

Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken

Studie für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
im Auftrag der TenneT TSO GmbH

Endbericht - Kurzfassung

Berlin, 8. Oktober 2014

Inhalt

1.	ZUSAMMENFASSUNG	1
2.	EINLEITUNG	2
3.	HISTORISCHE MARKTWERTFAKTOREN JE ENERGietRÄGER	4
3.1.	Wasserkraft (§ 23 EEG-2012)	5
3.2.	Gase (§§ 24-26 EEG-2012).....	6
3.3.	Biomasse (§ 27 EEG-2012)	8
3.4.	Geothermie (§ 28 EEG-2012).....	9
3.5.	Windenergie an Land (§§ 29-30 EEG-2012)	10
3.6.	Windenergie auf See (§ 31 EEG-2012)	11
3.7.	Photovoltaik (§ 32 EEG-2012)	12
4.	PROGNOSE DER MARKTWERTFAKTOREN FÜR DAS JAHR 2015	14
4.1.	Methodik der Prognose.....	14
4.2.	Prognoseergebnisse	18
4.2.1.	Wasserkraft	18
4.2.2.	Gase.....	19
4.2.3.	Biomasse.....	19
4.2.4.	Geothermie.....	20
4.2.5.	Windenergie an Land (onshore)	21
4.2.6.	Windenergie auf See (offshore).....	22
4.2.7.	Photovoltaik.....	23
4.3.	Sensitivitätsanalyse.....	24
4.4.	Verifikation der Ergebnisse	25
5.	QUALITÄTSSICHERUNG	28
6.	QUELLENVERZEICHNIS	29
7.	ANHANG	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Darstellung der Berechnungsformel des Marktwertfaktors.....	2
Abbildung 3-1: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Wasserkraft)	5
Abbildung 3-2: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Wasserkraft.....	6
Abbildung 3-3: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Gase).....	7
Abbildung 3-4: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Gasen	7
Abbildung 3-5: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Biomasse).....	8
Abbildung 3-6: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Biomasse	8
Abbildung 3-7: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Geothermie).....	9
Abbildung 3-8: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Geothermie	9
Abbildung 3-9: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Onshore-Wind)	10
Abbildung 3-10: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Onshore-Wind.....	10
Abbildung 3-11: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Offshore-Wind)	11
Abbildung 3-12: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Offshore-Wind	12
Abbildung 3-13: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Photovoltaik)	13
Abbildung 3-14: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Photovoltaik	13
Abbildung 4-1: Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim.....	14
Abbildung 4-2: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Wasserkraft	18
Abbildung 4-3: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Gas.....	19
Abbildung 4-4: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Biomasse.....	20
Abbildung 4-5: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Geothermie.....	20
Abbildung 4-6: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Onshore-Wind für 2015 (Trend- Szenario)	21
Abbildung 4-7: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Offshore-Wind für 2015 (Trend- Szenario)	23
Abbildung 4-8: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik für 2015 (Trend- Szenario)	24
Abbildung 4-10: Vergleich historischer und modellierter jährlicher Marktwertfaktoren	26
Abbildung 4-11: Vergleich historischer und simulierter monatlicher Marktwertfaktoren	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Prognostizierte Marktwertfaktoren für die Jahre 2015 bis 2019 (Trendszenario) ..	1
Tabelle 4-1: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Onshore-Wind (Oberes, Unteres und Trendszenario).....	22
Tabelle 4-2: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Offshore-Wind (Oberes, Unteres und Trendszenario).....	23
Tabelle 4-3: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik (Oberes, Unteres und Trendszenario).....	24

1. Zusammenfassung

Diese Studie ist Teil der jährlichen Prognose der EEG-Umlage durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Ziel ist die Prognose der Marktwertfaktoren und somit des Marktwertes der erneuerbaren Energien für das Jahr 2015 und die folgenden Jahre bis 2019. Der Marktwertfaktor stellt dar, welchen Wert der Strom aus erneuerbaren Energien durchschnittlich am Spotmarkt für Strom erzielt. Liegt der Faktor über eins, werden Erlöse über dem durchschnittlichen Stromspotmarktpreisen erzielt. Bei Faktoren unter eins liegen die Erlöse unter den durchschnittlichen Stromspotmarktpreisen.

Im Kapitel 2 werden die Berechnung und das Vorgehen zur Prognose der Marktwertfaktoren erläutert. Kapitel 3 beschreibt die verwendeten historischen Daten zur Einspeisung erneuerbarer Energien und stellt spezifisch für jeden Energieträger die Einspeisedaten sowie die historischen Marktwertfaktoren dar. Im Kapitel 4 werden das zur Prognose verwendete Fundamentalmodell und die verwendeten Modellansätze erläutert sowie die Ergebnisse der Modellierung dargestellt. Abschließend erfolgen eine Sensitivitätsanalyse durch Szenariovariationen und Plausibilisierung der Ergebnisse durch einen historischen Abgleich, um die Robustheit und Sinnhaftigkeit der prognostizierten Marktwertfaktoren sicherzustellen. Abschnitt 5 erläutert unternehmensinterne Prozesse zur Sicherung der Qualität.

Die folgende Tabelle stellt die energieträgerspezifischen Ergebnisse für das Trendszenario dar.

Tabelle 1-1: Prognostizierte Marktwertfaktoren für die Jahre 2015 bis 2019 (Trendszenario)

	Marktwertfaktoren						
	Photovoltaik	Onshore Wind	Offshore Wind	Biomasse	Wasserkraft	Geothermie	Gase
2015	1.02	0.85	0.94	1.00	1.00	1.00	1.00
2016	1.02	0.84	0.93	1.00	1.00	1.00	1.00
2017	1.00	0.81	0.92	1.00	1.00	1.00	1.00
2018	0.99	0.77	0.90	1.00	1.00	1.00	1.00
2019	0.99	0.75	0.89	1.00	1.00	1.00	1.00

2. Einleitung

Für die vier Übertragungsnetzbetreiber hat Energy Brainpool erstmals zur Verwendung bei der EEG-Umlageprognose 2012 im Jahr 2011 ein Modell zur Ermittlung des Marktwertes der Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken entwickelt.

Dieses Modell wurde nun mit dieser Studie für die EEG-Umlageprognose 2015 für die vier Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH sowie der TransnetBW GmbH) im Auftrag der TenneT TSO GmbH im Jahr 2014 aktualisiert.

Der Marktwert bemisst sich gemäß den Regelungen des EEG-Ausgleichsmechanismus an den markträumenden Preisen (englisch: market clearing price MCP) der vortägigen Auktion von Strom an der European Power Exchange (EPEX) zur Lieferung in das Marktgebiet Deutschland/Österreich für die einzelnen Stunden des Folgetages.¹

Der Marktwert wird energieträgerscharf für den deutschlandweit jährlich eingespeisten EEG-Strom in Form sogenannter Marktwertfaktoren ermittelt. Der historische Marktwertfaktor wird berechnet als Quotient aus den durchschnittlichen Erlösen der EEG-Einspeisung in der EPEX-Spotauction und den mittleren EPEX-Spotauctionspreisen jeweils für einen Betrachtungszeitraum. Die mathematische Formel zur Berechnung des Marktwertfaktors ist grafisch dargestellt in Abbildung 2-1:

$$\text{Marktwertfaktor} = \frac{\sum_h \left(\text{EPEX MCP} \times \text{EEG-Produktion} \right)}{\text{Phelix Base Month} \times \text{Monatsarbeit}}$$

Abbildung 2-1: Darstellung der Berechnungsformel des Marktwertfaktors

¹ [EPEX2014]

Durch Multiplikation der prognostizierten Marktwertfaktoren mit dem nach § 4 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) zugrunde zu legenden Vermarktungspreis und Multiplikation mit der EEG-Stromeinspeisung sollen die Vermarktungserlöse der EEG-Stromeinspeisung ermittelt werden. Zudem sind die Marktwertfaktoren in Kombination mit den erwarteten Marktpreisen die Basis für die Zahlung der Marktprämie an Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen im Marktprämienmodell.

Mit Hilfe dieser Marktwertfaktoren sollen im Zuge der Prognose der EEG-Umlage die Vermarktungserlöse der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Zahlungen an Anlagen in der geförderten Direktvermarktung nach § 34 EEG (Marktprämie) abgeschätzt werden. Die EEG-Umlage wird einmal jährlich am 15. Oktober für den Zeitraum des darauf folgenden Kalenderjahres berechnet. Zudem sollen Marktwertfaktoren für die Mittelfristprognose der EEG-Umlage für die Kalenderjahre 2016 bis 2019 genutzt werden.

In dieser Studie werden die Marktwertfaktoren hierfür ermittelt. Dieser Bericht beschreibt sowohl das von Energy Brainpool entwickelte Modell zur Ermittlung der Marktwertfaktoren sowie dessen Aktualisierung für die diesjährige Prognose.

Die Marktwertfaktoren werden in drei Schritten prognostiziert und verifiziert.

1. Ermittlung der tatsächlichen Marktwertfaktoren aus historischen Daten

Es werden die stundenscharfen EEG-Stromeinspeisungen nach Energieträgern getrennt sowie die stundenscharfen Strompreise (MCP) der EPEX Spotauktion für das Liefergebiet Deutschland/ Österreich betrachtet und daraus die historischen Marktwertfaktoren berechnet.

2. Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2014-2019

Auf Basis der ermittelten tatsächlichen historischen Marktwertfaktoren sowie dem entsprechenden EEG-Zubau-Szenario werden die Marktwertfaktoren je Energieträger für die Jahre ab 2014 prognostiziert.

3. Funktionalitätsprüfung und Plausibilisierung des Modells

Zur Prüfung des Modells auf Funktionalität und zur Plausibilisierung der zukünftigen Marktwertfaktoren wird das Modell im dritten Schritt auf die Vergangenheit angewendet und mit den tatsächlich aus den EEG-Erzeugungsdaten und den EPEX-Strompreisen (MCP) ermittelten Marktwertfaktoren verglichen.

3. Historische Marktwertfaktoren je Energieträger

In diesem Kapitel werden die Marktwertfaktoren für die einzelnen Energieträger für die Historie dargestellt. Die Historie beinhaltet in Absprache mit den Auftraggebern den Zeitraum von Januar 2012 bis April 2014. Datengrundlage der Berechnungen sowie der Darstellungen sind in Absprache mit den Auftraggebern:

- für die steuerbaren Energieträger (Wasserkraft, Gase, Biomasse, Geothermie) die energieträgerscharfen viertelstündlichen Ist-Einspeisedaten der Summe derjenigen Anlagen, welche sich in der EEG-Festvergütung (ohne Anlagen in der Direktvermarktung, da diese Zeitreihen weder den Auftraggebern noch öffentlich zugänglich vorliegen) befinden² sowie
- für die volatilen Energieträger (Onshore-Wind, Offshore-Wind, Photovoltaik) die viertelstündlichen Hochrechnungen für die gesamte Einspeisung der jeweiligen Energieträger (inklusive Anlagen in der Direktvermarktung).³

Durch die Beschränkung bei den steuerbaren Energieträgern auf die Anlagen in der EEG-Festvergütung ist keine signifikante Verzerrung zu erwarten, da davon auszugehen ist, dass die Anlagen in der Direktvermarktung sehr ähnliche Profile aufweisen wie die Anlagen in der EEG-Festvergütung. Trotzdem ist es bei einigen Energieträgern (insbesondere Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse) notwendig und sinnvoll, weitere Daten zu nutzen, um auch langjährige Entwicklungen stabil abbilden zu können. Hierfür werden monatliche Erzeugungsdaten der ENTSO-E herangezogen.

