezifischen technisch–ökonomischen Restriktionen berücksichtigt. Speicheranlagen, flexible Verbraucher, thermische Kraftwerke und Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien werden in gleicher Genauigkeit für vorgegebene Gebotszonen abgebildet. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden alle Gebotszonen bzw. Anlagen im Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO–E) modelliert.

Das Modell wird mit einem Eingangsdatensatz für das Zukunftsjahr 2030 parametrisiert. Dabei gehen die heute geplanten Inbetriebnahmen von Anlagen mit ein. Das Erzeugungs–, Verbrauchs–, Speicher– und Netzsystem entspricht den Annahmen des Ten–Year Network Development Plan⁵ (TYNDP) 2020. Dabei werden auch die Vorhaltung und Aktivierung von einzelnen Regelleistungen je Anlage und Stunde unter endogener Abbildung der Wechselwirkungen zum Spotmarkt modelliert. Die Regelleistungsvorhaltemenge und –aktivierung basiert auf den Werten des historischen Jahres 2018.

Die Simulationsergebnisse bilden unter anderem kostenbasierte Preise am nationalen Spotmarkt, Regelleistungsmarkt und Regelarbeitsmarkt ab. Auf Basis der Abrufe von Spot– und Regelleistung, Arbeitskosten und dem Systemungleichgewicht werden darüber hinaus für das deutsche Marktgebiet die Ausgleichsenergiepreise prognostiziert. Weiter wird mit der Anzahl an Stunden mit nicht gedeckter preisunelastischer Last (LOLH⁶) und der nicht gedeckten Last (ENS⁷) in Deutschland eine indikative Aussage für die Stromversorgungssicherheit ermöglicht.

Die Untersuchung erfolgt mit Hilfe eines europaweiten gemischt–ganzzahligen Optimierungsproblems, das den Einsatz von Infrastrukturen wie Kraftwerken, Austauschkapazitäten zwischen Ländern und Speichern optimiert und so simuliert. Die Marktpreise werden aus den stündlichen Grenzkosten der Anlagen berechnet.

⁴ <https://cloud.maon.eu/handbook>

⁵ <https://tyndp.entsoe.eu>

⁶ Loss Of Load Hours (LOLH) gibt die Stundenanzahl an, wo am Strommarkt die preisunelastische Nachfrage nicht gedeckt werden kann (in h/a). Deren Ausgleich hat durch Reserven abseits der Regelleistung zu erfolgen.

⁷ Enery Not Served (ENS) gibt die am Strommarkt nicht gedeckte preisunelastische Nachfrage an (in TWh/a). Deren Ausgleich hat durch Reserven abseits der Regelleistung zu erfolgen.

4.2030 – welche Szenarien erscheinen uns sinnvoll?

Der gemeinsam von der ENTSO-G und der ENTSO-E entwickelte Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)⁸ beschreibt Zukunftsszenarien der europäischen Energiewirtschaft bis zum Jahr 2050.

TYNDP	Update	Sensitivität
<ul style="list-style-type: none"> • Nur TYNDP–Annahmen, z.B. Global Ambition: • CO₂–Preis bei 35 €/t • Stromverbrauch In Deutschland bei 596 TWh/a • Demand–Side–Response In Deutschland bei 5,8 GW 	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassungen für Global Ambition (andere analog): • CO₂–Preis bei 52 €/t (+149 %) • Stromverbrauch In Deutschland bei 665 TWh/a (+12 %) • Demand–Side–Response In Deutschland bei 6,5 GW (+12 %) 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduktion aller Regelleistungen in Deutschland: • FCR um 13 % • (+) aFRR und (–) aFRR um 30 % und 17 % • (+) mFRR und (–) mFRR um 30 % und 44 %

Abbildung 1: Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 zur Validierung der vier Thesen

Als Referenzszenario dient das TYNDP–Szenario „Nationalen Trends“. Dieses sieht für die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union das Erreichen der gesetzten Ziele in Bezug auf die Effizienz und die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor vor. Die europäischen Ziele werden von den Mitgliedstaaten in Zuge von länderspezifischen Maßnahmen für 2030 realisiert. Das Szenario „Global Ambition“ geht von einer verstärkten Marktkopplung aus und das Szenario „Distributed Energy“ nimmt einen verstärkten Zubau von dezentralen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien an. Beide Szenarien verfolgen das im Pariser Abkommen festgelegte Ziel, die Erderwärmung auf 1,5 °C oder zumindest deutlich unter 2 °C bis zum Ende des Jahrhunderts zu begrenzen.

