

Martin Pudlik, Frank Sensfuß, Jenny Winkler

Leitstudie Strommarkt

Arbeitspaket 4 „Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien?“

Literaturübersicht und weiterer Forschungsbedarf

Die im Bericht dargestellten Ergebnisse basieren auf Untersuchungen und Analysen des Fraunhofer ISI im Rahmen des Projekts:

Leitstudie Strommarkt

Arbeitspaket 4: Marktwert erneuerbarer Energien bis 2050

Beim Projekt handelt es sich um ein gemeinsames Forschungsprojekt zwischen R2B und den Unterauftragnehmern Connect Energy Economics GmbH, Consentec GmbH und Fraunhofer ISI.



Die Verantwortlichkeit für diesen Ergebnisbericht liegt ausschließlich bei dem Fraunhofer ISI. Sämtliche dargestellten Einschätzungen und Bewertungen entsprechen nicht zwangsläufig den Einschätzungen und Bewertungen des BMWi oder der anderen Projektpartner.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Einflussfaktoren für den Marktwert der Erneuerbaren Energien	4
2.1	Marktanteil Erneuerbarer Energien.....	6
2.2	Stromspeicher und flexible Nachfrageoptionen	7
2.3	CO ₂ - und Brennstoffpreise.....	8
2.4	Grenzüberschreitender Netzausbau und Marktkopplung	9
2.5	Konventioneller Kraftwerkspark	10
2.6	Marktstruktur	11
3	Literaturüberblick – Bisherige Ergebnisse	12
3.1	Überblick über bestehende Studien.....	12
3.1.1	Fundamentalmodelle	13
3.1.2	Spieltheoretische Modelle	20
3.2	Zusammenfassung der bestehenden Ergebnisse.....	20
3.2.1	Spanne der berechneten Marktwerte und Marktwertfaktoren für PV und Wind.....	20
3.2.2	Stand der Untersuchungen und Zusammenfassung der Aussagen zu den einzelnen Einflussfaktoren	23
3.2.3	Zusammenfassung.....	32
4	Anhang	33
5	Literaturverzeichnis	36

1 Einleitung

Die Entwicklung der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in Deutschland war in den letzten 20 Jahren durch ein sehr dynamisches Wachstum gekennzeichnet und hat inzwischen einen Anteil von ca. 25 % erreicht. Die langfristige Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren Energien im Strommarkt hängt von zwei zentralen Faktoren ab. Ein zentraler Aspekt, der lange im Fokus der Aufmerksamkeit gestanden hat, ist die Kostenentwicklung. Aufgrund der stark gesunkenen Preise insbesondere für Photovoltaik und der Effizienzsteigerungen bei Onshore-Wind sind die Kostenunterschiede zwischen diesen erneuerbaren und einigen konventionellen Technologien zur Stromerzeugung bereits stark gesunken, für die Zukunft wird eine weitere Annäherung erwartet.

Ein weiterer zentraler Aspekt sind die Erlösmöglichkeiten am Strommarkt, die ausschlaggebend für die marktbasierete Refinanzierbarkeit der Erneuerbaren Energien sind. Dabei unterscheiden sich insbesondere die dargebotsabhängigen Erneuerbaren, also Wind- und Sonnenenergie, in zwei Punkten systematisch von den konventionellen Technologien: Zum einen kann die Stromerzeugung aus diesen Energien nur eingeschränkt beeinflusst werden. So kann die Stromeinspeisung zwar durch Abregelung reduziert werden, eine höhere Einspeisung in Zeiten geringer Sonneneinstrahlung oder schwacher Winde ist jedoch nicht möglich (abgesehen von den Maßnahmen zur Anlagenauslegung zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung). Dementsprechend können dargebotsabhängige Erneuerbare nur eingeschränkt auf Strompreisschwankungen reagieren und profitieren nur zufällig von hohen Einnahmen in Stunden mit hohen Strompreisen. Zum anderen sind die variablen Kosten (also insbesondere Brennstoffkosten) der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien sehr gering. Dies führt aufgrund des Wettbewerbs auf dem Strommarkt dazu, dass bei einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Strompreise stark sinken. Dieses Phänomen wird üblicherweise als „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet. Für die Einnahmesituation der Erneuerbaren Energien ergibt sich daraus ein tendenziell geringerer Strompreis als für die konventionellen Stromerzeuger.

Langfristig hängt die Rentabilität der Erneuerbaren Energien also von deren Kostenentwicklung sowie auf der Einkommenseite vom allgemeinen Strompreisniveau sowie den spezifischen Einnahmemöglichkeiten für die jeweilige Technologie ab. Die Einnahmemöglichkeiten für eine bestimmte Strommenge aus Erneuerbaren Energien am Strommarkt (bzw. dem Marktsegment des Day-Ahead-Marktes) werden dabei als **Marktwert (oder absoluter Marktwert)** bezeichnet. Der **Marktwertfaktor (oder relativer Marktwert)** ist ein prozentualer Wert und bezeichnet die relative Einkommenssituation der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu einem Grundlastkraftwerk.

Damit bezieht sich der Marktwert nicht auf den Wert, den die Erneuerbaren Energien für das System erwirtschaften, sondern auf die Einnahmen, die von den Besitzern der EE-Anlagen erzielt werden können. Zwar werden Distributionswege wie Futures, Forwards etc. bei dieser Perspektive vernachlässigt, aber trotz dieser Vereinfachung kann von den Ergebnissen dieser Arbeit auf die allgemeinen Einnahmemöglichkeiten der EE geschlossen werden, da

dieser Preis in Deutschland öffentlich sichtbar ist und dadurch eine Art Referenzpreis für den restlichen Handel darstellt.

Marktwert und Marktwertfaktor

Der Marktwert bezeichnet die Einnahmen für eine bestimmte Menge an Strom aus Erneuerbaren Energien und berechnet sich aus dem Produkt des Marktwertfaktors einer bestimmten Technologie und dem durchschnittlichen Strompreis. Er wird beispielsweise in Euro/Megawattstunde angegeben.

Marktwert (€/MWh)

= Marktwertfaktor x durchschnittlicher Strompreis (€/MWh)

Zur Berechnung des Marktwertfaktors wird das Summenprodukt aus der stündlichen Erzeugung einzelner EE-Technologien und dem in der jeweiligen Stunde gültigen Marktpreis mit der Summe der Erzeugung dividiert.

Marktwertfaktor

$$= \frac{\sum_{\text{erste Stunde des Monats}}^{\text{letzte Stunde des Monats}} \text{Preis der Stunde (€/MWh)} \times \text{Einspeisung der Stunde (MWh)}}{\text{durchschnittlicher Strompreis (€/MWh)} \times \text{monatliche Einspeisung (MWh)}}$$

Es gibt eine Reihe unterschiedlicher Faktoren, die die Einnahmemöglichkeiten bzw. den Marktwert der Erneuerbaren Energien beeinflussen, wie beispielsweise die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Kosten, die Flexibilität des Stromsystems oder die regionale Verteilung der Erneuerbaren Energien. Bisher bestehen jedoch wenige Studien, die den quantitativen Wert von Marktwert- und Marktwertfaktor bestimmen und systematisch die Relevanz der einzelnen Faktoren untersuchen. Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über bestehende Ergebnisse und identifiziert wichtige Einflussfaktoren für den Marktwert Erneuerbarer Energie. Zudem wird die Methodik für eine detaillierte Untersuchung der Einflussfaktoren auf den Marktwert im weiteren Projektverlauf dargestellt. Basierend auf den Ergebnissen der weiteren Untersuchung sollen fundierte Aussagen zu den möglichen Markterlösen der variablen EE getroffen werden.

Die Kurzstudie ist folgendermaßen aufgebaut: In Kapitel 2 werden unterschiedliche Faktoren, die den Marktwert der Erneuerbaren Energien beeinflussen, identifiziert und erklärt, wie diese den Marktwert beeinflussen. Kapitel 3 gibt einen Überblick über die bestehende Literatur zum Thema, dabei werden die Methodik sowie die Ergebnisse bzgl. der einzelnen Einflussfaktoren dargestellt. Darauf aufbauend werden wichtige Einflussfaktoren identifiziert.

Kapitel 4 stellt den weiteren Forschungsbedarf sowie die geplante Methodik für die weiteren Untersuchungen dar.

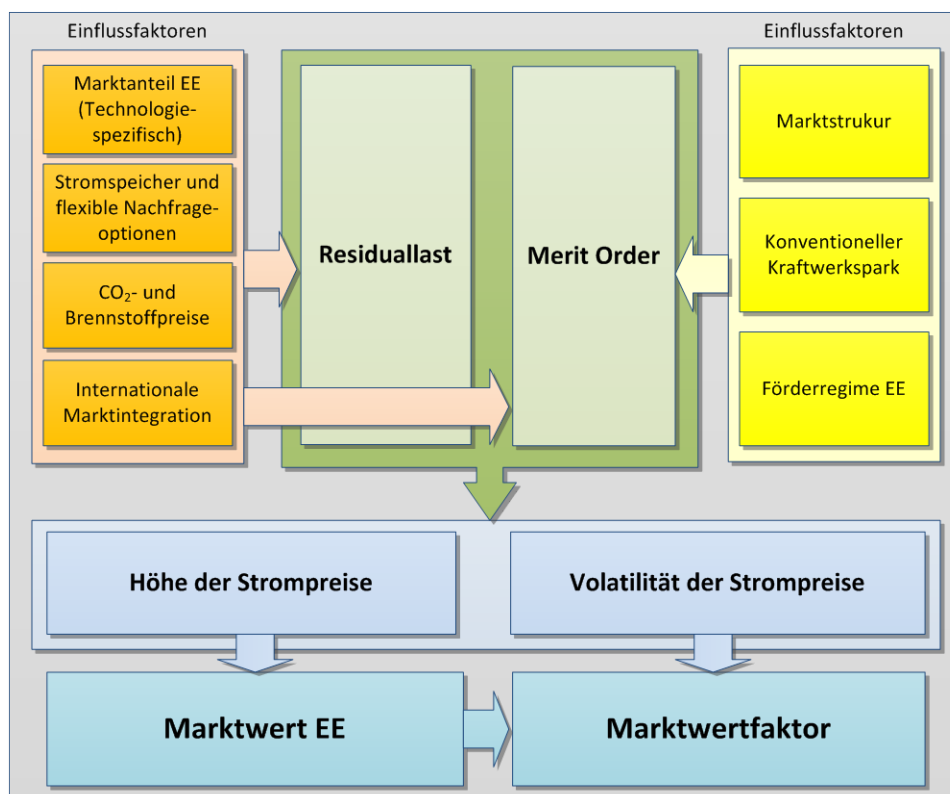
2 Einflussfaktoren für den Marktwert der Erneuerbaren Energien

Dieses Kapitel beschreibt zunächst in einem ersten Schritt das allgemeine Wirkungsgefüge und liefert in einem zweiten Schritt eine Beschreibung der einzelnen Einflussfaktoren auf den Marktwertfaktor.

Während sich steuerbare EE, wie beispielsweise Biomasse, an den prognostizierten Preisen der Strombörse ausrichten können, ist die Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (z. B. Wind, Solar) an meteorologische Bedingungen gekoppelt. Daher kann sich der Marktwert der fluktuierenden Erneuerbaren Energien von dem durchschnittlichen Strompreis stark unterscheiden. Um diesen Umstand angemessen zu bestimmen, kann das Konzept des Marktwertfaktors verwendet werden. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen dem technologiespezifischen Marktwert und dem durchschnittlichen Strompreis.

In Abbildung 1 sind schematisch die für die Entwicklung von Marktwerten und Marktwertfaktoren wichtigsten Einflussgrößen dargestellt. Es handelt sich um ein komplexes Zusammenspiel von Variablen, die im Folgenden erläutert werden. Die Komplexität wird vor allem durch die Interaktionen der einzelnen Variablen sowie den Rückkopplungen über veränderte Investitionsanreize verursacht.

Abbildung 1 Schematische Darstellung der Wirkung der Einflussfaktoren auf den Marktwert von EE



Quelle: Eigene Darstellung

Die zugrunde liegenden Einflussfaktoren (in der Graphik gelb und orange dargestellt) können zunächst in zwei Gruppen eingeteilt werden. Während der **Marktanteil der EE, Stromspeicher, flexible Nachfrage, die CO₂- und Brennstoffpreise sowie internationale Marktintegration** sowohl auf die Residuallast als auch auf die Merit-Order wirken, ist der Einfluss des **konventionellen Kraftwerksparks, des Förderregimes EE sowie der Marktstruktur** schwerpunktmäßig auf die Merit-Order beschränkt.

Die Einteilung ist dabei nicht strikt, sondern zielt auf eine kurz- bis mittelfristige Betrachtungsweise. So wirken sich z. B. fallende CO₂-Preise langfristig auch auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die Marktstruktur und somit auch auf die Merit-Order aus.

Ein Beispiel für einen nicht eingezeichneten Effekt ist die Wirkung einer zunehmenden Volatilität der Strompreise, welche die Opportunitätskosten im Vergleich zu einer Flexibilisierung der Nachfrage erhöht und die Flexibilisierung begünstigt. Weiterhin kann auch die Marktstruktur über eine starke oligopolistische Marktorganisation indirekt die Residuallast beeinflussen. Dies sind nur zwei Aspekte, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht in der Grafik erfasst wurden.

In einer zweiten Wirkungsebene beeinflussen die Residuallast sowie die Merit-Order auch die Höhe der Strompreise und deren Volatilität.

Die **Residuallast** stellt die resultierende Nachfrage abzüglich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien dar. Ein steigender Anteil Erneuerbarer verringert die Residuallast und führt dabei zum preissenkenden Merit-Order-Effekt, also der Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch den Einsatz Erneuerbarer mit geringen Grenzkosten.

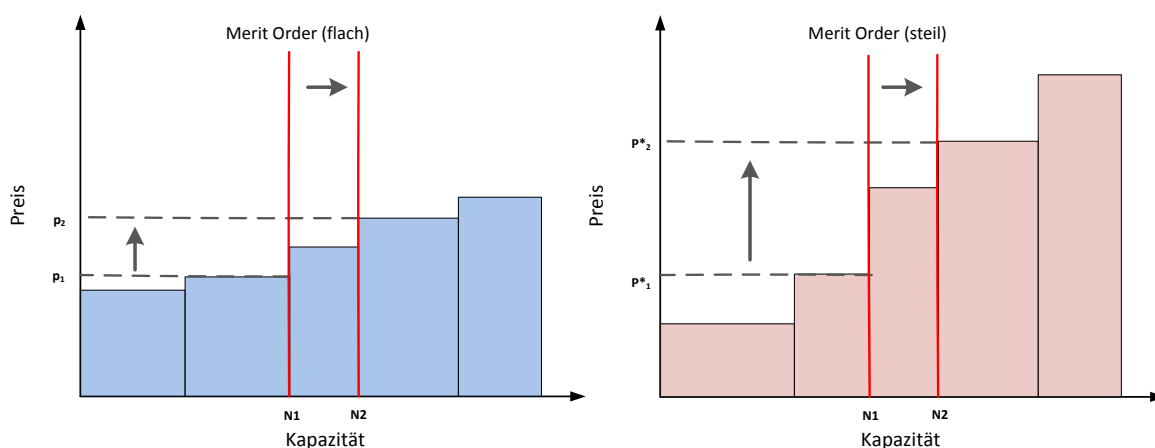
Die **Merit-Order** bildet die Reihenfolge der Gebote der Stromerzeuger auf dem Spotmarkt der Börse ab. Aus ihr kann die Angebotskurve abgeleitet werden, mit deren Hilfe der markträumende Preis für die Stunden des nächsten Tages ermittelt wird, zu dem alle Gebote unter diesem Preis bedient werden. Das Kraftwerk, welches noch gerade benötigt wird, um die Nachfrage zu befriedigen, ist dabei preissetzend.

