Jenny Winkler, Frank Sensfuß, Martin Pudlik

Leitstudie Strommarkt

Arbeitspaket 4

Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien

Karlsruhe, Juli 2015

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 entsprechend nicht zwangsläufig den Einschätzungen und Bewertungen des BMWi oder der anderen Projektpartner.

Inhaltsverzeichnis

1 Kurzfassung 1

2 Ausgangslage und Zielsetzung 3

3 Anforderungen und methodische Vorgehensweise 6

3.1 Szenariorahmen 7

4 Ergebnisse und Interpretation 13

4.1 Szenariowelt 2030 13

4.2 Szenariowelt 2050 „Starker Netzausbau“ 17

4.3 Szenariowelt 2050 „Stark begrenztes Netz“ 20

4.4 Gesamtüberblick der Szenarien 24

4.5 Diskussion und Interpretation der Ergebnisse 30

5 Einordnung der Ergebnisse in bestehende Literatur 31

6 Literatur 34

7 Anhang 35

7.1 Modellbeschreibung 35

1 Kurzfassung

Eine geeignete Flexibilisierung des Energiesystems ermöglicht es, den Marktwert der Erneuerbaren Energien auch bei steigenden Anteilen in der Nähe des allgemeinen Marktpreisniveaus zu halten. Unter den hier getroffenen Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Preisen steigt der Marktwert zwischen heute und 2030 sowie zwischen 2030 und 2050 im Zuge eines ambitionierten Klimaschutzes an. Der Förderbedarf für fluktuierende Erneuerbare Energien sinkt unter diesen Umständen deutlich. Aus den Modellergebnissen lassen sich folgende Aussagen zur Wirkung der implementierten Flexibilisierungsoptionen auf den Marktwert ableiten:

- Ein ausreichender Netzausbau sowie die Absenkung des Must-run-Sockels bilden zentrale Maßnahmen zur Steigerung der Marktwerte der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Da diese Maßnahmen unabhängig von der genauen Entwicklung des Stromsektors einen wertvollen Beitrag zur Effizienz des Systems beitragen, können sie als klare ‚no-regret"-Optionen angesehen werden.
- Wenn das Netz nicht in ausreichendem Maß für Systemflexibilität zur Verfügung steht, wirkt sich die Kopplung zum Wärmesektor in Deutschland über Power-to-Heat in den modellierten Szenarien sehr positiv auf den Marktwert von Windenergie aus. Die realistisch installierbare Leistung ist bei Power-to-Heat deutlich größer und kostengünstiger als bei derzeit verfügbaren Speichern. Aufgrund der geringeren Korrelation der PV-Einspeisung mit dem Wärmebedarf ist die Wirkung auf den Marktwert der PV deutlich geringer.
- Ein sehr hoher Ausbau der PV in Deutschland führt auch bei Nutzung aller im Modell implementierten Flexibilitätsoptionen zu einer deutlichen Absenkung des eigenen Marktwerts dieser Technologie selbst bei geringem PV-Ausbau in Europa.
- Die Wirkung von zusätzlichen Stromspeichern in Ergänzung zu starkem Netzausbau ist begrenzt. Um den Effekt hinreichenden Netzausbaus zu kompensieren, wäre ein unrealistisch hoher Ausbau der Speicher in erheblichen Größenordnungen notwendig.

Diese Studie untersucht die Auswirkungen verschiedener Faktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Auf Basis einer vorangegangenen Literaturstudie werden zentrale Faktoren für die Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien identifiziert. Im Rahmen einer modellgestützten Szenarioanalyse werden dabei anhand von 10 Szenarien die Auswirkungen des Anteils Erneuerbarer Energien und verschiedener Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems analysiert. Zu den untersuchten Flexibiltätsmaßnahmen gehören dabei Netzausbau, Kopplung von Strom- und Wärmemarkt, Reduktion der Must-run-Kapazität und Speicherausbau. Die Untersuchung erfolgt mit Hilfe eines europaweiten linearen Optimierungsmodells, das den Ausbau und Einsatz von Infrastrukturen wie Kraftwerken, Austauschkapazitäten zwischen Ländern und Speichern optimiert. Der Marktpreis wird aus den stündlichen Grenzkosten der Stromnachfrage berechnet.

Aufgrund der begrenzten Anzahl der Szenarien lassen sich in der vorliegenden Studie nur Tendenzen zu den Interaktionen verschiedener Faktoren untereinander ableiten. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Dies zeigt sich zum Beispiel an der stark veränderten Wirkung von Power-to-Heat bei starkem Netzausbau und stark beschränktem Netz. Eine weitere interessante Frage wäre auch die Interaktion von verstärktem PV-Ausbau und verstärktem Speicherausbau.

