

Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken

Studienupdate für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
im Auftrag der TenneT TSO GmbH
- Abschlusspräsentation -

Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

2 Analyseergebnisse nach Energieträger

3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

5 Zusammenfassung

Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

2 Analyseergebnisse nach Energieträger

3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

5 Zusammenfassung

Ziel der Studie (1/2)

Ermittlung des Marktwertes von EEG-Strom

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 2013 für die TenneT TSO GmbH im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH sowie der TransnetBW GmbH) im Jahr 2012 aktualisiert.

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

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-Spotauktion und den mittleren EPEX-Spotauktionspreisen jeweils für einen Betrachtungszeitraum.

Durch Multiplikation der prognostizierten Marktwertfaktoren mit dem nach § 4 der Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV) zugrunde zu legenden Vermarktungspreis und Multiplikation mit der EEG-Stromeinspeisung sollen die Vermarktungserlöse der EEG-Stromeinspeisung ermittelt werden.

Ziel der Studie (2/2)

Ermittlung des Marktwertes von EEG-Strom

In der Studie werden Ist-Einspeisedaten der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor horizontalem Belastungsausgleich auf ¼-stündlicher Basis für den Zeitraum von Januar 2008 bis Dezember 2011 für die folgenden Energieträger herangezogen:

- Wasserkraft (§ 23 EEG)
- Deponiegas (§ 24 EEG), Klärgas (§ 25 EEG), Grubengas (§ 26 EEG), zusammengefasst als Gase
- Biomasse (§ 27 EEG)
- Geothermie (§ 28 EEG)
- On-shore-Wind (§ 29 EEG) inkl. Repowering (§ 30 EEG)
- Off-shore-Wind (§ 31 EEG)
- Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG) inklusive Eigenverbrauch

Mit Hilfe dieser Marktwertfaktoren sollen im Zuge der Prognose der EEG-Umlage die Vermarktungserlöse der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien 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 2013 bis 2017 genutzt werden.

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

Vorgehensweise

Prognose der Marktwertfaktoren

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 2013 ff.

Auf Basis der ermittelten tatsächlichen historischen Marktwertfaktoren sowie dem EEG-Zubau-Szenario der BMU Leitstudie 2011 werden die Marktwertfaktoren je Energieträger für die nachfolgenden Jahre ab 2013 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 das Jahr 2011 angewendet und mit den tatsächlich aus den EEG-Erzeugungsdaten und den EPEX-Strompreisen (MCP) ermittelten Marktwertfaktoren verglichen.

Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

2 Analyseergebnisse nach Energieträger

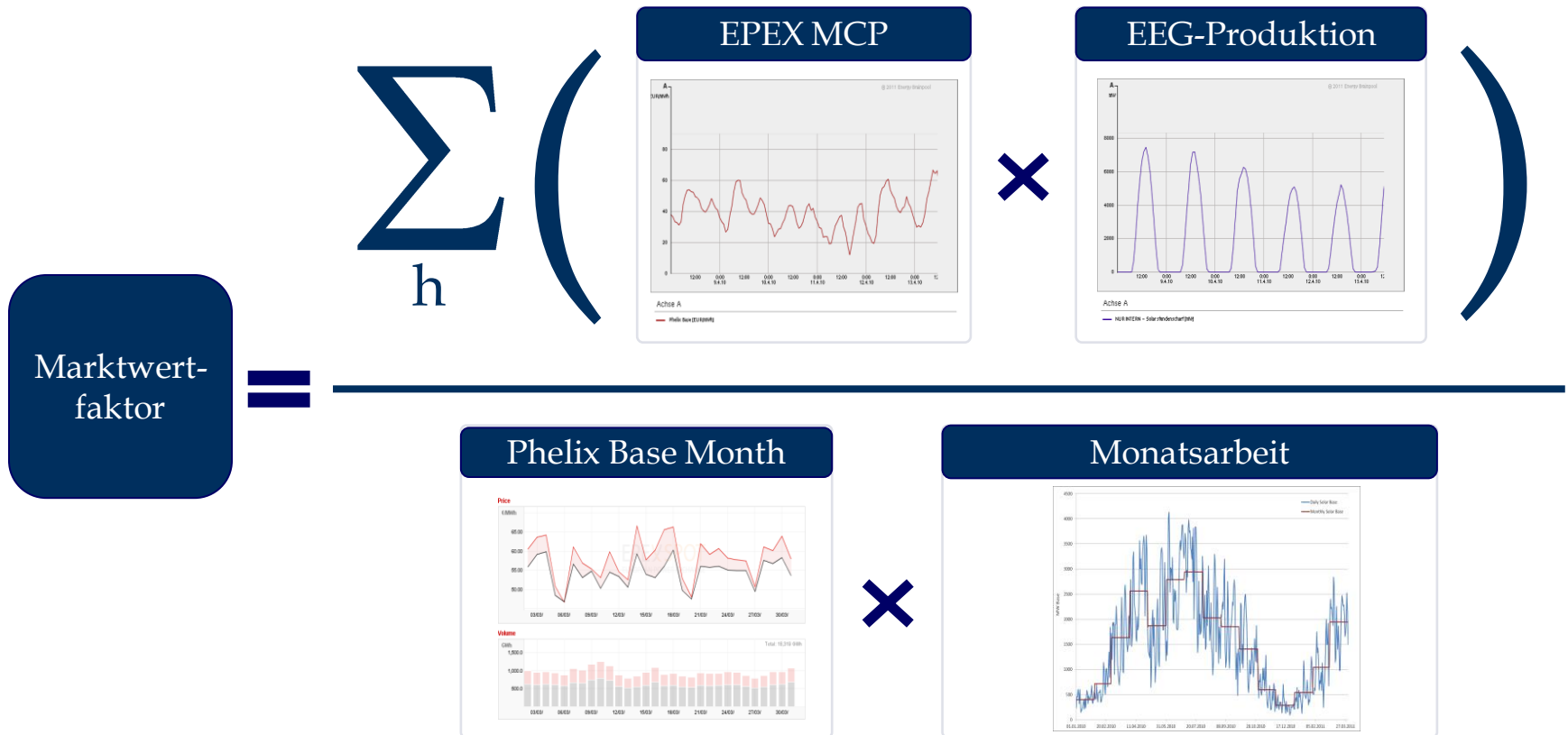
3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

5 Zusammenfassung

Vorbemerkung zum Verständnis der Berechnung der Marktwertfaktoren

Veranschaulichung der Berechnungsformel



Vorbemerkung zum Verständnis der Berechnung der Marktwertfaktoren

Vermeintliches Marktwertfaktoren-Paradoxon

Vermeintlich paradox erscheint, dass der Marktwertfaktor eines Jahres nicht in der Bandbreite der monatlichen Marktwertfaktoren liegen muss. Dieser Effekt wird am Beispiel der Biomasse-Einspeisung in der Regelzone von TenneT gezeigt.

Zeitraum	Marktwert [EUR]	Einspeisung [MWh]	Durchschnittlicher Marktwert [EUR/MWh]	EPEX-MCP [EUR/MWh]	Marktwertfaktor [-]
2010-01	34,273,726	812,475	42.18	42.21	0.9994
2010-02	31,931,144	765,900	41.69	41.73	0.9991
2010-03	32,971,964	841,677	39.17	39.22	0.9988
2010-04	32,720,321	818,446	39.98	40.04	0.9985
2010-05	35,973,217	874,432	41.14	41.17	0.9992
2010-06	35,689,386	824,592	43.28	43.34	0.9986
2010-07	37,466,130	819,072	45.74	45.83	0.9981
2010-08	33,519,139	842,591	39.78	39.8	0.9995
2010-09	38,015,024	829,805	45.81	45.86	0.9990
2010-10	44,532,095	885,996	50.26	50.29	0.9994
2010-11	42,037,348	866,401	48.52	48.53	0.9998
2010-12	50,494,395	909,464	55.52	55.55	0.9995
2010	449,623,891	10,090,852	44.56	44.49	1.0015

Bandbreite der monatlichen Marktwertfaktoren:
0.9981 .. 0.9998

Aber:

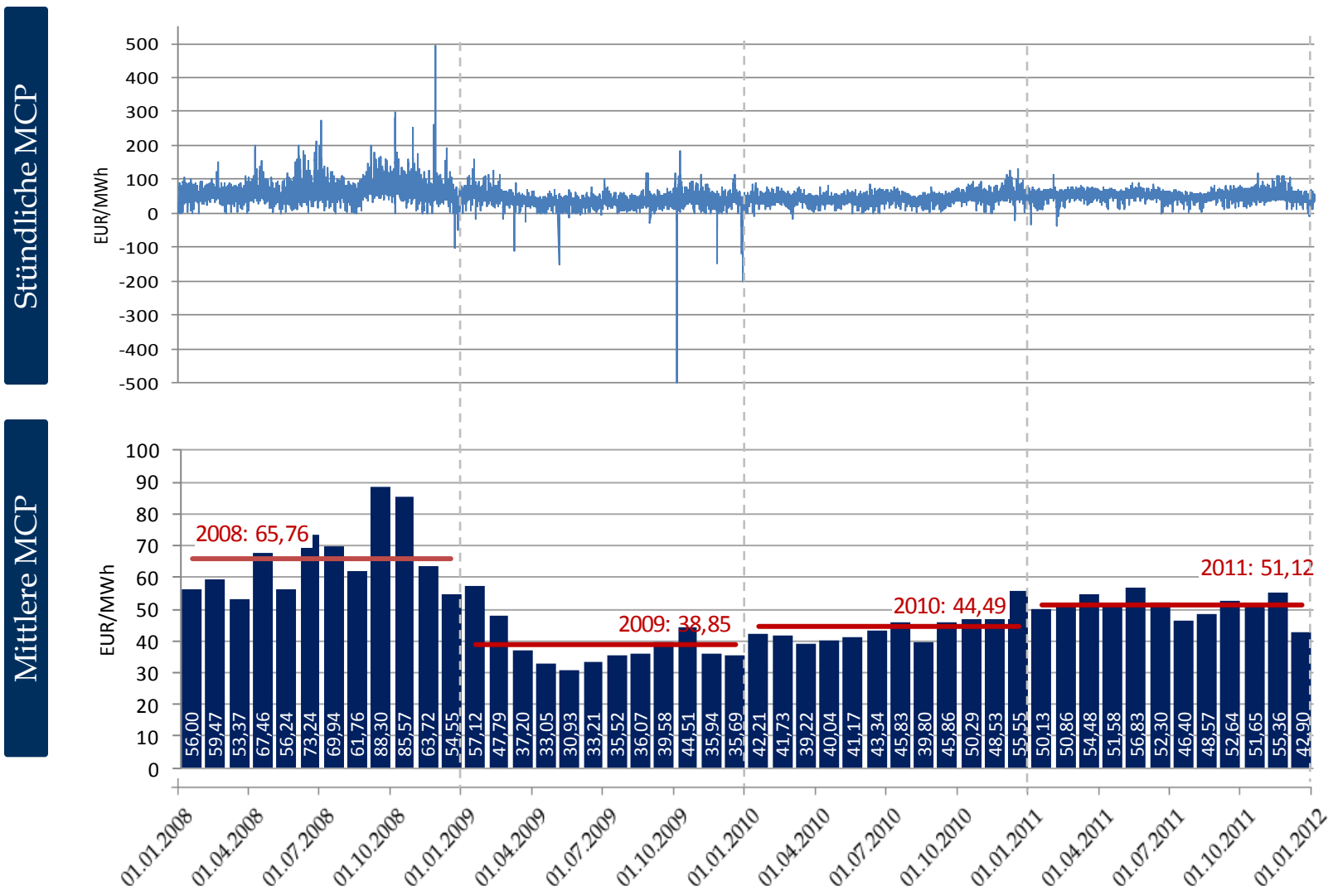
Marktwertfaktor für das Jahr mit 1.0015 liegt außerhalb der Bandbreite der monatlichen Marktwertfaktoren

Erklärung

Bei der Berechnung der historischen Marktwertfaktoren wird der mengengewichtete durchschnittliche Marktwert mit dem ungewichteten durchschnittlichen Spotmarktpreis ins Verhältnis gesetzt. Werden beispielsweise in hochpreisigen Monaten größere Mengen eingespeist, kann der dadurch erzielte höhere Marktwert bei der Jahresbetrachtung im Verhältnis zum ungewichteten Jahresdurchschnittspreis stärker ins Gewicht fallen.