Eine Veränderung der Merit-Order, abseits des Merit-Order-Effektes durch Erneuerbare, kann ferner zustande kommen, wenn die Grenzkosten einer Technologie die Grenzkosten einer anderen Technologie, deren Grenzkosten zuvor höher waren, übersteigen. Ein mögliches Beispiel dazu wäre ein Fuel Switch von Gas zu Kohle, wenn aufgrund von steigenden Kohle- und CO₂-Preisen die Grenzkosten von Steinkohlekraftwerken die Grenzkosten von Gaskraftwerken übersteigen. Damit würden sich Gaskraftwerke in der Merit-Order vor den Steinkohlekraftwerken einordnen. Dies wiederum verändert den Anteil der Stunden, in denen diese Technologie preissetzend wirkt, da sich bei gleicher Nachfrage nach Residuallast nun eine andere Technologie preissetzend auswirkt.

Besitzt ferner die Merit-Order einen flachen Verlauf im Bereich der häufigsten Grenzkraftwerke, wie im linken Teil der Abbildung 2, so senkt dies die **Volatilität des Strompreises**, da die Differenz aus **Grund- und Spitzenlast-Strompreisen geringer** ist.

Dies bedeutet auch, dass der Marktwertfaktor fluktuierender EE steigt, da diese aufgrund der geringen Grenzkosten am Anfang der Merit-Order stehen. Besitzt die Merit-Order einen steileren Verlauf (bei zunehmenden Anteilen von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken), ist die Wirkung genau umgekehrt, wie im rechten Teil der Abbildung dargestellt. In diesem Fall ist die Preisdifferenz aus Grund- und Spitzenlastkraftwerken größer. Dadurch sinkt der Marktwertfaktor bei sonst gleichen Bedingungen. Die stärkere Preisvolatilität bei steiler Merit-Order beruht darauf, dass bei einer steileren Merit-Order ein Anstieg der Nachfrage (in der Abbildung von N_1 auf N_2) zu einem größeren Preisanstieg als bei einer flacheren Merit-Order führt, in der Abbildung ist daher die Differenz aus p^*_1 und p^*_2 größer als die Differenz zwischen p_1 und p_2 .

Abbildung 2: Merit-Order (steil/flach)

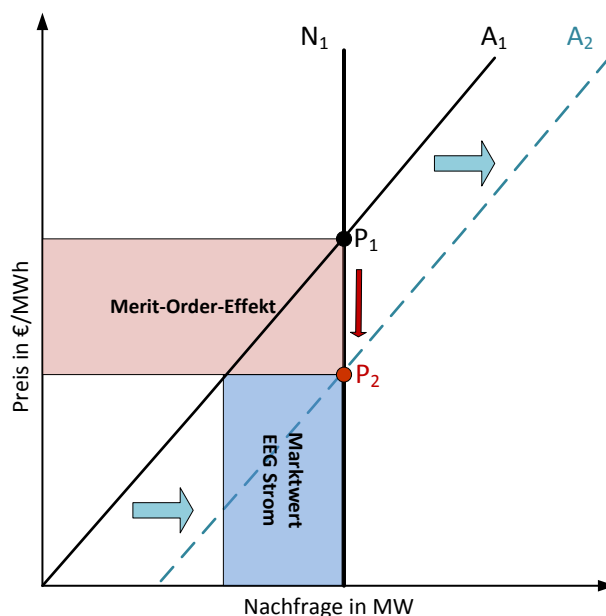


Aus den obigen Zusammenhängen kann auch abgeleitet werden, dass der Marktwertfaktor auch dann steigen kann, wenn der Stromdurchschnittspreis sinkt. Dies ist der Fall, wenn die Erneuerbaren immer häufiger preissetzend wirken.

2.1 Marktanteil Erneuerbarer Energien

Der Einfluss der Erneuerbaren Energien auf den durchschnittlichen Strompreis wurde bereits in einer Vielzahl von Studien untersucht. Einen Überblick dazu bietet (Würzburg et al. 2013). Ein steigender Marktanteil Erneuerbarer Energien hat zumindest kurzfristig einen negativen Effekt (bei einer Abstraktion von einer strukturellen Anpassung des Kraftwerksparks) auf den durchschnittlichen Börsenstrompreis.

Abbildung 3: Merit-Order-Effekt bei unflexibler Nachfrage



Dies liegt daran, dass Erneuerbare Energien zum einen aufgrund der staatlichen Förderung durch Einspeisetarife häufig als Must-Run¹ fungieren und zum anderen durch sehr geringe Grenzkosten der Stromproduktion gekennzeichnet sind. Aufgrund dieser Tatsache ordnen sie sich in der Merit-Order vor die meisten konventionellen Kraftwerke ein und verschieben dadurch die Merit-Order, wodurch Kraftwerke mit höheren Grenzkosten weniger oft nachgefragt werden (Abbildung 3).

Der sinkende Börsenstrompreis bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien (EE) führt auch dazu, dass der Marktwert der Erneuerbaren bei steigenden EE-Anteilen sinkt. Auch der Marktwertfaktor wird reduziert, da der Strompreis insbesondere in den Stunden geringer ausfällt, in denen die EE-Einspeisung anfällt, während in den Stunden mit geringerer oder fehlender Einspeisung der Strompreis gleich bleibt oder sogar höher ist als ohne EE-Penetration.

2.2 Stromspeicher und flexible Nachfrageoptionen

Stromspeicher ermöglichen es in Zeiten hoher Einspeisung Strom zu speichern, um ihn in Stunden, in denen der Strom knapp wird, wieder ins Netz einzuspeisen. Dies kann zu einer konstanteren Residuallast führen, wodurch die Strompreise weniger schwanken und sich der Marktwert von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dem durchschnittlichen Strompreis annähert. Allerdings führen die Speicherverluste dazu, dass immer ein gewisser Preisunterschied zwischen einzelnen Stunden erhalten bleiben muss, um einen rentablen Einsatz zu ermöglichen. Als Speicher kommen verschiedene denkbare Technologien in

¹ Kraftwerkskapazität, welche für einen fest definierten Zeitraum in Betrieb gehalten werden muss, bspw. um eine bestimmte Systemdienstleistung aufrechtzuerhalten, z. B. Wärme. Diese Kapazität reagiert nicht auf Preissignale.

Frage, wie z. B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher (Grünwald et al. 2012).

Die Nachfrage nach Strom ist bisher eher preisunelastisch, das heißt, anders als in vielen anderen Märkten reagieren bislang nur einige Konsumenten auf hohe Preise mit einer Reduktion der Nachfrage. Flexible Nachfrageoptionen ermöglichen es, die Nachfrage nach Strom stärker am Preis auszurichten. Dabei orientiert sich der Stromverbraucher an der Strompreisentwicklung. Unterschieden werden abschaltbare Lasten, Lastreduktion und zuschaltbare Lasten.

Unter abschaltbaren Lasten werden Verbrauchseinheiten angesehen, die bei Bedarf kurzfristig ihren Verbrauch einstellen bzw. durch Lastreduktion denselben senken können. Umgekehrt gilt dies für zuschaltbare Lasten. Für diese Form der Flexibilisierung, kommen insbesondere die Elektromobilität, Wärmepumpen sowie industrielle Prozesse in Frage. Die DENA (Wawer 2011) ermittelt beispielsweise ein technisches Potenzial des Lastmanagements von 15 GW. Wie die Stromspeicher reduziert eine flexiblere Nachfrage die Volatilität der Strompreise und kann dadurch den Marktwertfaktor der Erneuerbaren Energien erhöhen.

2.3 CO₂- und Brennstoffpreise

CO₂- und Brennstoffpreise haben eine ähnliche Wirkung auf den durchschnittlichen Strompreis. Beide erhöhen zunächst die Preise für Inputparameter und somit auch die variablen Kosten. Ein steigender CO₂-Preis bewirkt hierbei jedoch eher einen Niveauanstieg über alle emittierenden Technologien. Bei Änderungen der Brennstoffpreise hingegen kann es zu stärkeren partiellen Änderungen von unterschiedlichen Technologien kommen.

Der Emissionshandel hat dabei das Ziel, den CO₂-Ausstoß über handelbare Berechtigungen zu reduzieren. Durch die Kosten für die Emissionsberechtigungen erhöhen sich die Grenzkosten der Kraftwerke, die auf fossilen Brennstoffen basieren. Rationale Kraftwerksbetreiber erhöhen als Konsequenz ihre Gebote an der Strombörse um die zusätzlichen Kosten, unabhängig davon, ob die Emissionsberechtigungen kostenlos vergeben oder versteigert werden. Der Ablauf ist bei Brennstoffpreiserhöhungen ähnlich, jedoch bei partiellen Brennstoffpreisänderungen stärker technologieabhängig. So kann ein einseitiger Anstieg des Kohlepreises kurzfristig nur die Kohlekraftwerke betreffen. Tatsächlich können jedoch häufig Korrelationen zwischen den einzelnen Brennstoffpreisen beobachtet werden oder sie sind gar gekoppelt (z. B. Erdgas/Erdöl).

Bei der zeitlichen Perspektive muss zwischen einer kurz- und langfristigen Wirkung unterschieden werden.

Kurz- bis mittelfristig erhöhen sich bei steigenden CO₂-Preisen z. B. die Kosten von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken schneller als die Grenzkosten von Gaskraftwerken. Die Grenzkosten der Erneuerbaren Energien genauso wie der Kernkraft werden nicht beeinflusst. Die Merit-Order-Kurve hätte daher bei steigenden CO₂-Preisen vorerst im

Bereich von Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken einen flacheren Verlauf, während der Sprung von Kernenergie zu Braunkohle größer werden würde. Der flachere Verlauf im Bereich von Kohle- und Gaskraftwerken kann zu weniger volatilen Strompreisen führen, wodurch sich, wie eingangs erwähnt, der Marktwert von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dem durchschnittlichen Strompreis annähern müsste. Weiterhin kann es bei einer entsprechend hohen Preissteigerung bei CO₂-Zertifikaten und Brennstoffen zu einem Fuel-Switch kommen. Dies bedeutet, dass die Grenzkosten von einzelnen Technologien, z. B. Steinkohlekraftwerken, über das Niveau anderer Technologien, in diesem Fall Gaskraftwerken, hinaus ansteigen und letztere in der Merit-Order vor die Steinkohlekraftwerke einsortiert werden.

Langfristig kann ein steigender bzw. hoher CO₂- und Brennstoffpreis zu Anpassungen der Kraftwerksparks führen. Bedingen z. B. konstant hohe CO₂-Preise kontinuierlich hohe Grenzkosten von Braun- und Steinkohlekraftwerken und somit eine späte Einordnung in die Merit-Order, so kann der Betrieb dieser Kraftwerke unrentabel werden und zu deren Aufgabe führen. Die hohen CO₂- und Brennstoffpreise können, bezogen auf Neu- und Ersatzinvestitionen, dabei ein prohibitives Niveau erreichen und Investitionen verhindern.

2.4 Grenzüberschreitender Netzausbau und Marktkopplung

Die internationale Marktintegration kann dazu beitragen, den Marktwert der Erneuerbaren Energien zu erhöhen. Bei ausreichender Übertragungskapazität kann in Stunden, in denen durch Wind- und Solarenergie viel Strom in das Netz eingespeist wird, Strom in andere Regionen hoher Residuallast exportiert und in Stunden mit einer Stromknappheit Strom aus dem Ausland importiert werden. Dies hat den Effekt, dass sich mit steigendem Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und erhöhter Marktintegration die Preise in den einzelnen Ländern immer weiter annähern, sodass sich bei sehr hoher Übertragungskapazität das Verbundsystem wie ein einziger Markt verhält. Zu einer Steigerung von Marktwert und Marktwertfaktoren der EE kommt es insbesondere dann, wenn die Marktintegration mit Ländern erfolgt, die einen geringeren EE-Anteil in ihrem Erzeugungsportfolio haben. Außerdem kommen Portfolioeffekte zum Tragen. Die Wind- und Solaranlagen können in einem gekoppelten Markt über eine größere Fläche verteilt werden, was dazu führt, dass aufgrund der unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen in den Regionen die gesamte Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren weniger schwankt. Entsprechend fallen die Auswirkungen des Merit-Order-Effekts auf den Marktwertfaktor in einem größeren Marktgebiet geringer aus, insbesondere dann, wenn die Windregime in den integrierten Märkten gering korreliert sind. Allerdings hängt der positive Effekt der Marktintegration auf Marktwert und Marktwertfaktor auch vom übrigen Stromsystem und insbesondere dem bestehenden konventionellen Kraftwerkspark im Ausland ab – sind dort häufig Kraftwerke mit geringen Grenzkosten preissetzend (wie zum Beispiel Kernkraftwerke in Frankreich), kann eine Marktintegration ggf. trotz höherer Marktwertfaktoren aufgrund des geringeren durchschnittlichen Strompreises auch zu einem geringeren Marktwert führen.

2.5 Konventioneller Kraftwerkspark

Bei der Betrachtung der Marktwertfaktoren spielt auch die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks eine wichtige Rolle. Mehrere Effekte wurden bereits in Kapitel 2 erwähnt. Die wichtigsten Einflussfaktoren sind hierbei der Verlauf der Merit-Order, die Anpassungsprozesse des Kraftwerksparks bei steigendem Anteil Erneuerbarer sowie steigenden CO₂- und Brennstoffpreisen und die Flexibilität der Kraftwerke. Diese Effekte müssen auch im Kontext einer internationalen Marktintegration betrachtet werden, da der Kraftwerkspark in seiner Zusammensetzung von Land zu Land stark variieren kann.

Generell ist zunächst der Verlauf der Merit-Order ein wichtiges Kriterium. Besitzt die Merit-Order einen flachen Verlauf, so verringert dies die Volatilität der Strompreise (s. Kapitel 2.1). Dies wiederum hat einen positiven Effekt auf den Marktwertfaktor. Ist der Verlauf der Merit-Order in den am häufigsten preissetzenden Technologien jedoch steil, so kann dies zur Absenkung des Marktwertfaktors führen.