Neben den Einspeisedaten werden die historischen Marktpreise der stündlichen Auktion am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot SE zur Berechnung der Marktwertfaktoren herangezogen.

Die Marktwertfaktoren werden energieträgerscharf sowohl in monatlicher als auch in jährlicher Auflösung nach folgenden Formeln berechnet.

Formel zur Berechnung des **monatlichen** Marktwertfaktors:

$$MWF_{E,m} = \frac{\sum_{h=1}^n (EPEX_MCP_h \times EE_Produktion_{E,h})}{\left(\frac{\sum_{h=1}^n EPEX_MCP_h}{n} \times \sum_{h=1}^n EE_Produktion_{E,h} \right)}$$

² [ÜNB2014a]

³ [ÜNB2014b]

Formel zur Berechnung des **jährlichen** Marktwertfaktors:

$$MWF_{E,j} = \frac{\sum_{h=1}^k (EPEX_MCP_h \times EE_Produktion_{E,h})}{\left(\frac{\sum_{h=1}^k EPEX_MCP_h}{k} \times \sum_{h=1}^k EE_Produktion_{E,h} \right)}$$

MWF = Marktwertfaktor

E = Energieträger

h = Stunde

j = Jahr

k = Anzahl der Stunden im Jahr

m = Monat

n = Anzahl der Stunden im Monat

3.1. Wasserkraft (§ 23 EEG-2012)

In Abbildung 3-1 ist die Summe der Einspeisung aller Wasserkraftanlagen in Deutschland in der EEG-Festvergütung im Betrachtungszeitraum dargestellt. Im Diagramm ist die saisonale Schwankung der Erzeugung zu sehen. Zudem schwankt die Erzeugung auch in Abhängigkeit des Niederschlags stark. Der leichte Trend zu niedrigeren Werten kann auf die zunehmende Direktvermarktung von Anlagen zurückgeführt werden.

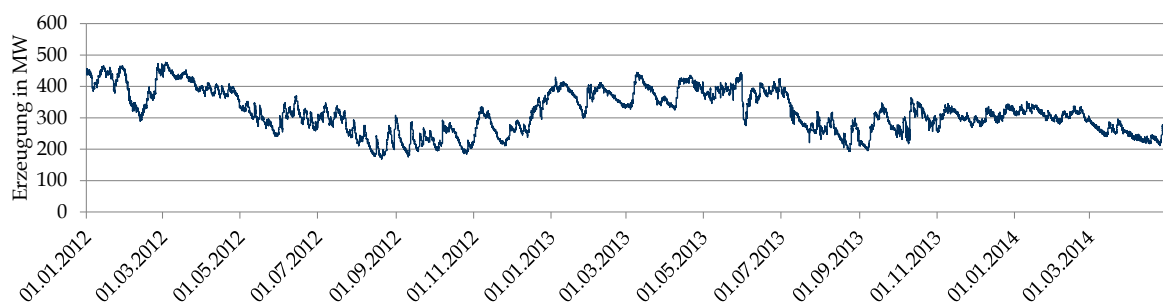


Abbildung 3-1: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Wasserkraft)

In Abbildung 3-2 sind die historischen Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Marktwertfaktoren in einem sehr engen Bereich um den Wert 1 schwanken. Die Schwankungen sind dabei zumeist auf eine Erhöhung oder Verringerung der Erzeugung im Laufe eines Monats zurückzuführen, in dem gleichzeitig der Strompreis einer Trendbewegung folgt. Im Mai 2013 beispielsweise steigen Einspeisung und Strompreise an, was zu einem Ausschlag des Marktwertfaktors über 1 führt. Im Oktober 2013 und Dezember 2013 steigt ebenfalls die Einspeisung, jedoch fällt der Strompreis und es treten negative Strompreise auf, welche die Marktwertigkeit im Monatsmittel verringern. Insgesamt passt die Entwicklung der Marktwertfaktoren zusammen mit der Erwartung, dass die Wasserkraft keinen ausgeprägten Tages- und Wochenlastgang aufweist. Auch die saisonale Schwankung führt offensichtlich im Jahreswert nicht zu einem deutlich von 1 abweichenden Resultat.

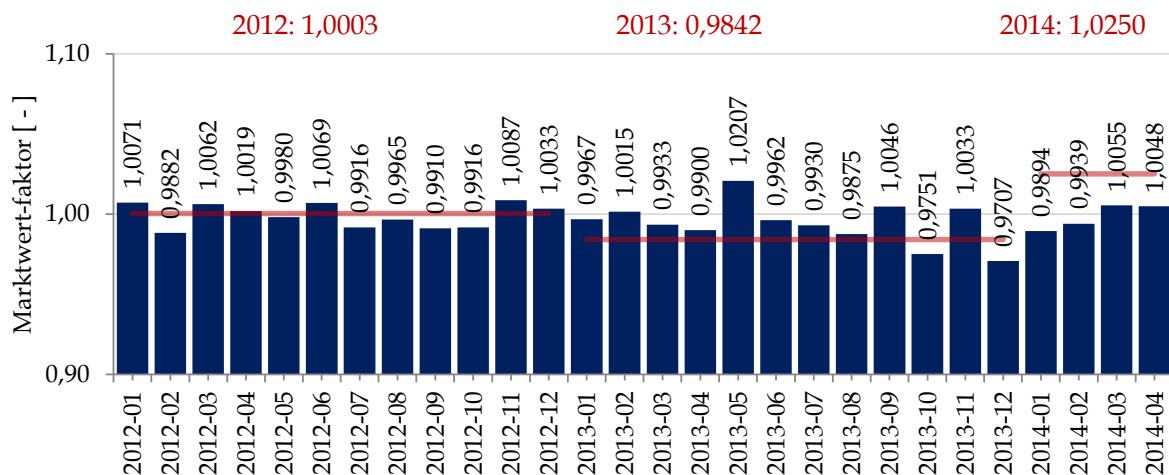


Abbildung 3-2: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Wasserkraft

3.2. Gase (§§ 24-26 EEG-2012)

Auch in Abbildung 3-3, in welcher die Summe der Stromeinspeisung aus Gasen aller Anlagen in Deutschland in der EEG-Festvergütung im Betrachtungszeitraum dargestellt ist, ist kein stabiler Verlauf der Einspeisung zu erkennen. Insbesondere größere Stufen bzw. Sprünge in der Erzeugungslinie lassen darauf schließen, dass die Datenbasis durch die von den Anlagenbetreibern gewählte Form der Direktvermarktung (und ggf. auch die technische Verfügbarkeit von Einzelanlagen) stark beeinflusst ist. Trotzdem ist die Erzeugung weniger schwankend als z. B. die Erzeugung aus Wasserkraft, wenn einzelne stabile Zeiträume betrachtet werden. Daraus lässt sich schon hier schlussfolgern, dass die Einspeisung einem Base-Band ähnlich ist und der Marktwertfaktor somit nahe 1 liegen wird.

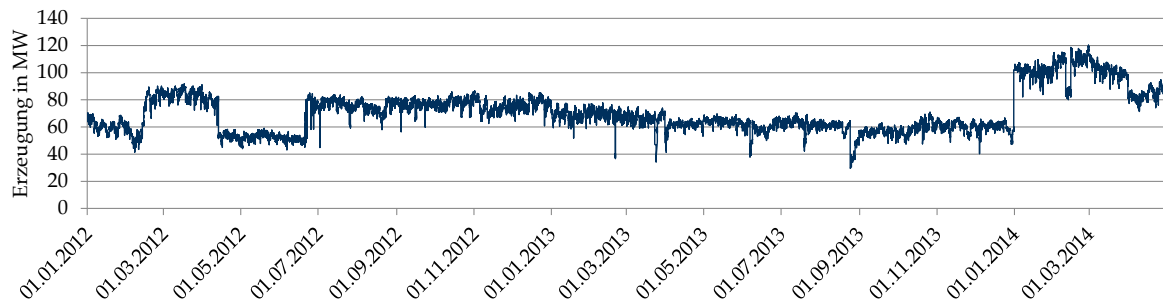


Abbildung 3-3: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Gase)

Abbildung 3-4 zeigt die historischen Marktwertfaktoren der Stromeinspeisung aus Gasen. Auch hier ist entsprechend der jeweils in Phasen recht stabilen Einspeiselinie nur eine sehr geringe Abweichung von 1 zu beobachten. Lediglich im Februar 2012 weicht ein Wert ca. 4,5 % von 1 ab. Dies liegt vor allem an den sehr hohen Spotmarktpreisen, die Anfang Februar 2012 durch sehr niedrige Temperaturen auftraten. Während dieser Zeit geht gleichzeitig die Erzeugung aus Gasen zurück. Danach erfährt die Erzeugung einen starken Zuwachs Mitte Februar und die Spotpreise fallen wieder auf ein moderates Niveau. Der niedrige Marktwertfaktor kommt somit durch hohe Spotpreise in Kombination mit niedriger Erzeugung sowie moderate Spotpreise und gleichzeitig hohe Erzeugung zustande.

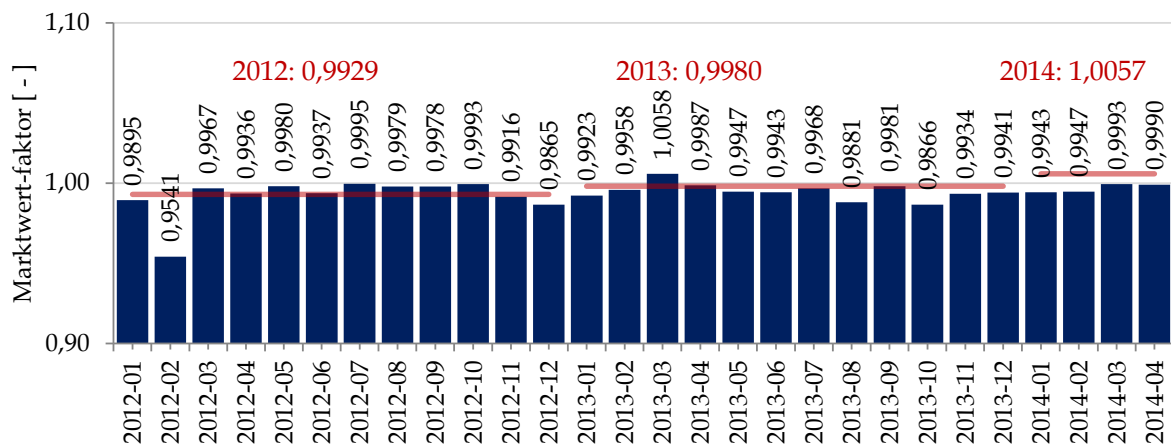


Abbildung 3-4: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Gasen

3.3. Biomasse (§ 27 EEG-2012)

Abbildung 3-5 zeigt die Summe der Einspeisung aller Biomasseanlagen in Deutschland in der EEG-Festvergütung im Betrachtungszeitraum. Neben einer sehr stabilen Erzeugungslinie ist ein abnehmender Trend zu beobachten, welcher auch hier auf die zunehmende Direktvermarktung der Anlagen zurückgeführt werden kann.

