

ANALYSE DER ZUKÜNFTIGEN ENTWICKLUNG VON NEGATIVEN PREISEN AM STROMMARKT

Michael Haendel*, Marian Klobasa

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76139
Karlsruhe, +49 721 6809676, michael.haendel@isi.fraunhofer.de,
<http://www.isi.fraunhofer.de/>

Kurzfassung: Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende setzt einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien (EE) voraus. In Abhängigkeit der aktuellen Marktregeln kann dies jedoch zunehmend zu Situationen führen, in denen es zu negativen Preisen kommt. Negative Preise können wiederum Investitionsentscheidungen beeinflussen und negativen Einfluss auf den weiteren Ausbau der EE nehmen. Instrumente zur Unterstützung bei der Entscheidungsfindung sind daher erforderlich. In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt, die es ermöglicht Aussagen zur zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen zu machen. Anhand eines möglichen zukünftigen Szenarios wird zudem eine Auswertung hinsichtlich möglicher Erlösausfälle durch § 24 EEG vorgenommen.

Keywords: negative Strompreise, Inflexibilitätssockel, § 24 EEG

1 Einleitung

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist mit einem weiteren Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) zu rechnen. Bedingt durch diesen Ausbau kommt es jedoch zunehmend zu Situationen eines hohen Angebotes an EE am Strommarkt, welches in Abhängigkeit der Marktregeln zu negativen Marktpreisen führen kann. Die Hauptursache für das Auftreten von negativen Preisen ist dabei dem Verhalten von Anlagenbetreibern zuzuschreiben, falls diese es für ökonomisch vorteilhafter halten negative Strompreise in Kauf zu nehmen, um anderweitige Mehrkosten wie beispielsweise Anfahrkosten bei konventionellen Anlagen zu vermeiden oder den Förderanspruch von EE-Anlagen aufrecht zu erhalten.

Im Zusammenhang mit der Einführung des § 24 EEG [1] in Deutschland gewinnen Erkenntnisse über die zukünftige Entwicklung negativer Preise bei Investitionsentscheidungen zunehmend an Bedeutung. Denn der § 24 EEG ändert für viele zukünftige Neuanlagen die Erlöspotentiale, die durch die EEG-Förderung in Abhängigkeit vom Auftreten von negativen Marktpreisen erzielt werden können; so entfällt für § 24 EEG betroffene Anlagen die Marktpremie für einen Stundenblock mit negativen Preise falls dieser länger ist als fünf Stunden. Entscheidungshilfen zur Abschätzung der Auswirkungen dieser Änderung der EEG-Förderung sind daher erforderlich.

Im Folgenden wird eine Entscheidungshilfe vorgestellt, die es ermöglicht, die zukünftige Entwicklung des Auftretens negativer Preise und ihrer Auswirkungen auf den § 24 EEG zu untersuchen. Dazu wird ein Blick auf das historische Auftreten negativer Preise geworfen

und anschließend eine Methodik entwickelt, die die zukünftige Entwicklung negativer Preise abbilden und näher untersuchen kann. Die Auswahl und Beschränkung auf wenige wichtige Parameter sorgt dafür, dass die Komplexität beherrschbar bleibt, aber zugleich eine realistische Abbildung der zukünftigen Entwicklung ermöglicht wird. Neben der Vorstellung der Methodik werden auch Ergebnisse einer Analyse mittels dieser Methodik zur zukünftigen Entwicklung negativer Preise bis 2035 vorgestellt.

2 Historische Entwicklung negativer Preise

Seit der Einführung negativer Preise an der EPEX-Spot [2] gab es jährlich mindestens 10 Stunden mit negativen Preisen am Day-Ahead-Markt. Nach einem Anstieg auf 71 Stunden kam es in den Folgejahren durch Marktanpassungseffekte (Anpassung der Handelsaktivitäten und flexiblere Fahrweise konventioneller Kraftwerke) und durch die Marktkopplung mit den zentral-westeuropäischen und den skandinavischen Ländern wieder zu einem Rückgang der Stunden mit negativen Preisen. Bedingt durch den weiteren Ausbau der EE stiegen die negativen Stundenkontrakte seit 2012 jedoch wieder auf ein ähnliches Niveau wie 2009 an. Abbildung 1 fasst diese Entwicklung noch einmal zusammen.