In den TYNDP–Szenarien für 2030 wird ein Emissionspreis von 35 €/t angenommen. Die Stromlast in Deutschland liegt bei 596 TWh/a wobei die Demand–Side–Response bei 5,8 GW liegt. Da gemäß den aktuellen Einschätzungen des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) in Jahr 2030 eine höhere Stromnachfrage prognostiziert⁹ wird und die Emissionsmarktpreise derzeit wesentlich höhere Niveaus aufweisen, wird zusätzlich zu den TYNDP–Szenarien ein „Update–Szenario“ (Sensitivitätsszenario) parametrisiert. Im Update–Szenario liegt der Emissionspreis in 2030 bei 52 €/t (+149 %), die Stromnachfrage bei 665 TWh/a (+12 %) und Demand–Side–Response in Deutschland bei 6,5 GW (+12 %).

⁸ <https://tyndp.entsoe.eu/>

⁹ <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html>

5. Der Wert von Flexibilitäten nimmt zu.

Die progressiven TYNDP-Szenarien gehen jeweils von einem erhöhten Stromverbrauch bei einem gleichzeitig steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im deutschen Strommix aus. Mit dem Ausscheiden der Grundlasterzeuger aus dem Markt nimmt der Wert der Flexibilität zu und die Preisspreads¹⁰ an den Spotmärkten steigen an. In allen betrachteten Szenarien liegt das Preisniveau sowohl der Baseload-Preise als auch der Peak- und Offpeak-Preise deutlich über dem der vergangenen Jahre. Es kommt insbesondere bei den beiden Distributed Energy-Szenarien mit hohen Zubauraten für Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie zu einem starken Anstieg der Peak-Preise auf 117 €/MWh bzw. 226 €/MWh. Der extreme Preisanstieg im Update Szenario „Distributed Energy“ lässt sich vorwiegend durch die angenommene steigende Stromnachfrage erklären. In dem TYNDP Szenario „Distributed Energy“ wird eine Stromnachfrage von 695 TWh/a angenommen während in dem Update Szenario eine um rund 12 % höhere Stromnachfrage von 775 TWh/a prognostiziert wird. Die Erhöhung der Last steigert den Merit Order-Effekt. Die Tatsache, dass die Merit Order annähernd konvex verläuft, führt dazu, dass die Lasterhöhung einen überproportionalen Preisanstieg bewirkt.

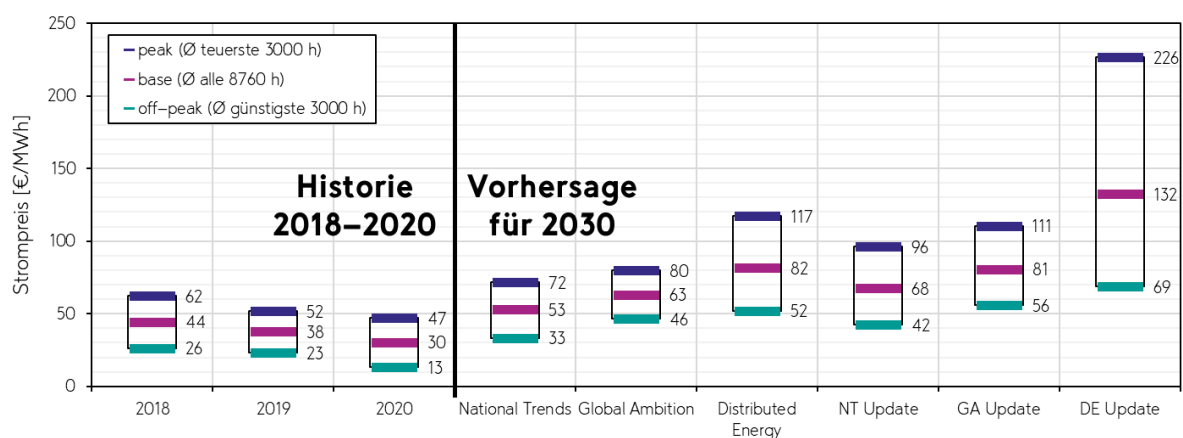


Abbildung 2: Historische und prognostizierte Strompreise (Spotmärkte) für das Jahr 2030 in €/MWh