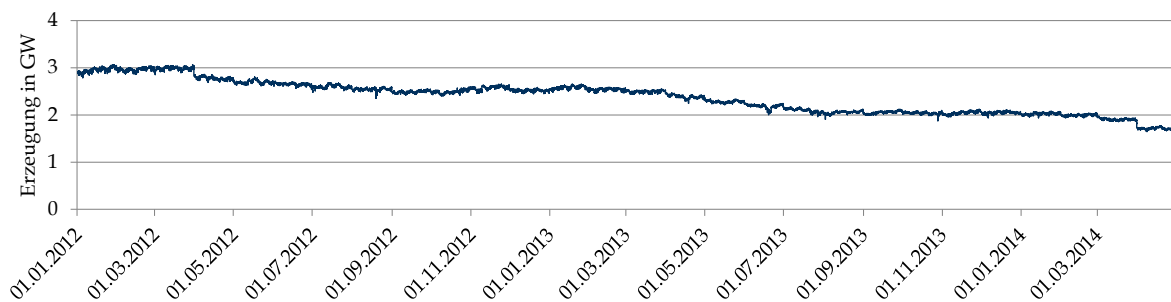


Abbildung 3-5: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Biomasse)

Auch die in Abbildung 3-6 zu sehenden historischen Marktwertfaktoren der Stromeinspeisung aus Biomasse verhalten sich sehr stabil und weichen im Betrachtungszeitraum weniger als 1 % von 1 ab. Auch dies deckt sich mit den Erwartungen, dass Biomasseanlagen überwiegend nach einer Grundlastcharakteristik einspeisen.

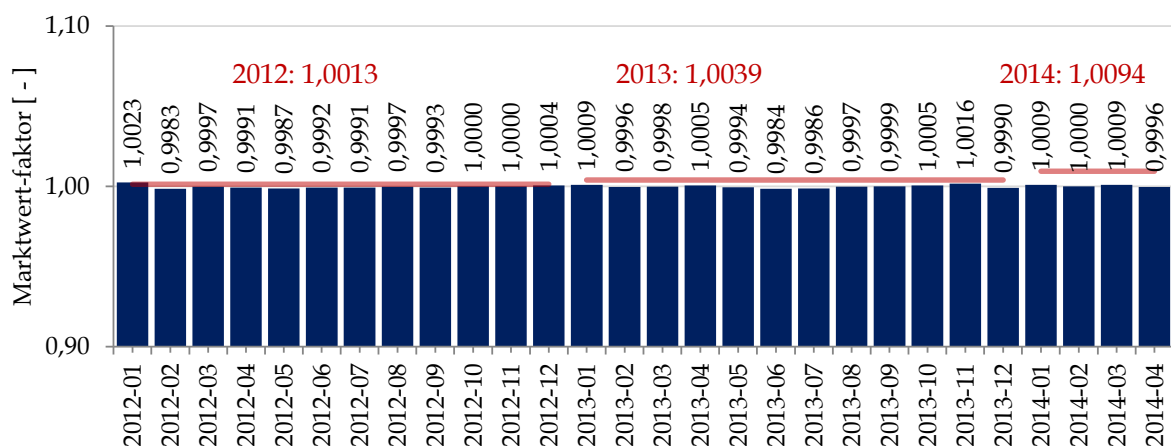


Abbildung 3-6: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Biomasse

3.4. Geothermie (§ 28 EEG-2012)

In Abbildung 3-7 ist die Summe der Einspeisung aller Geothermianlagen in Deutschland in der EEG-Festvergütung im Betrachtungszeitraum dargestellt. Die Erzeugung schwankt sehr stark zwischen null und 18 MW. Offensichtlich ist hier die Erzeugung maßgeblich durch die Verfügbarkeit von Einzelanlagen beeinflusst.

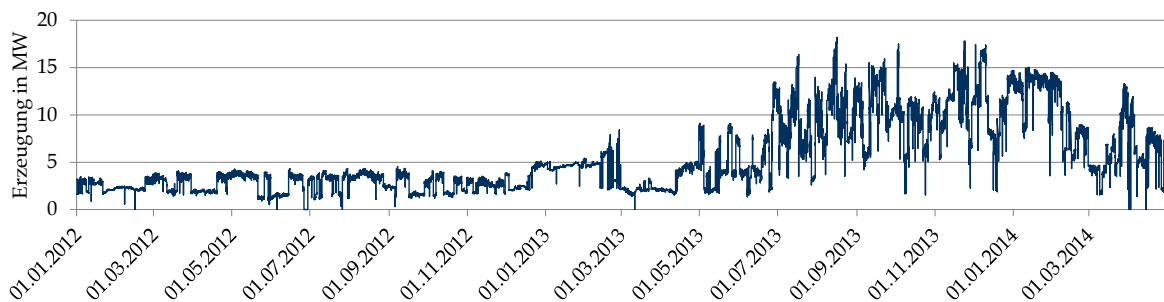


Abbildung 3-7: Einspeisung aller EEG-Anlagen der Festvergütung (Geothermie)

Auch die in Abbildung 3-8 zu sehenden historischen Marktwertfaktoren der Stromeinspeisung aus Geothermie schwanken im Wesentlichen im engen Bereich um 1. Einzelne deutlich von 1 abweichende Werte lassen sich durch die schwankende Anlagenverfügbarkeit erklären. Beispielhaft ist dies am Extremmonat Dezember 2012 zu sehen: In der Einspeiselinie im obigen Diagramm ist zu erkennen, dass die Einspeisung in der zweiten Monatshälfte des Dezembers 2012 deutlich höher als die Einspeisung der ersten Monatshälfte liegt. Gleichzeitig war die zweite Monatshälfte des Dezembers durch extrem niedrige (und viele negative) Preise gekennzeichnet. Beides zusammen ergibt als Resultat einen Marktwertfaktor deutlich niedriger als 1.

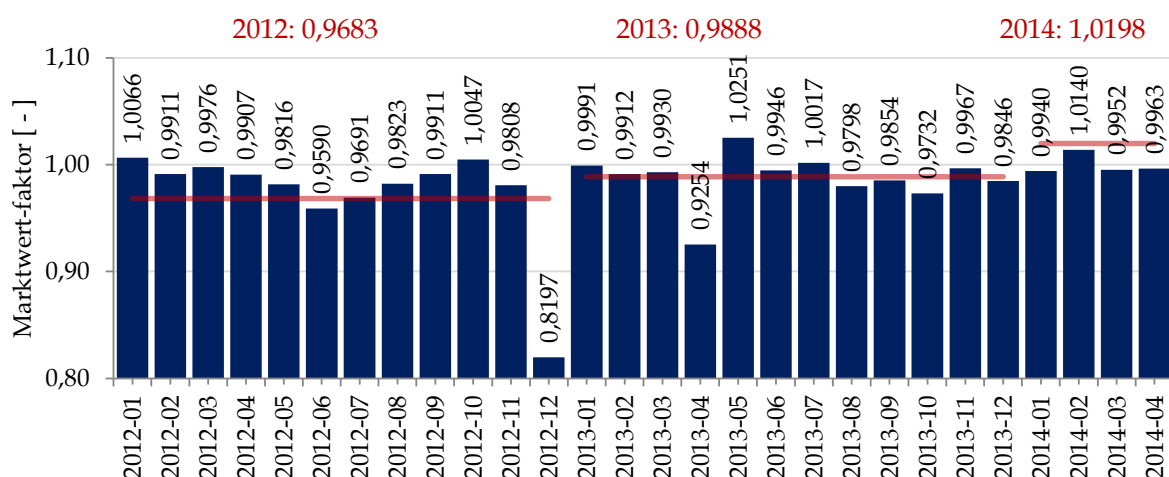


Abbildung 3-8: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Geothermie

3.5. Windenergie an Land (§§ 29-30 EEG-2012)

Abbildung 3-9 zeigt die Hochrechnung der Summe der Einspeisung aller Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung). Es ist das für Windkraftanlagen typische Erzeugungsmuster mit sehr starken kurzfristigen Schwankungen zwischen fast 0 und über 25 000 MW zu sehen. Zusätzlich ist bei näherer Betrachtung das typische saisonale Muster zu erkennen: In den Wintermonaten erzeugen Windkraftanlagen typischerweise mehr Strom als in den Sommermonaten.

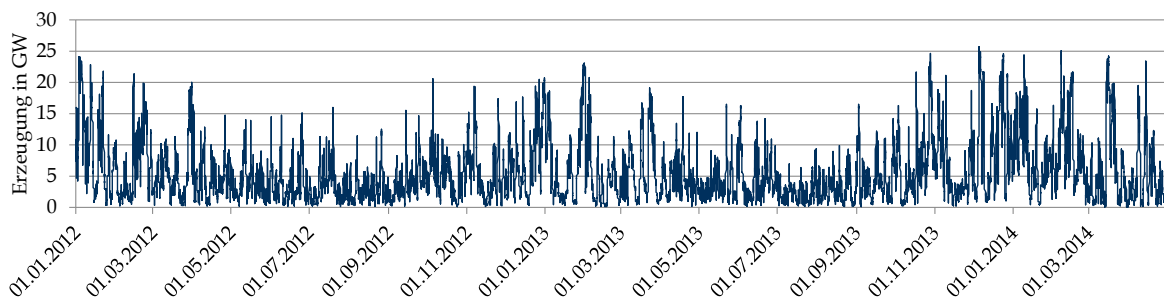


Abbildung 3-9: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Onshore-Wind)

In Abbildung 3-10 sind die historischen Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie (onshore) zu sehen. In dieser Abbildung ist die durch den Merit-Order-Effekt der Windenergie herbeigeführte saisonale Schwankung zu erkennen: Durch die hohen Leistungen, welche an Windenergie eingespeist werden und die starke Fluktuation der Einspeisung sind die Windenergieeinspeisung und die börslichen Preise negativ miteinander korreliert. In Zeiten hoher Windeinspeisung (vorwiegend in den Winter- und Übergangsmonaten) sind die Marktwertfaktoren relativ niedrig, während sie in den Sommermonaten (mit relativ niedriger Windenergieeinspeisung) tendenziell höher ausfallen. Im Jahresmittel liegen die Marktwertfaktoren deutlich unter 1, ein Ergebnis desselben Phänomens.