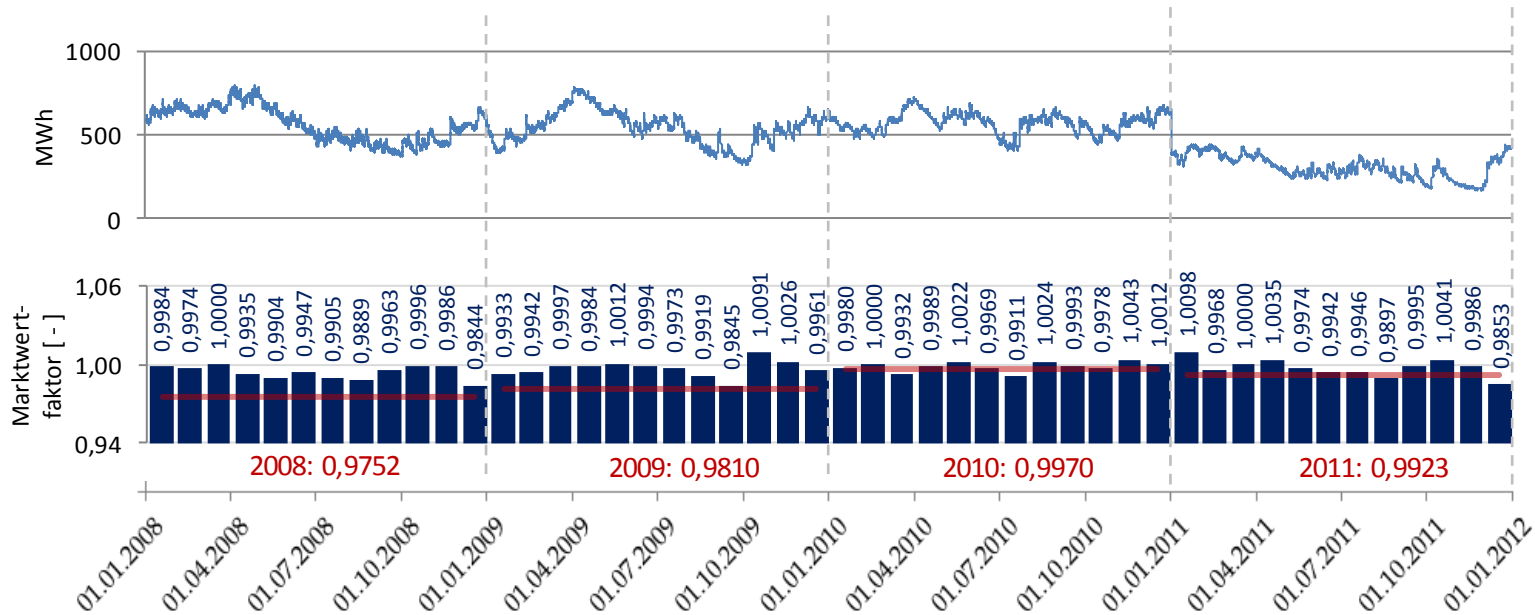
Zugrunde zu legender Marktpreis (market clearing price – MCP)

Stündliche Ergebnisse der EPEX-Spotauktion



Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Wasserkraft (§ 23 EEG)

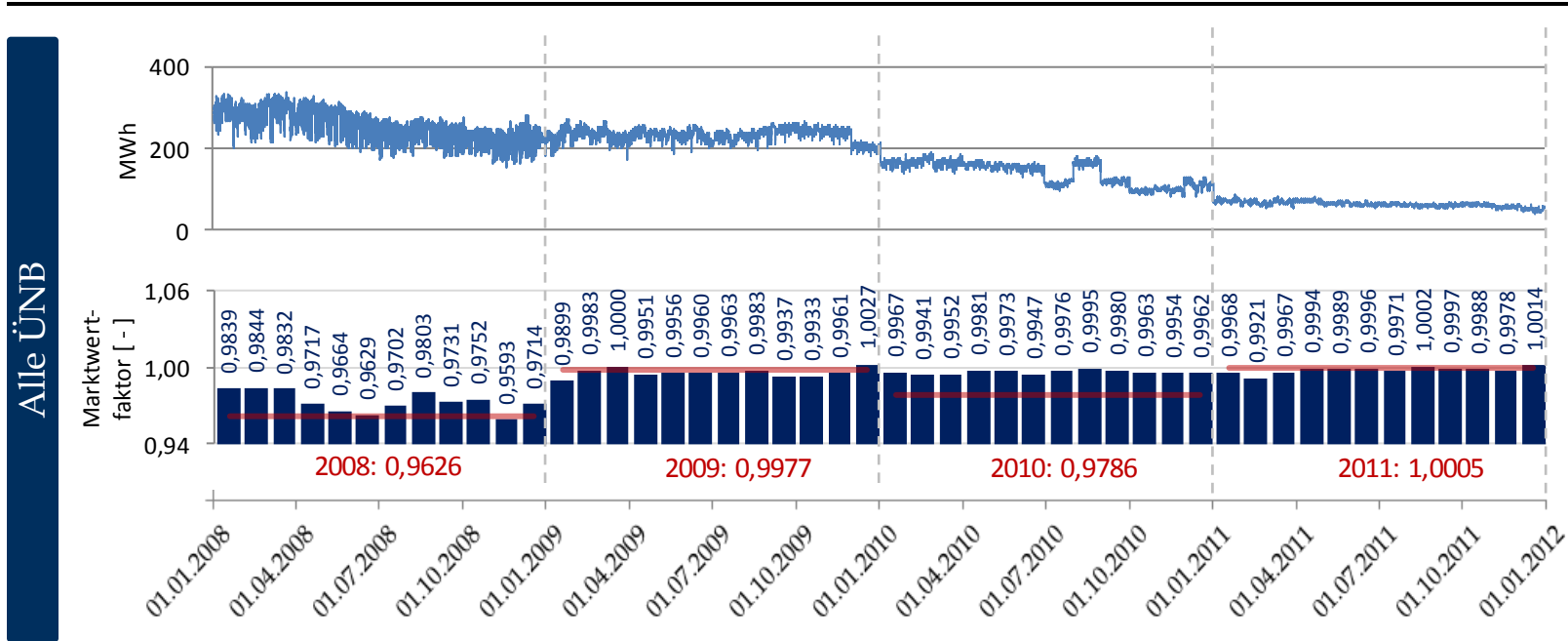
Alle ÜNB



Schlussfolgerung

- Saisonale Abhängigkeit der Einspeisemengen erkennbar
- Geringe Schwankungen um den Marktwertfaktor von 1, insbesondere in der nahen Vergangenheit, trotz Mengenänderung durch Direktvermarktung seit Januar 2011
- **Methodik:** Berücksichtigung der Einspeisung mittels Normaleinspeiseprofil im Modell

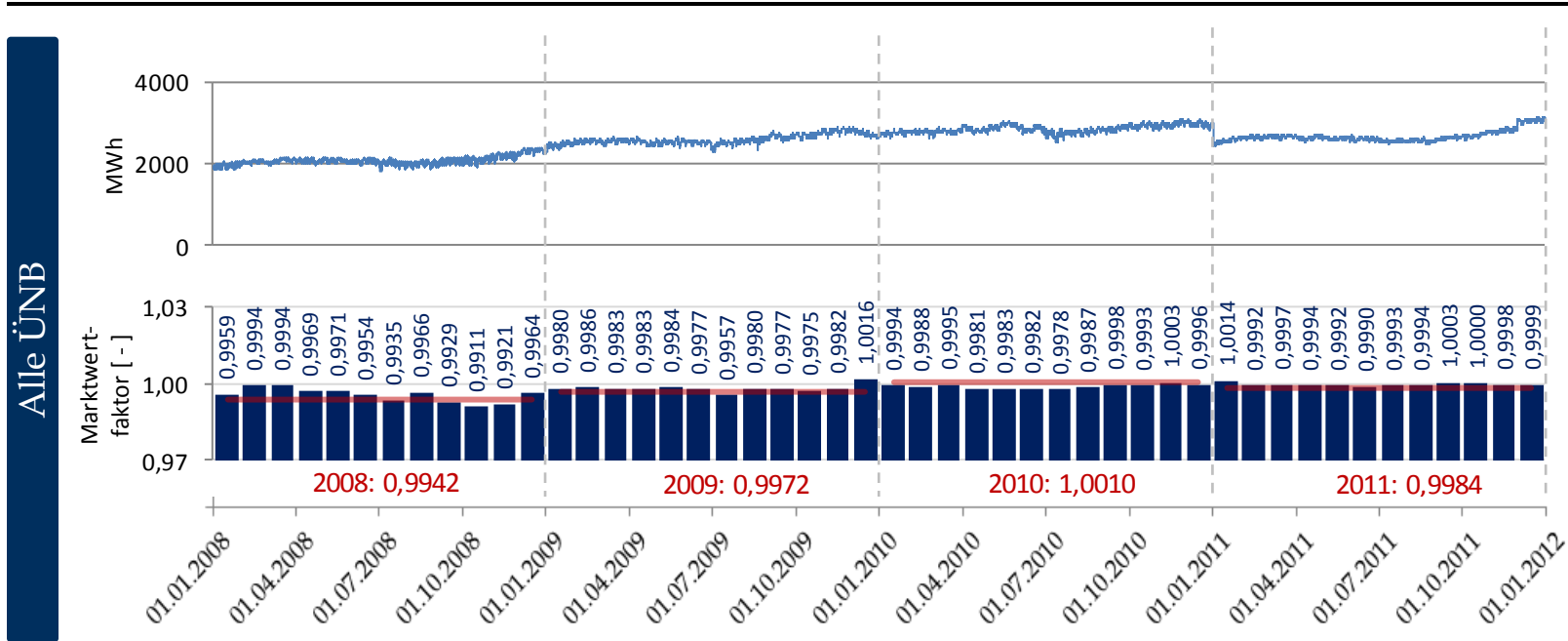
Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Gase (§§ 24 bis 26 EEG)



Schlussfolgerung

- Rückgang der Einspeisung und Abnahme der Volatilität über den Betrachtungszeitraum
- Geringe Schwankungen um den Marktwertfaktor von 1
- **Methodik:** Marktwertfaktor durchgängig auf 1 festgelegt