Der Wert der Differenz aus Peak- und Offpeak-Preisen gibt an, wie attraktiv die Flexibilisierung der Erzeugung ist. Hohe Preisspreads implizieren, dass flexible Erzeuger einen hohen Deckungsbeitrag an den Kurzfristmärkten erzielen können, und dies kann Investitionen in derartige Technologien anreizen. Die Möglichkeit, auf auftretende, ausgeprägt hohe oder niedrige Strompreise mit einer Erhöhung oder Absenkung der Leistung bzw. der Last reagieren zu können, ist auf die preisabhängige Flexibilität der Anlagen zurückzuführen. Besonders interessant ist dabei der kurzfristige Ausgleich im Stundenbereich durch Flexibilitätsoptionen mit einem kurzen Kapazitäts- und Leistungsverhältnis, um möglichst schnell und flexibel agieren zu können. Durch

¹⁰ Die Preisspreads beziehen sich hier auf die Differenzen zwischen Peak-, Offpeak- und Basepreis (am Spotmarkt).

die Zunahme volatiler Stromerzeugung steigt die Nachfrage nach Flexibilität als steuerbare Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherkapazität, sodass der Markt für diese wächst.

Die Marktsignale der Spotmärkte bieten den finanziellen Anreiz für Flexibilitäten und bestehende EEG-Instrumente wie die Flexibilitätsprämie und der Flexibilitätszuschlag fördern die technische Flexibilisierung der Anlagen. Doch für eine wirtschaftliche Nutzbarmachung von Flexibilisierungsoptionen und zur Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten können verschiedene Anwendungsbereiche genutzt werden. Neben den kurzfristigen Strommärkten wie dem Day-Ahead- und Intraday-Handel können die Märkte für Regelleistung und Regelarbeit interessant sein.

Die Arbeits- und Leistungspreisauktion der aFRR und der mFRR entspricht dem aktuellen „pay as bid“-Verfahren. Dabei erhalten die Anbieter bei einem Zuschlag den zuvor gebotenen Preis. Es werden alle Gebote bis zum Erreichen der ausgeschriebenen Menge an vorzuhaltender Regelleistung vom Übertragungsnetzbetreiber bezuschlagt. Die Bezuschlagung erfolgt beginnend mit dem günstigsten Gebot und verpflichtet den Anbieter, die gebotene Regelleistung bis zur nächsten Auktion für einen Abruf durch die Übertragungsnetzbetreiber bereit zu halten.