Die langfristige Änderung des Kraftwerksparks bei einer Erhöhung der Brennstoff- und CO₂-Preise wurde bereits in Kapitel 2.3 erläutert. Dabei wird deren Zusammensetzung basierend auf den durch die Preisänderung induzierten Grenzkostenänderungen angepasst.

Ein weiterer bisher nicht explizit genannter Effekt ist die Änderung des Kraftwerksparks bei zunehmendem Anteil Erneuerbarer. In diesem Fall ist eine Anpassung hin zu mehr Spitzenlastkraftwerken zu erwarten, um die Variabilität bei der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer auszugleichen. Bei einem hohen Anteil Erneuerbarer wäre hierbei die Merit-Order anfangs eher relativ konstant und würde beim Wechsel zu Gaskraftwerken einen starken lokalen Anstieg besitzen. Inwieweit in einer solchen Merit-Order die jeweiligen Kraftwerke anteilmäßig über das Jahr preissetzend und somit auf den Marktwert auswirken würden, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

Infolge von unflexiblen Kraftwerken in Verbindung mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien kann es auch zu negativen Preisen an der Strombörse kommen. Da diese negativen Preise vor allem bei einer hohen Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien auftreten, können sie vor allem bei einem hohen Marktanteil dazu führen, dass Marktwert und Marktwertfaktor stark sinken. Kraftwerke können sowohl ökonomisch als auch aufgrund von technischen Restriktionen unflexibel sein. So können Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, je nach Situation des Wärmenetzes, nicht immer abgeschaltet werden, da sonst die Versorgung der Menschen mit Fernwärme ausbleiben würde. Manche Kraftwerke können aufgrund von hohen An- und Abfahrkosten zum Teil aufgrund von wirtschaftlichen Gründen kurzfristig oft nicht vom Netz genommen werden. Die Betreiber von so genannten Must-Run-Kraftwerken geben daher Gebote im negativen Bereich weit unter ihren Grenzkosten ab, um sicherzustellen, dass Kraftwerk in das Netz einspeisen können (Hirth 2013).

Letztlich ist auch bei einer internationalen Marktintegration davon auszugehen, dass sich die konventionelle Kraftwerkszusammensetzung mit den damit verbundenen Effekten ändert. Wird z. B. ein System des Landes A mit hohem Anteil Erneuerbarer mit einem Land B mit

einem hohen Anteil von Stein und Braunkohle verbunden, so kann es kurzfristig und langfristig zu Ausgleicheffekten kommen. Wird dieses konstruierte Szenario von steigenden CO₂- und Brennstoffpreisen begleitet, so kann dies im Gesamtsystem, nach Anwendung der bisher erläuterten Zusammenhänge, zu einer Verdrängung der Steinkohle in Land B führen. Ferner kann es bei einem starken Anstieg der Preise zu einem Fuel Switch kommen, der die Verdrängung nochmals verstärkt und in beiden Ländern zu einer höheren Auslastung bzw. Bedarf an Gaskraftwerken führt.

2.6 Marktstruktur

Verschiedene Marktstrukturen können dazu führen, dass sich der Marktwert der fluktuierenden Erneuerbaren Energien weiter von den durchschnittlichen Preisen entfernt, wenn es in Zeiten mit hoher Residuallast zu höheren Preisauflägen kommt. Bei Ausübung von Marktmacht können Kraftwerke Preise durchsetzen, die über ihren Grenzkosten und damit über dem Wettbewerbspreis liegen. Dadurch ergeben sich zwei gegenläufige Effekte auf den Marktwert der EE. Einerseits kommt es aufgrund der höheren Preise zu einem Anstieg des durchschnittlichen Strompreises, was zu einem höheren Marktwert führt. Andererseits profitiert ein durchgehend einspeisendes Kraftwerk mehr von den Preisauflägen als die fluktuierenden Erneuerbaren Energien, wodurch der Marktwertfaktor fällt. Der relative Effekt ist umso stärker, je geringer der Anteil fluktuierender Erneuerbarer, da die fluktuierenden Erneuerbaren in so einem Fall weniger preissetzend wirken. Ist der Anteil an der jährlichen Preissetzung Erneuerbarer hoch, so sinkt die Zahl der Stunden, an denen die Marktmacht der Anbieter zum Tragen kommt.

3 Literaturüberblick – Bisherige Ergebnisse

In den letzten Jahren haben bereits einige Autoren die zukünftig zu erwartende Entwicklung des Marktwerts Erneuerbarer Energien untersucht. Im Folgenden werden ausgewählte Untersuchungsansätze, Annahmen und Ergebnisse zu Marktwert und Marktwertfaktoren dargestellt. Nach der Betrachtung der einzelnen Studien folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse hinsichtlich der in Absatz 2 beschriebenen Einflussfaktoren. Ein Überblick zu weiteren Studien, die für die zukünftigen Untersuchungen jedoch weniger relevant erscheinen, findet sich bei Hirth (2013).

3.1 Überblick über bestehende Studien

Alle bestehenden Studien nutzen Strommarktmodelle, um den Einfluss verschiedener Faktoren auf Marktwerte und Marktwertfaktoren der Erneuerbaren Energien zu analysieren. Unterschieden werden kann dabei zwischen Fundamentalmodellen des Strommarkts, die versuchen, das Stromsystem möglichst realistisch abzubilden und Ergebnisse basierend auf einer Minimierung der Systemkosten bei Investitionen und Dispatch zu generieren sowie spieltheoretischen Modellen, die insbesondere den Einfluss von Marktstrukturen untersuchen. Zur ersten Gruppe zählen die Studien von Hirth (2013), Höfling (2013), Nicolosi (2012), Kopp et al. (2012), Mills und Wiser (2012) sowie die einfacheren Modelle von Obersteiner und Sagan (2010) und Lamont (2008). Zur zweiten Gruppe gehören Twomey und Neuhoff (2010) sowie Green und Vasilakos (2010).

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Modelle, deren geographischen und zeitlichen Rahmen sowie den getroffenen Annahmen und untersuchten Szenarien. Im Folgenden werden die Ansätze und Ergebnisse der einzelnen Studien vorgestellt. Ein Überblick über die in den Modellen getroffenen Annahmen zu den einzelnen Einflussfaktoren findet sich im Anhang zu dieser Kurzstudie.

Tabelle 1: Überblick über bestehende Modellrechnungen zu Marktwerten und Marktwertfaktoren der EE

Autoren	Modellansatz	Modellierter Zeitraum	Geographische Eingrenzung	Modellierte Szenarien	Marktanteil EE
Fundamentalmodelle					
Hirth 2013	Systemkostenminimierung bei Dispatch und Investitionen	Mittelfristig (mit bestehenden Kraftwerken), Langfristig (mit kostenoptimalem KW-Park)	Deutschland, Belgien, Polen, Niederlande, Frankreich	Mittelfristige Marktwerte für Wind (keine Differenzierung nach Onshore und Offshore) und PV, langfristige Marktwerte für Wind; separater und gleichzeitiger Anstieg PV, Variationen bei Windjahren, CO ₂ -Preisen, Brennstoffpreisen, Interkonnektor- und Speicherkapazitäten	Wind (0% - 30%) und Solar (0 - 15%)
Höfling 2013	Dispatch bei Minimierung der Systemkosten; nur Spotmarkt	Bis 2050	Deutschland, Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Norwegen, Dänemark, Schweden, Polen, Tschechien	Variationen bei Nachfrageentwicklung, Brennstoff- und CO ₂ -Preisen, Markups, internationaler Marktintegration, Nachfrageelastizität und Stromspeichern	70 – 100% für modelliertes Gesamtgebiet; 80 - 100% EE in Deutschland; Onshore-Wind bis 29%, Offshore-Wind bis 42%, PV bis 12%

Autoren	Modellansatz	Modellierter Zeitraum	Geographische Eingrenzung	Modellierte Szenarien	Marktanteil EE
Kopp et al. 2012	Systemkostenoptimierung bei Investitionen und Dispatch; Spotmarkt und Reservemarkt;	Bis 2050	Deutschland, Frankreich, UK, Italien, Österreich, Schweiz, Belgien, die Niederlande, Luxemburg, Polen, Tschechien	Verschiedene historische Einspeiseprofile, Variante bei CO ₂ -Preisen nach EU Energy Roadmap 2050 („HighRESSzenario“)	80% EE in 2050, etwa 20% Onshore-Wind (Annahme: Nachfrage bleibt bis 2050 auf 2030-Niveau)
Lamont 2008	Einfaches Strommarktmodell mit Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerk sowie Wind und PV	-	Kalifornien	Unterschiedliche EE-Kapazitäten	Wind und PV bis etwa 35%
Mills and Wiser 2012	Systemkostenminimierung bei Dispatch und Investition; Day-Ahead und Realtime-Markt, Reservemarkt	Bis 2030	Kalifornien	Verschiedene Anteile von Solar und Wind; verschiedene CO ₂ -Preise, keine operationellen Einschränkungen (Startzeiten, Anfahrsgeschwindigkeit, etc.), geringere Investitionen für Gasturbinen, alle bestehenden Kraftwerke verbleiben im Markt	0-30% Solar (PV, CSP ohne mit 6h-Wärmespeicher), 0-40% Wind
Nicolosi 2012	Systemkostenoptimierung bei Dispatch und Investition; Spotmarkt	Bis 2030	Deutschland, Dänemark, Polen, Tschechien, Österreich, Schweiz, Frankreich, Niederlande, andere Länder in Zonen 3 Zonen	Basisszenario und Varianten hinsichtlich EE-Ausbau (geringerer Ausbau), Laufzeitverlängerung Kernkraftwerke, EE als Reserve, höhere Internektorkapazität, verschiedene Abregelungsregeln	Bis 11% PV, 17% Onshore und 18% Offshore
Obersteiner und Saguan 2011	Dispatch-Modell mit konstanten Nachfrage- und Angebotskurven (basierend auf CO ₂ - und Brennstoffpreisen)	Bis 2020	Deutschland, Österreich, Schweiz, Tschechien, Frankreich	Unterschiedliche Marktanteile und Verteilung über Länder, Varianten CO ₂ - und Brennstoffpreise, verschiedene simulierte Einspeisezeitreihen für Wind	Wind 2,8% und 16,3%
Spieltheoretische Modellierungen					
Green & Vasilakos 2010	Spieltheoretisches Modell (Supply Function Equilibrium)	2020	UK	Wettbewerbsmarkt und Duopol	11 GW Onshore-Wind, 19 GW Offshore-Wind bei insgesamt 99 GW installierter Leistung
Twomey und Neuhoff 2010	Wirtschaftstheoretisches Modell	-	-	Perfekter Wettbewerb, Cournot-Duopol und Monopol	30% Wind

3.1.1 Fundamentalmodelle

Hirth 2013

Hirth berechnet in einem Strommarktmodell mit kostenoptimiertem Dispatch und Investitionen Marktwertfaktoren für unterschiedliche Marktanteile von Wind und PV in Nordwesteuropa. Die verschiedenen Szenarien unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Annahmen zum Gesamtsystem – bei den „mittelfristigen“ Szenarien wird der

bestehende Kraftwerkspark als Ausgangsbasis genutzt, die gesamtkostenminimierenden Investitionen erfolgen zusätzlich. Bei den „langfristigen“ Szenarien erfolgt eine optimale Ergänzung der variablen Erneuerbaren Energien, da die Optimierung des Restsystems „auf der grünen Wiese“, also ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen realisiert wird. Untersucht wird in beiden Szenariogruppen, wie sich ein steigender Marktanteil von Wind (wobei hier nicht zwischen Onshore und Offshore unterschieden wird) und PV sowie ein gleichzeitiger Anstieg beider Technologien auf den Marktwertfaktor, den Marktwert und die Rentabilität der variablen Erneuerbaren Technologien auswirkt. Zusätzlich werden nacheinander verschiedene Inputfaktoren (CO₂-Preise, Brennstoffpreise, Interkonnektor- und Speicherkapazitäten) bei ansonsten gleichen Rahmenbedingungen variiert.

Die wesentlichen Ergebnisse der Analyse sind die folgenden:

- Bei einem Marktanteil von 30 % sinkt der Marktwertfaktor von Wind auf etwa 50 % in der mittelfristigen Betrachtung, der Marktwert auf 18 €/MWh (bei einem Ausgangswert von etwa 72 €/MWh) ab. Der Marktwertfaktor von PV reduziert sich in der mittelfristigen Betrachtung bereits bei einem Marktanteil von 15 % auf 0,5. Der Effekt ist im Modell insbesondere bei PV sehr stark ausgeprägt. Hirth gibt allerdings an, dass aufgrund der Vereinfachungen im Modell die Zahlen vermutlich höher ausfallen als in Wirklichkeit.
- Die Entwicklung der Marktwertfaktoren und Marktwerte unterscheidet sich zwischen den Ländern in Abhängigkeit der bestehenden Kraftwerke. Der hohe Anteil von Kernkraftwerken in Frankreich führt zu einem etwas stärkeren Absinken des Marktwertfaktors von Wind.
- Das Absinken der Marktwertfaktoren und Marktwerte wird im „langfristigen“ Szenario im Vergleich zum „mittelfristigen“ Szenario stark vermindert. Der langfristige Marktwert (Marktwertfaktor) von Wind bei einem Marktanteil von 30 % liegt beispielsweise bei etwa 42 €/MWh (65 %) im Vergleich zu 18 €/MWh (50 %) im „mittelfristigen“ Szenario. Dies bestätigt, dass eine optimale Auslegung und Flexibilisierung des Stromsystems die Rentabilität von Erneuerbaren Energien am regulären Strommarkt erhöht.
- Bei einem gleichzeitigen Anstieg des Marktanteils von PV und Wind sinken Marktwertfaktor und Marktwert langsamer als bei separater Betrachtung. Dies deutet darauf hin, dass der Technologiemix der Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Portfolioeffekte (Ausgleichseffekte zwischen den Technologien) bei der Betrachtung der Rentabilität der Erneuerbaren wichtig sein können.
- Eine Steigerung der Flexibilität der konventionellen Erzeugung (durch eine Reduktion der Must-Run-Leistung aufgrund von Kraft-Wärmekopplung und Regelenergie) hat im Modell die stärksten Auswirkungen auf den Marktwert. Wenn keine Must-Run-Leistung angenommen wird, ergibt sich eine Steigerung des Marktwerts von Wind um 40 %, wenn nur die KWK-Kraftwerke stromgeführt werden, eine Steigerung von 10 % im „langfristigen“ Szenario.
- Sowohl hohe (100 €/t) als auch geringe (0 €/t) CO₂-Preise führen im Modell im Vergleich zum Referenzpreis (20 €/t) zu geringeren Marktwerten für Wind. Dies liegt daran, dass bei einem hohen CO₂-Preis Investitionsoptionen mit geringen Emissionen und gleichzeitig geringen variablen Kosten (Braunkohle-CCS und Kernkraftwerke) rentabel werden und dadurch die Form der Merit-Order beeinflussen. Wenn beide Optionen im Modell ausgeschlossen werden, führt ein höherer CO₂-Preis zu steigenden Marktwerten für Wind.