2 Ausgangslage und Zielsetzung

Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der EE hängt nicht nur von den spezifischen Stromgestehungskosten der Technologien ab, sondern auch davon, welche Einkommensmöglichkeiten insbesondere für fluktuierende EE am Strommarkt bestehen. Erkenntnisse über die Entwicklung der Einnahmen der Erneuerbaren Energien am regulären Strommarkt[1] sind somit ein wichtiger Faktor bei der Einschätzung des zukünftigen Förderbedarfes. Von zentraler Bedeutung sind dabei insbesondere Erkenntnisse zur Wirkung struktureller Entscheidungen im Stromversorgungsystem, die direkt von der Politik beeinflusst werden können.

Als Indikatoren für die Erlöse der EE am Strommarkt fungieren häufig Marktwerte und Marktwertfaktoren. Der Marktwert errechnet sich durch das Summenprodukt aus stündlicher Erzeugung der betreffenden EE-Technologie und dem stündlichen Marktpreis, geteilt durch die Erzeugungsmenge der Technologie über den analysierten Zeitraum, z. B. ein Jahr.

$$\text{Marktwert}\ (€/\text{MWh}) = \text{Marktwertfaktor x } \textbf{durchschnittlicher Strompreis an der Börse}\ (€/\text{MWh})$$

Der Marktwertfaktor definiert das Verhältnis des Marktwertes der EE-Technologie in Bezug zum Wert einer komplett konstanten Einspeisung über den gewählten Zeitraum. Der Marktwertfaktor errechnet sich also aus der Division des Marktwertes der EE-Technologie mit dem Marktwertfaktor einer konstanten Einspeisung. Der Marktwert wird auch als absoluter Marktwert, der Marktwertfaktor auch als relativer Marktwert bezeichnet.

$$Marktwertfaktor = \frac{\sum_{erste\ Stunde}^{letzte\ Stunde} Preis\ der\ Stunde\ x\ Einspeisung\ der\ Stunde}{durchschnittlicher\ monatlicher\ Marktpreis\ x\ monatliche\ Einspeisung}$$

Der Hauptgrund für die besondere Relevanz der Marktwertbetrachtung bei fluktuierenden Erneuerbaren Energien liegt in deren eingeschränkter Steuerbarkeit. Diese verhindert im Unterschied zu konventionellen oder regelbaren Erneuerbaren Kraftwerken die Möglichkeit, verbrauchsorientiert zu produzieren und damit von hohen Preisen am Strommarkt zu profitieren. Diese besondere Situation wird durch die Tatsache verstärkt, dass die Einspeisung Erneuerbarer Energien in einzelnen Stunden einen senkenden Einfluss auf den Börsenpreis hat und somit den eigenen Marktwert reduziert. Es kann also nicht einfach davon ausgegangen werden, dass sich der Marktwert der EE parallel zum generellen Marktpreisniveau entwickelt.

Die Entwicklung von Marktwerten und Marktwertfaktoren hängt von einer Vielzahl von generellen Entwicklungen im Stromsystem ab. Im Vorfeld dieser Analyse wurde eine

1 Perspektivisch sind auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten zu berücksichtigen, wie beispielsweise der Regelenergiemarkt.

Literaturstudie mit dem Titel. „Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien? – Literaturübersicht und weiterer Forschungsbedarf“ (Fraunhofer ISI 2015) durchgeführt. Ziel der Literaturstudie war es, basierend auf einer umfassenden Literaturanalyse die zentralen Faktoren für die zukünftige Entwicklung der Marktwerte und Marktwertfaktoren zu identifizieren. Diese zentralen Faktoren werden im Folgenden noch einmal erläutert.

- **Marktanteil Erneuerbarer Energien**
  Ein höherer Marktanteil einer fluktuierenden Erneuerbaren Technologie führt ceteris paribus aufgrund der geringen Grenzkosten dieser Technologien und der relativ hohen Gleichzeitigkeit der Erzeugung zu sinkenden Marktwerten und Marktwertfaktoren.
- **CO_2- und Brennstoffpreise**
  Steigende CO_2- und Brennstoffpreise führen zumindest kurzfristig zu steigenden Strompreisen und wirken sich auch förderlich auf den Marktwert aus. Kurz- und mittelfristig ist der Effekt weniger klar, da die CO_2- und Brennstoffpreise sowie deren Beziehungen untereinander eine Umstrukturierung des Kraftwerksparks auslösen können.
- **Grenzüberschreitender Netzausbau und Marktkopplung**
  Die Wirkung des grenzüberschreitenden Netzausbaus auf Marktwerte und Marktwertfaktoren ist positiv, da zum einen auf zusätzliche Flexibilitäten in den Nachbarmärkten zugegriffen werden kann und zum andern die Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien aufgrund der größeren geographischen Streuung reduziert wird. Ausnahmen bestehen, falls die Kopplung zu einem Markt mit hoher Inflexibilität oder vergleichsweise geringen Strompreisen erfolgt.
- **Konventioneller Kraftwerkspark**
  Die Struktur der konventionellen Kraftwerksparks hat ebenfalls Auswirkungen auf Marktwerte und Marktwertfaktoren. Ein inflexibler Park mit hohen Must-run-Anforderungen führt beispielsweise zu einer Reduktion von Marktwerten und Marktwertfaktoren.
- **Stromspeicher und flexible Nachfrageoptionen**
  Stromspeicher und flexible Nachfrageoptionen nehmen Überschussstrom auf und verringern die Volatilität der Strompreise. Ceteris paribus wirkt ein Ausbau dieser beiden Flexibilitätsoptionen daher positiv auf Marktwerte und Marktwertfaktoren.
- **Marktstruktur und Marktdesign**
  Auch die Marktstruktur spielt eine Rolle für Marktwerte und Marktwertfaktoren. Geringer Wettbewerb im Markt erhöht bspw. die durchschnittlichen Strompreise. Dadurch steigen die Marktwerte tendenziell an. Die Marktwertfaktoren sinken jedoch in diesem Fall tendenziell, da die fluktuierenden Erneuerbaren Energien nur unterproportional von Preisspitzen profitieren. Auch verschiedene Marktdesignoptionen können durch ihre Effekte auf die Preisstruktur Marktwerte und Marktwertfaktoren beeinflussen.