Zum Auftreten negativer Preise lässt sich zudem festhalten, dass sie bisher vorzugsweise an Feiertagen in den frühen Morgenstunden auftraten; zu Zeiten in denen die Nachfrage niedrig und die EE-Einspeisung durch Wind sehr hoch war. Das Jahresminimum der negativen Stundenkontrakte hat sich daher in den letzten Jahren auch auf einen ungefähren Wert in Höhe der negativen Marktpremie von Windanlagen der niedrigsten Förderstufe (Anfangsvergütung) stabilisiert. Ein Vergleich des Day-Ahead-Marktes mit dem Intraday-Markt zeigt ferner, dass beide Märkte stark positiv korrelieren und sich die Aussagen des Day-Ahead-Marktes auf den Intraday-Markt weitestgehend übertragen lassen.

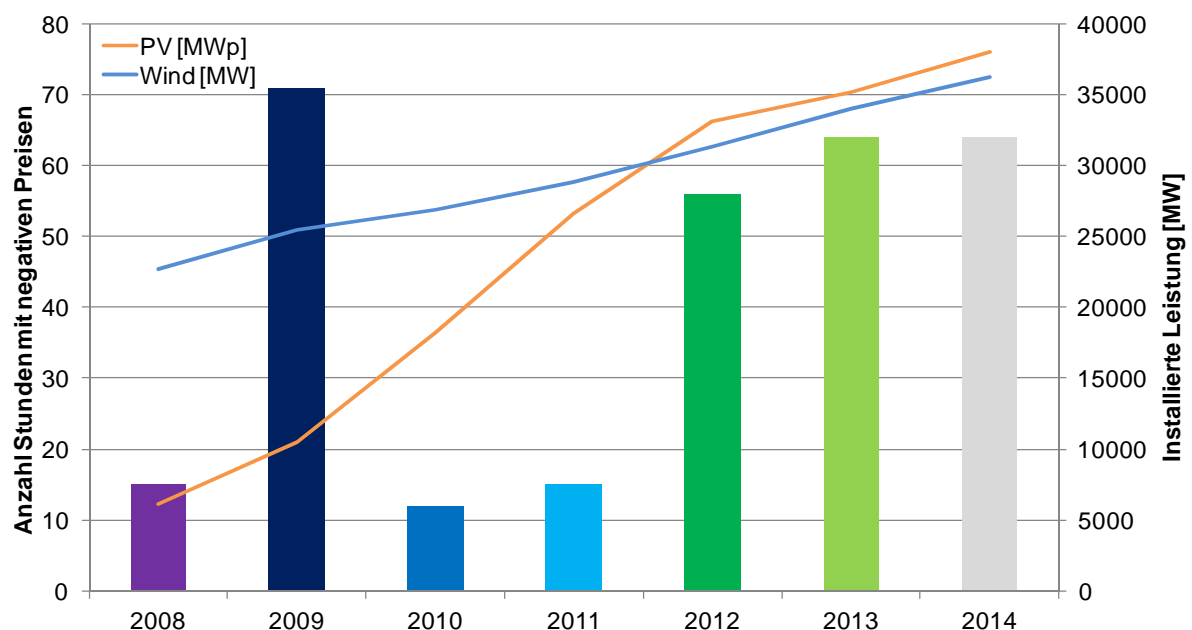


Abbildung 1: Historische Entwicklung des Auftretens von negativen Preisen am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich; eigene Darstellung basierend auf [2]

Eine Analyse hinsichtlich des § 24 EEG zeigt, dass relevante Zeitintervalle mit mindestens sechs negativen Stundenkontrakten am Stück hauptsächlich seit 2012 aufgetreten sind (seitdem 10 Zeitintervalle). Entsprechend wären mögliche Vergütungsausfälle historisch betrachtet auch eher gering ausgefallen, falls Altanlagen von dem § 24 EEG betroffen gewesen wären.

3 Methodik

Eine Analyse der Entwicklung negativer Preise ist über verschiedene methodische Ansätze möglich. Umfangreiche Strommarktmodelle, die stundengenaue Strompreise erzeugen, können dies beispielsweise leisten, sind aber durch die erforderlichen Eingangsdaten und Einstellungsmöglichkeiten häufig unnötig komplex. Eine schnelle und einfache Unterstützung bei einer Entscheidungsfindung kann dadurch erschwert werden. Schlanke Modelle, die sich auf wenige Eingangsdaten beschränken und sich auf die zentrale Problemstellung konzentrieren können daher in diesem Kontext der schnellen Entscheidungsfindung eine gute Alternative sein. Im Folgenden wird daher eine Methodik vorgestellt, um schnell erste Aussage zu Fragestellungen über die Entwicklung negativer Preise treffen zu können.