- Eine Steigerung der Brennstoffpreise führt im Modell aufgrund der modellendogenen Anpassung des Kraftwerksparks ebenfalls nicht unbedingt zu einer Erhöhung der Marktwerte und Marktwertfaktoren. Eine Steigerung des Gaspreises im Vergleich zum Kohlepreis führt zu einer stärker ansteigenden Merit-Order, eine Steigerung des Kohlepreises im Vergleich zum Gaspreis macht die Merit-Order im Modell flacher, bei einer gleichzeitigen Erhöhung beider Brennstoffe wird die Merit-Order aufgrund zusätzlicher Investitionen in Braunkohle und Kernkraftwerke ebenfalls flacher. Im Ergebnis führt ein steigender Kohlepreis zu steigenden Marktwerten, ein steigender Gaspreis reduziert den Marktwert von Wind.
- Ein Ausbau der Interkonnektoren zwischen den modellierten Ländern hat im Modell relativ geringe Auswirkungen auf den Marktwert. Unterschiede ergeben sich dabei zwischen der „mittelfristigen“ und „langfristigen“ Betrachtung. Bei letzterer erhöht ein Ausbau der Interkonnektoren den Marktwert. Bei ersterer ergeben sich dagegen in Abhängigkeit des bestehenden Kraftwerksparks Unterschiede zwischen den Ländern: in Frankreich kommt es beispielsweise im Vergleich zum Ausgangsszenario zu einem Anstieg der Marktwerte, in Deutschland sinken diese dagegen aufgrund der häufigeren Preissetzung der französischen Kernkraftwerke ab.
- Ein weiterer Ausbau der Pumpspeicherkapazität (mit Speicherkapazitäten von 6 bis 8 Stunden) erhöhen den Marktwertfaktor von Wind nur in sehr geringem Ausmaß (bei „mittelfristiger“ Betrachtung um 1 %, bei „langfristiger“ Betrachtung um 5 % bei 30 % Marktanteil), da die Windeinspeisung typischerweise über einen längeren Zeitraum schwankt. Der Marktwertfaktor von PV wird bei höheren Marktanteilen dagegen bei einem Ausbau der Pumpspeicherkapazität signifikant gesteigert (bei „mittelfristiger“ Betrachtung um 5 %, bei „langfristiger“ Betrachtung um 9 % bei 15 % Marktanteil).

Höfling 2013

Höfling verwendet ein Modell, das den Dispatch der Kraftwerke optimiert. In einer Modellvariante finden auch Investitionen in konventionelle Kraftwerke zur Systemkostenminimierung statt. Höfling betrachtet Szenarien mit unterschiedlichen EE-Anteilen, unterschiedlicher Nachfrageentwicklung, Variationen beim konventionellen Kraftwerkspark, den CO₂- und Brennstoffpreisen, der Marktstruktur, dem Zugang zu Speichern und der Nachfrageelastizität. Zusätzlich wird die Marktfähigkeit bzw. Fixkostendeckung für exemplarische Offshore-, Onshore- und PV-Anlagen untersucht.

Aus der Analyse ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- Bei steigenden Anteilen an EE-Technologien im Erzeugungsmix sinkt der Marktwertfaktor der einzelnen Technologien analog zum Anstieg ihrer Marktanteile ab.
- In den modellierten Szenarien kommt es nur zu einem langsamen Absinken der Marktwertfaktoren über die Zeit. Der Marktwertfaktor von PV liegt in den modellierten Szenarien auch langfristig über den Marktwertfaktoren von Onshore- und Offshore-Wind, allerdings liegt der Marktanteil von PV nur bei maximal 15 %.
- Werden im Modell Knappheitspreise zugelassen, ergibt sich ein geringerer Marktwertfaktor, der absolute Marktwert der EE liegt dabei jedoch über dem Vergleichsszenario. Dies zeigt, dass dargebotsabhängige EE in geringerem Ausmaß von hohen Preisspitzen profitieren als regelbare Kraftwerke.

- Bei hohen EE-Anteilen führt zusätzliche Flexibilität im Stromsystem (Zugang zu skandinavischen Langzeitspeichern oder optimale Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks) zu einer Erhöhung der Marktwertfaktoren.
- Internationale Marktintegration führt insbesondere dann zu einer Steigerung der Marktwertfaktoren, wenn der EE-Anteil im Ausland geringer ist als in Deutschland.
- Zusätzlich wurde ein Szenario mit einer Kombination der schlechtestmöglichen Rahmenbedingungen (geringe CO₂-Preise, reduzierte Speicher- und Interkonnektorkapazitäten, erhöhte Must-Run-Anforderungen) für die variablen EE entwickelt. Die veränderten Annahmen führen zu einem weitaus stärkeren Absinken der Marktwertfaktoren in 2050 auf etwa 46 % für Offshore-Wind, 47 % für Onshore-Wind und 57 % für PV.
- Der Marktwert von Offshore-Wind ermöglicht dennoch unter den von Höfling angenommenen Kostenentwicklungen in fast allen Szenarien ab 2030 einen kostendeckenden Betrieb. Bei fehlendem CO₂-Preis oder bei sehr hohen EE-Anteilen über 80 % in Deutschland ist jedoch keine Profitabilität gegeben. Der Effekt der Substitution von Nuklear-, Braun- und Steinkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke mit höheren Grenzkosten, wirken hier dem preissenkenden Effekt der geringeren Residuallast entgegen.
- Ein ähnliches Ergebnis ergibt die Fixkostenrechnung für Onshore-Wind, wobei hier meist erst ab 2040 Fixkostendeckung erreicht wird.
- PV wird ab 2040 im Basisszenario bzw. dann profitabel, wenn entweder Kapazitätsknappheit bei konventionellen Kapazitäten und ausreichende Nachfrageflexibilität gegeben sind, die Brennstoffpreise stark ansteigen oder die Interkonnektoren nicht weiter ausgebaut werden.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Marktwertfaktoren über die Zeit in den von Höfling modellierten Szenarien:

Tabelle 2: Entwicklung der Marktwertfaktoren über die Zeit bei Höfling (2013)

	Marktwertfaktor Offshore-Wind (in %)		Marktwertfaktor Onshore-Wind (in %)		Marktwertfaktor PV (in %)	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
A: Basisszenario A Leitstudie 2011, konstante Nachfrage im Modellgebiet, EE nach NREAP fortgeschrieben entsprechend der Potenziale, Brennstoffpreise nach World Energy Outlook 2012	91,74	87,38	89,15	85,28	98,02	89,77
A-F: starker Anstieg der Brennstoffpreise	92,39	87,29	90,04	85,22	98,39	89,64
A-D: ansteigende Nachfrage und Reservekapazität	85,38	--	82,67	--	93,13	--
A-N: kein Ausbau der Interkonnektoren	89,50	73,85	86,40	71,47	96,32	82,25
A-E: kein CO ₂ -Preis	89,60	86,55	86,51	84,38	96,34	89,26
A-S: reduzierte konventionelle Kapazität und adäquate Nachfrageflexibilität ²	86,13	88,25	83,29	86,52	92,85	91,65
B: Ausscheiden der konventionellen Kraftwerke, starker EE-Ausbau, flexible Nachfrage	91,65	54,21	88,90	53,72	97,65	87,39
B**: hohe Speicherkapazitäten in Norwegen und Schweden, optimaler Kraftwerkspark	--	67,71	--	64,32	--	84,19
A-M: „worst case market value scenario“	73,67	46,13	68,41	47,46	85,47	57,11

Nicolosi 2012

Nicolosi nutzt ebenfalls ein Modell, das die Gesamtsystemkosten bei Investitionen und Dispatch minimiert. Da bei der Berechnung der Marktpreise die Investitionen als „sunk costs“ nicht mehr berücksichtigt werden, entsprechen die resultierenden Marktpreise den Preisen bei perfektem Wettbewerb. Nicolosi betrachtet eine Reihe von Szenarien mit unterschiedlichem EE-Ausbau, unterschiedlichen Annahmen zur Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken, unterschiedlichen Preisen für die Abregelung der EE, der Möglichkeit der Teilnahme von EE an den Regelmärkten und Interkonnektorkapazitäten.

Aus der Modellierung resultieren die folgenden Hauptergebnisse:

- Ein höherer Anteil an Erneuerbaren Energien führt bei PV, Onshore- und Offshore-Wind zu sinkenden Marktwertfaktoren und Marktwerten. Wenn nach 2010 keine zusätzlichen EE mehr zugebaut werden, bleibt der Marktwertfaktor bei ungefähr 1 für alle Technologien über die gesamte Periode. Bei weiterem EE-Ausbau sinkt der Marktwertfaktor für PV und Onshore-Wind unter 0,7 der Marktwertfaktor für Offshore-Wind liegt 2030 bei etwa 0,9. Die Marktwerte der verschiedenen Technologien steigen zwar in allen Szenarien nach 2010 zunächst aufgrund steigender Strompreise an, sinken jedoch im Zeitverlauf bei stärkerem EE-Ausbau stärker ab.
- Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke führt zu reduzierten Marktwertfaktoren und Marktwerten. Dies liegt nach Nicolosi zum einen daran, dass Kraftwerke mit geringen Grenzkosten in diesen Szenarien den Preis setzen, zum anderen an der gestiegenen abgeregelten Menge an EE in den Szenarien mit Laufzeitverlängerung.

² In 2050 optimal angepasster Kraftwerkspark.

- Bei zusätzlichem Ausbau der Internektorkapazitäten ergeben sich deutlich höhere Marktwertfaktoren: 2030 liegt der Marktwertfaktor für Onshore-Wind und PV bei etwa 0,85 (im Vergleich zu 0,7) und für Offshore-Wind bei 0,95 (im Vergleich zu 0,9). Der Marktwert der EE steigt ebenfalls signifikant. Dies liegt insbesondere auch an den insgesamt steigenden Marktpreisen bei höherer Marktintegration, die sich aufgrund der sinkenden Notwendigkeit der Abregelung ergeben. Diesen Entwicklungen liegt allerdings die Annahme zugrunde, dass der EE-Anteil im Ausland zumindest nach 2020 geringer ist als in Deutschland.
- Bei steigenden Kosten der Abregelung steigen der Marktwertfaktor und der Marktwert der Erneuerbaren Energien an. Dies liegt daran, dass Erneuerbare bei geringen Kosten der Abregelung den Markt bereits bei geringeren negativen Preisen verlassen und abregeln und dadurch weniger Verluste entstehen.
- Zusätzliche Speicher (im Modell Druckluftspeicher) führen zu einer Steigerung des Marktwerts sowie des Marktwertfaktors.
- Geringere Must-Run-Kapazitäten bedingt durch die Zulassung von EE als Reserve können den Marktwert der Erneuerbaren Energien erhöhen – im Modell liegt der Marktwert von PV in 2030 bei etwa 42 €/MWh im Vergleich zu 36 €/MWh im Referenzszenario, der Marktwert von Onshore-Wind bei etwa 45 €/MWh (etwa 36 €/MWh im Referenzszenario) und der Marktwert von Offshore-Wind bei etwa 51 €/MWh (etwa 51 €/MWh im Referenzszenario).

Kopp et al. 2012

Kopp et al. berechnen mit ihrem Modell, das die Gesamtsystemkosten bei Dispatch und Investitionen minimiert (bei exogenem EE-Ausbau), die Entwicklung des Marktwerts und des Marktfaktors für Onshore-Wind unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterjahre.

Die wichtigsten Ergebnisse der Studie sind die folgenden:

- Der Marktwertfaktor von Onshore-Wind sinkt bei einem weiteren Ausbau (Marktanteil Onshore-Wind von 20 %) bis 2050 von heute etwa 90 % auf 51 bis 68 %. Der Marktwert sinkt im gleichen Zeitraum von etwa 57 €/MWh auf 35 €/MWh, obwohl sich im Modell stetig ansteigende durchschnittliche Strompreise ergeben.
- Unterschiedliche Wetterjahre haben dabei einen großen Einfluss auf den Marktwertfaktor (Variation um 17 %). Dieses Ergebnis ergibt sich im Unterschied zu Hirth, da bei Kopp et al. nicht nur das Profil der Einspeisung, sondern auch die gesamte erzeugte Strommenge variiert, bei Hirth dagegen eine konstante Volllaststundenzahl und damit eine konstante Erzeugung bei verschiedenen Windprofilen angenommen wird.
- Ein stark erhöhter CO₂-Preis von bis zu 285 €/t in 2050 führt zu einer leichten Erhöhung des Marktwerts von Onshore-Wind auf etwa 37 €/MWh, die jedoch nach den Autoren langfristig nicht ausreicht, um die Kosten zu decken.

Mills und Wisser 2012

Mills und Wisser untersuchen ebenfalls mit Hilfe eines systemkostenminimierenden Investitions- und Dispatchmodells die Entwicklung des Marktwerts von PV, solarthermischen Kraftwerken mit und ohne Speicher sowie Wind bei steigenden EE-Anteilen basierend auf

dem kalifornischen Stromsystem in 2030. Im Unterschied zu anderen Modellen werden hier Prognosefehler berücksichtigt: Die Preisbestimmung am Day-Ahead-Markt basiert auf einer EE-Prognose, der Preis zur Echtzeit berücksichtigt dagegen die tatsächliche Einspeisung.

Die wichtigsten Ergebnisse der Analyse sind die folgenden:

- Der Marktwert von Wind sinkt bei einem Marktanteil von 40 % auf von etwa 70 \$/MWh auf etwa 40 \$/MWh ab, wobei der durchschnittliche Marktpreis in der Modellierung relativ konstant bei 70 \$/MWh bleibt.
- Bei PV und CSP ohne Speicher kommt es trotz der hohen mittäglichen Lastspitze in Kalifornien bereits bei deutlich niedrigeren Marktanteilen zu einer starken Reduktion des Marktwerts von etwa 90 (PV) bzw. 100 (CSP) \$/MWh auf etwa 25 \$/MWh bei 30 % Marktanteil bzw. auf etwa 20 \$/MWh bei 20 % Marktanteil (CSP). Bei CSP mit einem 6-h-Speicher sinkt der Marktwert aufgrund der höheren Flexibilität der Einspeisung dagegen nur sehr geringfügig ab.
- Unter der Annahme, dass die konventionellen Kraftwerke vollständig flexibel fahrbar sind, steigt der Marktwert von Wind um etwa 5 \$/MWh, der Marktwert von PV und CSP ohne Speicher bei hohen Anteilen um bis zu 20 \$/MWh an.
- Die Einführung eines CO₂-Preises im Modell führt zu einer Erhöhung des Marktwerts aller EE-Technologien zwischen 10 und 15 \$/MWh. Bei PV und CSP ohne Speicher verringert sich der Effekt bei steigenden Anteilen, vermutlich aufgrund der Anpassung des übrigen Kraftwerksparks.
- Der Weiterbestand des bestehenden kalifornischen Kraftwerksparks bewirkt nur geringe Veränderungen beim Marktwert der EE. Dies liegt vermutlich daran, dass auch der aktuelle Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil von Gasturbinen relativ flexibel ist.