Der Fokus der Untersuchungen der vorliegenden Studie liegt auf solchen Faktoren, die von der Politik beeinflussbar sind. Variiert wurden daher die Anteile der einzelnen EE-Technologien; verschiedene Speicher- und Nachfrageoptionen, insbesondere die Kopplung mit dem Wärmesektor sowie der grenzüberschreitende Netzausbau.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: Zunächst wird in Abschnitt 3 die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung der Marktwerte und Marktwertfaktoren dargestellt. Abschnitt 4 beschreibt den Szenariorahmen. In Abschnitt 5 folgt die Darstellung der Ergebnisse. Abschnitt 6 ordnet die Ergebnisse in die Literatur ein und ergänzt einen kurzen Exkurs zur Wirkung von Marktdesignoptionen auf den Marktwert.

3 Anforderungen und methodische Vorgehensweise

Im Folgenden werden zunächst die methodische Vorgehensweise und das verwendete Modell beschrieben.

Die zentrale Anforderung im Rahmen dieser Studie ist die Untersuchung zentraler Einflussfaktoren für den Marktwert der Erneuerbaren Energien. Deutschlands Strommarkt ist europäisch stark integriert. Insofern erfolgt die Untersuchung dabei unter Berücksichtigung der Strommärkte im Ausland und des Stromaustausches mit dem Ausland. Insgesamt werden zehn Szenariorechnungen durchgeführt.

Die Anforderungen im Rahmen dieser Studie erfordern die Nutzung eines europäischen Strommarktmodells. Vor diesem Hintergrund wird das Modell PowerACE Europe für diese Studie eingesetzt. Es handelt sich um ein lineares Optimierungsmodell, dass kostenoptimale Entwicklungen des Stromsektors berechnet. Dabei wird neben Infrastrukturausbau in Erzeugung (Kraftwerke und Erneuerbare Energien), Netzen und Speicher auch deren stündlicher Einsatz berücksichtigt. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich im Anhang. Die Berechnung erfolgt dabei jeweils für ein definiertes Stützjahr. Es wird hier bewusst auf die Optimierung über längere Zeitpfade verzichtet da gezielt einzelne Einflussfaktoren untersucht werden sollen. Es wird also immer nur ein Jahr optimiert. Im Rahmen der Optimierung werden lediglich die bereits heute bestehenden Erzeugungsanlagen als Bestand berücksichtigt, die im gewählten Zieljahr entsprechend ihrer Lebensdauer noch als verfügbar eingestuft werden. Ein zentraler Grund für diese Vorgehensweise ist, dass die Wirkung dieser Faktoren im Rahmen einer Pfadanalyse durch intertemporale Verschiebungen deutlich schwerer zu identifizieren und zu isolieren wären.

Das Modell errechnet im Rahmen der Optimierung auch die Grenzkosten (Schattenpreise) der Stromnachfrage. Diese stundenscharfen Schattenpreise der Kostenfunktion werden in den weiteren Analysen als Indikator für die Preisentwicklung am Strommarkt genutzt. Sie spiegeln sowohl fixe Kosten wie z. B. Kapitalkosten als auch variable Kosten wider. Wenn für die Deckung der Stromnachfrage der Neubau von Erzeugungsanlagen mit sehr geringer Auslastung notwendig wird, kann dies insbesondere im Rahmen der Optimierung eines einzelnen Jahres in einzelnen Stunden zu sehr hohen Schattenpreisen von mehreren zehntausend Euro pro Megawattstunde führen. Das Auftreten und die regionale Verteilung dieser Preisspitzen ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig und erlaubt keine Rückschlüsse über besonders hohe Kosten bzw. kritische Situationen des Versorgungssystems. In der Übertragung auf die Realität setzt diese Vorgehensweise voraus, dass die Marktteilnehmer ihre Vollkosten am Markt durchsetzen können und die aus Systemsicht kostenoptimalen Investitionen auch vom Markt refinanziert werden. Allerdings enthält der Markt in der Realität auch Flexibilitäten, die in einem Modell nicht vollständig erfasst werden, wie beispielweise Notstromaggregate. Die Berücksichtigung dieser hohen Preisspitzen hat in der Tendenz eher eine senkende Wirkung auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Die Marktwerte der Erneuerbaren Energien ergeben sich schließlich durch eine Multiplikation der stündlichen Einspeiseprofile der Erneuerbaren Energien mit den jeweiligen Schattenpreisen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in diesem