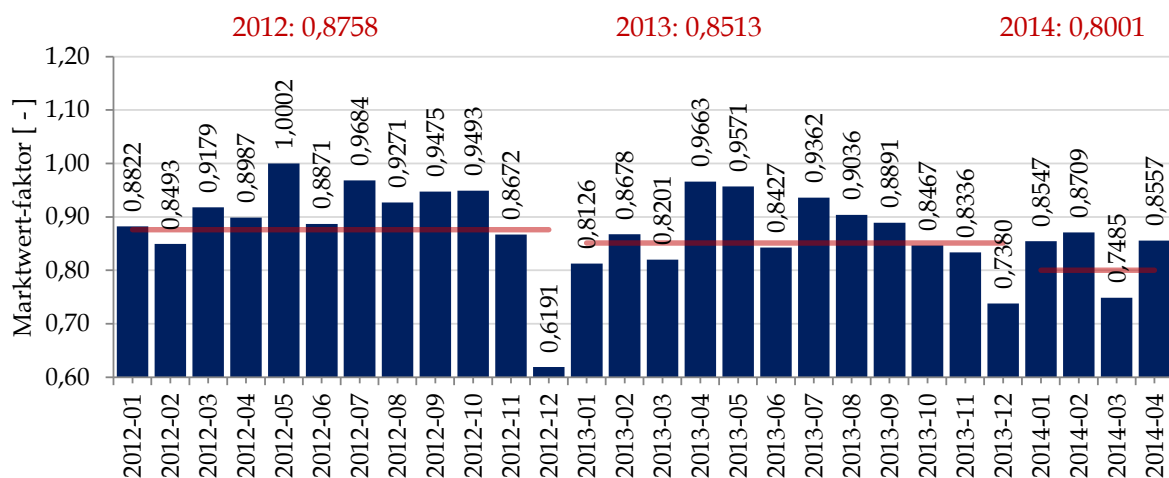


Abbildung 3-10: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Onshore-Wind

3.6. Windenergie auf See (§ 31 EEG-2012)

In Abbildung 3-11 ist die Summe der Einspeisung aller Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung) zu sehen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Einspeisung hier aufgrund der geringen Anzahl Windparks sehr deutlich von der technischen Verfügbarkeit einzelner Windparks abhängt. Den Daten zu Folge scheint insbesondere die Verfügbarkeit des Windparks „BARD Offshore 1“ (mit einer installierten Leistung von 400 MW der derzeit größte deutsche Offshore-Park) bzw. der dazugehörigen Netzanbindung schwankend zu sein. Der Park wurde offiziell im August 2013 eröffnet, allerdings erfolgte im Bauprozess bereits nach und nach eine Teilinbetriebnahme der installierten und angeschlossenen Anlagen.

Es ist ersichtlich, dass bisher noch nicht über einen längeren Zeitraum stabile Einspeiselinien zu beobachten waren.

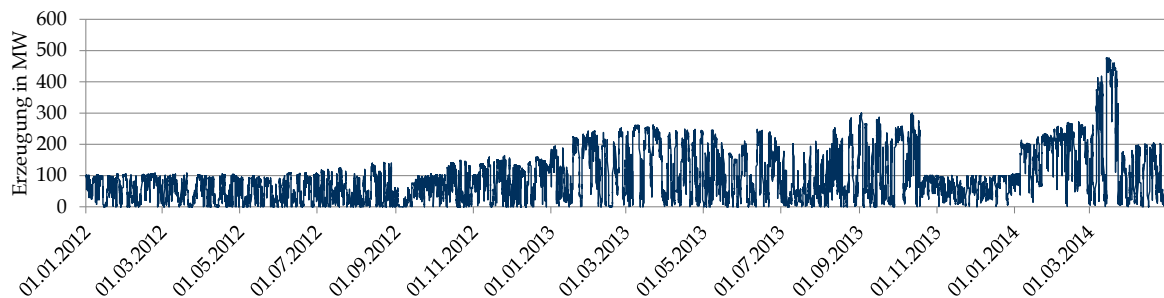


Abbildung 3-11: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Offshore-Wind)

Abbildung 3-12 zeigt die historischen Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie (offshore). Im Vergleich zu den in Abbildung 3-10 gezeigten Marktwertfaktoren der Onshore-Windenergie liegen die Offshore-Marktwertfaktoren durchweg höher. Dies ist auf das deutliche gleichmäßigere Erzeugungsprofil der Offshore-Windenergie mit weniger ausgeprägten Erzeugungsspitzen und höheren Volllaststunden zurückzuführen.

Auch ein saisonaler Zyklus kann hier erkannt werden mit steigenden Marktwertfaktoren zur Jahresmitte und danach wieder sinkenden Marktwertfaktoren zum Jahresende. Dieser Zyklus wird seit dem letzten Jahr immer stärker überlagert von anderen Einflüssen auf den Strompreis wie die Photovoltaik-Einspeisung oder die kalenderbedingte Stromnachfrage. Aufgrund der oben diskutierten Phänomene der Einspeisezeitreihe ist jedoch davon auszugehen, dass die historischen Marktwertfaktoren darüber hinaus stark von schwankenden Anlagen- bzw. der Windpark-Verfügbarkeit geprägt sind.

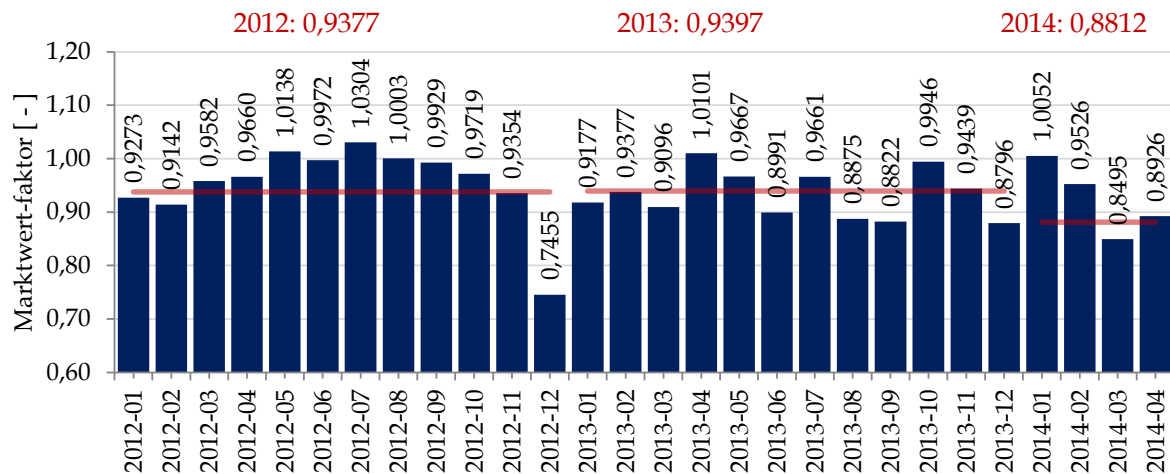


Abbildung 3-12: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Offshore-Wind

Der auffallend niedrige Marktwertfaktor im Dezember 2012 ist durch die hohe Einspeisung in Zeiten niedriger Strompreise und die niedrige Einspeisung in Zeiten hoher Strompreise zu erklären. So kam es an den Weihnachtsfeiertagen bei hoher Einspeisung zu extrem negativen Strompreisen (im Minimum unterhalb von minus 220 EUR/MWh), welche den Marktwert der Offshore-Windstromeinspeisung im Mittel des gesamten Monats nach unten gezogen hat.

3.7. Photovoltaik (§ 32 EEG-2012)

Als letztes zeigt Abbildung 3-13 die Summe der Einspeisung aller Photovoltaikanlagen in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung). Neben den ausgeprägten saisonalen Zyklen ist die starke Abhängigkeit von der aktuellen Wetterlage zu sehen. Während die PV-Erzeugungsspitze an einigen Tagen im Sommer 2013 nur ca. 7 GW beträgt, liegt sie an anderen Tagen bei knapp unter 25 GW.

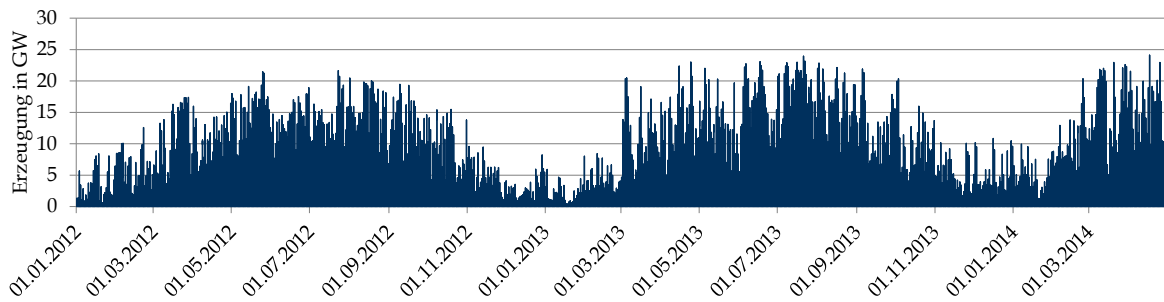


Abbildung 3-13: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Photovoltaik)

Die historischen Marktwertfaktoren der Stromeinspeisung von Photovoltaik-Anlagen sind in Abbildung 3-14 zu sehen. Auch hier treten wie bei der Windenergie deutliche Schwankungen auf, welche durch den Merit-Order-Effekt verursacht werden. Deutlich zu sehen ist dieser Effekt in den feriengeprägten Übergangszeiten im Frühjahr und Herbst, in denen die Strompreise sehr sensitiv auf die Einspeisung von Photovoltaikanlagen reagieren (niedrige Marktwertfaktoren bei vergleichsweise hoher Einspeisung z. B. im Oktober 2012 und im März 2013). Während der jährliche Marktwertfaktor der PV aufgrund der Einspeisung zu Peak-Zeiten bisher immer größer als 1 gewesen ist, war er im Jahr 2013 zum ersten Mal niedriger als 1. Der bisherige Jahresmittelwert des Marktwertfaktors für 2014 (0,7993) kann aufgrund der fehlenden Monate allerdings nicht als repräsentativ für die zukünftige Entwicklung angesehen werden.

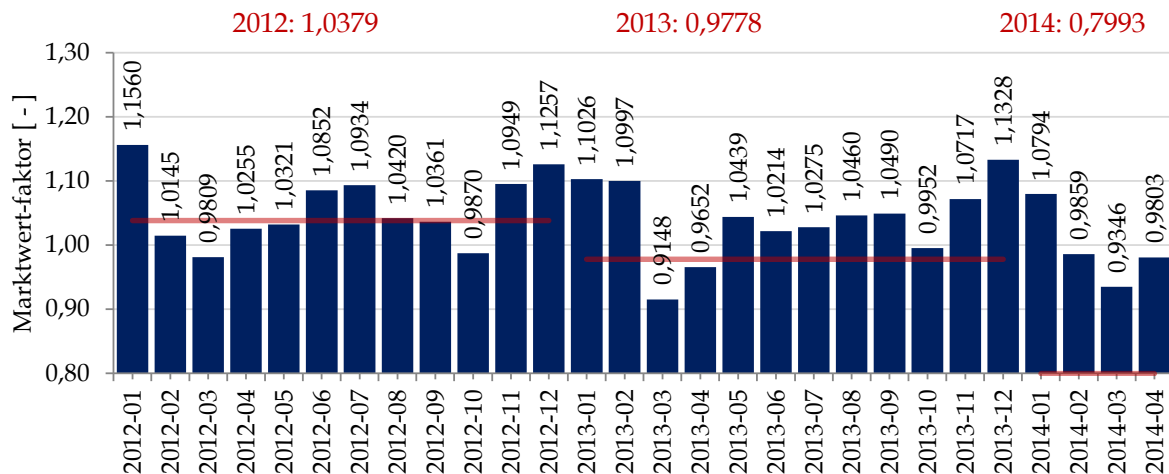


Abbildung 3-14: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Photovoltaik

4. Prognose der Marktwertfaktoren für das Jahr 2015

4.1. Methodik der Prognose

Zur Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2014 bis 2019 wird das von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalmodell Power2Sim herangezogen. Grundlage dieses Modells für die Berechnung des Großhandelsstrompreises in Deutschland ist die Zusammenführung der sich unter den Modellannahmen ergebenden Angebots- und Nachfragekurven.