Obersteiner und Sagan 2011

Obersteiner und Sagan berechnen mit einem einfacheren Dispatch-Modell mit konstanten Angebotskurven (basierend auf CO₂- und Brennstoffpreisen sowie dem bestehenden Technologiemix) und fixen Nachfragekurven den Marktwert und Marktwertfaktor für Onshore-Wind für 5 europäische Länder. Betrachtete Szenarien sind dabei ein Marktanteil von 2,8 % sowie ein Marktanteil von 16,3 % sowie verschiedene Einspeiseprofile und Brennstoff- und CO₂-Preise.

Die wichtigsten Ergebnisse sind die folgenden:

- Der Marktwertfaktor sinkt bei einem Windanteil von 16,3 % auf etwa 90 %.
- Eine hohe Korrelation zwischen Nachfrage und Einspeisung steigert den Marktwertfaktor.
- Die Verteilung der installierten Kapazitäten über verschiedene Länder erhöht die Marktwertfaktoren, insbesondere wenn die Windeinspeisung in diesen Ländern nur gering korreliert. Der Effekt ist unterschiedlich stark für verschiedene Windjahre, da die Korrelation der Windeinspeisung zwischen den betrachteten Ländern über die Zeit schwankt.

Lamont 2008

Lamont zeigt in einem einfachen Strommarktmodell zur Systemkostenoptimierung bei Investitionen und Dispatch mit einer Grundlast-, einer Mittellast und einer Spitzenlasttechnologie sowie Wind und PV, dass der Marktwert der Erneuerbaren für das System mit steigender Penetration sinkt. Bei einem gleichzeitigen Anstieg von Wind- und PV-Kapazitäten steigt der Marktwert von Wind an, es ergeben sich keine Auswirkungen auf den Marktwert von PV.

3.1.2 Spieltheoretische Modelle

Twomey und Neuhoff 2010

Twomey und Neuhoff nutzen ein wirtschaftstheoretisches Modell des Strommarkts zur Abbildung der Effekte von Marktmacht auf den Marktwert und Marktwertfaktor von Onshore-Wind als Beispiel für eine dargebotsabhängige Technologie. Es ergibt sich, dass bei Marktmacht zwar das absolute Preisniveau steigt, aber Wind davon in geringerem Maß profitiert als steuerbare Stromerzeuger. Demnach sinkt bei zunehmender Marktmacht der Marktwertfaktor von Wind, der Effekt auf den absoluten Marktwert ist jedoch unklar.

Green und Vasilakos 2010

Green und Vasilakos untersuchen mit einem spieltheoretischen Modell (Equilibrium Supply Function Model) die Auswirkungen einer höheren Marktkonzentration (2 statt 6 strategische Unternehmen) auf die Einnahmen von Windanlagen. Es ergibt sich, dass der Marktwert der Windanlagen im Duopol über dem Marktwert im Wettbewerbsmarkt liegt. Auch hier profitieren die Windanlagen weniger von der Marktmacht als Grundlastkraftwerke.

3.2 Zusammenfassung der bestehenden Ergebnisse

3.2.1 Spanne der berechneten Marktwerte und Marktwertfaktoren für PV und Wind

Wie in Abbildung 4 und Abbildung 5 dargestellt, ergibt sich insgesamt in den vorliegenden Studien eine sehr große Spanne von Marktwerten und Marktwertfaktoren. Interessant ist dabei insbesondere, dass zwar bei den Marktwertfaktoren in der Gesamtbetrachtung kein Trend erkennbar ist, der Marktwert von Wind jedoch tendenziell leicht ansteigt. Die Spanne der Ergebnisse verringert sich bei der Betrachtung bis 2050, da für dieses Jahr keine Ergebnisse von Nicolosi (2012) mehr vorliegen. Die Frage, inwieweit sich EE am regulären Markt in der Zukunft rechnen könnten, kann also basierend auf den bestehenden Untersuchungen (und aufgrund der bestehenden Unsicherheiten) nicht abschließend geklärt werden.

Abbildung 4: Entwicklung der Marktwertfaktoren in den verschiedenen bestehenden Studien (Hirth 2013, Kopp et al. 2012, Nicolosi 2012, Höfling 2013). „Mittelfristige“ Ergebnisse von Hirth (2013) sind dabei unter 2030, „langfristige“ Ergebnisse unter 2050 erfasst. Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen.

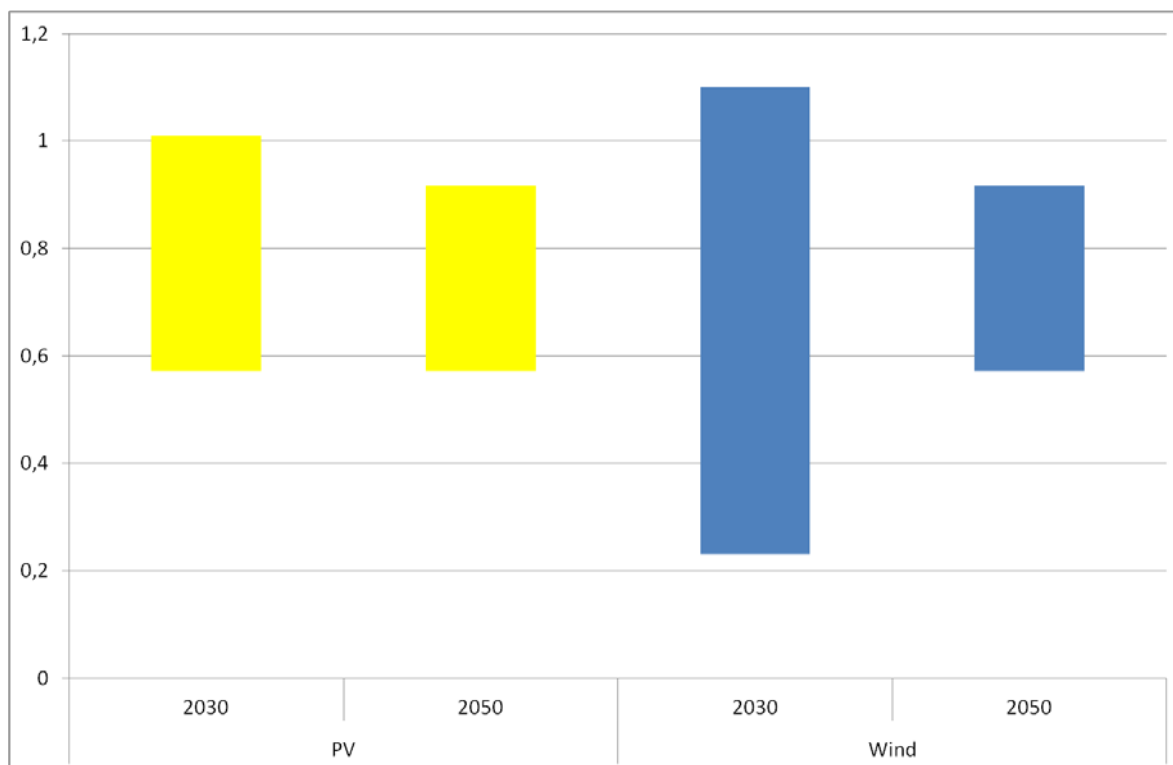
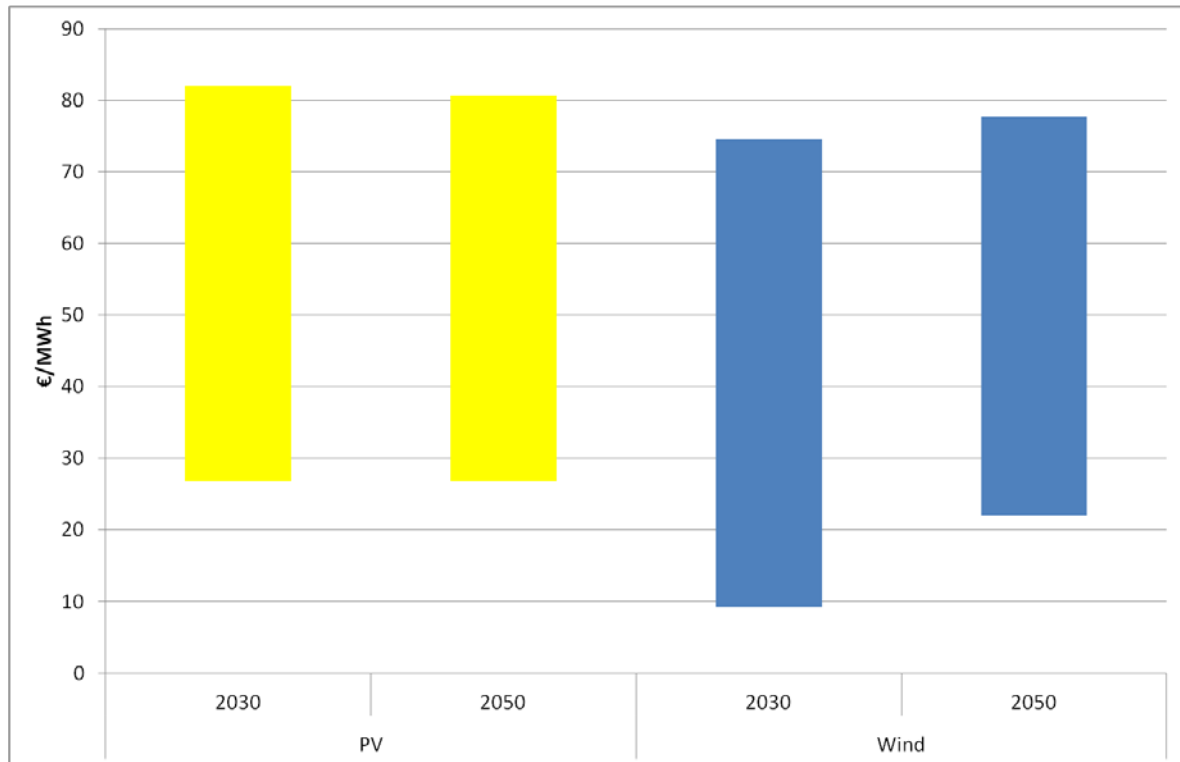


Abbildung 5: Entwicklung der Marktwerte in den verschiedenen bestehenden Studien (Hirth 2013, Kopp et al. 2012, Nicolosi 2012, Höfling 2013). „Mittelfristige“ Ergebnisse von Hirth (2013) sind dabei unter 2030, „langfristige“ Ergebnisse unter 2050 erfasst. Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen.



Die große Spannweite ist aufgrund der Modellannahmen und unterschiedlichen Modellierungsmethoden nachvollziehbar. Zum Beispiel unterscheiden sich, wie oben bereits dargestellt, auch die Abschätzungen der Preisentwicklung am Spotmarkt sowie die angenommenen Marktanteile der einzelnen EE-Technologien (in Deutschland und den gesamten modellierten Zonen) stark zwischen den Modellen. Auch Preissetzungsregeln und Restriktionen im System (wie Must-Run-Anforderungen) werden in unterschiedlicher Weise modelliert. Im Ergebnis verbleiben noch große Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der Marktwerte und Marktwertfaktoren und damit der Marktfähigkeit der dargebotsabhängigen EE ohne zusätzliche Förderung.

Im Folgenden werden darauf aufbauend die aus den Modellierungen erlangten Erkenntnisse zur Bedeutung der einzelnen oben erklärten Einflussfaktoren auf Marktwert und Marktwertfaktor analysiert sowie der weitere Forschungsbedarf näher eingegrenzt.

3.2.2 Stand der Untersuchungen und Zusammenfassung der Aussagen zu den einzelnen Einflussfaktoren

3.2.2.1 Marktanteil EE (technologiespezifisch)

Der technologiespezifische Marktanteil hat theoretisch einen deutlichen negativen Einfluss auf den Marktwertfaktor der Technologie. Bei ansteigendem Marktanteil sinkt der Marktwertfaktor ceteris paribus ab. Abbildung 6 stellt die Marktwertfaktoren, Abbildung 7 die Marktwerte von PV und Wind in Abhängigkeit vom Marktanteil nach den Berechnungen von Hirth (2013), Höfling (2013), Kopp et al. (2011) und Nicolosi (2012) dar. In den vorliegenden Modellierungen wurde die Variation des Marktanteils meist nicht isoliert betrachtet, sodass Effekte eines höheren Marktanteils von Variationen bei anderen Einflussfaktoren überlagert werden. Eine Trendextrapolation bezogen auf den Marktanteil ist somit nicht möglich. Dennoch lässt sich aus den Daten erkennen, dass die Marktwertfaktoren bei höheren Marktanteilen tendenziell etwas geringer ausfallen, bzgl. der Marktwerte ist aus den Daten kein Zusammenhang zu erkennen. Die bestehenden Unsicherheiten beruhen auf den oben beschriebenen unterschiedlichen Modellansätzen und getroffenen Annahmen.

Abbildung 6: Marktwertfaktoren von Wind und PV in Abhängigkeit der Marktanteile (Hirth 2013, Kopp et al. 2012, Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.