Zur Abschätzung der Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt werden Szenarien einer möglichen Entwicklung mittels einer Residuallastanalyse untersucht. Bei der Residuallastanalyse werden jährliche Profile in stündlicher Auflösung für die Stromerzeugung denjenigen für die Stromnachfrage gegenübergestellt und somit Stromüberschussstunden bestimmt. Das Auftreten von Überschussstrommengen wird dabei als Indikator für das Auftreten von negativen Preisen interpretiert. Der Überschuss bestimmt zudem auch die erforderliche abzuregelnde Erzeugungsmenge, um negative Preise zu verhindern. Die generelle Preiselastizität beruht damit auf den jährlichen Profilen, wobei nur eine Entscheidung hinsichtlich eines positiven oder negativen Preises getroffen wird. Eine explizite Berechnung des Strompreises findet damit nicht statt.

Als Eingangsdaten der Residuallastanalyse sollten historische Zeitreihen der letzten Jahre für die Last und die fluktuierende Erzeuger wie Wind-Onshore, Wind-Offshore, PV, Wasserkraft und Biomasse verwendet werden. Mittels einer linearen Skalierung auf die zukünftigen installierten Leistungen bzw. Nachfrage, die durch Szenarien vorgegeben werden müssen, werden die zukünftigen jährlichen EE-Einspeise- und Nachfrageprofile dann bestimmt. Durch die Verwendung mehrerer historischer Wetterjahre bei der Analyse kann eine realistische Bandbreite für das Auftreten negativer Preise bestimmt werden und somit dem stochastischen Auftreten von extremen Wetterereignissen besser Rechnung getragen werden als bei der ausschließlichen Betrachtung eines einzelnen Wetterjahres. Zudem können über diesen Ansatz der Berücksichtigung verschiedener Zeitreihen auch zusätzlich andere Einflüsse auf die Zeitreihencharakteristik untergebracht werden, sofern dies für die Analyse erforderlich ist. Um beispielsweise auch Aussagen über einen längeren Zeithorizont treffen zu können, kann die mit einem zukünftigen Anlagenbestand verbundene Änderung der Einspeisecharakteristik mit berücksichtigt werden, indem zusätzlich zu den historischen Wetterjahren ein auf den zukünftigen Anlagenbestand moduliertes Einspeiseprofil in die Analysen mit eingebunden wird.

Neben dem auf der installierten Leistung basierendem Stromangebot und der allgemeinen Stromnachfrage spielt bei der Preisbildung auch die mögliche Flexibilität des Energiesystems

eine entscheidende Rolle. Um diese abzubilden wird als Parameter ein sogenannter Inflexibilitätssockel verwendet, der für die Menge an Erzeugung steht, die nicht auf einen negativen Marktpreis in der Höhe bis zur negativen Marktpremie reagiert. Der Inflexibilitätssockel fasst dabei mehrere Einflussfaktoren zusammen; so beinhaltet der Inflexibilitätssockel sowohl den Must-Run-Sockel zur Bereitstellung erforderlicher Systemdienstleistungen, die Import- und Exportkapazitäten über die Landesgrenzen hinweg, die nicht-fluktuierende EE (insbesondere Biomasse und Wasserkraft), die stärkere Flexibilisierung konventionelle Kraftwerke als auch den potentiellen Beitrag von Flexibilitätsoptionen und neuen Verbrauchern zur Systemstabilisierung. Für eine realistische Festlegung des Inflexibilitätssockels ist eine Kalibrierung mittels historischer Daten sinnvoll, die idealerweise um Sensitivitätsrechnungen ergänzt wird, um die Auswirkungen des exogen vorgegebenen Parameters auf die Ergebnisse besser einordnen zu können.

Um detailliertere Untersuchungen wie Fragestellungen zum § 24 EEG besser beantworten zu können, kann bei der Residuallastanalyse zudem stufenweise die Erzeugungsmengen der verschiedenen EE der Nachfrage gegenübergestellt werden. Dazu werden jeder Stufe anteilig Erzeugungsmengen der verschiedenen EE zugeordnet, um entsprechend für jede Stufe passende EE-Einspeiseprofile zu erzeugen. Diese Aufteilung erlaubt es dann eine Abregelungsreihenfolgen zwischen den unterschiedlichen EE-Erzeugern festzulegen als auch Anlagenportfolios verschiedenen Alters zu berücksichtigen und damit einen Vergleich der Bestands- mit den Neuanlagen hinsichtlich ihrer Abregelung durchführen zu können.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Folgenden wird die vorgestellte Methodik anhand eines möglichen Szenarios durchgeführt, um eine Analyse hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung negativer Preise zu ermöglichen. Dazu werden zunächst die Rahmendaten des Szenarios vorgestellt und anschließend die Resultate der Analyse inkl. Berücksichtigung des § 24 EEG präsentiert.