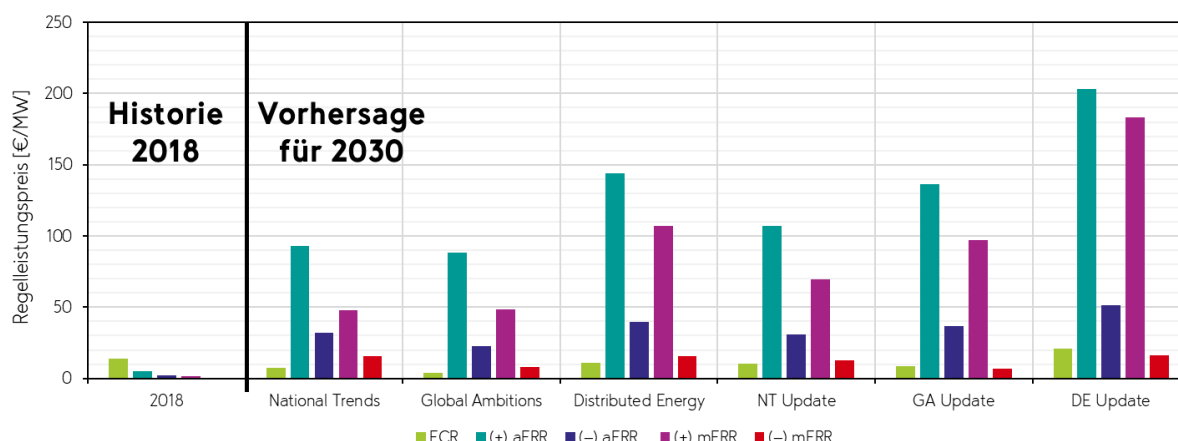


Abbildung 3: Historische und prognostizierte mittlere Regelleistungspreise in Deutschland in €/MW

Die Leistungspreise schwanken enorm in Abhängigkeit von Marktentwicklungen und saisonalen Gegebenheiten. Der Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien führt neben steigenden Residuallastgradienten aufgrund der Prognoseunsicherheiten auch zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. In Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden daher viele konventionelle Kraftwerke nur betrieben, um für die Netzstabilität wichtige Systemdienstleistungen wie Regelenergie erbringen zu können. In diesen Stunden mit sehr niedrigen Spot-Preisen können, die für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendigen Kraftwerke ihre variablen Kosten nicht durch die Stromerlöse decken, sodass entsprechende Erlöse aus dem Regelenergiemarkt notwendig sind. Somit führen die durch die Regelleistungsvorhaltung bedingten Must-run-Kapazitäten zu hohen Kosten für die Regelleistungsbeschaffung. Auch steigende Brennstoffkosten aufgrund der Bepreisung des CO₂-Ausstoßes führen zu erhöhten Geboten der konventionellen Anbieter von Regelleistung.

Tiefergehende Ergebnisanalysen haben ergeben, dass in den Update–Szenarien die preisunelastische Stromlast in Deutschland teils nicht gedeckt werden kann. Im Update–Szenario „Distributed Energy“ sind dazu mit Abstand die meisten kritischen Situationen zu verzeichnen. In diesem Szenario wird in 130 Stunden des Jahres (LOLH) die preisunelastische Nachfrage in Deutschland nicht gedeckt. Dabei werden insgesamt 0,8 TWh/a (EENS) der Last nicht erbracht. 1,5 % der Stunden in 2030 mit einer nicht vollständig gedeckten Last sind im Kontext der Versorgungssicherheit als kritisch zu bewerten. Die gilt umso mehr, da in den vorliegenden Szenarien kein Extremwetterjahre oder kritischen Ausfallkombinationen eingeflossen sind.

Die Szenarien „Distributed Energy“ gehen von einem hohen Erzeugungsanteil der erneuerbaren Energien und einer schnell sinkenden Anzahl an konventionellen Kraftwerken am Markt aus. Das führt zwangsläufig zu einer schnell sinkenden Liquidität am Regelleistungsmarkt. Sinkt die Anzahl der Gebote, werden der Merit Order folgend Gebote mit hohen Preisen bezuschlagt. Eine Verringerung der Liquidität auf dem Regelleistungsmarkt führt zu steigenden Preisen.

Erneuerbare Energien sind bei Steuerbarkeit technisch in der Lage, Regelleistung zu erbringen. Anpassungen der Voraussetzungen für die Präqualifikationen ermöglichen es erneuerbare Energieanlagen an den Regelleistungsauctionen teilzunehmen. Diese Anlagen eignen sich besonders für die Erbringung von negativer Regelleistung, da eine Abregelung keine Opportunitätskosten am Spotmarkt verursacht und technisch vergleichsweise einfach realisiert werden kann. Aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit und Opportunitätskosten zum Spotmarkt, erbringen Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien aber nur geringfügig positive Regelleistung. Diese Tatsache führt unter anderem in den Szenarien, die von einem schnell steigenden Anteil an erneuerbaren Energien ausgehen, zu einem stark steigenden Preis für positive Regelleistung. In allen betrachteten Szenarien übersteigt das Preisniveau für positive aFFR von knapp 90 €/MW und erreicht im Update Szenario „Distributed Energie“ einen maximalen Preis von über 200 €/MW.