Die nachfolgende Abbildung 4-1 zeigt den vereinfachten Aufbau von Power2Sim.

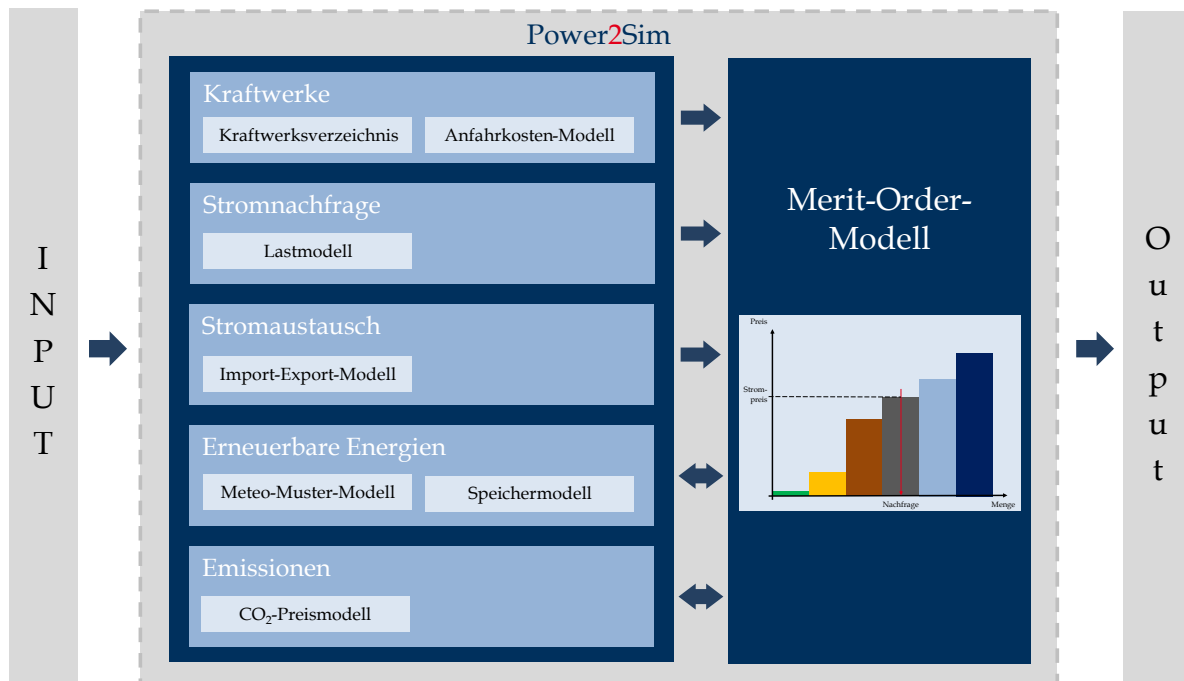


Abbildung 4-1: Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim

Das Power2Sim besteht aus mehreren Modulen, in denen einzelne Modelle abgebildet sind. In dem Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Mit Hilfe des „Europäischen Kraftwerksverzeichnisses“ in Kombination mit Brennstoffpreisen, die als externe Parameter auf Basis von Metastudien, Terminmarktpreisen etc. vorgegeben werden müssen, berechnet das Power2Sim die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Ausbau- und Ausstiegsszenarien einzelner Kraftwerkstechnologien kön-

nen länderscharf festgelegt sowie Veränderungen in der Kraftwerkstechnik, wie Wirkungsgradverbesserungen oder der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, abgebildet werden.

Für jede Technologie wird dafür der Anteil der Kraftwärmekopplung (KWK) festgelegt, welcher in der Ermittlung des Strompreises eine besondere Rolle spielt. Dieser Grad an KWK kann als Szenario länderscharf und technologiescharf (primärenergieträgerscharf) verändert werden. Von jedem Kraftwerk wird der entsprechende KWK-Anteil als Must-Run-Kraftwerk in die Merit-Order mit aufgenommen und erzeugt damit preisunabhängig Strom.

Das Anfahrkostenmodell gibt den Kraftwerken die Möglichkeit, ihre technischen Restriktionen in Form weiterer Kosten auf ihre kurzfristigen Grenzkosten zu addieren sowie minimale Stillstandszeiten festzulegen und Wirkungsgradveränderungen bei Kalt- und Warmstarts zu berücksichtigen. Die Parameter können für einzelne Kraftwerke und alle (restlichen) Kraftwerke des Landes mit gleichem Energieträger definiert werden.

Erzeugungen aus erneuerbaren Energien werden nach verschiedenen Energieträgern getrennt und unterschiedlich abgebildet:

- Solarenergie,
- Windenergie,
- Wasserkraft und
- andere erneuerbare Energien.

Wind- und Solarenergie werden durch das Meteo-Pattern-Modell (Meteo-Muster-Modell) dargestellt. Historische Einspeisemuster werden dabei monatlich auf die zukünftige Erzeugung der Szenariovorgaben skaliert und bilden so eine realitätsnahe Einspeisung ab. Dieses Verfahren ermöglicht eine Modellierung europaweit konsistenter Wetterphänomene.

Die Erzeugung aus Wasserkraft wird noch in verschiedene Technologien unterteilt:

- Laufwasserkraftwerke,
- Speicherkraftwerke und
- Pumpspeicherseen.

Laufwasserkraftwerke werden über Monatsprofile abgebildet und führen damit zu einer monatlichen Grundlasterzeugung. Die Stromerzeugung aus Speicherseen wird über das „Reservoir Operating Costs“-Modell abgebildet. Hierbei wird auf Basis der Füllstände und Zuflüsse ein Wasserwert in EUR/MWh ermittelt und die Speicherseen mit diesem in die Merit-Order eingereiht. Das Pumpspeichermodell orientiert die Erzeugung und Verbrauch von Pumpspeicherseen an dem Wochenmittel der Stromnachfrage. Liegt die aktuelle Nachfrage unter diesem, verbraucht der Pumpspeicher Strom (Wasser wird hochgepumpt), ist die Nachfrage über dem Wochenmittel, wird Strom erzeugt (Wasser wird abgelassen).

Andere erneuerbare Energien werden als Grundlastkraftwerke abgebildet, die über keine Tages- oder Monatsprofile verfügen. Dies ist aktuell für Biomasse-, Geothermieranlagen etc. realitätsnah.

Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird von der simulierten Nachfrage abgezogen und somit die Residuallast gebildet. Der Schnittpunkt aus Residuallast und der Angebotskurve aus Kraftwerken ergibt den Großhandelsstrompreis der jeweiligen Stunde.

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die Strom-austäusche iterativ berechnen. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in MW ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind. Das Modell lässt dabei nur intuitive Stromflüsse zu, dies bedeutet, dass ein Land mit niedrigen Preisen in ein Land mit hohen Preisen nur exportieren kann.

Die grundlegende Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaustauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert. Für Szenarien in die Zukunft ist auf Grund des Stromaustausches ein konsistentes Szenario für ganz Europa unerlässlich. Hierfür wird die Studie „EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013 “ (Capros et al. 2013) (im Folgenden „EU Energy trends“) herangezogen, die von der Generaldirektion für Transport und Energie der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben wurde. Erarbeitet wurde die Studie durch das E3M-Lab des “Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens” (ICCS-NTUA). Da diese Studie die (energiebezogene) Entwicklung aller EU-Mitgliedstaaten mit großer Detailtiefe beschreibt, eignet sie sich sehr gut als Grundlage aller Berechnungen. Mit der Europäischen Kommission als Auftraggeber kann sie als seriöse Quelle angesehen werden.

Die Szenarioentwicklung für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland ergibt sich aus den Vorgaben von IE Leipzig (Los 1) für jeweils drei Szenarien: Trend, oberes und unteres Szenario.

Für den historischen Zeitraum werden die von den ÜNB gelieferten stundenscharfen EEG-Stromeinspeisedaten je Energieträger im Fundamentalmodell integriert. Da diese Daten für einige Energieträger nur einen Anteil der tatsächlich erzeugten Strommengen darstellen und das Modell alle Einspeisemengen berücksichtigen muss, werden für Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und Gase Korrekturfaktoren verwendet. Diese werden über den Prognosehorizont konstant gehalten. Das Modell berechnet dann auf Basis der getroffenen Annahmen den stundenscharfen Strompreis. Das Modell wird anhand der historischen Strompreise, Strom-austauschmengen zwischen den Ländern, Erzeugungsmengen fossiler Energieträger und Emissionen für Deutschland und die wichtigsten europäischen Ländern kalibriert. Nun können die tatsächlichen historischen Marktwertfaktoren für die Jahre 2010 bis 2013 modelliert werden.

Auf Basis der genannten Entwicklungsszenarien für Deutschland bzw. Europa werden danach die Marktwertfaktoren für die EEG-Stromeinspeisungen der einzelnen Energieträger für die Jahre 2014 bis 2019 prognostiziert.

Die Marktwertfaktoren sind als Funktion des Ausbaus der erneuerbaren Energien anzusehen. Am Beispiel der Photovoltaik ist dies am anschaulichsten darzustellen: Die Einspeisung der Photovoltaikanlagen hat die Besonderheit, dass sie ihren Höchststand naturgemäß immer in den Mittagsstunden erreicht. Zu dieser Zeit ist die Nachfrage am Spotmarkt tendenziell ebenfalls vergleichsweise hoch. Der starke Ausbau der PV-Kapazitäten in Deutschland erhöht das Angebot am Spotmarkt und hat somit einen dämpfenden Effekt auf die Preisspitzen in den Mittagsstunden.

Durch die stundenscharfe Modellierung sowohl der EEG-Einspeisemengen als auch der sich ergebenden Spotmarktpreise wird dieser Effekt im Power2Sim bei der Prognose der Marktwertfaktoren berücksichtigt. Bei der Prognose der stundenscharfen EEG-Strommengen wird von einer typischen Produktionsstochastik für jeden EEG-Energieträger ausgegangen.

Neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien existieren eine Reihe weiterer Faktoren, die die Marktwertfaktoren in den kommenden Jahren beeinflussen. Diese Faktoren haben jeweils unterschiedliche Einflüsse auf die Preis- bzw. Mengenstruktur des am EPEX-Spotmarkt gehandelten Stroms. Zukünftige Einflüsse können sein:

- Lastverschiebungen durch zunehmende Nutzung von Smart-Metern/Smart-Grids bzw. Einspeise- und Verbrauchsmanagement
- Lastverschiebung durch Änderung der Anlagenfahrweise in der Kraft-Wärme-Kopplung
- Flexibilisierung der Einspeisung durch zunehmende Nutzung von Speichern

Diese Einflussfaktoren, die dahinter stehenden EEG-Stromeinspeisemengen und deren Auswirkung können derzeit nicht verlässlich vorhergesagt werden und werden daher bei der Prognose der Marktwertfaktoren in dieser Studie nicht berücksichtigt.