4.1 Datengrundlage

Bei der Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen wird auf ein mögliches Szenario zurückgegriffen, das die Ziele der deutschen Energiewende berücksichtigt. Für die Festlegung des Szenarios sind sowohl historische Daten als auch Annahmen über die zukünftige Entwicklung erforderlich.

Die Datenbasis für die Skalierung bilden die historischen Zeitreihen der Jahre 2006 – 2014. Für die Einspeisungsdaten der EE der letzten Jahre wird auf die Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber [3] zurückgegriffen. Daten zur Last und Erzeugung für das Netzgebiet Deutschland werden der ENTSO-E Datenbank [4] entnommen. Um entsprechend auch den zukünftigen Anlagenbestand und die dadurch mögliche Änderung der Einspeisecharakteristik berücksichtigen zu können, wird zusätzlich ein EE-Einspeiseprofil aus dem Strommarktmodell PowerACE (Fraunhofer ISI) für das Jahr 2030 verwendet, welches auf dem Einspeiseprofil für das Jahr 2010 der ENTSO-E Datenbank [4] aufbaut. Der Hauptunterschied zum historischen Profil von 2010 ist dabei eine stärkere Berücksichtigung von Schwachwindanlagen. Anzumerken ist zudem, dass davon ausgegangen wird, dass die Erzeugung aus Biomasse und Wasserkraft weitestgehend

regelbar ist und entsprechend nicht explizit berücksichtigt wird außer durch den Inflexibilitätssockel.

Die Ausgangsbasis der installierten Leistung der EE-Erzeuger bildet das Jahr 2015 mit Werten für Wind-Onshore (40,5 GW), Wind-Offshore (7 GW), Photovoltaik (40,6 GW) und Biomasse und Wasserkraft (zusammen 7 GW). Für die mögliche Entwicklung des EE-Ausbaus wird sich nach den Zielen der Energiewende orientiert, d.h. bis 2025 wird sich am EEG-Ausbaukorridor und dem Netzentwicklungsplan orientiert. In der Zeit von 2020 bis 2025 wird von einem Wind-Zubau von 12,5 GW und einem begrenzten PV-Zubau ausgegangen. Für die Folgejahre bis 2035 wird von einem linearen Zubau ausgegangen, sodass der EE-Anteil entsprechend dem EEG-Ziel einen Anteil von 55-60 % an der Bruttostromerzeugung erreicht. Neben dem Zubau werden Annahmen über die altersbedingte Substitution von Altanlagen gemacht, wodurch der Anteil an § 24 EEG betroffenen Anlagen stärker zunimmt, als es der EE-Zubau zunächst vermuten lässt. Abbildung 2 fasst den EE-Ausbau und den Anteil an Neuanlagen (ab 2016) am Gesamtbestand noch einmal zusammen. Für Auswertungen hinsichtlich des § 24 EEG stellen die Neubauten die Datengrundlage, da nur diese Anlagen unter die entsprechende § 24 EEG - Regelung fallen. Die Abschaltungsreihenfolge erfolgt nach Höhe der negativen Marktprämie beginnend bei Neuanlagen gefolgt von Altanlagen, sodass der Ertragsausfall durch § 24 EEG bestimmt werden kann.

Eine weitere wichtige Eingangsgröße in das Modell ist der Wert des Inflexibilitätssockels. Durch eine Kalibrierung mit den historischen Daten zum Auftreten negativer Preise wird als Ausgangsbasis ein Wert von 18 GW für 2015 angenommen. Die Werte für die zukünftigen Stichjahren sind mittels Expertenbefragungen auf die Werte 10 GW (2020), 8 GW (2025), 5 GW (2030) und 3 GW (2035) festgelegt worden. Um entsprechende Fehlprognosen zu berücksichtigen werden Sensitivitäten des Inflexibilitätssockels von ± 5 GW im jeweiligen Stichjahr berücksichtigt.