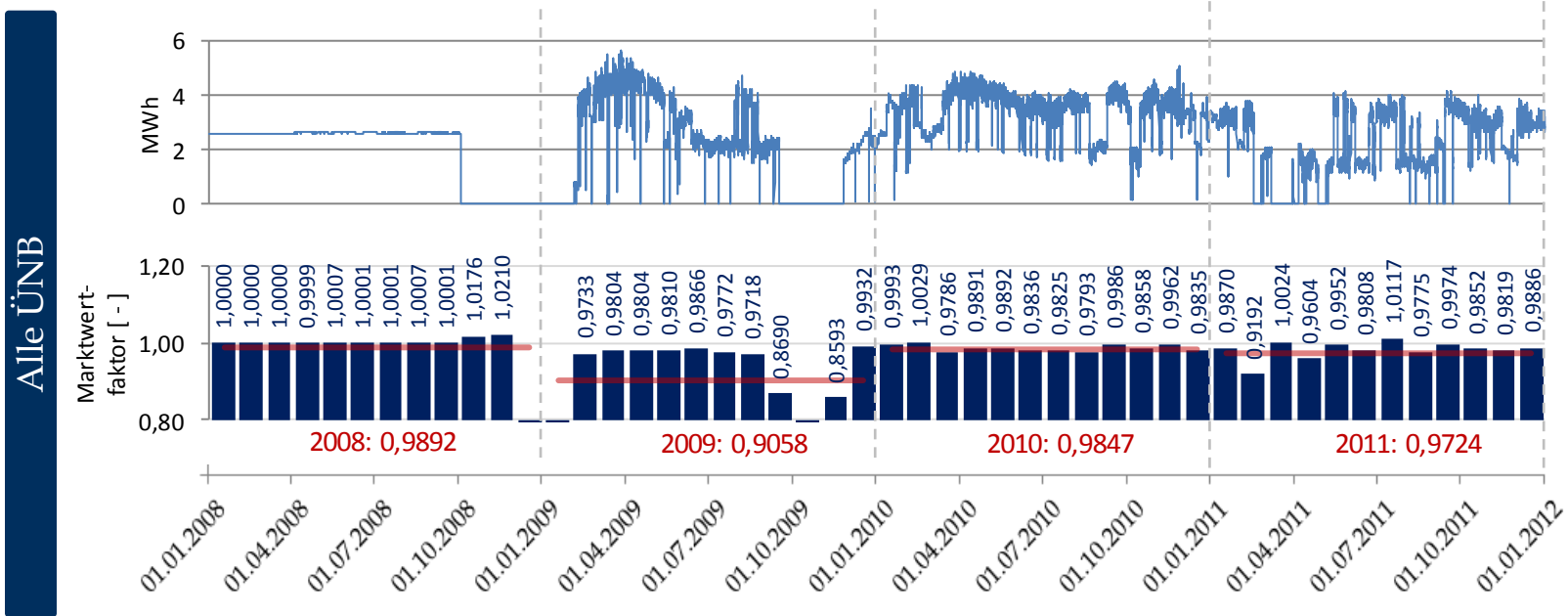
Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Biomasse (§ 27 EEG)



Schlussfolgerung

- Durchgängige Marktwertigkeit für Monate und Jahre sowie deutschlandweit und auf Ebene der Regelzonen mit Marktwertfaktor 1 (Ausnahmen im Jahr 2008 für einzelne Monate)
- Keine signifikante Änderung der Einspeisestruktur durch Flexibilisierung, Direktvermarktung oder KWK im Jahr 2011 erkennbar
- **Methodik:** Marktwertfaktor durchgängig auf 1 festgelegt

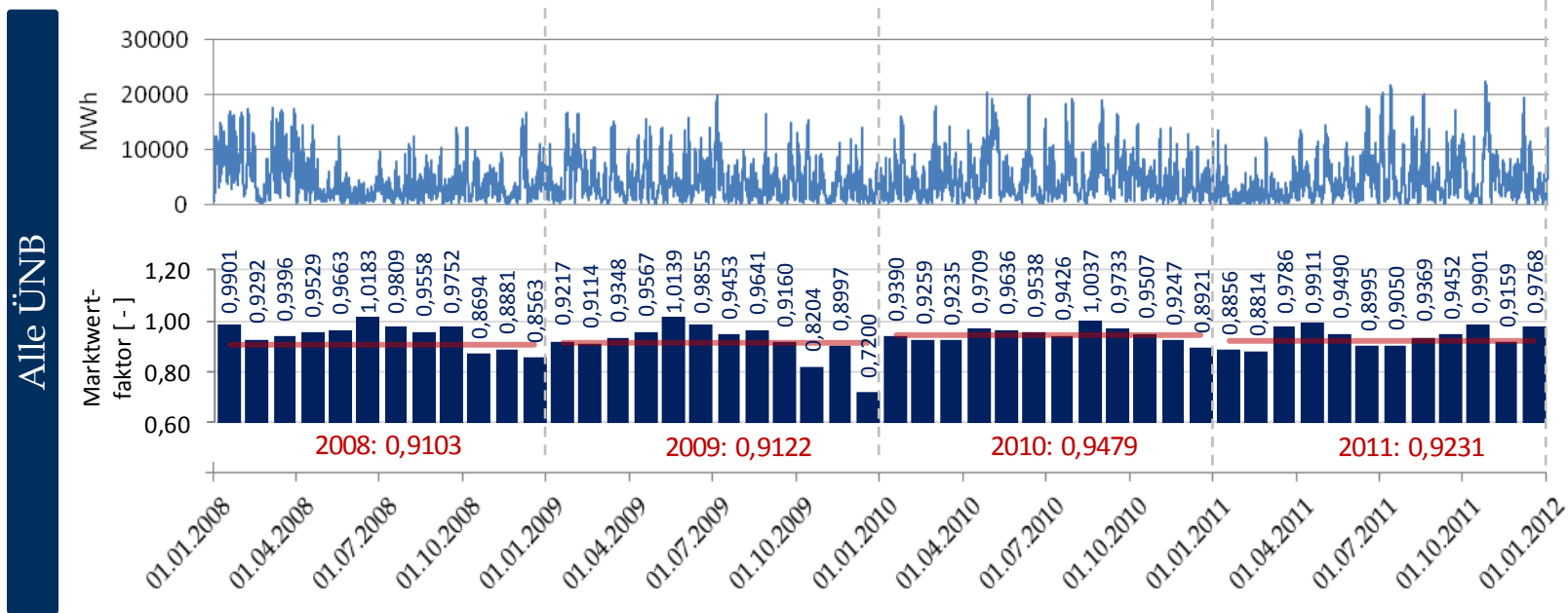
Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Geothermie (§ 28 EEG)



Schlussfolgerung

- Teils deutliche Mengenschwankungen und zeitweise Einspeisetotalausfälle
- Daher Verzerrungen in der Marktwertigkeit in den Monats- und Jahreswerten
- In Zeiträumen mit konstanterer Einspeisung liegt der Marktwert nahe 1
- **Methodik:** Marktwertfaktor durchgängig auf 1 festgelegt

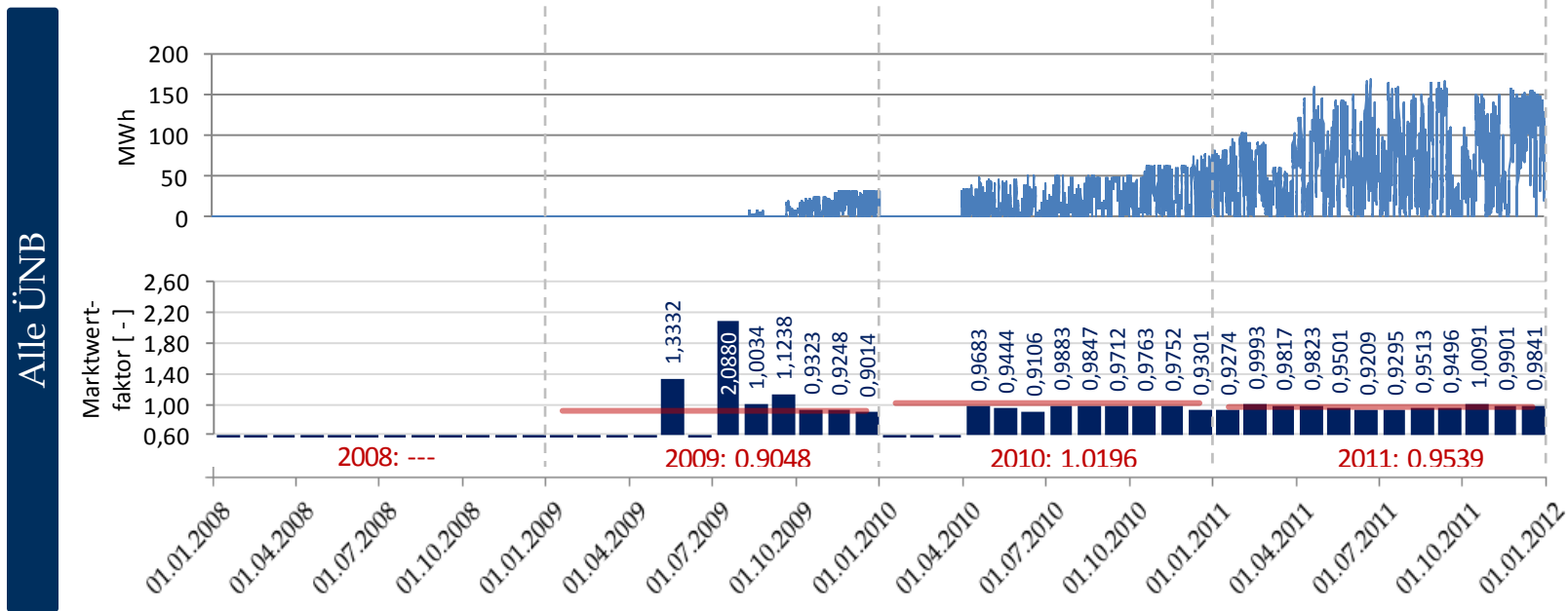
On-shore-Wind inkl. Repowering (§§ 29 und 30 EEG)



Schlussfolgerung

- Saisonale Effekte mit Ausnahmen bei den monatlichen Marktwertfaktoren erkennbar
- Starke Abhängigkeit des Strompreises von den Einspeisemengen erkennbar
- **Methodik:** Detaillierte stochastische Abbildung der Einspeisung im Modell unter Berücksichtigung der Einspeisestruktur und Saisonalitäten

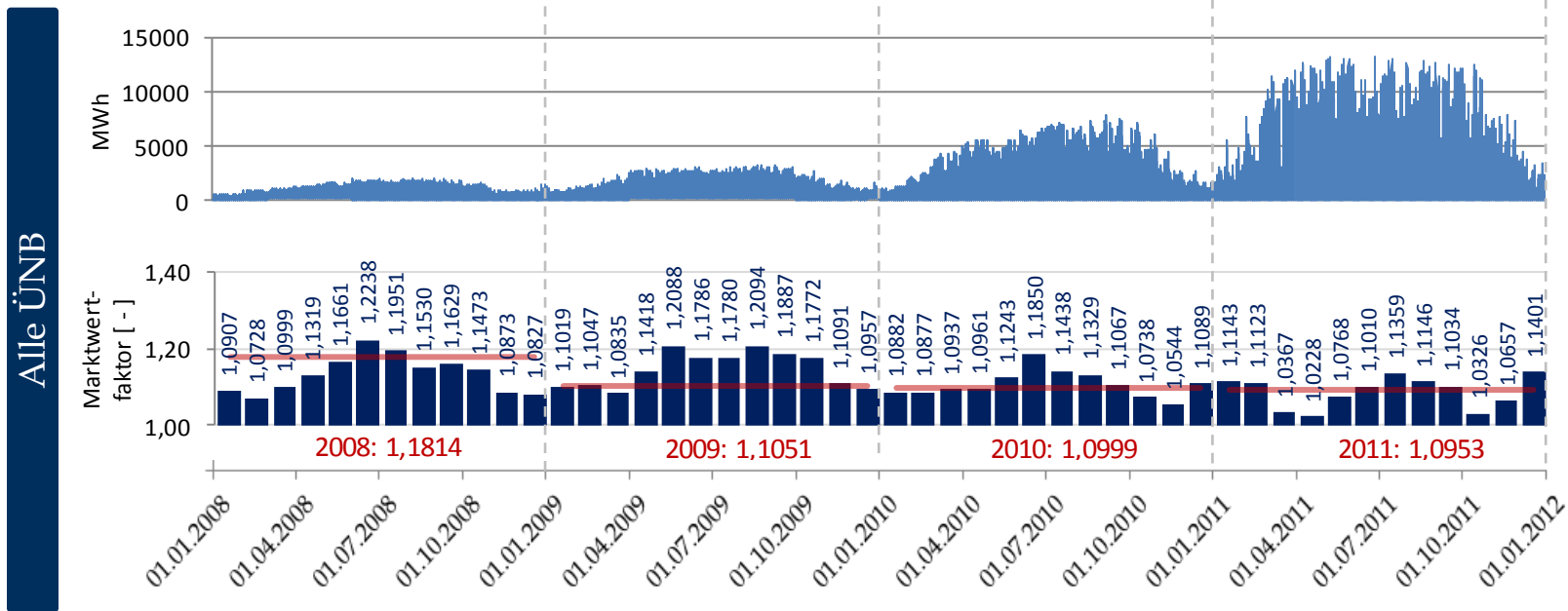
Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Off-shore-Wind (§ 31 EEG)