4.2. Prognoseergebnisse

In diesem Kapitel werden die Prognoseergebnisse der Marktwertfaktoren dargestellt und ausgewertet. Grundlage der Berechnung bildet das Fundamentalmodell Power2Sim. Für jeden Energieträger wird ausgehend von der Analyse der historischen Zeitreihen im Abschnitt 3 ein geeignetes Verfahren gewählt, um zukünftige Einspeiseprojekte zu generieren.

Die jeweils prognostizierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien werden von IE Leipzig übernommen.

4.2.1. Wasserkraft

Die verwendeten historischen Einspeisemengen zeigten untertäglich geringfügig volatile Erzeugungen. Davon abgesehen bilden diese Mengen nur einen geringen Teil der insgesamt installierten und stromerzeugenden Anlagen ab. Aus diesem Grund werden die Ausbaupfade um die fehlenden Erzeugungsmengen ergänzt. Ein unterjähriges Profil auf Basis der monatlichen Einspeisemengen von ENTSO-E⁴ erzeugt die typisch saisonal bedingten Schwankungen in der Erzeugung. Innerhalb des Monats findet keine Variation der Einspeisemengen statt, aus diesem Grund liegen die Marktwertfaktoren konstant bei eins über den Betrachtungszeitraum (dies ist beispielhaft dargestellt in folgender Abbildung für das Jahr 2015).

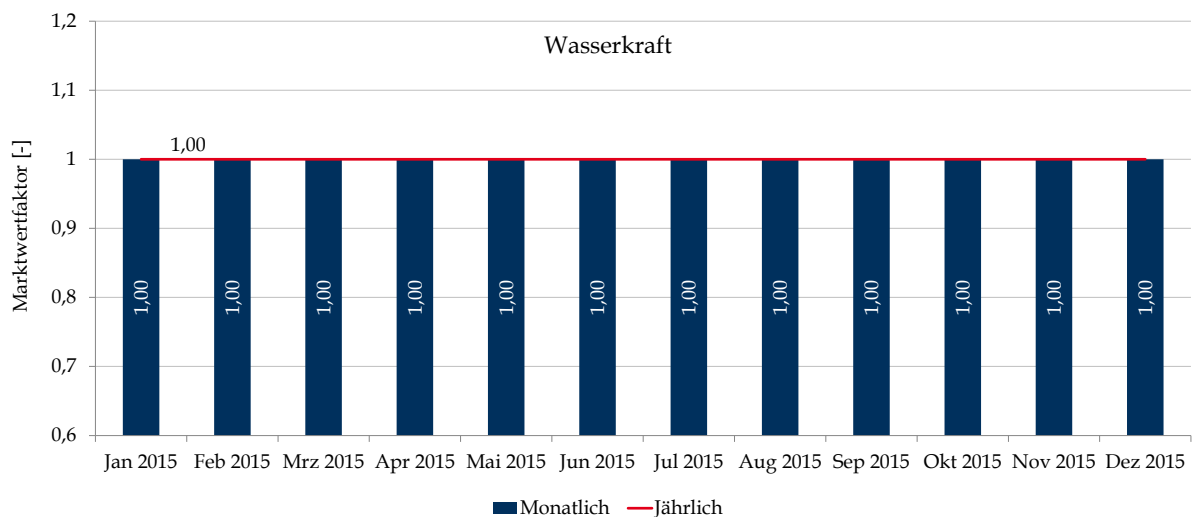


Abbildung 4-2: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Wasserkraft

⁴ [ENTSOE2014]

4.2.2. Gase

Die historische Erzeugung zeigt geringe untertägige Schwankungen in der Erzeugung. Abgesehen von einer starken Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Anlagen, zeigen sich keine Einspeiseschwankungen innerhalb eines Monats. Für Gase wird deshalb eine monatlich konstante Erzeugungslinie verwendet, die einen Marktwertfaktor von eins ergibt (siehe Abbildung).

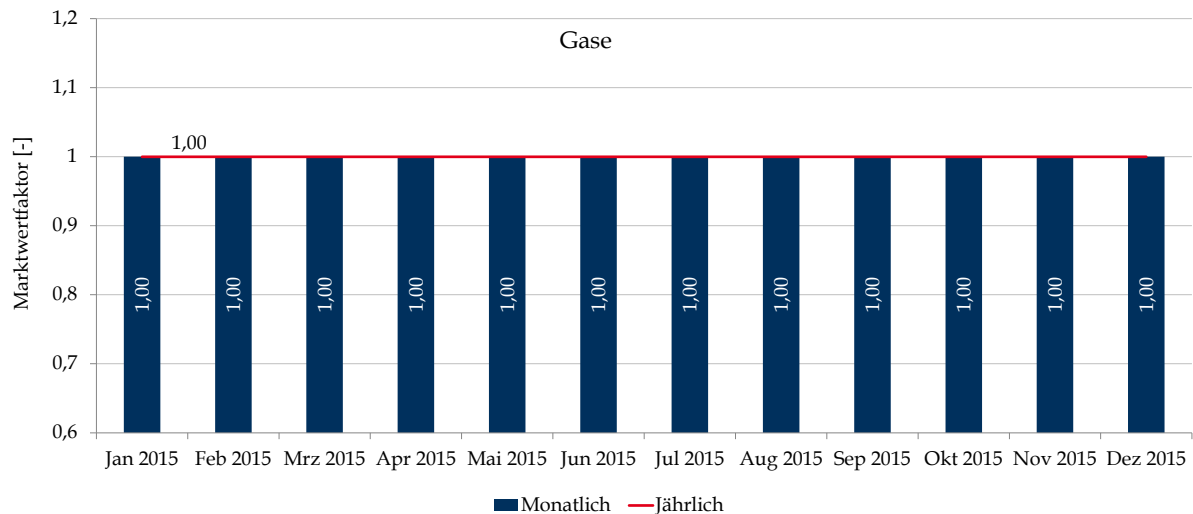


Abbildung 4-3: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Gas

4.2.3. Biomasse

Die historische Einspeisung aus Biomasse zeigt geringe untertägige und innermonatliche Schwankungen, weshalb eine monatlich konstante Erzeugungslinie verwendet wird, die einen Marktwertfaktor von eins ergibt (siehe Abbildung).

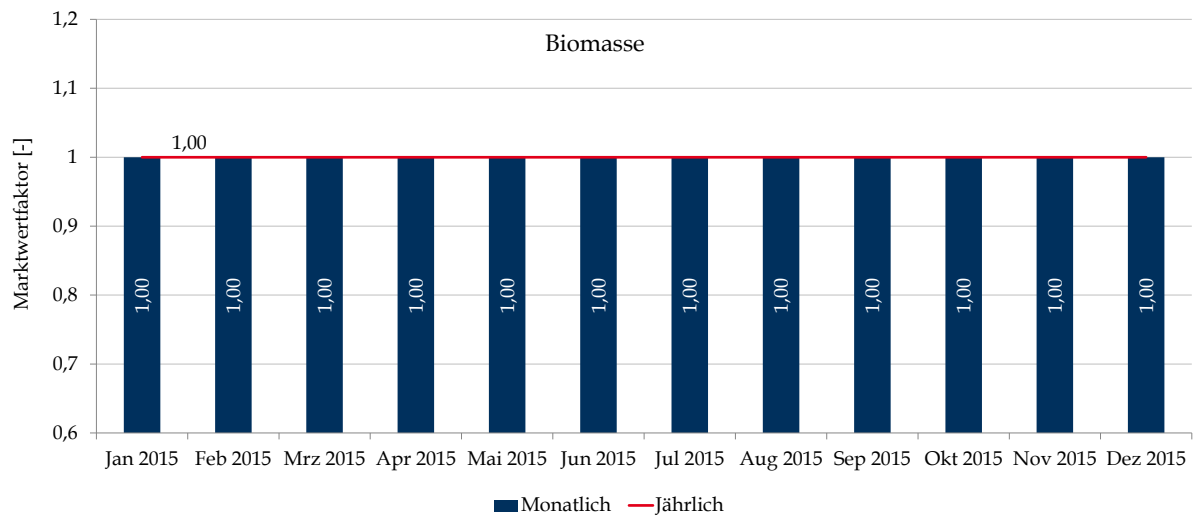


Abbildung 4-4: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Biomasse

4.2.4. Geothermie

Die historische Einspeisung aus Geothermie-Anlagen zeigt geringe untertägige und innermonatliche Schwankungen sowie eine starke Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Anlagen. Für Geothermie wird deshalb eine monatlich konstante Erzeugungslinie verwendet, die einem Marktwertfaktor von eins ergibt (siehe Abbildung).

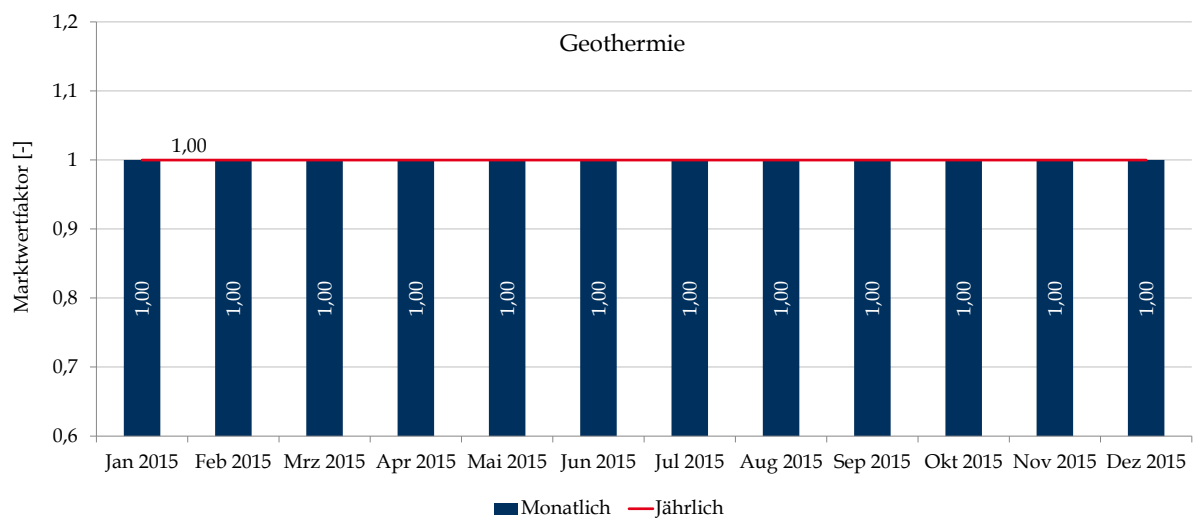


Abbildung 4-5: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Geothermie

4.2.5. Windenergie an Land (onshore)

Die Erzeugung von Onshore-Windanlagen ist geprägt durch eine hohe Volatilität auf Grund sich ständig verändernder Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit von der Wettersituation. Die hohen installierten Kapazitäten führen zu starken Preisbeeinflussungen⁵. Für die Zukunft ist deshalb die Wahl der Erzeugungsmuster von großer Bedeutung. Grundlage bildet die Erzeugungsmuster der Jahre 2011 bis 2013. Für jeden Monat der Zukunft wird einmal zufällig ein entsprechender Monat der Jahre 2011 bis 2013 gewählt. Dieses historische Muster wird nun auf die prognostizierte Einspeisemenge skaliert. So verwendet das Fundamentalmodell beispielsweise für den Februar 2015 das Erzeugungsprofil vom Februar 2011, während der März 2015 das Profil des März 2013 darstellt.