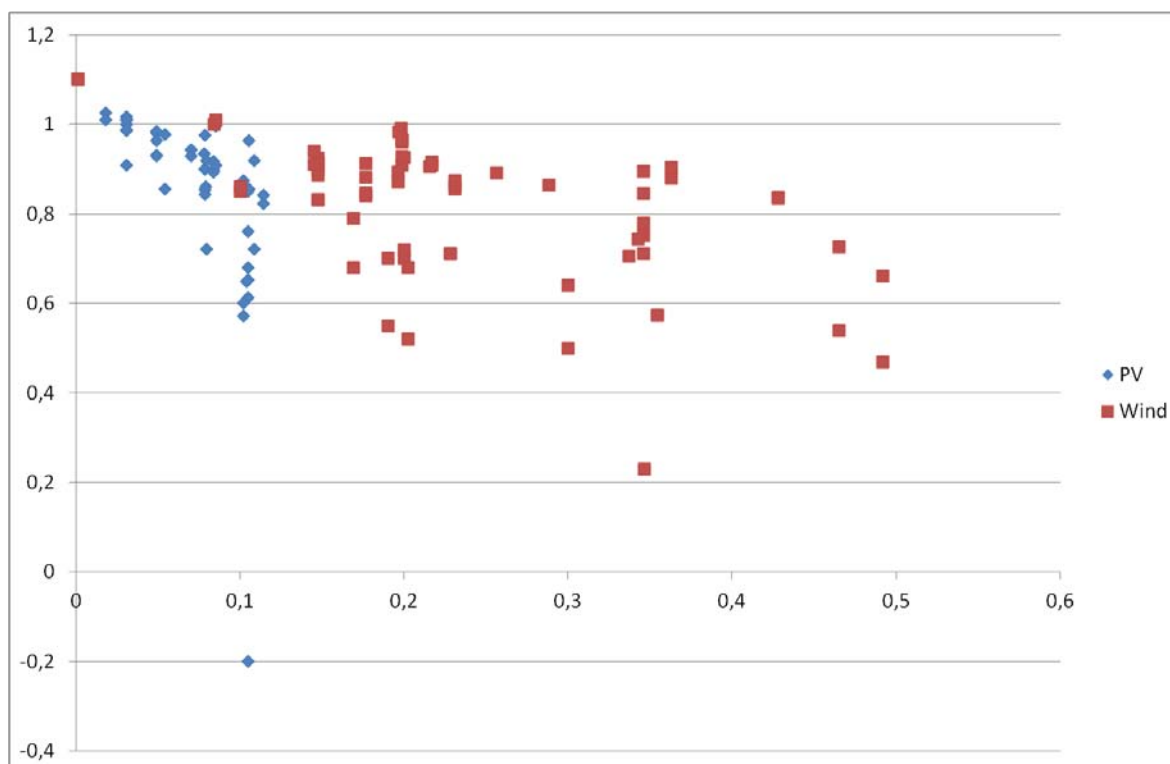
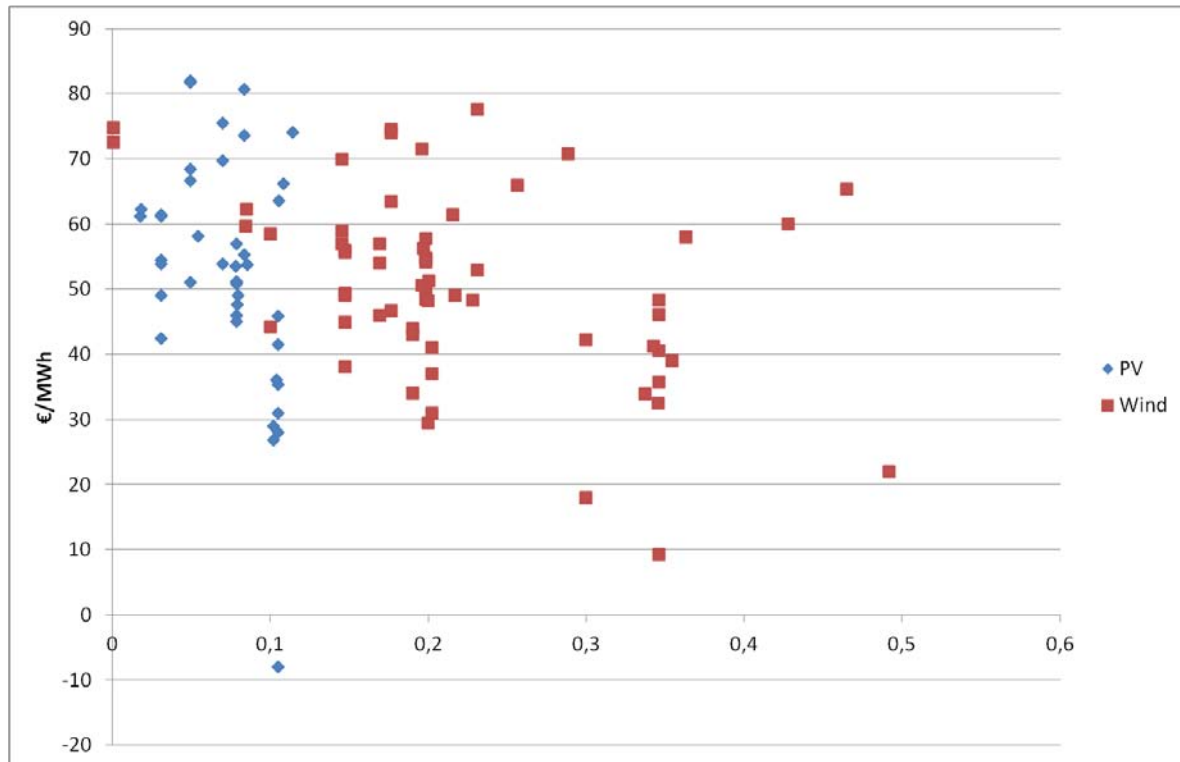


Abbildung 7: Marktwerte von Wind und PV in Abhängigkeit der Marktanteile (Hirth 2013, Kopp et al. 2012, Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.



Bei den Marktwertfaktoren ist insbesondere die Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Bedeutung. Dies führt zum einen dazu, dass der Marktwert von PV in den meisten Modellen, auch aufgrund starker regionaler Korrelation, stärker absinkt als der von Onshore- und Offshore-Wind. Bei Obersteiner und Sagan wird zudem deutlich, dass die Korrelation der Windeinspeisung zwischen verschiedenen Regionen von Bedeutung für die Entwicklung der Marktwerte ist. Bei gleichzeitiger Erhöhung verschiedener Technologien ergeben sich teilweise höhere oder geringere Marktwertfaktoren als bei separater Betrachtung (geringer bspw. bei Hirth, keine Auswirkung bei Lamont). Nicolosi zeigt zudem, dass die Entwicklung der Marktwertfaktoren bei steigenden Marktanteilen auch von den Kosten der Abregelung und damit dem Förderregime für EE abhängt.

Der Forschungsbedarf im Bereich der Marktanteile liegt aus unserer Sicht hauptsächlich darin, die Auswirkungen der Gleichzeitigkeit der Einspeisung auf Basis einer detaillierteren geographischen Abbildung des EE-Zubaus inkl. der Auswirkungen auf die Einspeiseprofile zu analysieren. Auch die Portfolioeffekte bei unterschiedlichen EE-Technologieportfolios und deren Auswirkungen auf Marktwert, Marktwertfaktoren und Rentabilität bedürfen einer weiteren detaillierten Analyse.

3.2.2.2 Brennstoff- und CO₂-Preise

Hohe CO₂-Preise führen zwar in einer kurzfristigen Betrachtung zu steigenden Marktwerten, bei einer längerfristigen Betrachtung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark können hohe CO₂-Preise die Rentabilität der EE in manchen Modellen jedoch reduzieren (Hirth 2013). Dies ist jedoch nicht in allen Modellen der Fall (z. B. Mills und Wisser 2012, Höfling 2013, Kopp et al 2012, Obersteiner und Sagan 2010). Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen die Marktwertfaktoren und Marktwerte für PV und Wind in den Modellen von Höfling (2013) und Nicolosi (2012) in Abhängigkeit der angenommenen CO₂-Preise. Es zeigt sich, dass die Bandbreite der Ergebnisse relativ groß ist. Ein steigender CO₂-Preis führt bei einer gleichzeitigen Variation anderer Faktoren nicht notwendigerweise zu einem Anstieg von Marktwerten und Marktwertfaktoren.

Abbildung 8: Marktwertfaktoren von Wind und PV in Abhängigkeit der CO₂-Preise (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.

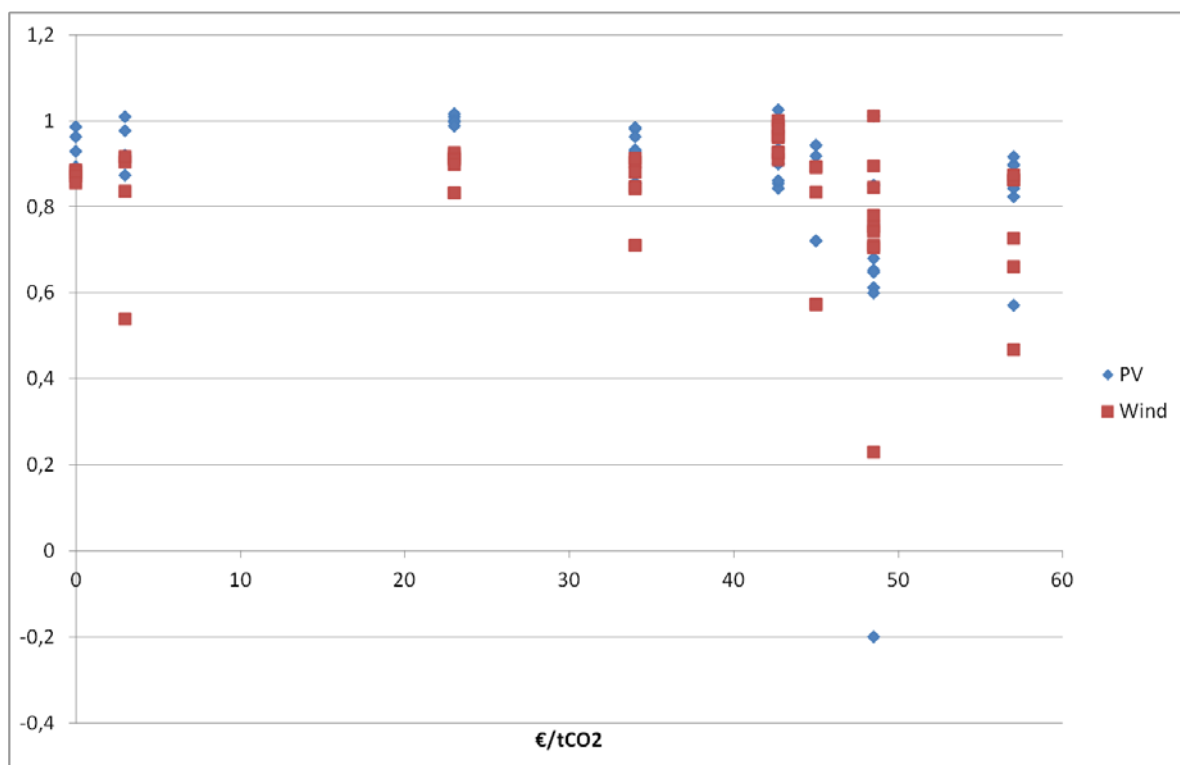
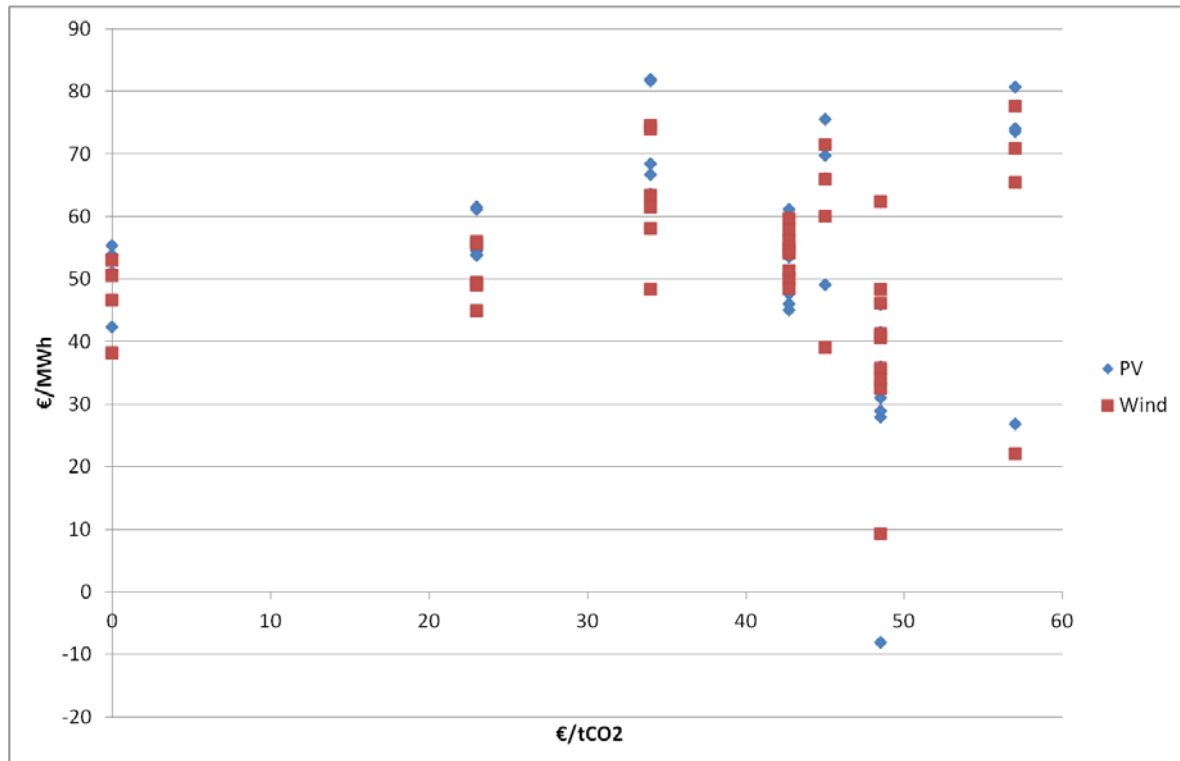


Abbildung 9: Marktwerte von Wind und PV in Abhängigkeit der CO₂-Preise (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.



Ähnlich unterschiedliche Ergebnisse wurden auch bzgl. der Brennstoffpreise errechnet. Bei Hirth führt eine Steigerung der Gaspreise tendenziell zu geringeren Marktwerten, eine Steigerung der Kohlepreise dagegen zu höheren Marktwerten. In anderen Modellen führen steigende Brennstoffkosten tendenziell zu höheren Marktwerten für die EE. Die Unterschiede bei den Ergebnissen zwischen den verschiedenen Modellen lassen sich anhand der angenommenen Wirkungen der verschiedenen Preisentwicklungen auf den Kraftwerkspark erklären.

Daher besteht hier Forschungsbedarf hinsichtlich der Auswirkungen der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks auf Marktwerte und Marktwertfaktoren sowie bei einer isolierten Betrachtung von Variationen bei Brennstoff- und CO₂-Preisen.

3.2.2.3 Stromspeicher und flexible Nachfrageoptionen

Zusätzliche Stromspeicher führen bei isolierter Betrachtung bspw. bei Hirth (2013) zu einer Steigerung des Marktwerts von PV. Bei Wind hängt das Ergebnis von der angenommenen möglichen Speicherdauer ab. Nur Speicher mit langfristigen Speichermöglichkeiten können zur Steigerung von Marktwertfaktoren und Marktwert bei Wind beitragen. Zudem müssen die Speicher tatsächlich am Markt verfügbar sein und nicht in den Reservemärkten gebunden.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Marktwertfaktoren und Marktwerte von Wind und PV in Abhängigkeit der verfügbaren Speicherkapazitäten anhand der Modellierungen von Nicolosi und Höfling. Dabei ist kein klarer Zusammenhang erkennbar, was darauf schließen lässt, dass der positive Effekt der Speicher durch andere Einflussfaktoren überlagert wird.