Schlussfolgerung

- Historische Einspeisedaten beschränken sich auf die Regelzone der TenneT
- Teils extreme Schwankungen der monatlichen Marktwertfaktoren aufgrund von Einspeiselücken oder teilweisen Einspeiserückgängen
- **Methodik:** Detaillierte stochastische Abbildung der Einspeisung im Modell unter Berücksichtigung der Einspeisestruktur (Übertragung der monatlichen On-shore-Saisonalität)

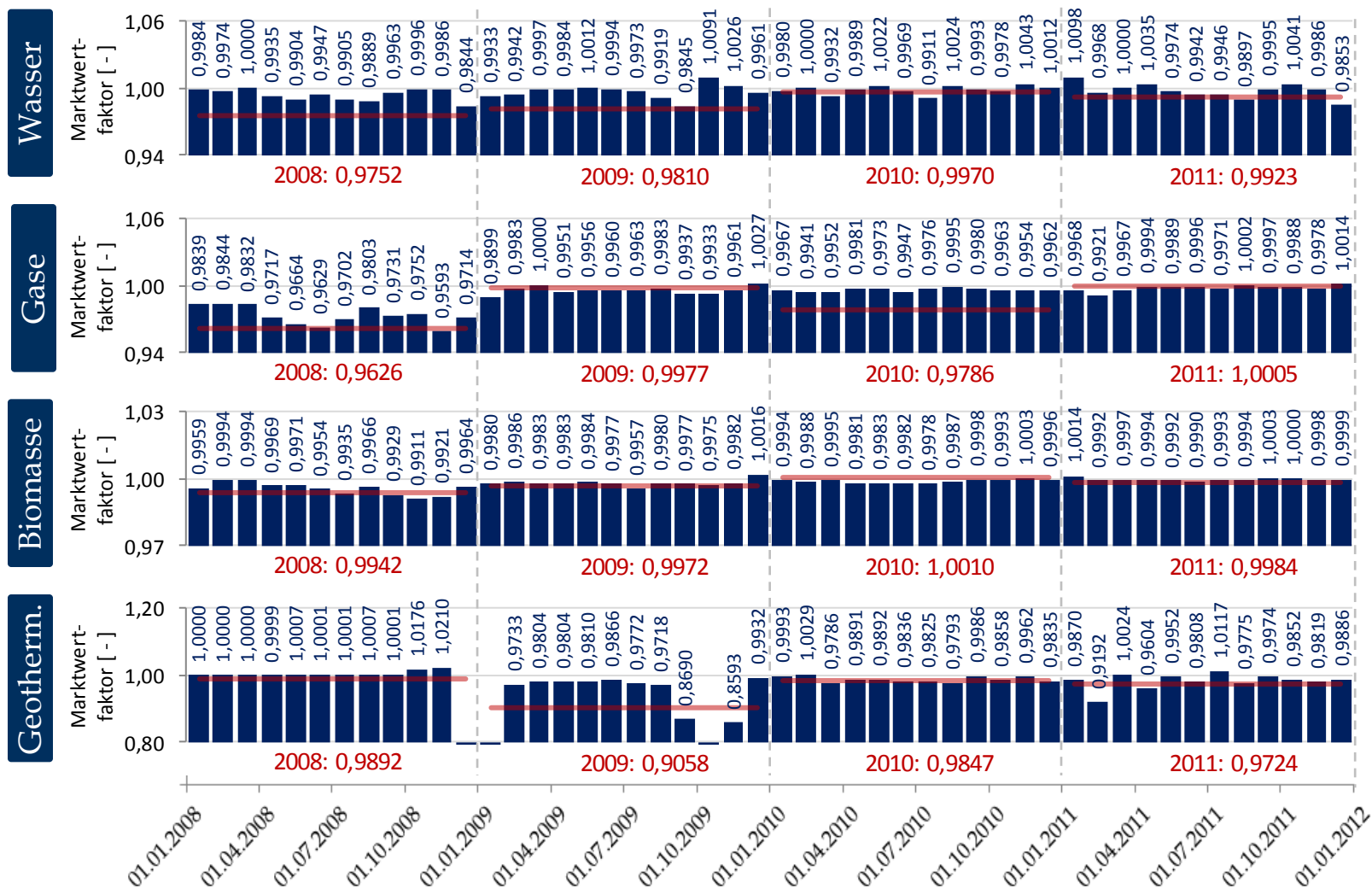
Stündliche EEG-Stromeinspeisung und historische Marktwertfaktoren Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG) inkl. Eigenverbrauch



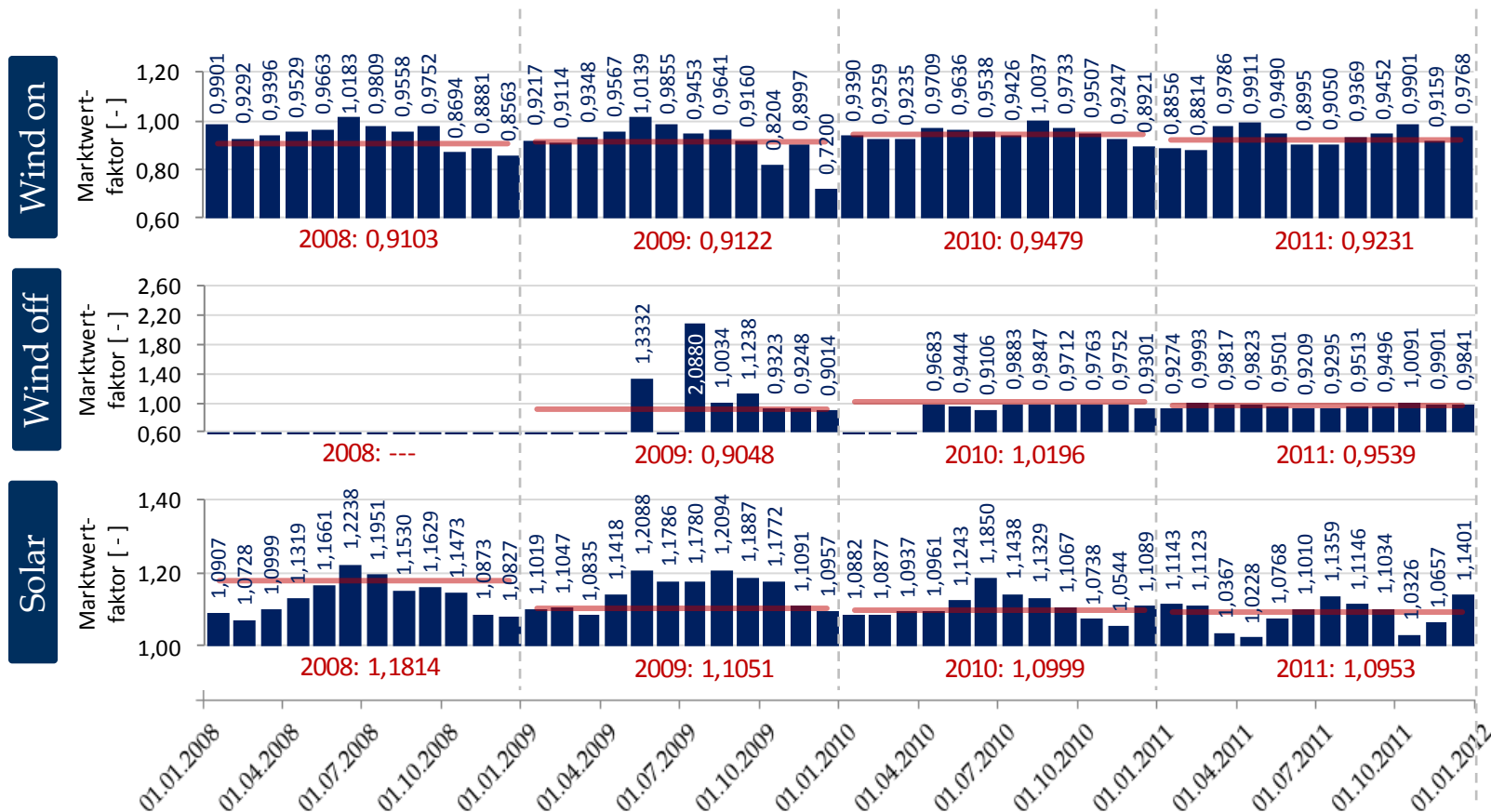
Schlussfolgerung

- Marktwertfaktoren durchgängig größer als 1
- Saisonale Schwankungen erkennbar, starke Rückkopplung mit dem Marktpreis
- **Methodik:** Detaillierte Modellierung der täglichen und saisonalen Einspeisecharakteristik

Historische Marktwertfaktoren im Vergleich Deutschlandweit (alle ÜNB) (1/2)



Historische Marktwertfaktoren im Vergleich Deutschlandweit (alle ÜNB) (2/2)



Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

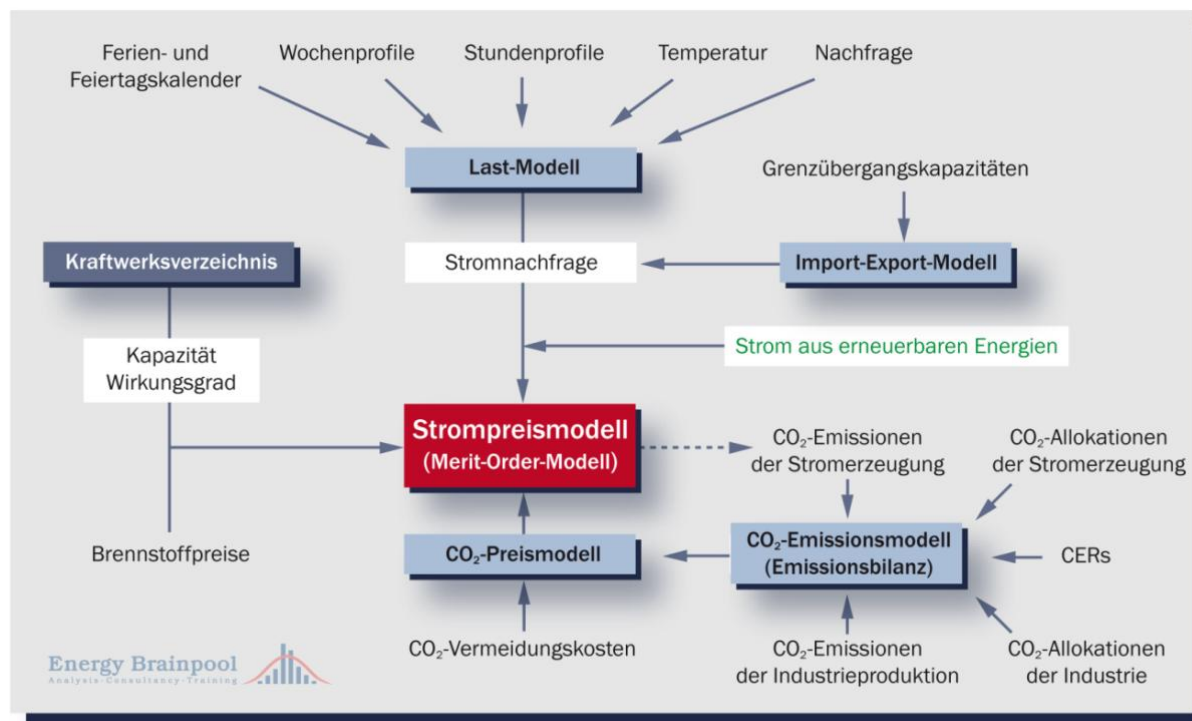
2 Analyseergebnisse nach Energieträger

3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

5 Zusammenfassung

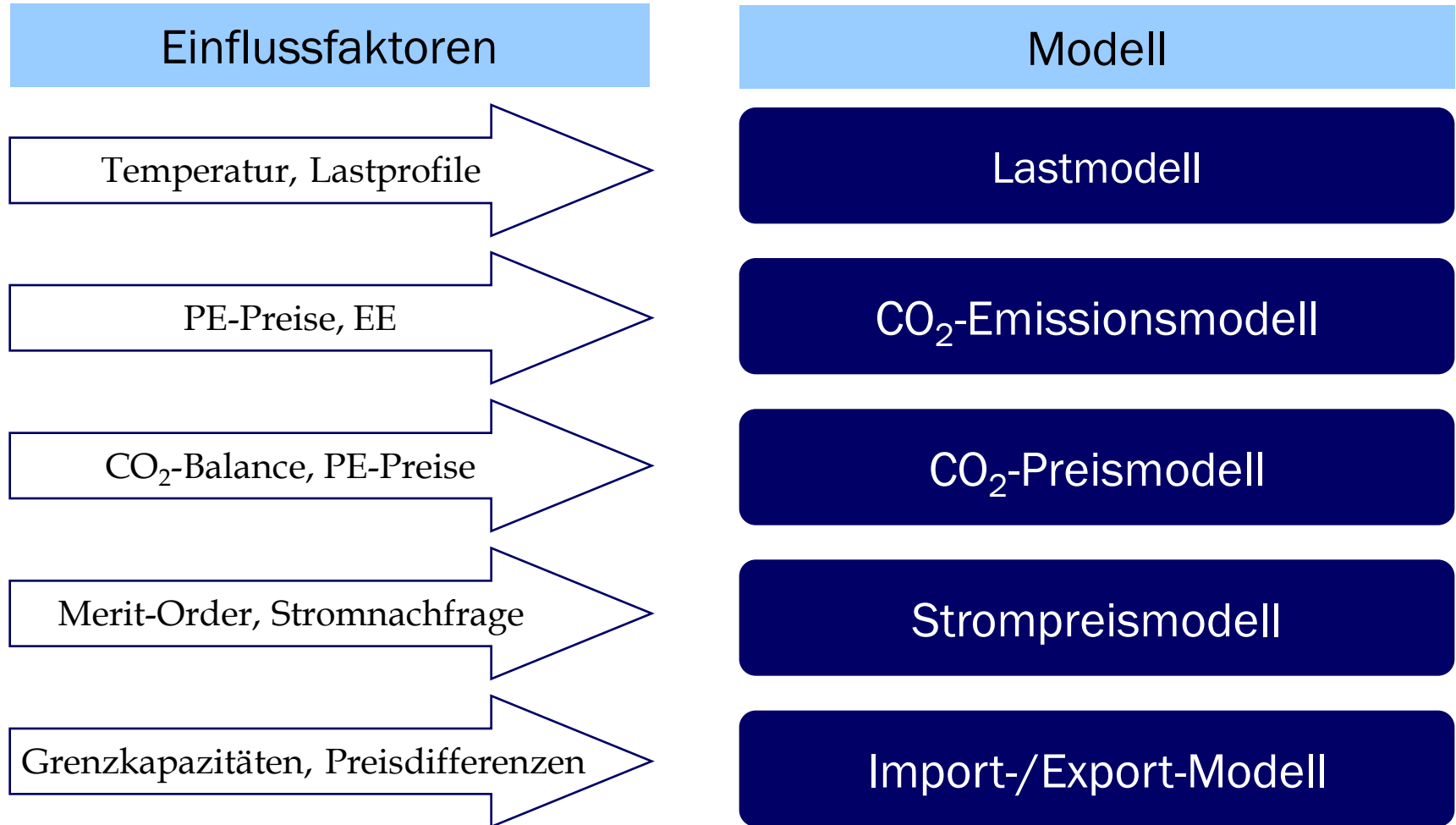
Fundamentalmodell Power2Sim



Funktionsweise des Modells

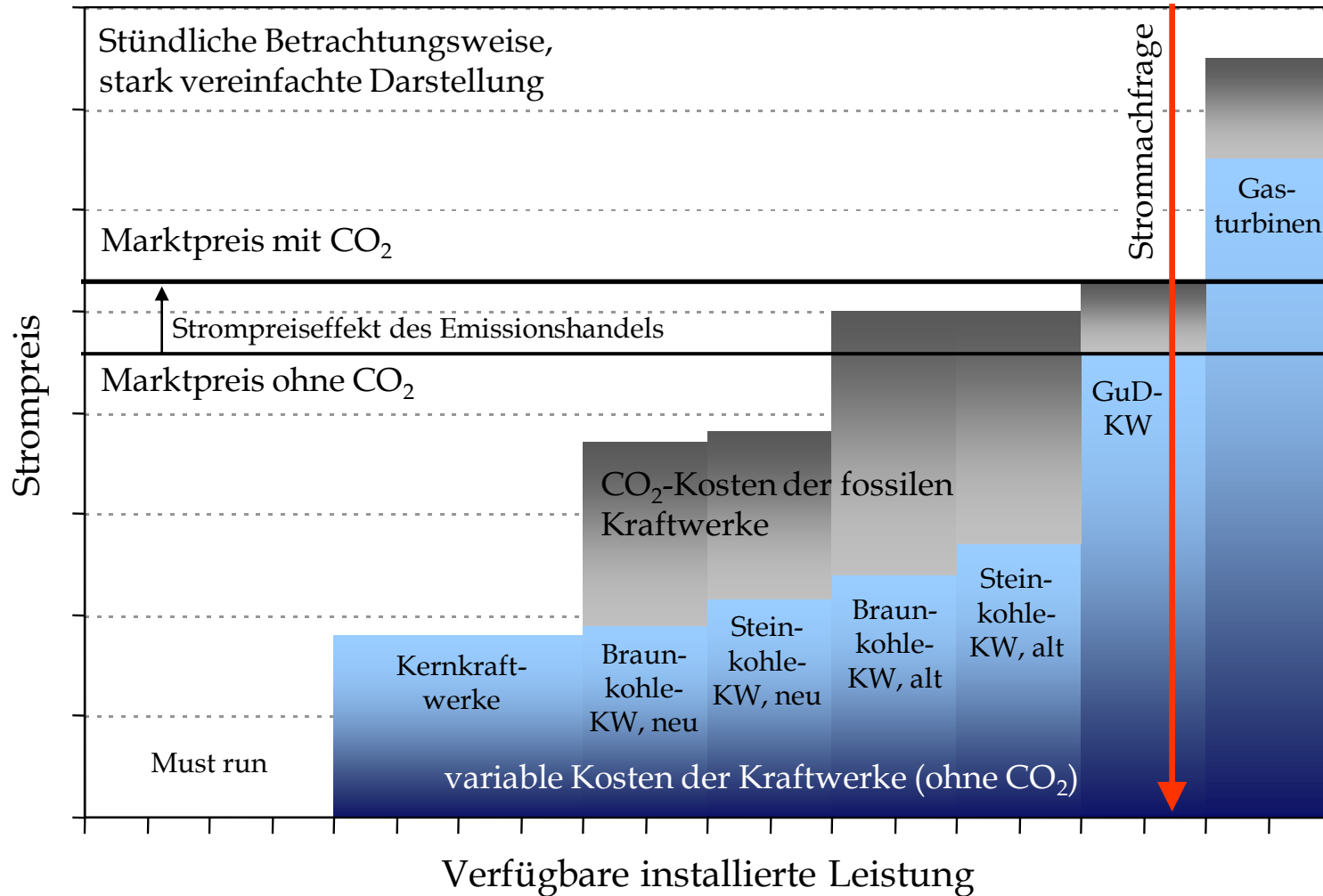
Für die Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2013 bis 2017 wird das Fundamentalmodell Power2Sim herangezogen. Grundlage dieses Modells ist die Berechnung des Großhandelsstrompreises in Deutschland durch Zusammenführung der sich unter den Modellannahmen ergebenden Angebots- und Nachfragekurven.

Modularer Aufbau von Power2Sim



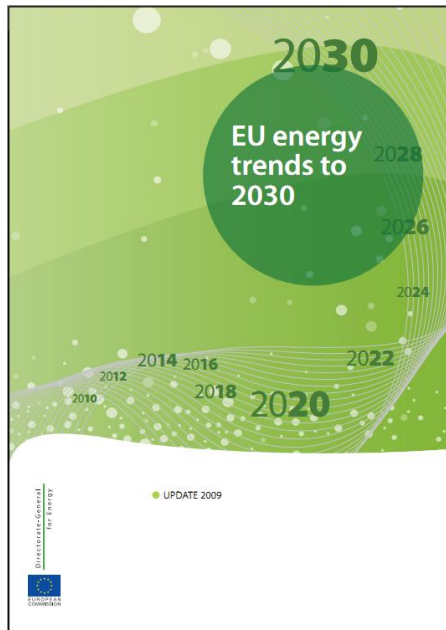
PE: Primärenergieträger, EE: Erneuerbare Energien

Prinzip des Merit-Order-Modells



Datenbasis für das Power2Sim

Verwendete Studien



EU energy trends to 2030

- Europäische Kommission
- Entwicklung des Energiesektors in Europa



Leitstudie 2011

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland
- Für das Ausgangszenario verwendet

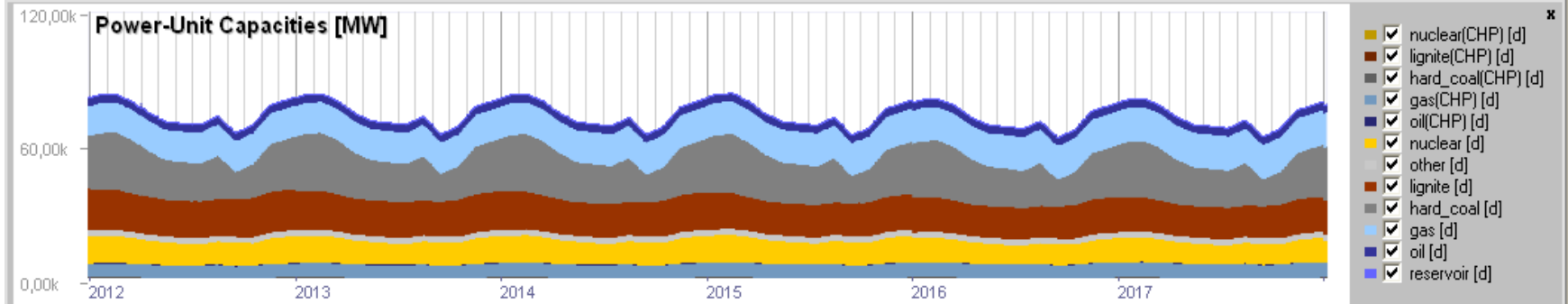
Update gegenüber dem letztjährigen Modell

Veränderungen

- Aktualisierung der Commodity-Preise für Primärenergieträger
- Stärkere Berücksichtigung der Saisonalität beim Import und Export von Strom
- Verringerung des Ausbaus von konventionellen Kraftwerkskapazitäten auf Grund stärker zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Vorjahresszenario
- Einbeziehung der nunmehr vorliegenden Einspeisedaten des Jahres 2011 in die Modellierung der Stromeinspeisecharakteristiken für Off-und On-shore-Wind
- Kopplung der Standardabweichungen von On- und -Off-shore-Wind, so dass bei einer hohen Stromeinspeisung aus Off-shore-Anlagen auch eine hohe Einspeisung aus On-shore-Anlagen ist

Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland

Verfügbare Kraftwerkskapazitäten



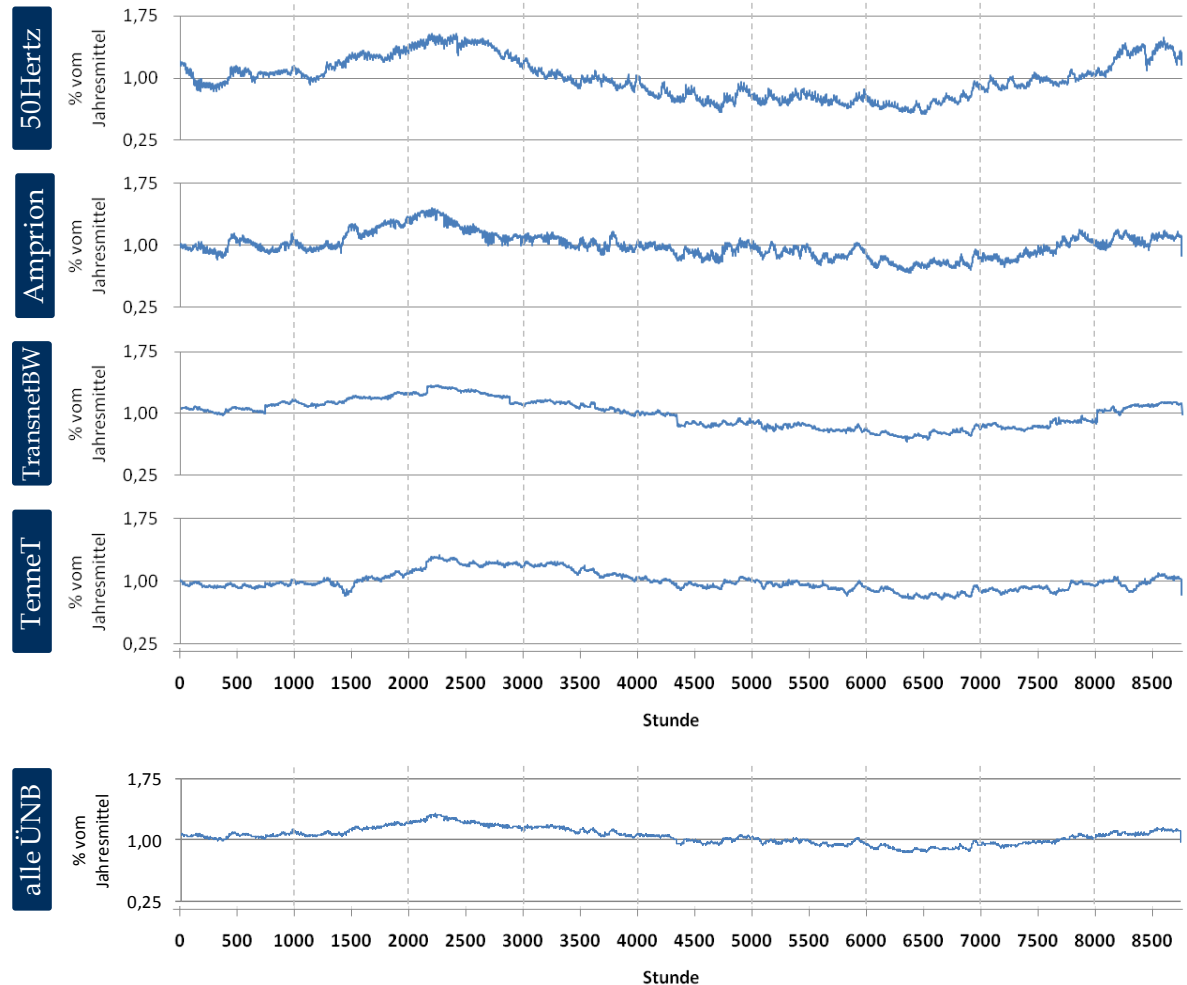
Entwicklung

- Ausstieg aus der Kernenergie
- Altersbedingtes Ausscheiden existierender Kraftwerke aus dem Kraftwerkspark
- Aktuelle Kraftwerksneubauten und -projekte für die Erneuerung des Kraftwerksparks
- 10 GW Zubau an Gaskraftwerken bis 2030 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Modellierung der Einspeisung

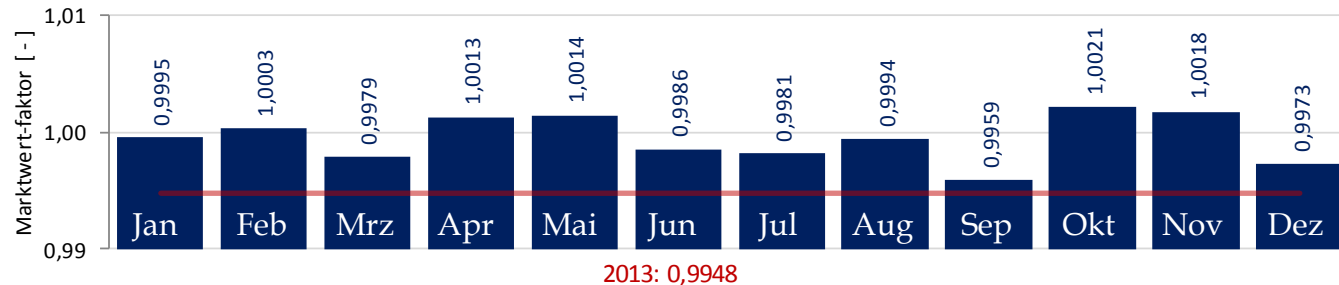
Vorgehensweise

- Die stundenscharfen Einspeiseprofile werden mit den mittleren jährlichen Stromeinspeisungen aus Wasserkraftanlagen ins Verhältnis gesetzt, um ein Einspeiseprofil abzuleiten.
- Erstellt wurde ein solches Normal-Stundenprofil sowohl für jede Regelzone als auch gemittelt über alle vier Regelzonen.



Berechnete Marktwertfaktoren

Prognose der deutschlandweiten Marktwertfaktoren



Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
MWF Wasser [-]	0,9948	0,9954	0,9957	0,9973	0,9979

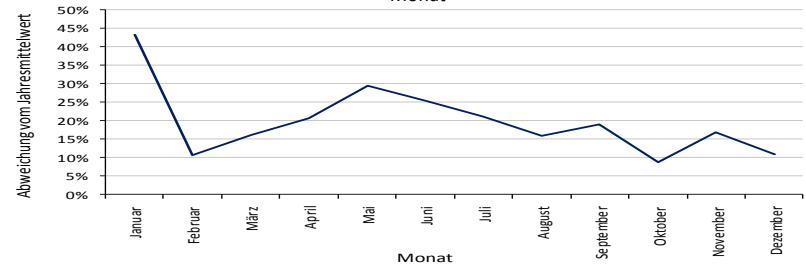
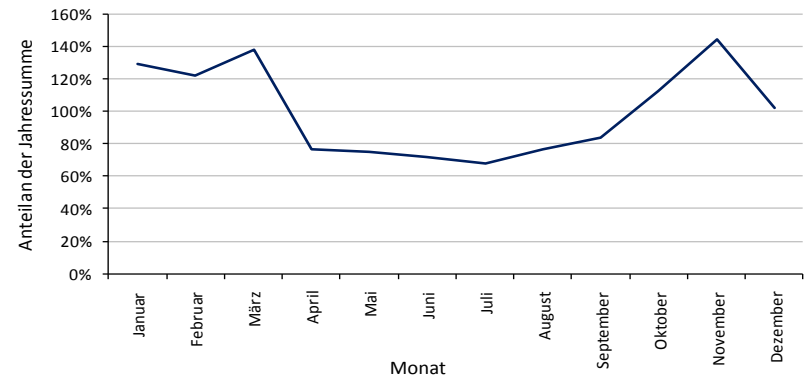
Erläuterung

- Geringe Schwankungen um den Marktwertfaktor von 1, insbesondere in der nahen Vergangenheit, trotz Mengenänderung durch Direktvermarktung seit Januar 2011
- Hinweis: Der Prognose der Marktwertfaktoren liegt hier als Ausbauszenario für die erneuerbaren Energien die BMU-Leitstudie 2011 zugrunde. Die Marktwertfaktoren zur Bestimmung der EEG-Umlage können daher von diesen Werten abweichen.

Modellierung der Einspeisung

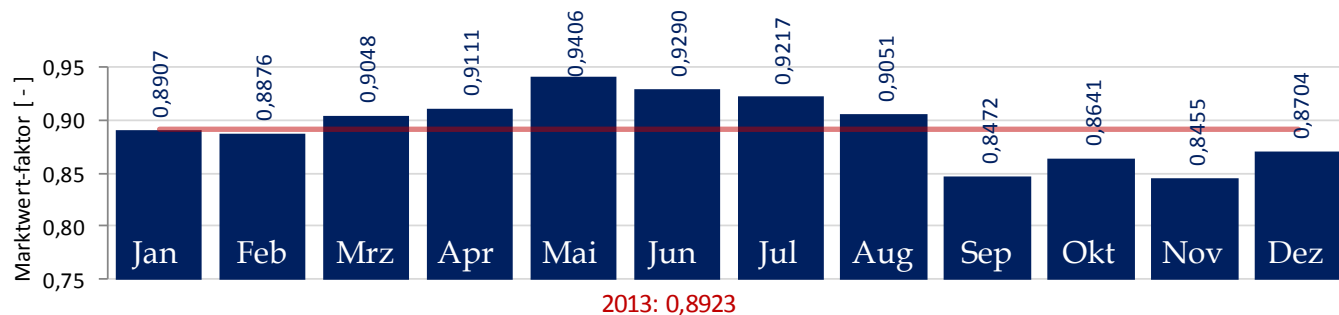
Vorgehensweise

- Die Einspeisung aus On-shore-Windanlagen wird über ein stochastisches Modell modelliert.
- Diesem Modell liegen stündliche Einspeiseprofile, ein saisonaler Verlauf über das Jahr und typische Standardabweichungen der monatlichen Einspeisung zugrunde, jeweils für jede Regelzone ermittelt aus den historischen Einspeisedaten.
- Für jedes berechnete Einspeiseszenario und für jeden Betrachtungsmonat wird per Zufallsverfahren ein stündliches Profil ausgewählt und die monatliche Einspeisung zufällig mit der Standardabweichung variiert.



Berechnete Marktwertfaktoren

Prognose der deutschlandweiten Marktwertfaktoren



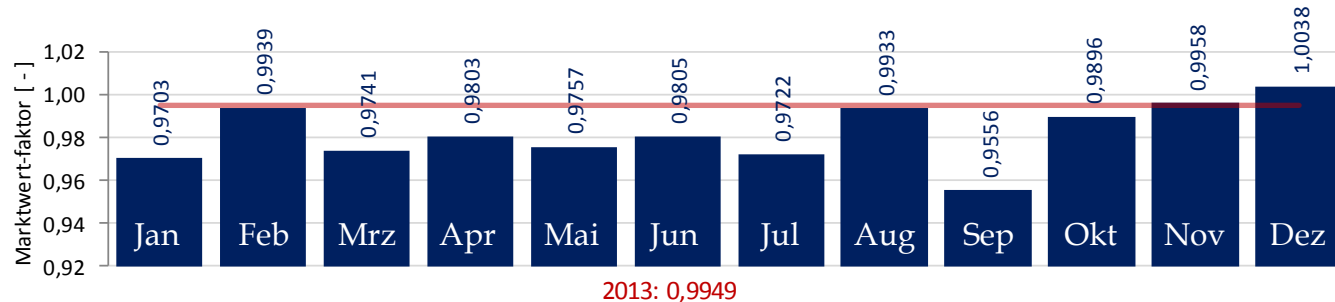
Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
MWF Wind On-shore [-]	0,8923	0,8800	0,8848	0,8694	0,8574

Erläuterung

- Fluktuierende Einspeisung, saisonale Effekte und starke Rückwirkung der Einspeisemenge auf den Strompreis wurden mit dem Modellansatz abgebildet.
- Hinweis: Der Prognose der Marktwertfaktoren liegt hier als Ausbauszenario für die erneuerbaren Energien die BMU-Leitstudie 2011 zugrunde. Die Marktwertfaktoren zur Bestimmung der EEG-Umlage können daher von diesen Werten abweichen.