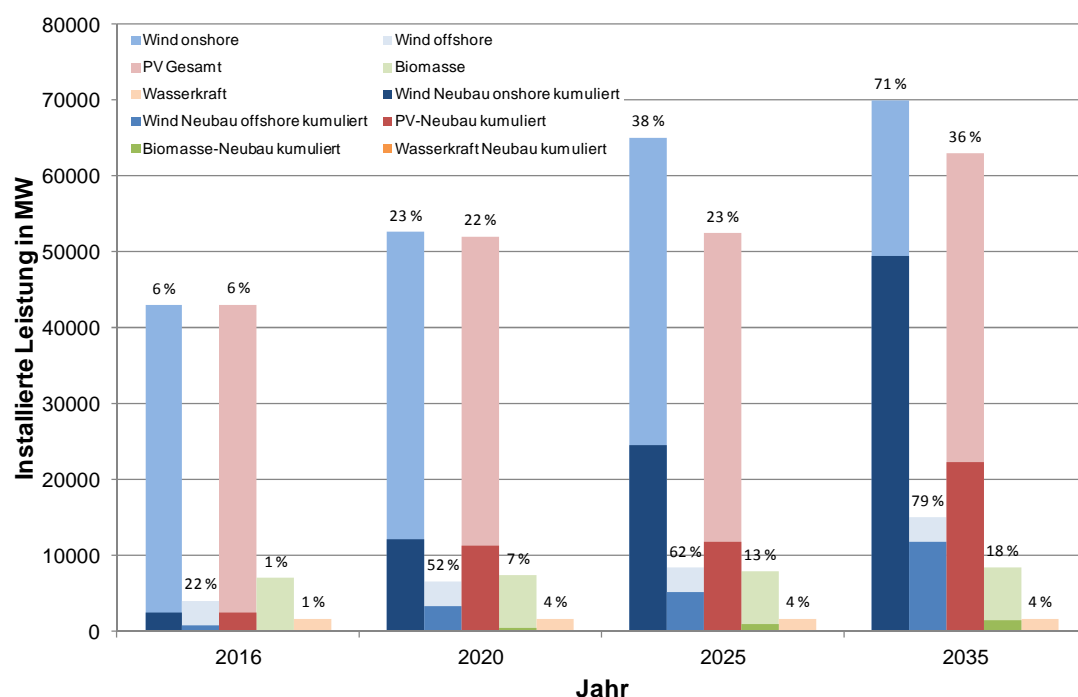


Abbildung 2: Annahmen über den zukünftigen Ausbau der EE

4.2 Auswertung

Entsprechend dem definierten Szenario werden die Analysen auf den Stichjahren 2020-2035 in fünf-Jahresschritten durchgeführt unter Berücksichtigung verschiedener Wetterjahre und Inflexibilitätssockeln. Überschussstunden werden als negative Stundenkontrakte angesehen.

Abbildung 3 stellt die Entwicklung des untersuchten Szenarios von 2020 bis 2030 dar. Es ist deutlich zu erkennen, dass trotz angenommener stärkerer Flexibilisierung des Energiesystems es zunehmend zu Stunden mit negativen Preisen kommt. Insbesondere zwischen 2020 und 2025 ist mit einem Anstieg entsprechender Stunden zu rechnen. Vom Niveau welches 2020 bei ungefähr 125 Stunden liegt, steigt es bis 2030 auf ungefähr 363 Stunden an. Bei den Angaben über negative Stundenkontrakte muss jedoch auch immer ein Blick auf das Wetterjahr geworfen werden. Ein Blick auf das Stichjahr 2030 zeigt, dass zwischen einem extremen Wetterjahr und einem günstigerem Wetterjahr der Faktor zwei bzgl. der Anzahl an Stunden liegen kann. Es muss jedoch auch erwähnt werden, dass mit dem alternativem Anlagenbestand weniger Stunden mit negativen Preisen (ungefähr ein Drittel) zustande kommen wie ein Vergleich von Wetterjahr 10 mit Wetterjahr 5 zeigt.

Bis 2035 ist dann auf einen Anstieg auf durchschnittlich 400 Stunden mit negativen Preisen auszugehen. Die Sensitivitätsrechnung in Abbildung 4 zeigt auch, dass dies zusätzlich sehr stark von der möglichen Flexibilisierung des Energiesystems abhängt. So kann die Anzahl an negativen Stundenkontrakten um fast 100 Stunden höher liegen, wenn der Inflexibilitätssockel des Systems um 5 GW größer ist. Verringerungen der Stunden sind jedoch auch möglich, falls sich das Energiesystem besser flexibilisieren lässt als erwartet.