Diese Musterverwendung führt zu sehr volatilen Einspeisungen und damit auch zu sehr schwankenden Ergebnissen in den Marktwertfaktoren. Aus diesem Grund werden vier verschiedene Musterversionen verwendet und die unterschiedlichen Marktwertfaktoren gemittelt. Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Der Marktwertfaktor für den Monat Dezember zeigt eine Abkehr des monatlichen Trends, der über das Jahr gesehen auftritt. Tendenziell sind die Marktwerte im Sommer bedingt durch geringere Einspeisungen höher als im Winter. Für den Marktwertfaktor Dezember ist vor allem die Einspeisung an den Feiertagen wichtig, da hier die Stromnachfrage gering ist und sehr große Einspeisemengen zu niedrigen Preisen führen können. Bei den verwendeten Mustern zeigte sich, dass zwei Muster eine hohe Einspeisung und einen niedrigeren Marktwertfaktor um die Weihnachtszeit hatten, während die anderen beiden Variationen eine geringere Einspeisung und einen höheren Marktwertfaktor vorweisen. Daneben ist die Solarerzeugung im Dezember am niedrigsten, wodurch die Marktpreise weniger stark beeinflusst werden.

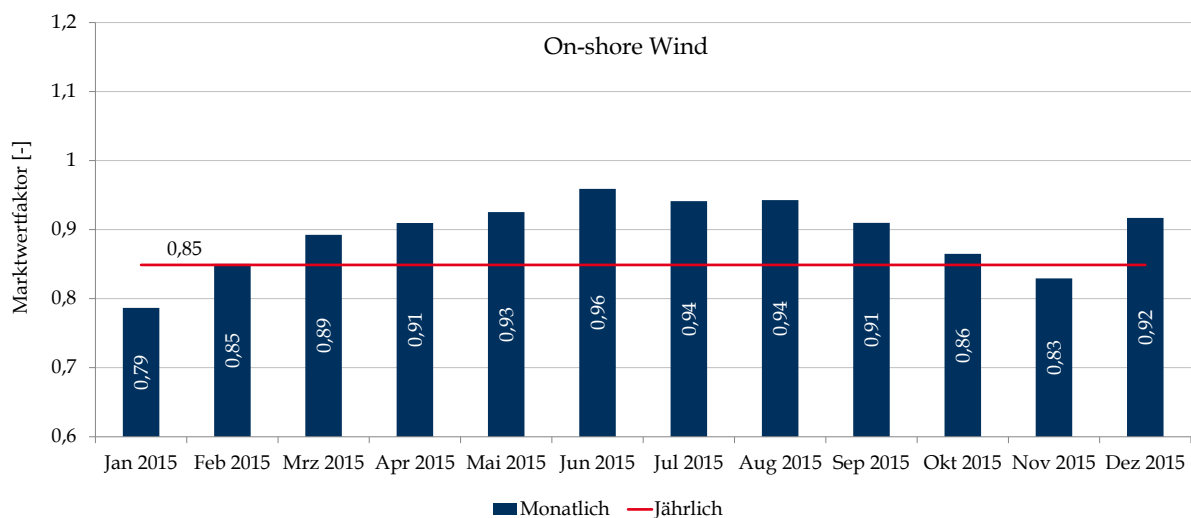


Abbildung 4-6: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Onshore-Wind für 2015 (Trend-Szenario)

⁵ Merit-Order-Effekt

Tabelle 4-1: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Onshore-Wind (Oberes, Unteres und Trendszenario)

	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	0,83	0,85	0,87
2016	0,82	0,84	0,86
2017	0,78	0,81	0,84
2018	0,71	0,77	0,80
2019	0,68	0,75	0,80

4.2.6. Windenergie auf See (offshore)

Die aggregierten Erzeugungsmengen von Offshore-Windanlagen sind stark abhängig von den Verfügbarkeiten der einzelnen Windparks und besitzen eine Einspeisecharakteristik, die mit der Einspeisung aus Onshore-Anlagen hoch korreliert, jedoch gleichmäßiger verläuft als diese. In den nächsten Jahren wird von einem starken Zuwachs der installierten Kapazitäten ausgegangen. Aus den genannten Gründen werden ebenso wie bei Onshore-Wind historische Erzeugungsmuster der Vergangenheit für die Zukunft verwendet und auf die prognostizierten Einspeisemengen skaliert. Dabei werden der Konsistenz des modellierten Wetters wegen genau dieselben historischen Zeiträume wie bei Onshore-Wind gewählt.

Diese Musterverwendung führt zu sehr volatilen Einspeisungen und damit auch zu sehr schwankenden Ergebnissen in den Marktwertfaktoren. Aus diesem Grund werden vier verschiedene Musterversionen verwendet und die unterschiedlichen Marktwertfaktoren gemittelt. Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Generell sind die Marktwertfaktoren für das Jahr 2015 sehr stabil und folgen keiner ausgeprägten Saisonalität wie zum Beispiel Windenergie an Land. Dies liegt vor allem an den aktuell relativ geringen Kapazitäten, die somit die Marktpreise nur unwesentlich beeinflussen, sowie an der höheren Auslastung der einzelnen Anlagen. Wie auch bei der Windenergie an Land ist der Wert für den Dezember deutlich erhöht. Begründen lässt sich dies mit den größeren Einspeisemengen in diesem Monat, die zu einer höheren Auslastung und damit zu einer grundlastartigen Einspeisung führen. Dies gilt für alle gewählten Einspeisemuster.

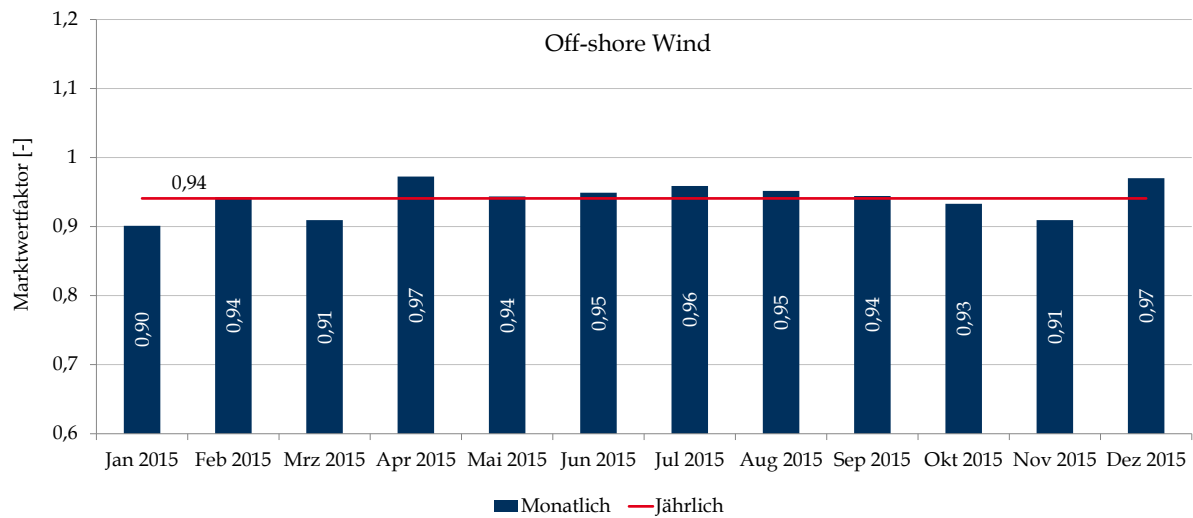


Abbildung 4-7: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Offshore-Wind für 2015 (Trend-Szenario)

Tabelle 4-2: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Offshore-Wind (Oberes, Unteres und Trendszenario)

	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	0,93	0,94	0,95
2016	0,92	0,93	0,94
2017	0,91	0,92	0,94
2018	0,87	0,90	0,92
2019	0,85	0,89	0,91

4.2.7. Photovoltaik

Die Erzeugung von Photovoltaik ist vor allem durch die täglichen und saisonalen Zyklen geprägt. Um diese volatilen Schwankungen darzustellen, werden wie bei On- und Offshore-Wind historische Erzeugungsmuster der Vergangenheit für die Modellierung der zukünftigen Erzeugung verwendet. Dabei werden dieselben historischen Zeiträume wie bei On- und Offshore-Wind verwendet, um eine konsistente Wettersituation darzustellen.

Diese Musterverwendung führt zu sehr volatilen Einspeisungen und damit auch zu sehr schwankenden Ergebnissen in den Marktwertfaktoren. Aus diesem Grund werden vier verschiedene Musterversionen verwendet und die unterschiedlichen Marktwertfaktoren gemittelt. Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

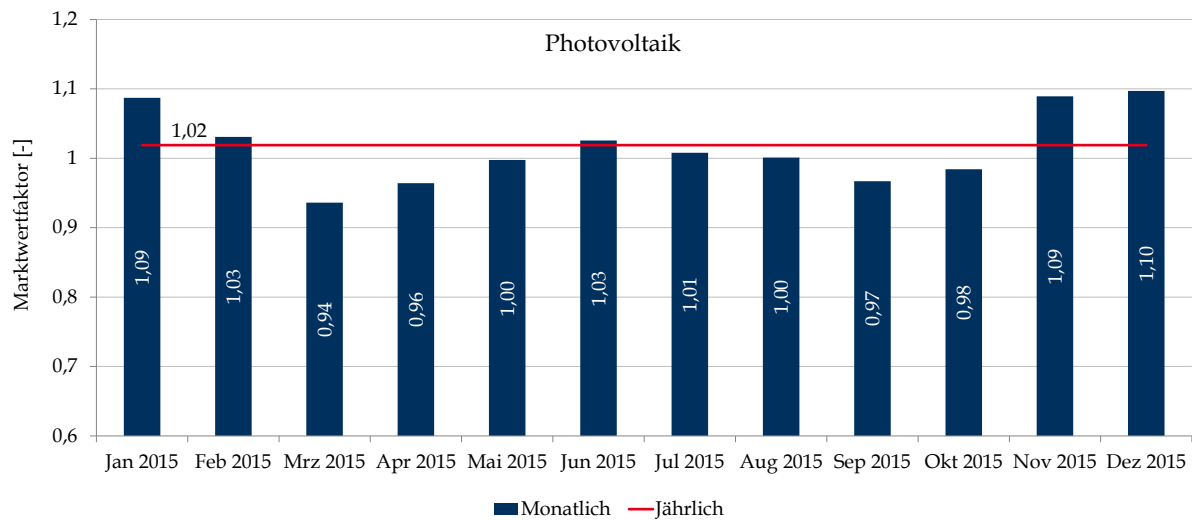


Abbildung 4-8: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik für 2015 (Trend-Szenario)

Tabelle 4-3: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik (Oberes, Unteres und Trendszenario)

	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	1,00	1,02	1,04
2016	1,00	1,02	1,05
2017	0,97	1,00	1,03
2018	0,95	0,99	1,03
2019	0,93	0,99	1,03

4.3. Sensitivitätsanalyse

Für die Bewertung der Robustheit der Marktwertfaktorprognose wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden einerseits die Einspeisemengen, andererseits Marktpreise variiert und die sich ergebenden Marktwertfaktoren analysiert.