Berechnete Marktwertfaktoren

Prognose der deutschlandweiten Marktwertfaktoren



Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
MWF Wind Off-shore [-]	0,9949	0,9866	0,9820	0,9752	0,9649

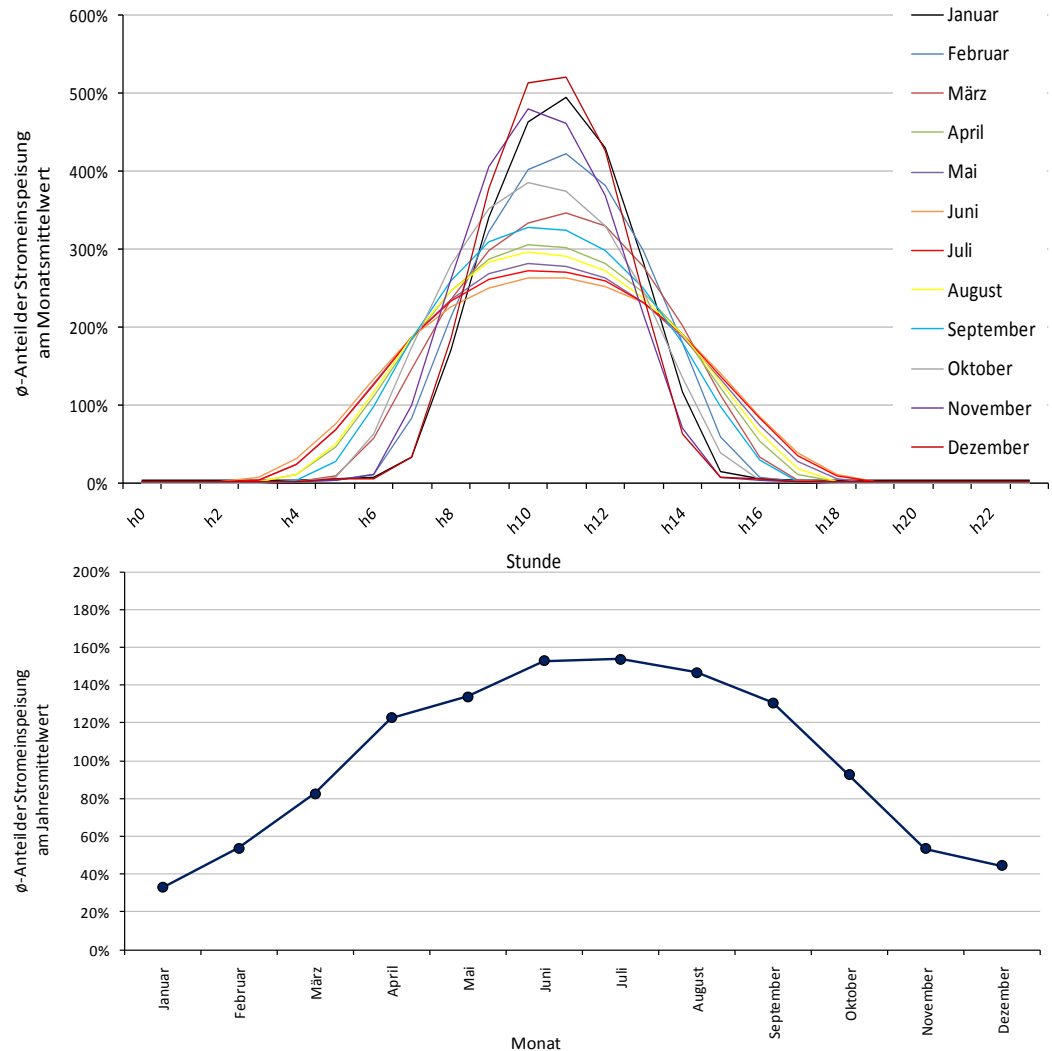
Erläuterung

- Der für On-shore-Windanlagen gewählte Ansatz wurde auf Off-shore-Windanlagen übertragen. Die im letzten Jahr noch geringe Ausgangsdatenlage wurde um die neuen Werte für das Jahr 2011 erweitert. Aufgrund der noch immer „dünnen“ Datenlage wurden die stündlichen Einspeiseprofile um 72 Stunden variiert.
- Hinweis: Der Prognose der Marktwertfaktoren liegt hier als Ausbauszenario für die erneuerbaren Energien die BMU-Leitstudie 2011 zugrunde. Die Marktwertfaktoren zur Bestimmung der EEG-Umlage können daher von diesen Werten abweichen.

Modellierung der Einspeisung

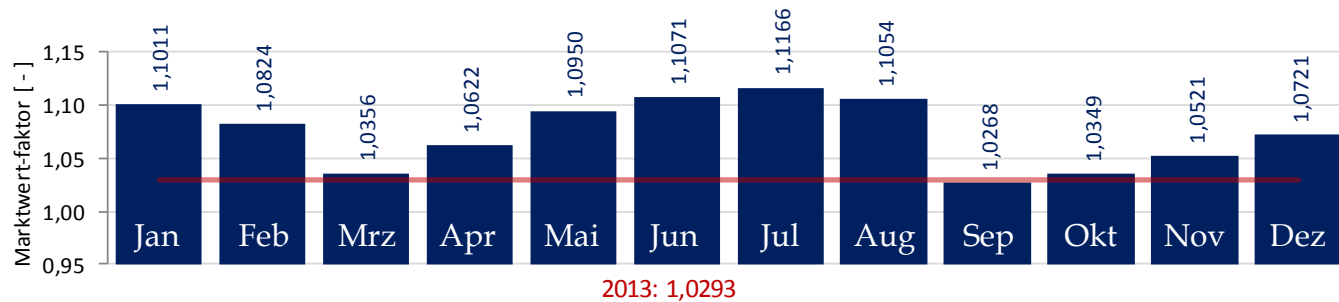
Vorgehensweise

- Aus den historischen Einspeisedaten wurden stündliche Einspeiseprofile generiert. In der nebenstehenden Abbildung sind diese Einspeiseprofile exemplarisch für jeden Monat gezeigt.
- Auch im Jahresverlauf zeigt die Solarstromspeisung naturgemäß ein typisches Einspeisemuster. Dieses wurde im Modell als monatliche Abweichung vom jährlichen Mittelwert hinterlegt.



Berechnete Marktwertfaktoren

Prognose der deutschlandweiten Marktwertfaktoren



Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
MWF Solar [-]	1,0293	1,0196	1,0125	1,0012	0,9895

Erläuterung

- Bei dem unterstellten Solarzubau liegt die Marktwertigkeit der Solarstrom einspeisung im Mittel oberhalb des Marktpreisniveaus. Eine starke Abhängigkeit des Strompreises von der Strom einspeisemenge ist im Modell abgebildet. Bei den monatlichen Marktwertfaktoren ist ein saisonales Muster erkennbar.
- Hinweis: Der Prognose der Marktwertfaktoren liegt hier als Ausbauszenario für die erneuerbaren Energien die BMU-Leitstudie 2011 zugrunde. Die Marktwertfaktoren zur Bestimmung der EEG-Umlage können daher von diesen Werten abweichen.

Prognose der MWF für Biomasse (§ 27 EEG), Geothermie (§ 28 EEG) und Gase (§§ 24 bis 26 EEG)

Prognose der Marktwertfaktoren

- Bei den Strommengen aus **Biomasseanlagen nach § 27 EEG** ist mit einer stetigen Stromproduktion nach einem Grundlastband zu rechnen. Der Effekt eventueller Lastverschiebungen wird für den Betrachtungszeitraum 2013 bis 2017 als sehr gering eingeschätzt, sodass der Marktwertfaktor auf 1 festgelegt wird.
- In der Simulation der Marktwertfaktoren wurde aufgrund der geringen Datendichte des Einspeiseverhaltens von **Geothermieanlagen nach § 28 EEG** eine Grundlasteinspeisung angenommen. Dieser Ansatz erscheint plausibel, auch wenn eine verstärkte Produktion durch eine Wärmeauskoppelung im Winter bei einigen Anlagen angedacht ist, so kann doch von der Tagesbase-Produktion bzw. einer konstanten Monatsproduktion gesprochen werden.
Somit wird für die Geothermieanlagen von einem Marktwertfaktor der Jahre 2013 ff. in Höhe von 1 ausgegangen.
- Die Stromproduktion von **Gasanlagen nach §§ 24 bis 26 EEG** zeigt in der Vergangenheit eine stetige Grundlastproduktion. Es sind keine typischen Einspeisemuster zu erkennen, die einer gesonderten Modellierung bedürften. Für die Jahre 2013 ff. wird davon ausgegangen, dass sich die Grundlastcharakteristik nicht ändern wird.
Aufgrund der zu erwartenden stetigen Einspeisung der EEG-Anlagen nach §§ 24 bis 26 kann auch in Zukunft mit einem Marktwertfaktor von 1 gerechnet werden.

Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

2 Analyseergebnisse nach Energieträger

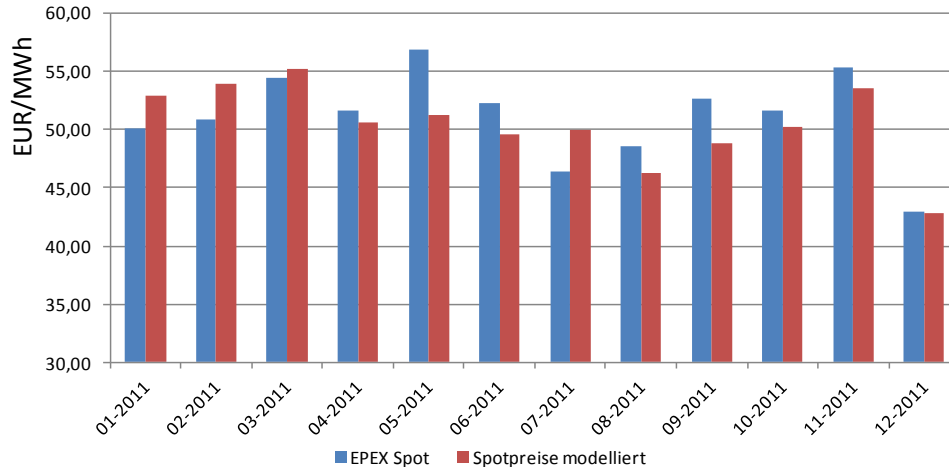
3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