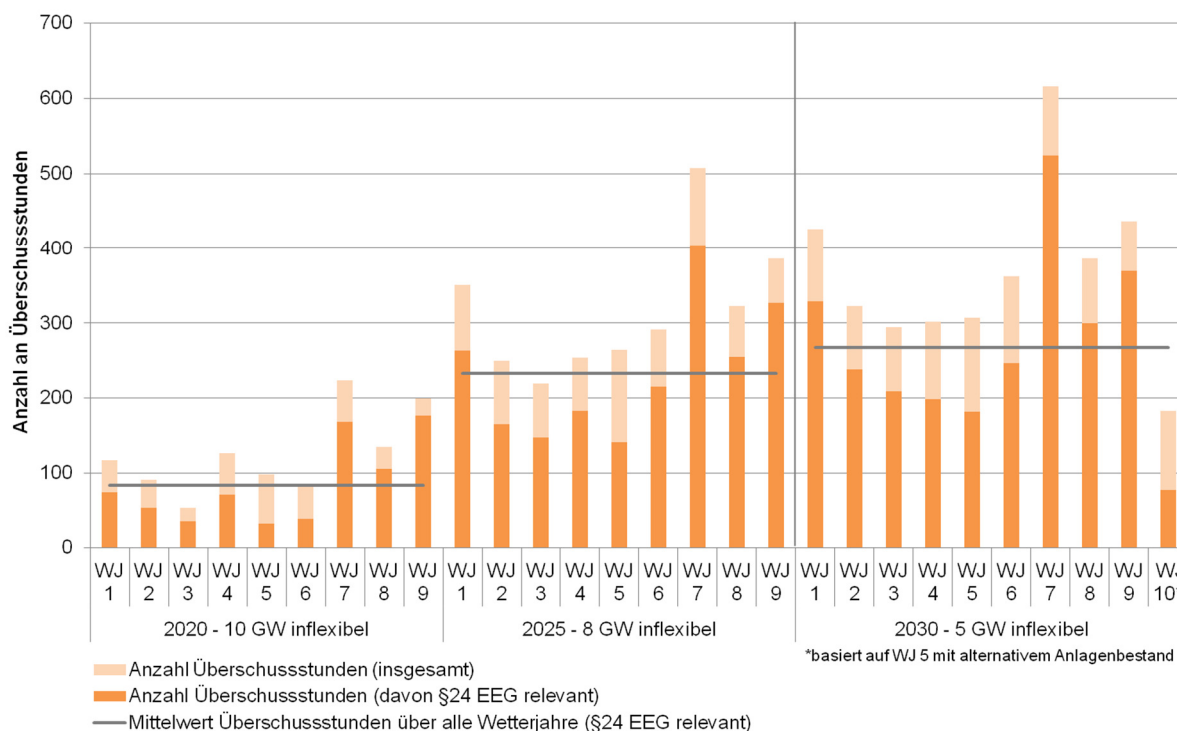


Abbildung 3: Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen in den Jahren 2020 bis 2030