Neben den Preisen für positive aFFR steigen auch die prognostizierten Preise für positive mFFR an. Die TYNDP–Szenarien gehen von einem Anstieg auf 50 €/MW bis 110 €/MW für positive mFRR aus. In den Update–Szenarien steigt der angenommene Preis auf bis zu 180 €/MW an. Der starke Preisanstieg lässt sich erklären, da dezentrale Stromerzeuger selten größere Leistung von mehr als einem Megawatt vorhalten können, die sie dem Übertragungsnetzbetreiber jederzeit zur Verfügung stellen können. Betreiber solcher Anlagen haben daher ohne ein Regelenergiepooling¹¹, das innerhalb der gleichen Regelzone zulässig ist, in einem virtuellen Kraftwerk nur sehr geringe Markteintrittschancen für positive mFRR. Wird also von steigenden Gebotspreisen von wenigen verbleibenden konventionellen Kraftwerken ausgegangen, die über die Erbringung von Regelleistung ihre variablen Kosten decken müssen und von EE–Anlagen, die wenig positive Regelenergie über einen Megawatt für längere Zeit garantieren können, kommt es zu steigenden Regelleistungspreisen insbesondere für die positive aFRR und die positive mFRR. Ähnliche Entwicklungen sind auch bei den Regelarbeitspreisen zu erwarten. Die angenommenen Entwicklungen in den Preisen lassen den Schluss zu, dass Stadtwerke, die keine eigene Flexibilität für den Ausgleich von Prognosefehlern betreiben, in Zukunft unter hohen Ausgleichsenergiepreisen leiden.

¹¹ Technische Verknüpfung mehrerer einzelner Erzeugungsanlagen im Bereich der Regelleistung

6. Erneuerbare Energien gewinnen an Marktwert.

Im Rahmen der modellgestützten Szenarioanalyse wurden für die betrachteten Szenarien der Anteil der Erneuerbaren Energien sowie dessen Marktwert modelliert. Steigende Stromkosten führen zu einem steigenden Marktwert der Erneuerbaren Energien. Steigt der Marktwert, sinken die Förderkosten in Form der gleitenden Marktprämie. Erreicht oder übersteigt der Marktwert den anzulegenden Wert, entfällt die gleitende Prämie und die Anlagen können ohne Förderung wirtschaftlich agieren.

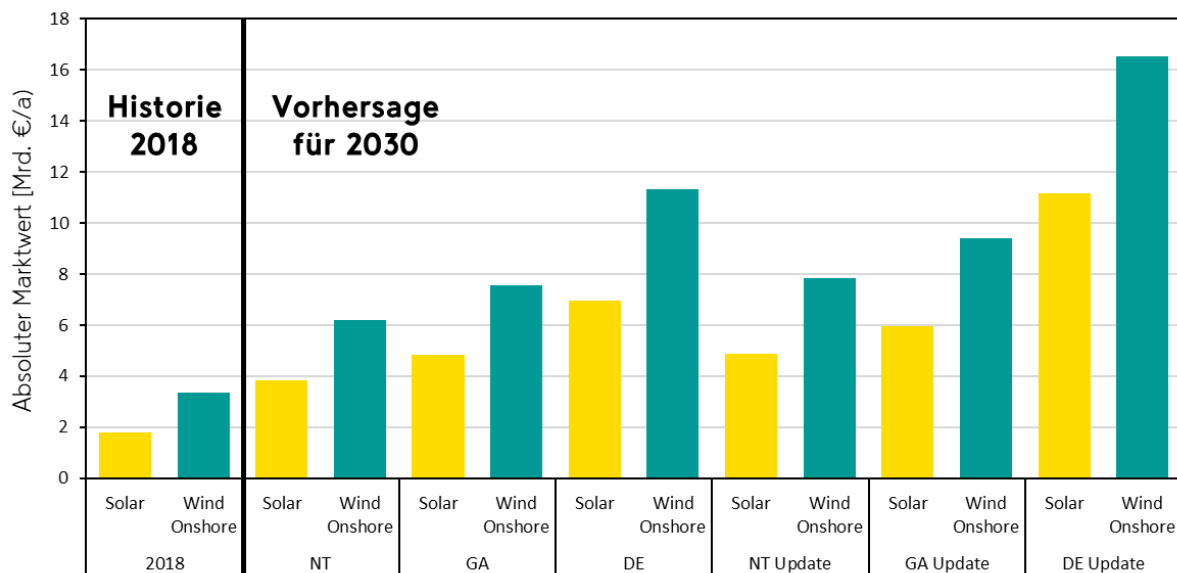


Abbildung 4: Absoluter Marktwert der Einspeisung von Photovoltaik- und Windonshoreanlagen in Deutschland (nur Spotmarkt, ohne Förderung)