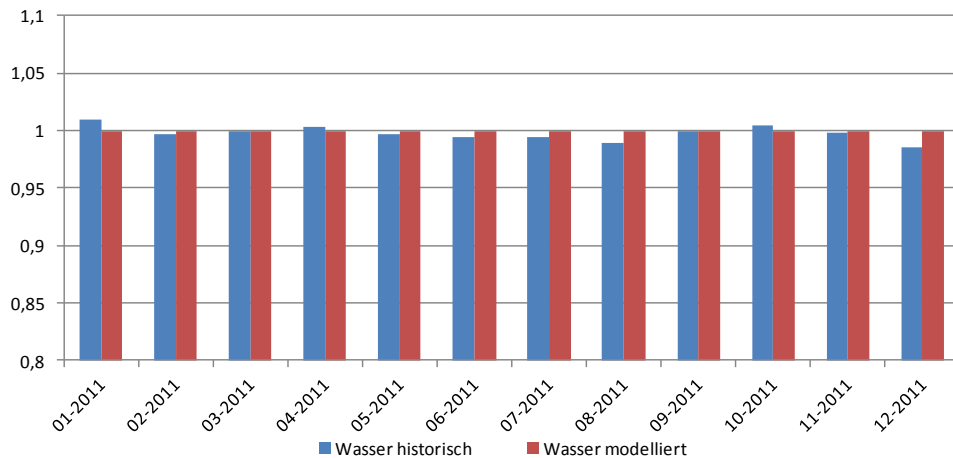
5 Zusammenfassung

Plausibilisierung des Modells – Wasser

Spotpreise



Marktwertfaktoren

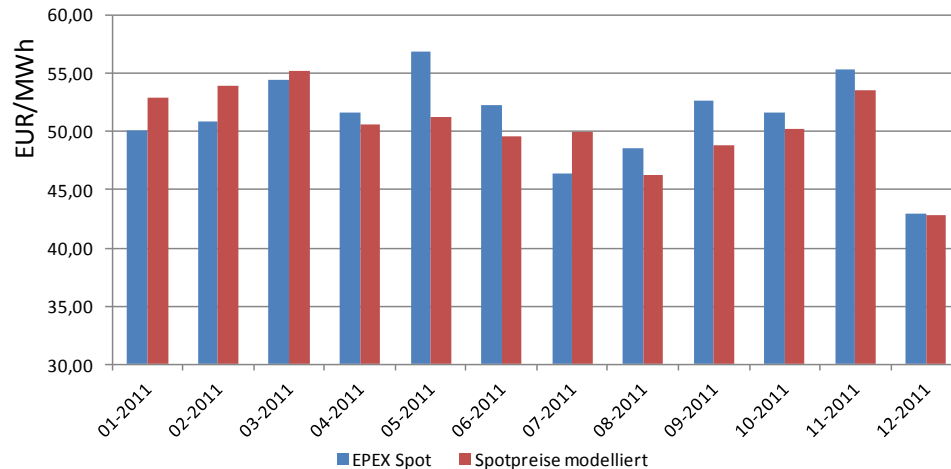


Ergebnis

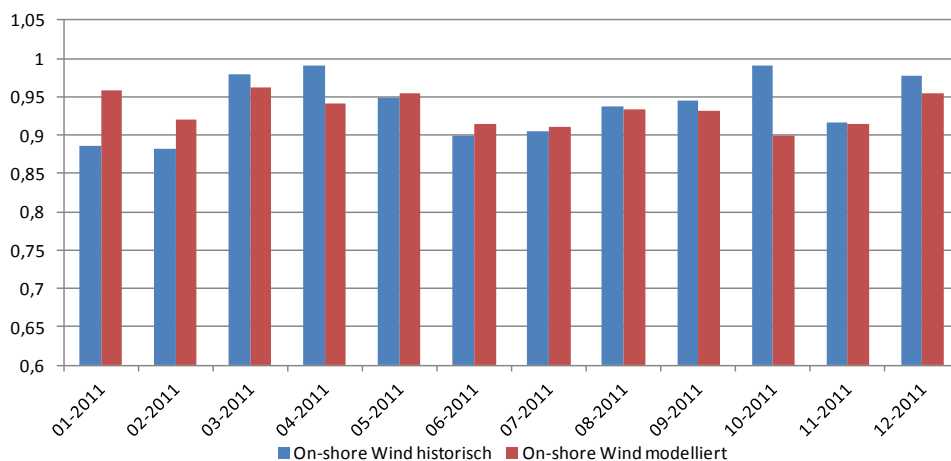
- Abweichungen der modellierten von den realen Marktwertfaktoren in der dritten Nachkommastelle mit Ausnahme des Dezember 2011
- Hohe Prognosegüte bei der Auswertung für das Jahr 2011
- Sollte sich zukünftig die Fahrweise stärker an Last-/Preisprofilen ausrichten, sind entsprechende Modellanpassungen nötig

Plausibilisierung des Modells – On-shore-Wind

Spotpreise



Marktwertfaktoren

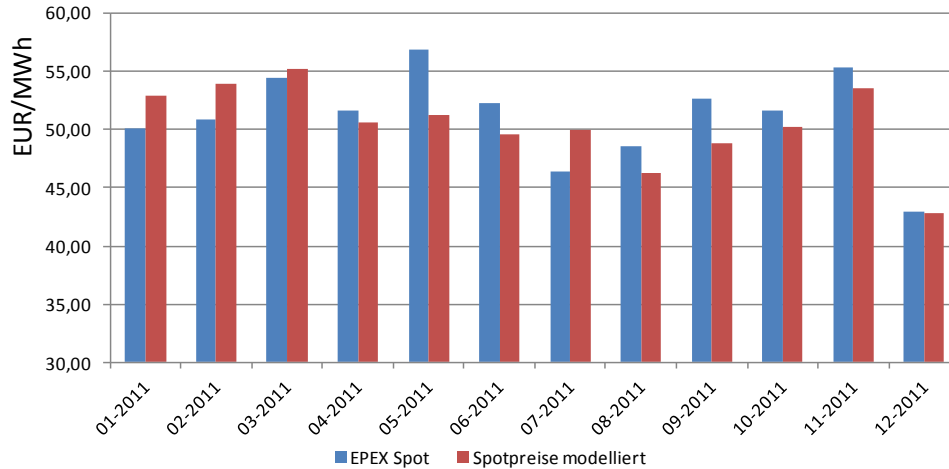


Ergebnis

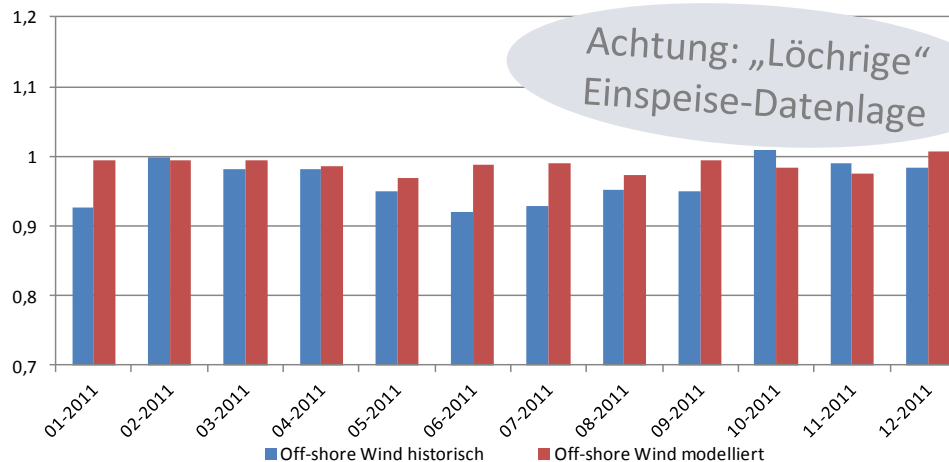
- Zum Teil deutlich abweichende Marktwertfaktoren
- Ursache sind die abweichende Windstrom-einspeisung im Modell und in der Realität sowie unterschiedliche Spotpreise
- Bei annähernd gleichen Input-Parametern (Realität und Modell) sind die Marktwertfaktoren auf einem ähnlichen Niveau
- Gute Abbildung der prinzipiellen Verlaufscharakteristik
- Abweichungen aufgrund der Stochastik der Windstrom-einspeisung erklärbar

Plausibilisierung des Modells – Off-shore-Wind

Spotpreise



Marktwertfaktoren

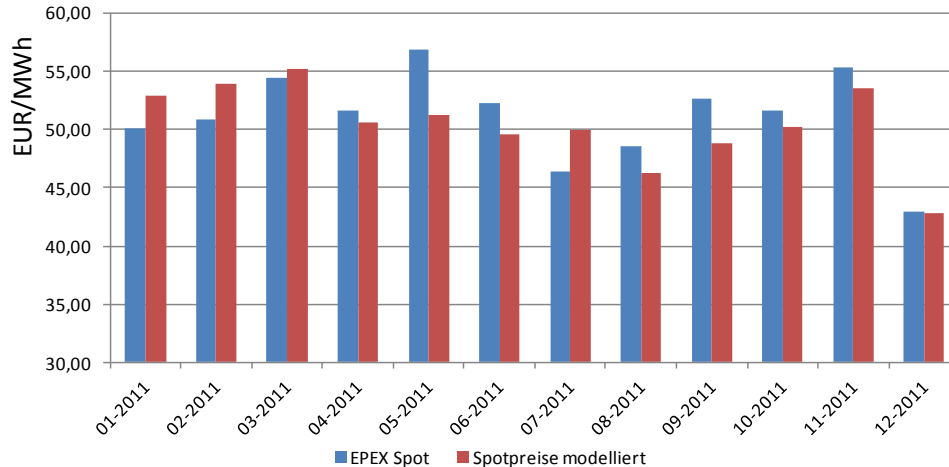


Ergebnis

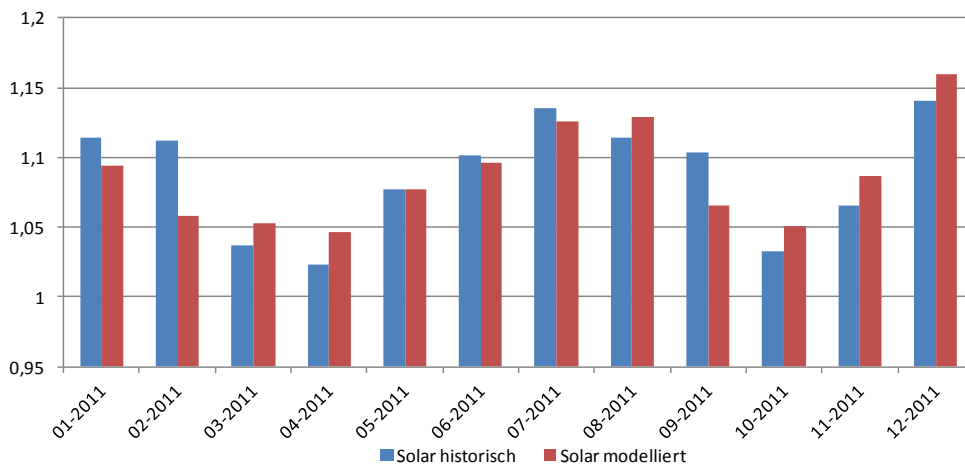
- Einspeisedaten in der 50Hertz-Regelzone erst ab April 2011
- Sowohl in der Regelzone von 50Hertz als auch von TenneT Einspeisetotalausfälle sowie häufige signifikante Mindereinspeisungen im Vergleich zum On-shore-Wind
- Gute Abbildung der prinzipiellen Verlaufcharakteristik bei (vermutlich) „stabiler“ Einspeisung
- Starke Abweichungen bei Einspeiseminderungen

Plausibilisierung des Modells – Solar

Spotpreise



Marktwertfaktoren



Ergebnis

- Modellierte Marktwertfaktoren folgen dem tatsächlichen Trend
 - Unterschiede zwischen Modell- und Istwerten durch Modellgenauigkeit bei der Ermittlung der Spotpreise erklärbar
 - Wechselwirkung mit der Erzeugung anderer erneuerbarer Energien auf den Strompreis
-
- Gute Abbildung der Verlaufscharakteristik
 - Abweichungen im Rahmen der Modellgenauigkeit

Agenda

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

2 Analyseergebnisse nach Energieträger

3 Prognose der Marktwertfaktoren

4 Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells

5 Zusammenfassung

Berechnete Marktwertfaktoren für die Jahre 2013 ff.

Ergebnisse

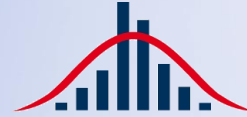
- Der Vergleich der Modellergebnisse für das Jahr 2011 mit den realen Marktwertfaktoren bestätigt die Funktionstüchtigkeit und Plausibilität des Modells im Rahmen der Modellgenauigkeit.
- Folgende Tabelle zeigt die berechneten Marktwertfaktoren für die Jahre 2013 bis 2017 unter Zugrundelegung des Ausbaus erneuerbarer Energien nach BMU-Leitstudie 2011.
Hinweis: Die Marktwertfaktoren zur Bestimmung der EEG-Umlage können daher von diesen Werten abweichen.

Energieträger	Berechneter Marktwertfaktor				
	2013	2014	2015	2016	2017
Wasserkraft	0,9948	0,9954	0,9957	0,9973	0,9979
Gase	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biomasse	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Geothermie	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
On-shore-Wind	0,8923	0,8800	0,8848	0,8694	0,8574
Off-shore-Wind	0,9949	0,9866	0,9820	0,9752	0,9649
Photovoltaik	1,0293	1,0196	1,0125	1,0012	0,9895



Energy Brainpool

Analysis-Consultancy-Training



Analyse

Spotpreisprognose (EPEX Spot)

Terminpreisprognose (EEX)

Fundamentalmodell Power²Sim

Beratung

Strategieberatung im Energiehandel

Training

Inhouse-Seminare und Workshops
für Energiehandel und -beschaffung

Alexander Fernahl, Philipp Götz, Thorsten Lenck, Tobias Federico

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54-10

kontakt@energybrainpool.com www.energybrainpool.com