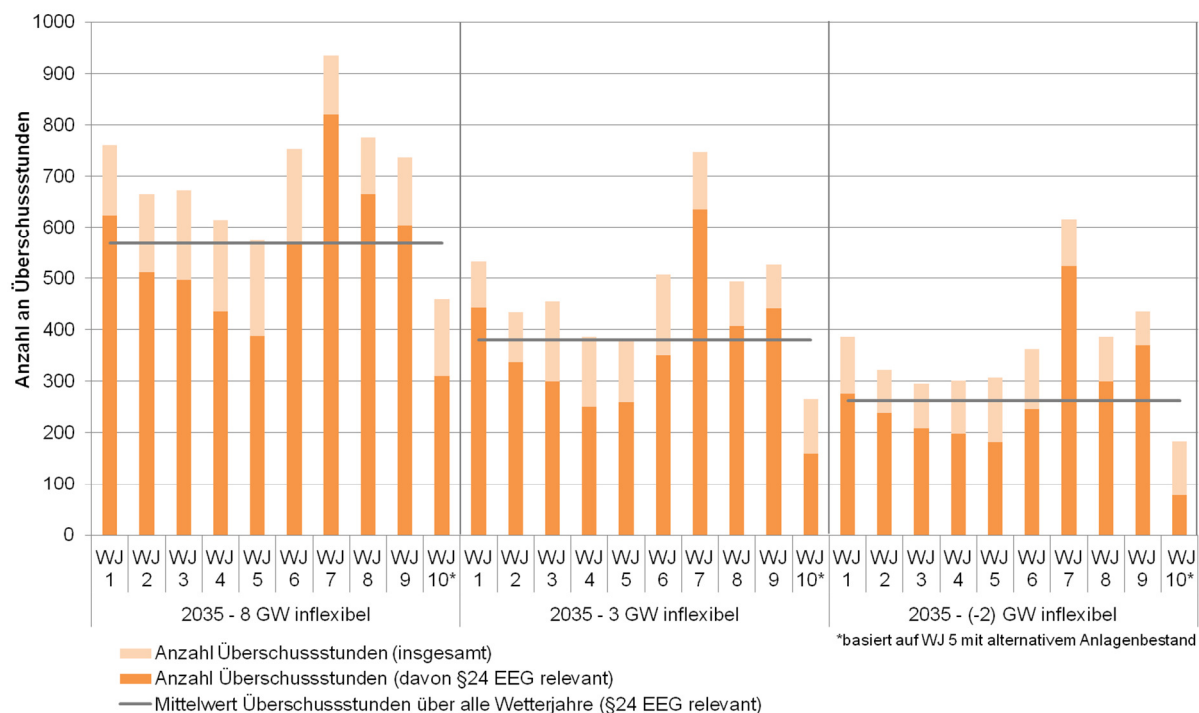


Abbildung 4: Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2035

Genauere Analysen auf Stundenebene zeigen zudem, dass mit weiterem EE-Ausbau negative Preise nicht mehr vorrangig zu Zeiten hoher Windeinspeisung zustande kommen, sondern dass mit einer stärkeren Flexibilisierung des Energiesystems eine zeitgleiche hohe Wind- und PV-Einspeisung erforderlich sein muss. Negative Stunden treten damit zukünftig im betrachteten Szenario nicht mehr vorzugsweise in den frühen Morgenstunden sondern hauptsächlich am Tag auf. Die Analyse des angepassten Wetterprofils auf zukünftige Anlagen bestätigt diese Tendenz noch einmal, bei dem negative Preise fast ausschließlich tagsüber zustande kommen.

Die Auswertung der Residuallastanalyse bezogen auf den § 24 EEG zeigt, dass die Anzahl an relevanten Stunden mit den insgesamt zustande gekommenen negativen Stundenkontrakten positiv korreliert. Dabei ist die Anzahl an nicht relevanten Stunden über die Wetterjahre relativ konstant, jedoch sensitiv auf die Flexibilität des Systems. Die relevanten Stunden wiederum sind auch abhängig vom Wetterjahr und steigen über die Jahre zunehmend an.

Abbildung 5 stellt zudem noch die abgeregelten Energiemengen für die Jahre 2020 bis 2030 dar, welche erforderlich wären um negative Preise zu verhindern. Die abzuregelnden Energiemengen entsprechen grundsätzlich der Entwicklung des Auftretens von Stunden mit negativen Preisen. Es ist dabei jedoch zu erkennen, dass die Sensitivitäten noch einmal ansteigen. Ausgehend von 0,7 TWh durchschnittlicher erforderlicher Abregelung in 2020 steigt dieser Wert auf 5 TWh in 2035 (3 GW Inflexibilitätssockel) an. Sowohl der alternative zukünftige Anlagenbestand als auch vor allem eine stärkere Flexibilisierung des Energiesystems kann aber dafür sorgen, dass die abzuregelnden Energiemengen niedrig gehalten werden können.

Die Analyse zeigt auch, dass sich die Entwicklung der § 24 EEG-relevanter abzuregelnder Energiemengen weitestgehend analog zur Entwicklung der Anzahl § 24 EEG-relevanter negativer Stundenkontrakten verhält. Basierend auf der jährlich abzuregelnden Energiemenge steigt der Erlösausfall mit der Zeit leicht an und beträgt im Jahr 2035 durchschnittlich ungefähr 3%. Unter ungünstigen Rahmenbedingungen kann dieser Wert jedoch auch auf 9% ansteigen und zu einem größeren Erlösausfall führen. Zurückgehend auf die anfängliche Fragestellung bedeuten größere Erlösausfälle eine Beeinflussung des Investitionsverhaltens. Kurzfristig ist jedoch mit einem Blick auf die Resultate mit nur geringen Erlösausfällen zu rechnen, die keinen größeren Einfluss auf Investitionen haben sollten.