Eine geeignete Flexibilisierung des Energiesystems ermöglicht, dass der Marktwert der Erneuerbaren Energien auch bei steigenden Anteilen in Zukunft höhere Marktpreisniveaus erreicht. Unter den hier getroffenen Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen steigt der Marktwert zwischen heute und 2030 im Zuge eines ambitionierten Klimaschutzes an. Im Vergleich zu dem Jahr 2018 steigt der Marktwert im TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ für Windonshoreanlagen auf das Dreifache und für Photovoltaikanlagen (Solar) auf das 3,5-fache an, im Update-Szenario „Distributed Energy“ erreicht der Anstieg Werte von rund 11 Milliarden €/a bzw. 16 Milliarden €/a. In den beiden Szenarien „National Trends“ wird von einem weniger starken Zubau der erneuerbaren Energien ausgegangen, dennoch steigen dessen Marktwerte auf ungefähr das doppelte Niveau an. Der Förderbedarf für fluktuierende Erneuerbare Energien sinkt unter diesen Umständen deutlich. Aus den Modellergebnissen lassen sich folgende Aussagen zur Wirkung der implementierten Flexibilisierungsoptionen auf den Marktwert ableiten:



- Erneuerbare Energien verringern den eigenen Marktwert über den Merit Order–Effekt.
- Die absolute Kapazität sowie die Einspeisung steigen in allen Szenarien und somit steigen auch die Einnahmen der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien.
- Die Erlössteigerung überwiegt den Merit Order–Effekt und der Marktwert der volatilen Erzeugung steigt bis zum Jahr 2030.

Durch eine sinkende Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken steigen die Strompreise an. Steigende Strompreise führen dazu, dass der Marktwert und damit auch die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien auch ohne Förderung weiter ansteigt.

7. Zukünftig werden Systemdienstleistungen teurer.

Eine wichtige Voraussetzung für die systemweite Versorgungssicherheit ist der Ausgleich der einzelnen Bilanzkreise. Unsicherheiten von Last- und Erzeugungsprognosen verursachen in der Realität aber Ungleichgewichte in den Bilanzkreisen. Schwankungen der tatsächlichen Last und Erzeugung innerhalb einer Viertelstunde führen zu Abweichungen zwischen Stromerzeugung und –entnahme. Um ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –verbrauch jederzeit zu gewährleisten, erbringt der Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen in Form der Leistungsfrequenzregelung. Dazu wird Regelleistung in den Qualitäten FCR, aFRR und mFRR vorgehalten und bei Bedarf als Regelarbeit abgerufen.