Modellierungsansatz keine negativen Preise entstehen. Der minimale Preis liegt in den Szenarien bei 0 Euro/MWh. Insgesamt wird durch diese Beschränkung die positive Wirkung von Flexibilitäten auf den Marktwert leicht unterschätzt, da die positive Wirkung von Flexibilitäten zur Vermeidung stark negativer Preise somit nicht abgebildet wird.

3.1 Szenariorahmen

In diesem Abschnitt werden die Szenarien zur Untersuchung der Wirkung unterschiedlicher Faktoren auf den Marktwert und ihrer zentralen Rahmendaten erläutert.

3.1.1 Definition der Szenarien

Die Literaturanalyse (Fraunhofer ISI 2015) hat zentrale Faktoren identifiziert, die den Marktwert der erneuerbaren Energien beeinflussen und von der Politik beeinflusst werden können. Die Auswahl der Szenarien erfolgte in Abstimmung mit der Auftraggeberin. Ziel der Auswahl ist die Analyse der direkten Auswirkungen einzelner Faktoren auf den Marktwert bei gleichzeitig möglichst breiter Erfassung der verschiedenen Faktoren innerhalb der möglichen Szenarien. Zu diesem Zweck werden Szenariowelten definiert, die als Basis für die Analyse einzelner Szenarien dienen. Für die Zieljahre 2030 und 2050 wurden zunächst die kostenoptimalen Investitionen und der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz (in stündlicher Auflösung) für Interkonnektoren, Speicher, konventionelle und Erneuerbare Kraftwerke sowie für die Kopplung mit dem Wärmesektor (Power-to-Heat) und dem Verkehrssektor für das jeweilige Zieljahr (2030 bzw. 2050) berechnet. Eine Ausnahme bildet der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, der gezielt zur Analyse bestimmter Situationen exogen vorgegeben wird. Die so errechneten Szenarien bilden den Ankerpunkt für die im Folgenden beschriebenen Szenariowelten. In den Szenarien werden dabei bis auf die genannten Ausnahmen zumeist alle Rahmenparameter bis auf Einsatz und Ausbau von konventionellen Kraftwerken und Netzen fixiert.

- Die „Welt 2030“ beinhaltet ein Basisszenario (Szenario 1) sowie ein Szenario mit erhöhtem PV-Ausbau in Deutschland (Szenario 2) und eines mit reduzierten Must-run-Kapazitäten (Szenario 3), also weniger Kraftwerken, die aus technischen, marktbasierten oder ökonomischen Gründen unabhängig vom Bedarf eine bestimmte Leistung bereitstellen. Bei allen Szenarien wird der Netzausbau modellendogen optimiert.
- Auch in der „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“ werden Interkonnektorkapazitäten zwischen den Ländern modellendogen berechnet. Da Netzausbau eine sehr günstige Flexibilitätsoption darstellt, ergeben sich aus der Optimierung relativ hohe Interkonnektorkapazitäten. Für die „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“ werden neben dem Basisszenario (Szenario 4) die Auswirkungen von mehr Speichern (Szenario 5) und des Wegfalls der Kopplung zum Wärmesektor (Szenario 6) analysiert.

In der dritten Szenariowelt „Welt 2050 mit stark begrenztem Netz“ findet kein kostenoptimaler Ausbau der Interkonnektoren statt, die Netzkapazitäten werden exogen vorgegeben. Es erfolgt kein Netzausbau über den aktuellen Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSOE hinaus. Auch für diese dritte Szenariowelt erfolgt eine Untersuchung des Basisszenarios (Szenario 7), der Auswirkungen von mehr Speichern (Szenario 8), von mehr Speichern mit höherem Speichervolumen (Szenario 9) sowie eines Wegfalls der Kopplung zum Wärmesektor (Szenario 10). Eine ausführliche Beschreibung der Szenarien erfolgt in Abschnitt 5.4.

3.1.2 Rahmendaten

Die Rahmenparameter der Analyse orientieren sich entsprechend der Absprachen mit der Auftraggeberin in wesentlichen Punkten an den Rahmenparametern der Projektes „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“ (im Folgenden: „Langfristszenarien“ genannt). Diese enthält eine Vielzahl von Annahmen zu regulatorischen und ökonomischen Entwicklungen, die hier nicht vollständig dargestellt werden können. An dieser Stelle sollen die wichtigsten Faktoren für den Untersuchungsgegenstand dargestellt werden.