Abbildung 10: Marktwertfaktoren von Wind und PV in Abhängigkeit der verfügbaren Speicherkapazität (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.

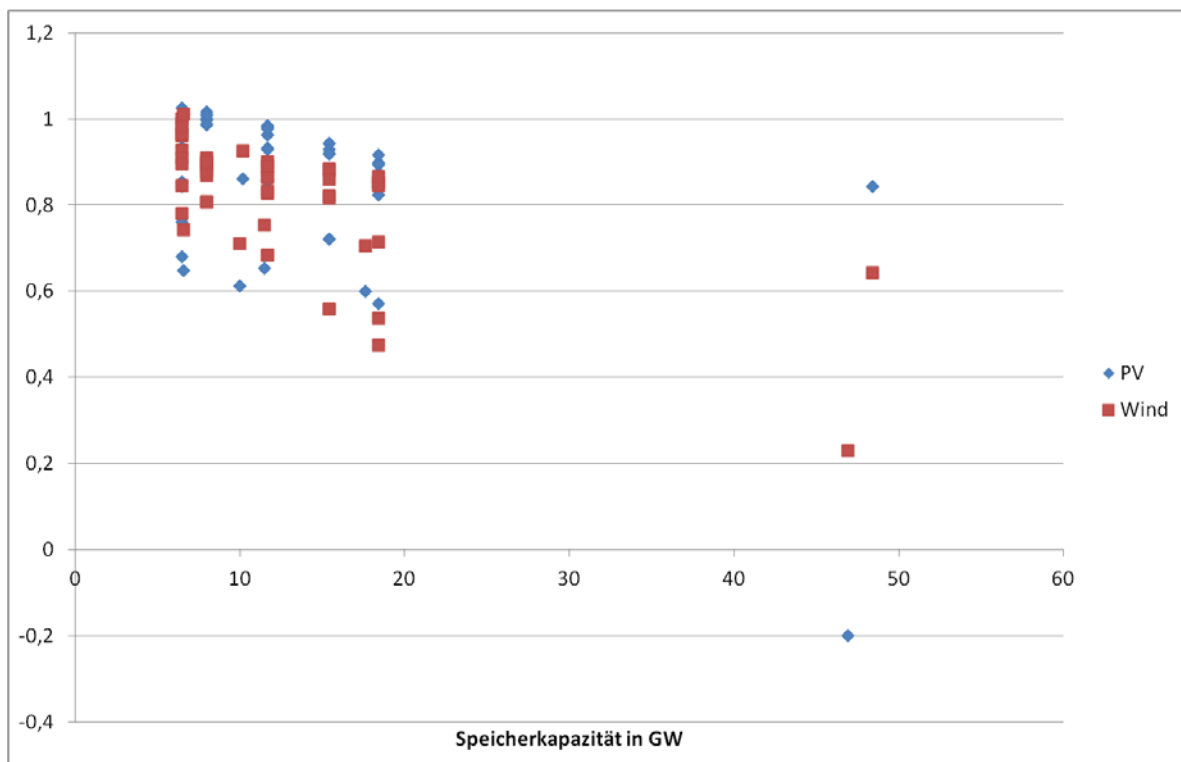
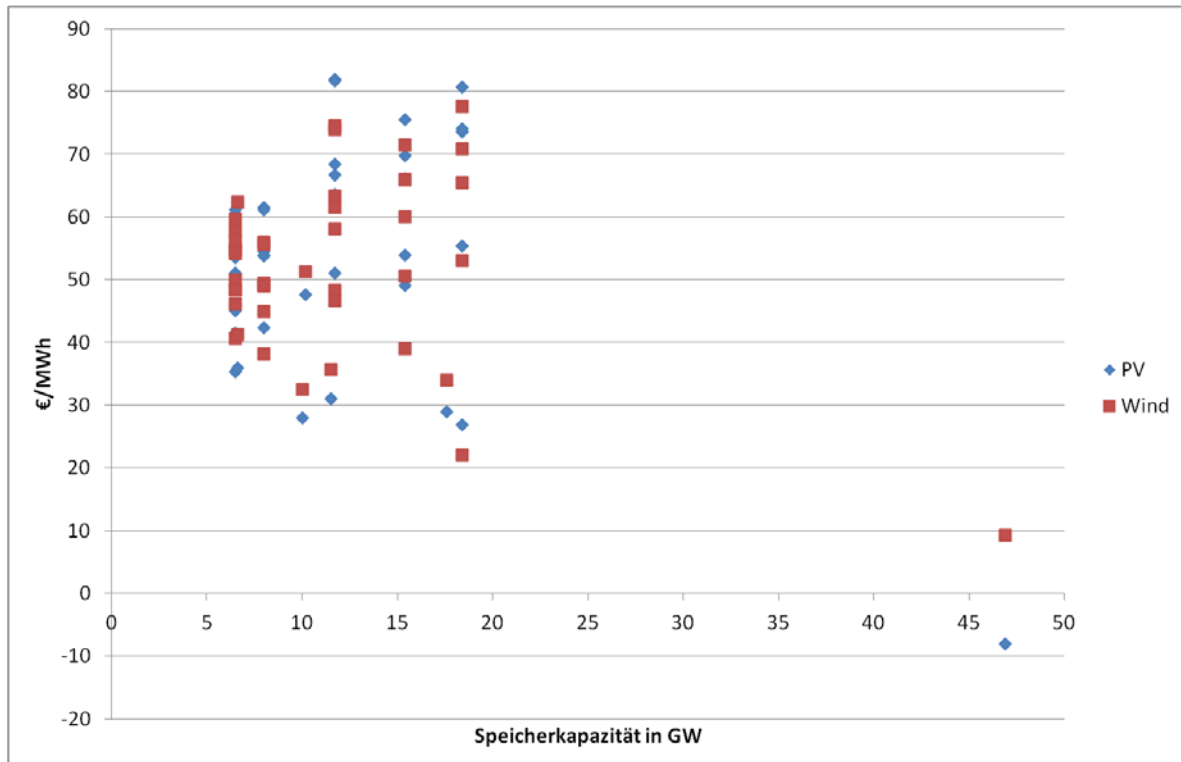


Abbildung 11: Marktwerte von Wind und PV in Abhängigkeit der verfügbaren Speicherkapazität (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung.



Zur Flexibilisierung der Nachfrage sind nur eingeschränkt quantitative Ergebnisse verfügbar. Diese deuten jedoch daraufhin, dass ceteris paribus eine flexiblere Nachfrage zu höheren Marktwertfaktoren beiträgt.

Weitere Untersuchungen in diesem Bereich sollten sich auf eine realistische Darstellung von Flexibilisierungspotenzialen bei Nachfrage und Speichern konzentrieren, um eine genauere Abschätzung der Relevanz für Marktwerte und Marktwertfaktoren zu ermöglichen. Auch eine systematische optimistische Betrachtung der Flexibilitätspotenziale wäre sinnvoll, um herauszufinden, inwieweit eine sehr starke Flexibilisierung bei Speichern und Nachfrageseite zur Rentabilität der EE beitragen kann. Zusätzlich wurden die Auswirkungen einer stärkeren Kopplung zwischen Strom- und Wärmemärkten sowie zum Verkehrssektor bisher nur in sehr geringem Ausmaß untersucht.

3.2.2.4 Konventioneller Kraftwerkspark

Die Zusammensetzung und Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks trägt ebenfalls in allen Modellierungen entscheidend zur Entwicklung von Marktwerten und Marktwertfaktoren bei. Wichtig sind hierbei zum einen die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und die sich ergebende Form der Merit-Order-Kurve, zum anderen haben die Must-Run-Anforderungen

(z. B. durch Reservemärkte oder KWK) teilweise große Auswirkungen auf Marktwerte und Marktwertfaktoren.

Weitere Untersuchungen sollten hier zur genaueren Quantifizierung der möglichen Effekte in Abhängigkeit von Technologie und Marktanteil beitragen. Insbesondere sollten die Auswirkungen eines hohen Anteils von Braunkohle- und Kernkraftwerken im europäischen Strommix sowie die Bedingungen für einen und die Auswirkungen eines Fuel-Switch zwischen Gas und Kohle näher betrachtet werden.

3.2.2.5 Internationale Marktintegration

Ein Ausbau der Übertragungskapazitäten ins Ausland führt in den meisten Modellrechnungen dazu, dass Marktwerte und Marktwertfaktoren ansteigen. Das Ergebnis ist allerdings abhängig von einer Reihe von Faktoren: Zum einen ist der Effekt größer, wenn im Ausland geringere EE-Anteile angenommen werden als in Deutschland. In diesem Fall reduziert sich der gesamte Marktanteil der EE bei verstärkter Marktkopplung, was zu einer Erhöhung der Marktwertfaktoren führt. Zum anderen hängt die Ausprägung des Effekts auch von der Flexibilität bzw. dem bestehenden Kraftwerkspark im Nachbarland ab. Beispielsweise sinkt bei Hirth bei einer stärkeren Kopplung mit Frankreich der Marktwert eher ab, weil häufiger Kernkraftwerke mit geringen Grenzkosten den Marktpreis setzen als im nicht integrierten Markt. Zum Dritten spielt die Korrelation zwischen der EE-Einspeisung in den gekoppelten Ländern eine Rolle. Obersteiner und Sagan finden bspw. heraus, dass die Marktwerte insbesondere dann ansteigen, wenn die Korrelation der Einspeisung gering ist.

Abbildung 12 und Abbildung 13, die die Marktwertfaktoren und Marktwerte in Abhängigkeit der Interkonnektorkapazitäten bei Höfling und Nicolosi darstellen, lassen wiederum keinen klaren Zusammenhang erkennen. Auch die Marktintegration wird demnach von anderen Effekten überlagert.

Um die genauen Zusammenhänge zu klären und zu quantifizieren, besteht aus unserer Sicht weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Auswirkungen der internationalen Marktintegration bei den drei Punkten Kraftwerkspark und Flexibilität, Korrelation der Einspeisung und Auswirkungen eines ambitionierten EE-Ausbaus in Europa.

Abbildung 12: Marktwertfaktoren von Wind und PV in Abhängigkeit der Interkonnektorkapazität (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung. Bei der Interkonnektorkapazität wird jeweils das Maximum aus Import- und Exportkapazität dargestellt.

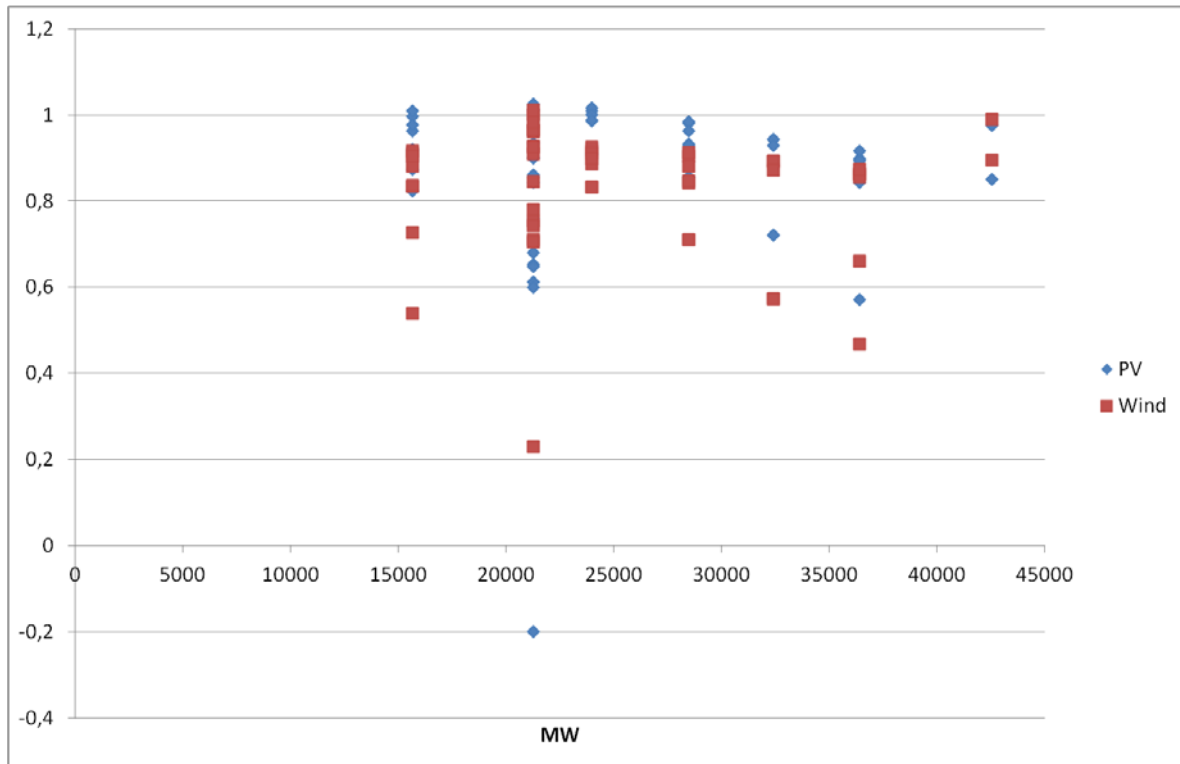
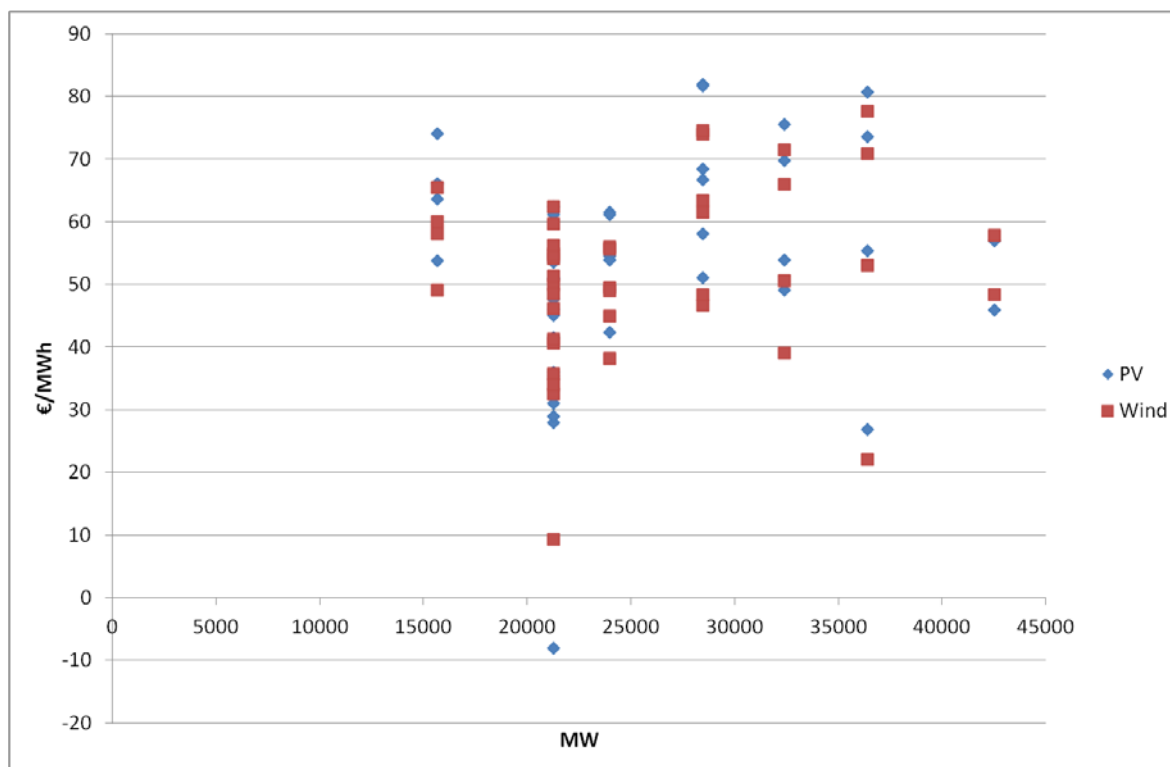


Abbildung 13: Marktwerte von Wind und PV in Abhängigkeit der Interkonnektorkapazität (Nicolosi 2012, Höfling 2013). Angaben zu Onshore- und Offshore-Wind sind unter Wind zusammengefasst. Die Werte wurden teilweise aus Diagrammen abgelesen. Der negative Wert für die PV entsteht bei Nicolosi in einem Szenario mit sehr hohen Kosten der Abregelung. Bei der Interkonnektorkapazität wird jeweils das Maximum aus Import- und Exportkapazität dargestellt.