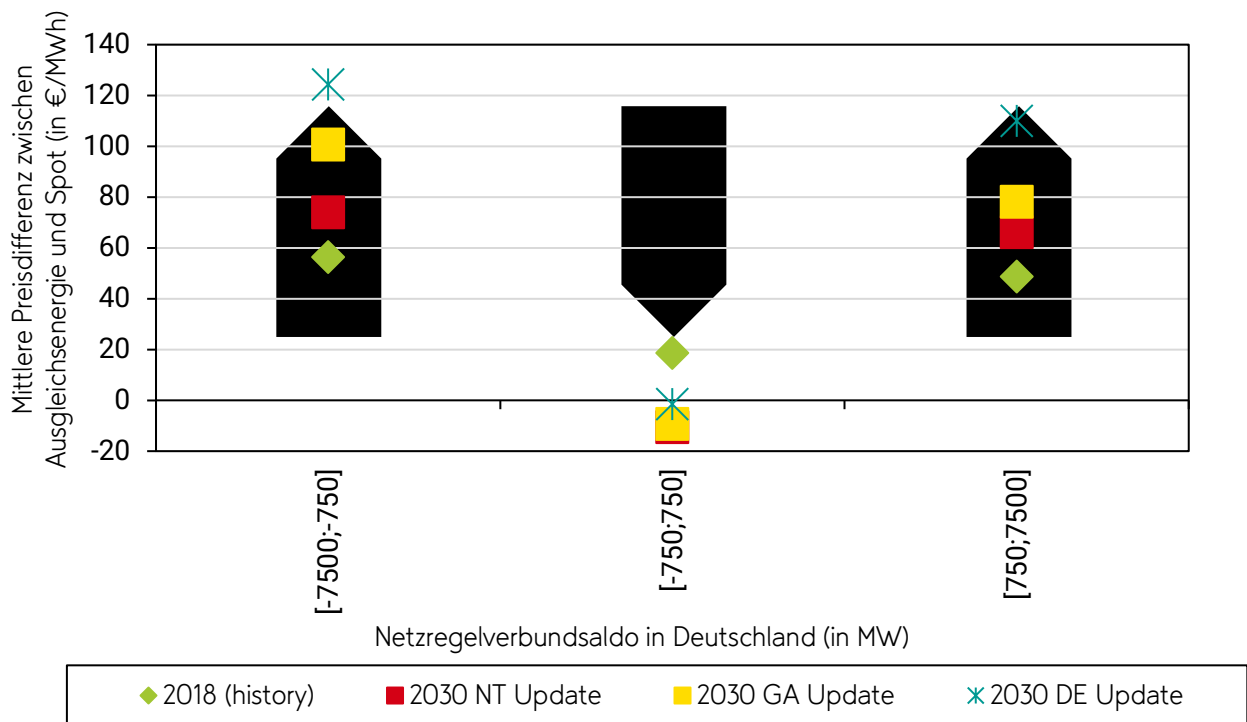


Abbildung 5: Preisdifferenzen zwischen Ausgleichsenergie und Spotmarkt als Anreiz zum Ausgleich des eigenen Bilanzkreises

Die Regelleistungsvorhaltung ist kostenintensiv und nur in begrenztem Umfang möglich. Eine verstärkte Inanspruchnahme von Regelleistung ist daher zu vermeiden. Aus ökonomischer Perspektive ist daher die Höhe

des Ausgleichenergiepreises gegenüber dem Spotmarktpreis für den Anreiz der Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise entscheidend. Die Differenz zwischen dem Ausgleichsenergiepreis und dem Kurzfristmarktpreis spiegelt also den Anreiz der Bilanzkreistreue wider. Je geringer die Spotmarktpreise im Vergleich zu den Ausgleichsenergiepreisen, desto höher ist der monetäre Anreiz, den eigenen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass in allen untersuchten Szenarien die Differenzen zwischen Ausgleichsenergie- und Spotpreis bei einem nicht ausgeglichenen System zunimmt. Bei einem negativen Netzregelverbandsaldo kommt es Update-Szenario „National Trends“ zu einer mittleren Preisdifferenz zwischen Ausgleichsenergiepreis und Spotmarkt Preis von 85 €/MWh, das Update Szenario „Distributed Energy“ prognostiziert eine mittlere Abweichung von 124 €/MWh. Damit liegen beide Szenarien deutlich über dem Wert aus 2018 von 56 €/MWh. In allen ermittelten Szenarien liegt die mittlere Abweichung der Ausgleichsenergiepreise von den Spotmarktpreisen für ein positives Netzregelverbandsaldo jedoch unter denen des negativen Saldos. Damit liegt der Anreiz eine negative Abweichung auszugleichen höher als für den positiven Ausgleich. Zukünftig muss der Bilanzkreisverantwortliche mit einem monetär teureren Ausgleich mittels Ausgleichsenergie rechnen. Die Teuerungsrate der Preisdifferenz liegt in 2030 gegenüber 2018 bei einem nicht ausgeglichenen Regelzonenverbund je nach Szenario zwischen 51 % und 122 %. Der Anreiz zur Bilanzkreistreue wird somit wesentlich zunehmen. Um ein Gleichgewicht im eigenen Bilanzkreis zu gewährleisten, sollten Energieversorgungsunternehmen daher Flexibilität am Strommarkt nachfragen und über Fahrpläne in ihren Bilanzkreis transferieren, sofern sie nicht auf eigene flexible Einspeisungen oder Entnahmen zurückgreifen können.