3.1.3 CO_2-Preise und Brennstoffpreise

Die Entwicklung der Brennstoffpreise sowie deren Verhältnis untereinander sind wichtige Einflussfaktoren für die Entwicklung und den Einsatz des Kraftwerksparks und infolgedessen auch für die Entwicklung der Marktwerte und Marktwertfaktoren der Erneuerbaren Energien. In der vorliegenden Studie werden diese Größen nicht variiert, da die Anzahl der möglichen Szenarien in diesem Untersuchungsrahmen begrenzt ist. Die angenommene Entwicklung der Brennstoffe basiert auf der Studie „EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends To 2050 Reference Scenario 2013“ (Europäische Kommission 2013). Für Braunkohle und Uran, für die keine Preispfade veröffentlicht wurden, werden konstante Preise auf Basis eigener Annahmen unterstellt. Die Umrechnung von Dollar zu Euro erfolgt auf Basis des durchschnittlichen Interbankenkurses von 2010. Vorteil dieser Vorgehensweise ist ein konsistentes Bild mit den „Langfristszenarien“ und dem Impact Assessment der EU. Nachteil des Vorgehens ist eine gewisse Divergenz zu aktuellen Entwicklungen, da sich Preise für Öl und Gas aktuell auf einem deutlich niedrigeren Niveau befinden. Der angenommene CO_2-Preis liegt für 2030 bei 35 €/t und für 2050 bei 100 €/t.

Abbildung 1: Entwicklung der Brennstoffpreise (Europäische Kommission 2013, eigene Daten)

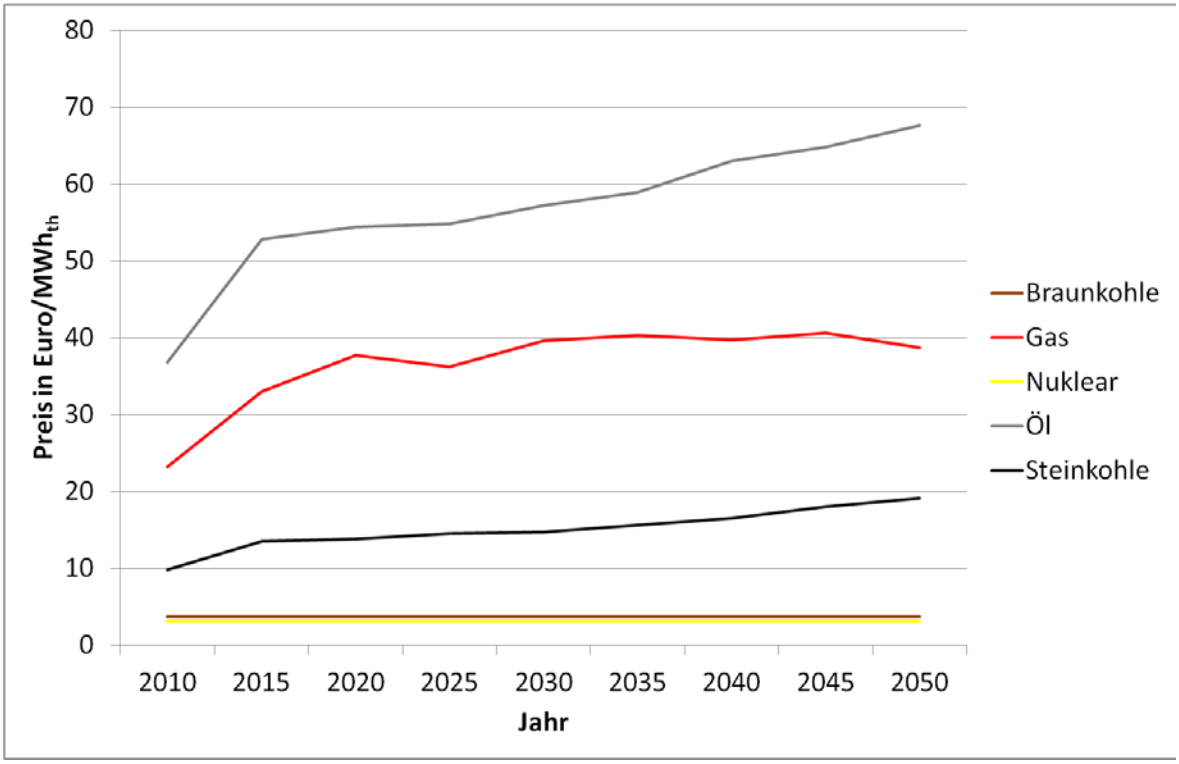


Abbildung 2: Entwicklung der Brennstoffpreise (Europäische Kommission 2013, eigene Daten)

3.1.4 Technoökonomische Annahmen zu konventionellen Kraftwerken

Eine zentrale Entscheidungsgröße im Rahmen des Modells ist der Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerke. Im Folgenden sind die im Modell verfügbaren Investitionsoptionen für konventionelle Kraftwerke dargestellt. Alle Kosten sind in EUR_{2010} ausgewiesen.