3.2.2.6 Marktstruktur

Bei allen Untersuchungen ergibt sich, dass dargebotsabhängige EE in geringerem Ausmaß von Marktstrukturen profitieren, die zu Knappheitspreisen führen, als regelbare Kraftwerke. Dennoch steigen in den Modellen die Marktwerte der EE bei hohen Knappheitspreisen (aufgrund von oligopolistischen oder monopolistischen Marktstrukturen, durch hohe nachfrageseitige Knappheitspreise oder administrativ gesetzte hohe Preise bei Knappheit) an. Weiterer Forschungsbedarf besteht hier insbesondere bzgl. der Frage, welche Marktstruktur für den EE-Ausbau optimal wäre.

3.2.2.7 Wetterschwankungen

Unterschiedliche Wetterjahre wurden nur in den Untersuchungen von Kopp et al. und Hirth berücksichtigt. Dabei ergibt sich ein widersprüchliches Ergebnis. Während bei Kopp die verschiedenen Wetterjahre sehr große Auswirkungen auf Marktwert und Marktwertfaktor haben, sind die Entwicklungen bei Hirth bei Unterstellung verschiedener Wetterjahre sehr ähnlich. Die verwendete Methodik ist jedoch unterschiedlich – während bei Kopp et al. auch die gesamte eingespeiste Menge in Abhängigkeit des Wetterjahres schwankt, ist diese bei

Hirth für Onshore-Wind auf 2000 VLH normiert – es ändert sich nur das Profil der Einspeisung.

Aufgrund der unterschiedlichen Aussagen besteht hier weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Frage, wie sich Einspeiseprofile, aber auch die schwankende produzierte Menge von Strom aus EE über die Jahre auf die Entwicklung von Marktwertfaktor, Marktwert und Rentabilität auswirken.

3.2.2.8 Förderregime für EE

Verschiedene Förderregime für EE führen zu Unterschieden beim Gebotsverhalten. Insbesondere der Preis, bei dem die EE abregeln, wird von der Höhe und Art der EE-Förderung bestimmt. Nicolosi hat dazu verschiedene Prämienhöhen und daraus resultierende Preisuntergrenzen) untersucht und erhebliche Auswirkungen auf Marktwert und Marktwertfaktor festgestellt. In diesem Bereich besteht daher weiterer Forschungsbedarf.

3.2.3 Zusammenfassung

Aus der Analyse der bestehenden Untersuchungen zur zukünftigen Entwicklung der Marktwerte und Marktwertfaktoren der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien wird deutlich, dass bzgl. der Entwicklung, aber auch bzgl. der Relevanz der einzelnen Einflussfaktoren noch große Unsicherheiten bestehen. Es besteht zwar Einigkeit darüber, dass ein steigender Marktanteil ceteris paribus zu sinkenden Marktwertfaktoren führt, bei allen anderen Größen konnten die Modellrechnungen bisher jedoch die theoretischen Überlegungen nicht eindeutig verifizieren oder widerlegen. Aufgrund der auch in der Realität bestehenden Unsicherheiten ist es sicher nicht möglich, zum jetzigen Zeitpunkt genaue Entwicklungen vorauszusagen. Dennoch kann mit weiteren systematischen Untersuchungen ggf. ein etwas engerer Rahmen für mögliche bzw. wahrscheinliche Entwicklungen der Marktwerte und Marktwertfaktoren sowie die Relevanz der einzelnen Einflussfaktoren gesteckt werden.

4 Anhang

Tabelle 3: Überblick über die in den bestehenden Studien getroffenen Annahmen zu relevanten Einflussfaktoren für Marktwerte und Marktwertfaktoren der EE

Autoren	Berechnung des Marktpreises	Entwicklung Ausbau EE	Entwicklung konventioneller Kraftwerkspark	Must-Run-Anlagen	Entwicklung Brennstoff- und CO ₂ -Preise	Annahmen Marktstruktur	Annahmen internationale Marktintegration	Annahmen Speicher und Nachfrageflexibilität	
Fundamentalmodelle									
Hirth	Systemgrenzkosten, keine negativen Preise, Preise sind volumenbasierter Durchschnitt aller modellierten Länder	Endogener Zubau von Wind und PV, Dispatch nach Erzeugungsprofil (historische Daten 2010 mit Variationen, 2000 VLH für Wind)	Endogener Zubau und Schließung	Installierte Leistung Erzeugung Must-Run	KWK-exogen, teilweise	Durchschnittliche Brennstoffpreise 2011; CO-Preis 20 €/Tonne	Perfekter Wettbewerb	Endogene Interkonnektorkapazitäten	Preiselastische Nachfrage, generische Technologie zur Lastabschaltung (hochpreisig), typischer Pumpspeicher
Höfling	Systemgrenzkosten, teilweise Markups bei geringen Kapazitätsmargen, keine negativen Preise	BMU Leitstudie 2011; Modell-endogene Abregelung, wenn EE-Einspeisung > NF-Must-Run; Einspeisereihe EE basierend auf Wetterjahr 2011 und Beispielanlagen	Modell-exogen im Basismodell (BMU-Leitstudie 2011), Varianten mit mehr oder weniger KWs, sowie mit endogenem Kraftwerksausbau	Berücksichtigt durch exogenen stündlichen Wärmebedarf, Must-Run	World Energy Outlook 2012, BMU-Leitstudie 2011 und Varianten	Teilweise Markups	Ausbau EE nach NREAPs in Nachbarländern, variierende Grenzkapazitäten	NF teilelastisch; teilweise preisunabhängige Gebote nach historischen Nachfrageprofilen (ergänzt um zukünftige Technologien); elastische Nachfrage und Speichereinsatz optimiert zur Minimierung der Systemkosten	
Kopp et al.	Systemgrenzkosten inkl. Preisen > Grenzkosten bei Preissetzung durch Kraftwerke mit geringer Auslastung, negative Preise möglich	Exogener Zubau, bis 2020 NREAPs, nach 2020 nach BMU Leitstudie 2010 für Deutschland, nach Potenzialen für andere Länder; Abregelung, wenn EE-Einspeisung > Last inkl. Speicher und Exporte	Modell-endogen basierend auf Bestandskraftwerken; kein CCS in Deutschland	Keine Angaben	nach „New Policy Scenario“ des World Energy Outlooks (IEA 2011)	Marktmachtausübung durch Kraftwerke in Knappheitssituationen; Kostenannahmen > erwartete Kosten, um Marktunsicherheiten abzubilden	Modell-endogene Im- und Exporte, Nettoimporte exogen gegeben	Residuallastmodellierung berücksichtigt kleinteilige Speicher und Nachfrageflexibilität, Pumpspeicher 9,5GW ab 2020, Nachfrageentwicklung nach Eurelectric 2010	

Autoren	Berechnung des Marktpreises	Entwicklung Ausbau EE	Entwicklung konventioneller Kraftwerkspark	Must-Run-Anlagen	Entwicklung Brennstoff- und CO ₂ -Preise	Annahmen Marktstruktur	Annahmen internationale Marktintegration	Annahmen Speicher und Nachfrageflexibilität
Lamont 2008	Hoher Preis in Knappheitsstunden, um Kostendeckung für Spitzenlastkraftwerk zu ermöglichen	Variierende EE-Kapazitäten, Winddaten Tehachapis 2001, PV-Daten Sacramento 2001			Feste Preise für Uran (4,6 mills/kWh) und Gas (6 USD/mmBTU)			Fixes Nachfrageprofil (Kalifornien 2001)
Mills and Wiser 2012	Unsicherheiten bei EE-Prognose bei Day-Ahead-Preis berücksichtigt; Opportunitätskosten Speicher berücksichtigt; exogene Knappheitspreise bei geringer Reserve- (500 – 10000 \$/MWh), keine negativen Preise	EE in der negativen Reserve, Solarthermie auch in der positiven Reserve; Curtailment bei Preis = 0; Einspeiseprofile nach Wetterjahr 2004	Für jeden EE-Anteil wird kostenminimaler konventioneller Kraftwerkspark berechnet (CCGT, CT, nuclear, Pumpspeicher, Kohle); Bestandskraftwerke werden berücksichtigt	Anlagen in der Reserve: Kernkraftwerke und geothermische Anlagen komplett unflexibel	Brennstoffpreise nach World Energy Outlook 2011	Perfekter Wettbewerb, aber administrativ gesetzte Knappheitspreise bei geringen Reserve- (margen)	Keine Integration	Optimierter Speichereinsatz am Realtime-Markt, historische Lastkurven (2004); Preiselastizität - 0,001; 3,5 GW Pumpspeicher (10h Speicherdauer), 13,3 GW Speicherwasser
Nicolosi	Basierend auf kurzfristigen Grenzkosten (Investitionen werden als sunk costs behandelt)	Exogen bis 2020 nach NREAPs, nach 2020 für Deutschland nach Leitstudie 2010, für Europa weiterer reduzierte Ausbau, Einspeisung basierend auf historischen Wetterdaten, endogene Abregelung nach Marktprämien	Endogen	8,2 GW Reservekraftwerke als Must-Run, KWK exogen und wärmegeführt	Kohlepreise nach IEA, Gaspreise nach BMWi 2010, CO ₂ -Preise nach Impact Assessment für Erneuerbaren-Richtlinie der EU	Perfekter Wettbewerb	Endogene Importe und Exporte, exogene Interkonnektorkapazitäten	Exogene Nachfrage nach NREAP, konstant nach 2020; Druckluftspeicher endogen, Pumpspeicher exogen
Obersteiner und Sagan	Basierend auf kurzfristigen Grenzkosten (perfekter Wettbewerb)	Exogen (Green-X-Input)	exogen	keine	Durchschnittspreise 2006 und Varianten	Perfekter Wettbewerb	kein Import oder Export aus der Region	Keine
Spieltheoretische Modellierungen								
Green & Vasilakos	Basierend auf Angebotskurve mit MarkUps und Residuallastkurve	Ausbau nach bestehenden Plänen (British Wind Energy Association 2008), Einspeisung nach Typtagen basierend auf Wetterdaten von 1997 - 2005	Bestehender Kraftwerkspark	-	Konstante Werte 2006 (2006 Energy Review)	Wettbewerb mit 6 Unternehmen und Duopol	Keine Marktintegration	Historisches Lastprofil, Preiselastizität der Nachfrage -0,2

Autoren	Berechnung des Marktpreises	Entwicklung Ausbau EE	Entwicklung konventioneller Kraftwerkspark	Must-Run-Anlagen	Entwicklung Brennstoff- und CO ₂ -Preise	Annahmen Marktstruktur	Annahmen internationale Marktintegration	Annahmen Speicher und Nachfrageflexibilität
Two mey und Neuhoff	Basierend auf kurzfristigen Grenzkosten im Wettbewerbsfall, MarkUps im Monopol und Duopol	-	-	-	-	Perfekter Wettbewerb, Cournot-Duopol und Monopol	-	-

5 Literaturverzeichnis

Green, Richard; Vasilakos, Nicholas (2010): Market behaviour with large amounts of intermittent generation. In: *Energy Policy* 38 (7), S. 3211–3220. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.07.038.

Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J. (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Hg. v. Büro für Technologiefolgen-Abschätzung Beim Deutschen Bundestag. Online verfügbar unter <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/suchergebnis.html?cx=016879865612211949579%3Ah0gelxpugqm&cof=FORID%3A9&ie=UTF-8&q=Regenerative+Energietr%C3%A4ger+zur+Sicherung+der+Grundlast+in+der+Stromversorgung&sa=Suche&siteurl=www.tab-beim-bundestag.de%2F&ref=&ss=16j256j2>, zuletzt geprüft am 07.05.14.

Hirth, Lion (2013): The market value of variable renewables. In: *Energy Economics* 38, S. 218–236. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

Höfling, H. (2013): Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung. Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes. Hg. v. ZSW. Online verfügbar unter www.zsw-bw.de/.

Kopp, O.; Eßer-Frey, A.; Engelhorn, T.: Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? In: *Energiewirtschaft*, Bd. 36, S. 243–255.

Lamont, Alan D. (2008): Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. In: *Energy Economics* 30 (3), S. 1208–1231. DOI: 10.1016/j.eneco.2007.02.007.

Mills, A.; Ryan, W. (2013): Changes in Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Online verfügbar unter <http://emp.lbl.gov/publications/changes-economic-value-variable-generation-high-penetration-levels-pilot-case-study-c-0>, zuletzt geprüft am 10.05.2014.

Nicolosi, M. (2012): The economics of renewable electricity market integration. An empirical and model-based analysis of regulatory frameworks and their impacts on the power market. Universität zu Köln.

Twomey, Paul; Neuhoff, Karsten (2010): Wind power and market power in competitive markets. In: *Energy Policy* 38 (7), S. 3198–3210. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.07.031.

Würzburg, Klaas; Labandeira, Xavier; Linares, Pedro (2013): Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. In: *Supplement Issue: Fifth Atlantic Workshop in Energy and Environmental Economics* 40, Supplement 1 (0), S. S159. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.09.011.