8. Fazit.

Die nachhaltige Stromwende ist ohne Wind- und PV-Anlagen undenkbar. Im Rahmen der gegebenen Untersuchungen wird vielmehr verdeutlicht, dass in den verschiedenen Zukunftsszenarien das Marktvolumen von EE-Anlagen ein Vielfaches des Status Quo abbilden wird. Ebenso ist es keine Neuheit, dass regenerative Energiequellen einer Volatilität ausgesetzt sein werden und diese vom elektrischen Energiesystem aufgefangen werden muss. Diese Trends, inkl. dem Wegfall von fossilen Grundlastkraftwerken, haben einen maßgeblichen Einfluss auf die zukünftigen Preisniveaus (Base, Peak, Offpeak) und sorgen dafür, dass die Verwendung von flexiblen Anlagen zunehmend an Bedeutung gewinnen wird. Weitere Anreize in der Anpassung des Marktdesigns sind denkbar, um den Trend der wachsenden Regelleistungspreise zu berücksichtigen.

Die Untersuchungen zeigen, dass Bilanzkreisverantwortliche zukünftig vermehrt den Fokus auf eine höhere Prognosegüte setzen müssen, um den Gebrauch von zukünftig signifikant teurer werdenden Regelleistungs- und Regelarbeitsprodukten weitestgehend zu vermeiden. Darüber hinaus ist es zunehmend eine Option für Bilanzkreisverantwortliche eigene, flexible Anlagen zu verwenden, um den eigenen Bilanzkreis kosteneffizient im Gleichgewicht zu halten. Solche Entscheidungen obliegen jedoch individuellen Untersuchungen. Es ist sinnvoll zu überdenken, welche Anreize künftig gesetzt werden sollten, um auch die fortwährende Verfügbarkeit von kleinen, dezentralen Erzeugern zu ermöglichen.

Um solche Prozesse in Zukunft zu stützen, müssen entsprechend auch die nötigen Kommunikations- und -prozesse für Daten aufgesetzt werden, um Bilanzkreisverantwortliche zu befähigen, das elektrische Energiesystem in Balance zu halten.

Aus den eingangs erwähnten Thesen leiten sich folgende Kernaussagen ab:

- **Aussage 1:** Base-, Peak- und Offpeak-Strompreise als auch Regelleistungspreise werden wesentlich steigen. Die zunehmenden Preisdifferenzen zwischen Peak- und Offpeak führen dazu, dass eigene Anlagen im Bilanzkreis zum Ausgleich von Prognosefehlern bei Erzeugung und Last an Wert gewinnen.
- **Aussage 2:** Durch den Wegfall von Grundlastkraftwerken wird der Wert für Regelleistung erheblich zunehmen. Im Vergleich zur Entwicklung in den vergangenen Jahren wird davon zukünftig besonders die aFRR und mFRR bzw. Sekundär- und Minutenreserve betroffen sein.
- **Aussage 3:** Trotz steigender installierter Leistungen und Merit Order-Effekt nimmt der Umsatz aller EE-Anlagen in Deutschland zu. In Szenarien mit progressiveren EE-Ausbauzielen wird mehr Marktumsatz prognostiziert.
- **Aussage 4:** Abweichungen von der Bilanzkreistreue werden zukünftig monetär erheblich stärker ins Gewicht fallen. Damit nimmt der Anreiz zur Bilanzkreistreue zu und Investitionen in eigene flexible Kraftwerke, Verbraucher oder Speicher werden zukünftig wirtschaftlich an Bedeutung gewinnen.



umlaut SE

Am Kraftversorgungsturm 3
52070 Aachen
www.umlaut.com

Maon GmbH

Bismarckstraße 10–12
10625 Berlin
www.maon.eu

Veröffentlicht am 25.01.2022