Tabelle 1: Investitionsoptionen für konventionelle Kraftwerke

Technologie	Jahr	Effizienz	Lebens-dauer	Kohlenstoff-abschei-dungsrate	Investi-tionen [EUR/ kW]	Fixe Betriebs- und Wartungskosten [EUR/ (kw*a)]	Variable Betriebs- und Wartungskosten [EUR/ MWh]
CCS Kohle	2030	37.0%	40	90%	3400	85.0	1.5
	2050	39.0%	40	95%	3200	80.0	1.5
CCS Erdgas (GuD)	2030	52.0%	30	93%	1500	22.5	2.7
	2050	55.0%	30	97%	1350	20.3	2.7
CCS Braunkohle	2030	36.0%	40	90%	3800	114.0	1.5
	2050	37.0%	40	93%	3500	105.0	1.5
Steinkohle	2030	47.0%	40	0%	1700	42.5	1.5
	2050	49.0%	40	0%	1700	42.5	1.5
Braunkohle	2030	46.0%	40	0%	1900	57.0	1.5
	2050	47.0%	40	0%	1900	57.0	1.5
Erdgas (GuD)	2030	59.0%	30	0%	925	11.3	3
	2050	61.0%	30	0%	900	11.3	3
Gasturbine	2030	40.5%	30	0%	425	7.5	2.7
	2050	41.0%	30	0%	400	7.5	2.7

Technologie	Jahr	Effizienz	Lebens-dauer	Kohlenstoff-abschei-dungsrate	Investi-tionen [EUR/ kW]	Fixe Betriebs- und Wartungskosten [EUR/ (kw*a)]	Variable Betriebs- und Wartungskosten [EUR/ MWh]
Pumpspeicher	2030	80.0%	40	0%	1100	10.0	0
	2050	80.0%	40	0%	1100	10.0	0

3.1.5 Entwicklung der Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage ist an die Rahmenparameter der aktuellen „Langfristszenarien“ angelehnt. Nicht erfasst sind in dieser Darstellung Übertragungsverluste auf den Interkonnektoren und „Power to heat“ in Wärmenetzen, da diese Parameter Teil der Optimierung sind. Eine Übersicht für die unterschiedlichen Regionen ist in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 3: Stromnachfrage im Jahr 2030 ohne „Power to heat“