Zur Variation werden die verschiedenen zukünftigen Einspeisemuster verwendet, die für die prognostizierten Marktwertfaktoren gemittelt wurden (siehe Abschnitt 4.2). Durch Variation des Einspeiseverhaltens ändern sich in der stündlichen Betrachtung die eingespeisten Mengen und damit die resultierenden Strompreise. Durch das Zusammentreffen von Wind- und Solareinspeisespitzen kann der Marktpreis in der jeweiligen Stunde stark nach unten verändert werden. Treffen die Einspeisungen nur in seltenen Fällen aufeinander, so ist die Veränderung der Marktpreise geringer.

Die Erzeugung von Photovoltaikanlagen ist auf die Tagstunden begrenzt und folgt einer klaren Saisonalität. Bei Zeitgleichheit mit Einspeisungen aus Windkraft ergeben sich dabei

teilweise deutliche Abweichungen zwischen den einzelnen Modellläufen. Die Variationen der Einspeisungen folgen daneben demselben Trend und haben ein sehr ähnliches Muster.

Die Variationen der Onshore-Windeinspeisung zeigen deutliche Spreizungen zwischen den einzelnen Modellläufen. Bei allen ist jedoch sowohl derselbe Trend, als auch dasselbe Muster erkennbar, bei dem vor allem im Winter die Marktwertfaktoren abnehmen und zum Sommer hin wieder zunehmen.

Die Variation der Erzeugungsmuster von Offshore führt zu geringeren Spreizungen der Marktwertfaktoren. Begründen lässt sich dies zum einen mit den begrenzten historischen Daten, die nur wenige Windparks abdecken und eine vergleichsweise hohe Auslastung vorweisen. Zum anderen verändern sich die Marktpreise weniger durch die im Vergleich zu Photovoltaik und Onshore-Wind geringere installierte Leistung bei Offshore-Wind. Durch die Korrelation der Einspeisung mit Onshore-Anlagen ist dabei dennoch auch eine Korrelation der Marktwertfaktoren erkennbar, die zu ähnlichen Ausreißern führen.

4.4. Verifikation der Ergebnisse

Zur Bewertung der Ergebnisse werden die Berechnungen des Fundamentalmodells Power2Sim mit historischen Werten verglichen. Je geringer hier die Abweichungen sind, desto verlässlicher sind die errechneten Marktwertfaktoren für die Zukunft auf Basis des zugrundeliegenden Szenarios.

Für die Bewertung werden die jährlichen und historischen Marktwertfaktoren für Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Wind seit 2011 verwendet.

Abbildung 4-9 zeigt den Vergleich simulierter und historischer jährlicher Marktwertfaktoren.

Die absoluten Abweichungen sind relativ gering, der Trend fallender Marktwertfaktoren wie bei Photovoltaik und Onshore-Wind ist ebenfalls gering. Für Offshore-Wind nehmen die Abweichungen ab.

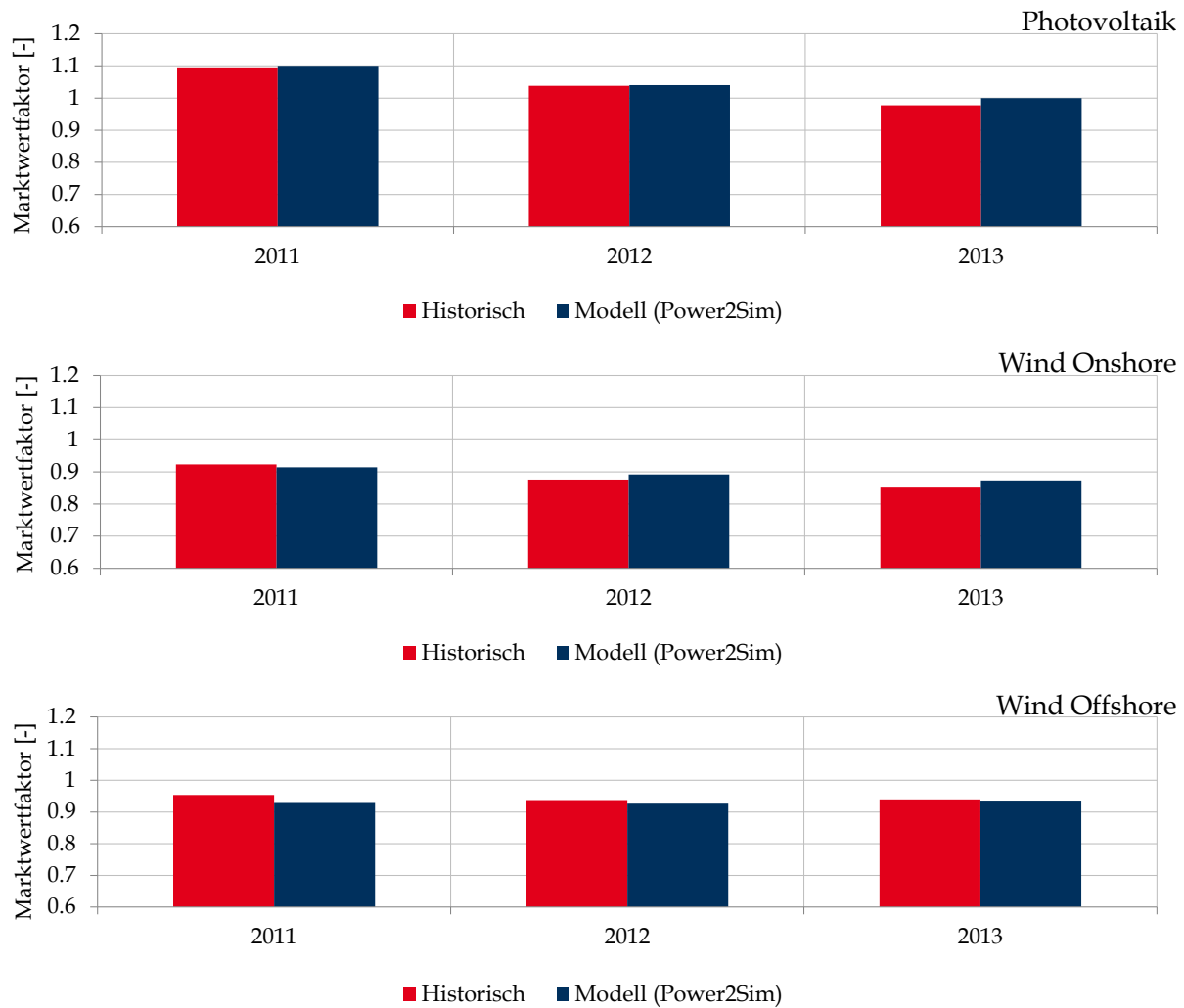


Abbildung 4-9: Vergleich historischer und modellierter jährlicher Marktwertfaktoren

Abbildung 4-10 zeigt den Vergleich simulierter und historischer monatlicher Marktwertfaktoren.

Abweichungen zwischen den historischen Marktwertfaktoren und den für den historischen Zeitraum modellierten Marktwertfaktoren ergeben sich in Monaten, die sehr extreme, vor allem negative Preise aufweisen, da fundamentale Marktmodelle Extrempreise modellbedingt eher unterschätzen. Hier sticht vor allem der Dezember 2012 hervor. Aufgrund der unterdessen erfolgten Marktveränderung⁶ sind extrem negative Preise im Betrachtungszeitraum nicht mehr zu erwarten. Die genannten Abweichungen sind daher für die Prognose der Marktwertfaktoren nicht relevant. In den anderen Monaten zeigt sich, dass die Modellergebnisse den historischen Verlauf sehr gut wiedergeben, die Abweichungen sind meist marginal.

⁶ Vgl. [EnergyBrainpool2014]



Abbildung 4-10: Vergleich historischer und simulierter monatlicher Marktwertfaktoren

5. Qualitätssicherung

Für die Qualitätssicherung werden folgende Verfahren angewendet:

Die verwendeten, historischen Erzeugungsdaten der einzelnen erneuerbaren Energieträger werden mit verschiedenen öffentlichen Quellen mit unterschiedlicher Granularität (z.B. Stunden-, Monats- und Jahreswerte) verglichen.

Eine Gremienkontrolle sorgt dafür, dass Ergebnisse und deren Herleitung von mehreren Personen überprüft werden, bevor diese weiterverwendet oder dokumentiert werden.

Das zur Prognose der Marktwertfaktoren verwendete Fundamentalmodell Power2Sim unterliegt einem ständigen internen Kalibrierungsprozess, der die Modellergebnisse mit den länderspezifischen Strompreisen, Import-Export-Flüssen und Stromerzeugungsmengen für Deutschland und weitere europäische Länder vergleicht. Dies geschieht sowohl an historischen Werten, als auch an zukünftigen Werten, wie beispielsweise an Stromterminmarktpreisen.

Die Modellergebnisse in Form der Marktwertfaktoren werden detailliert auf ihre Plausibilität untersucht sowie im entsprechenden Zeitraum mit den historischen Werten verglichen. Ferner werden unterstützend Szenariovariationen verwendet.

6. Quellenverzeichnis

[EnergyBrainpool2014]

Energy Brainpool: Studie „Negative Strompreise“ im Auftrag der Agora Energiewende, Juni 2014, <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/publication/show/pub-title/negative-strompreise-ursachen-und-wirkung/>

[EPEX2014]

EPEX Spot SE, Marktdaten des Stromspotmarktes

[ENTSOE2014]

ENTSO-E, DETAILED MONTHLY PRODUCTION (IN GWh) FOR A SPECIFIC COUNTRY, <https://www.entsoe.eu/db-query/production/monthly-production-for-a-specific-country>

[ÜNB2014a]

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Ist-Erzeugung der EEG-Anlagen (nur Festvergütung), erhalten von den Auftraggebern

[ÜNB2014b]

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Hochrechnung der Ist-Erzeugung, <http://www.netztransparenz.de>

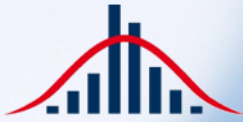
7. Anhang

Prognostizierte jährliche Marktwertfaktoren

	Photovoltaik		
	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	1.00	1.02	1.04
2016	1.00	1.02	1.05
2017	0.97	1.00	1.03
2018	0.95	0.99	1.03
2019	0.93	0.99	1.03

	Onshore Wind		
	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	0.83	0.85	0.87
2016	0.82	0.84	0.86
2017	0.78	0.81	0.84
2018	0.71	0.77	0.80
2019	0.68	0.75	0.80

	Offshore Wind		
	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2015	0.93	0.94	0.95
2016	0.92	0.93	0.94
2017	0.91	0.92	0.94
2018	0.87	0.90	0.92
2019	0.85	0.89	0.91



www.energybrainpool.com

Alexander Fernahl
Philipp Götz
Dr. Johannes Henkel
Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany
Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10
Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

kontakt@energybrainpool.com