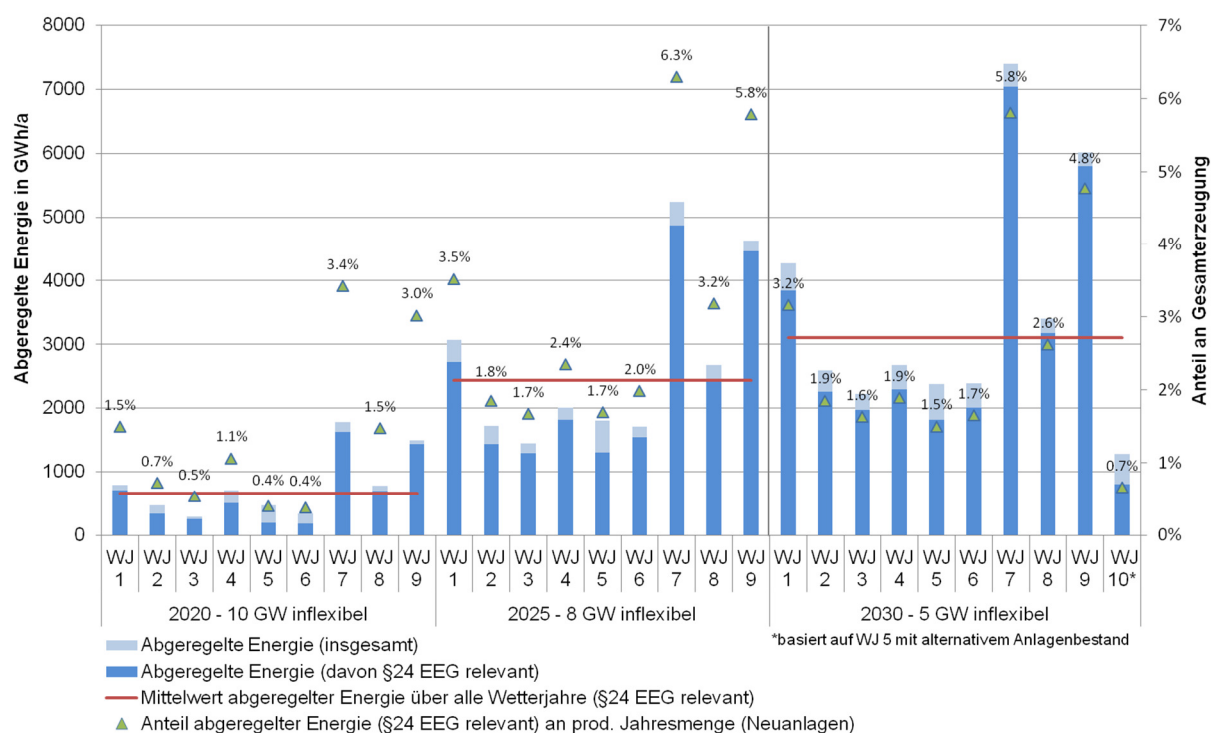


Abbildung 5: Mögliche Entwicklung abgeregelten Strommenge in den Jahren 2020 bis 2030

4.3 Schlussfolgerungen

Es konnte gezeigt werden, dass durch ein schlankes Modell Prognosen zur Entwicklung negativer Preise durchgeführt werden können. Wenige Eingangsdaten sind in diesem Fall ausreichend, um eine erste Analyse durchführen zu können. Es zeigte sich aber auch, dass die Eingangsdaten mit Bedacht gewählt werden müssen, da es ansonsten zu falschen Rückschlüssen kommen kann. Insbesondere der Wert für den Inflexibilitätssockel kann großen Einfluss auf die Ergebnisse nehmen. Grundsätzlich lassen sich daher nur Aussagen zu dem explizit untersuchten Szenario machen, wobei bei diesen Sensitivitätsrechnungen durchgeführt werden sollten.

Zusätzlich konnte aufgezeigt werden, dass die Methodik flexibel auf Fragestellungen reagieren kann, wie der Berücksichtigung von alternativen Anlagenbeständen für eine Untersuchung eines längerfristigen Zeithorizontes. Auch eine Ausweitung auf

Fragestellungen zum § 24 EEG durch die stufenweise mögliche Abregelung können ermöglicht werden, sodass Ertragsausfälle von Neuanlagen berechnet werden können.

Die Analyse des möglichen Szenarios lässt gut erkennen, dass eine stärkere Flexibilisierung des Energiesystems ein entscheidender Faktor zur Reduktion negativer Preise ist, die in den nächsten Jahren vermehrt zunehmen. Der Vergleich des historischen Einspeiseprofils mit dem Profil des alternativen Anlagenbestands lässt zudem erwarten, dass die Resultate tendenziell etwas niedriger liegen können, wenn sich der Anlagenbestand so entwickelt wie im Profil zum alternativen Anlagenbestand angenommen wurde. Ertragsausfälle durch § 24 EEG basierend auf den Resultaten dieser Analyse zeigen, dass kurzfristig keine großen Erlösausfälle zu erwarten sind.

5 Quellen

[1] EEG 2014, 2015: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

[2] EPEX Spot, 2015: Day-Ahead Strompreise der EPEX-SPOT Datenbank.
infoproducts.eex.com, zuletzt besucht 17.04.2015.

[3] Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2015:
<http://www.netztransparenz.de/>, zuletzt besucht 17.04.2015.

[4] Production and Consumption data for Germany, 2015: <https://www.entsoe.eu/>, zuletzt besucht 17.04.2015.