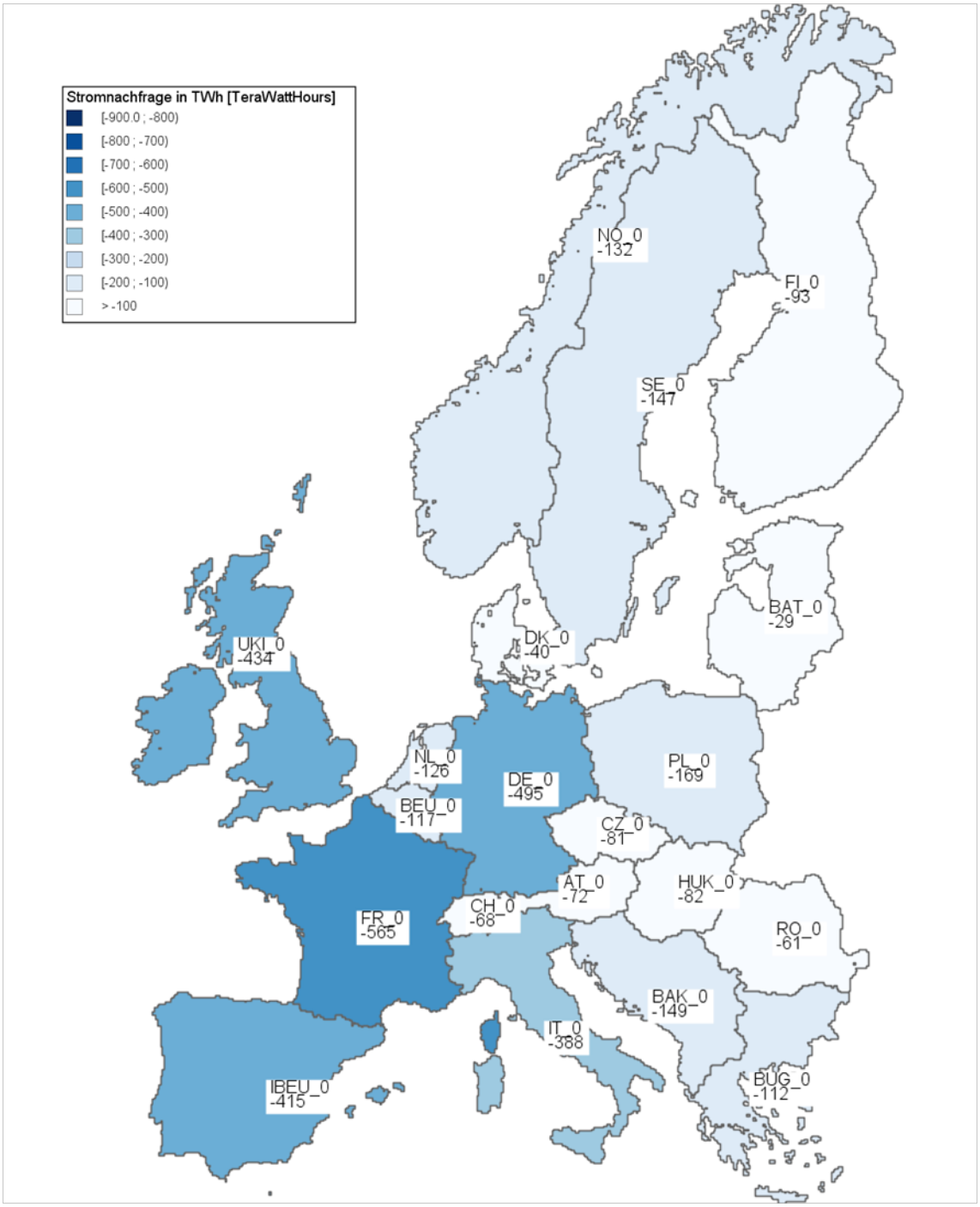
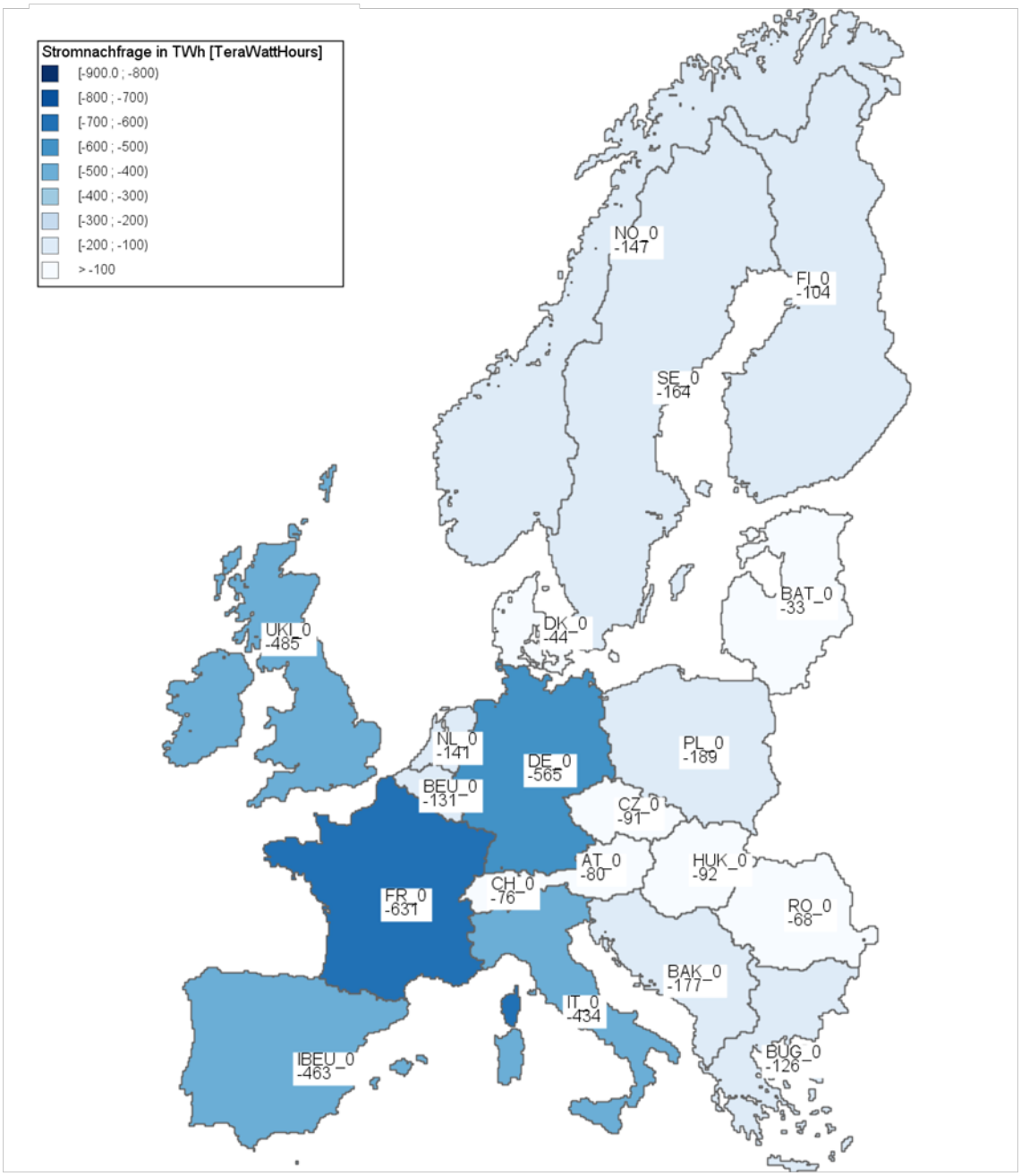


Abbildung 4: Stromnachfrage ohne „Power to heat“ im Jahr 2050



4 Ergebnisse und Interpretation

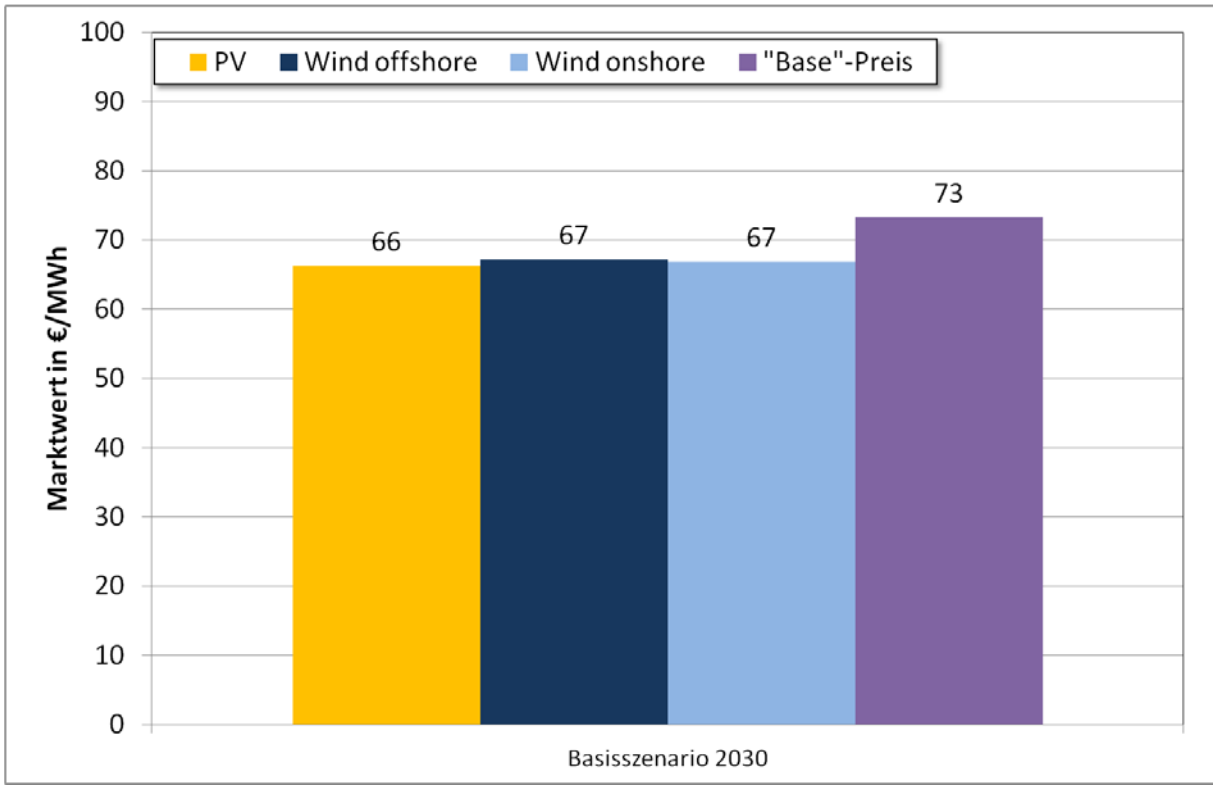
Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenarien vorgestellt und interpretiert. Es ist dabei wichtig zu beachten, dass aufgrund der geringen Anzahl von Szenarien und der großen Unsicherheit wichtiger Rahmenparameter wie z. B. der Brennstoffpreise keine Aussagen zur absoluten Höhe der Marktwerte getroffen werden können. Der Schwerpunkt liegt deshalb auf der Analyse der relativen Auswirkungen einzelner Faktoren auf den Marktwert.

4.1 Szenariowelt 2030

4.1.1 Basisszenario

Im Basisszenario 2030 liegt der Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung bei ca. 42 % in Europa und bei ca. 56 % in Deutschland. Die Summe der Übertragungskapazitäten beträgt ca. 96 GW NTC. Der durchschnittliche Schattenpreis liegt bei ca. 73 €/MWh in Deutschland. Die Marktwerte der fluktuierenden Erneuerbaren Energien liegen ca. 9 - 10 % unterhalb dieses Schattenpreises. Die Schattenpreise für Wind an Land und auf See liegen bei ca. 67 €/MWh, während die PV mit ca. 66 €/MWh nur leicht niedriger liegt. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Marktwerte und des durchschnittlichen Marktpreises im Basisszenario 2030.

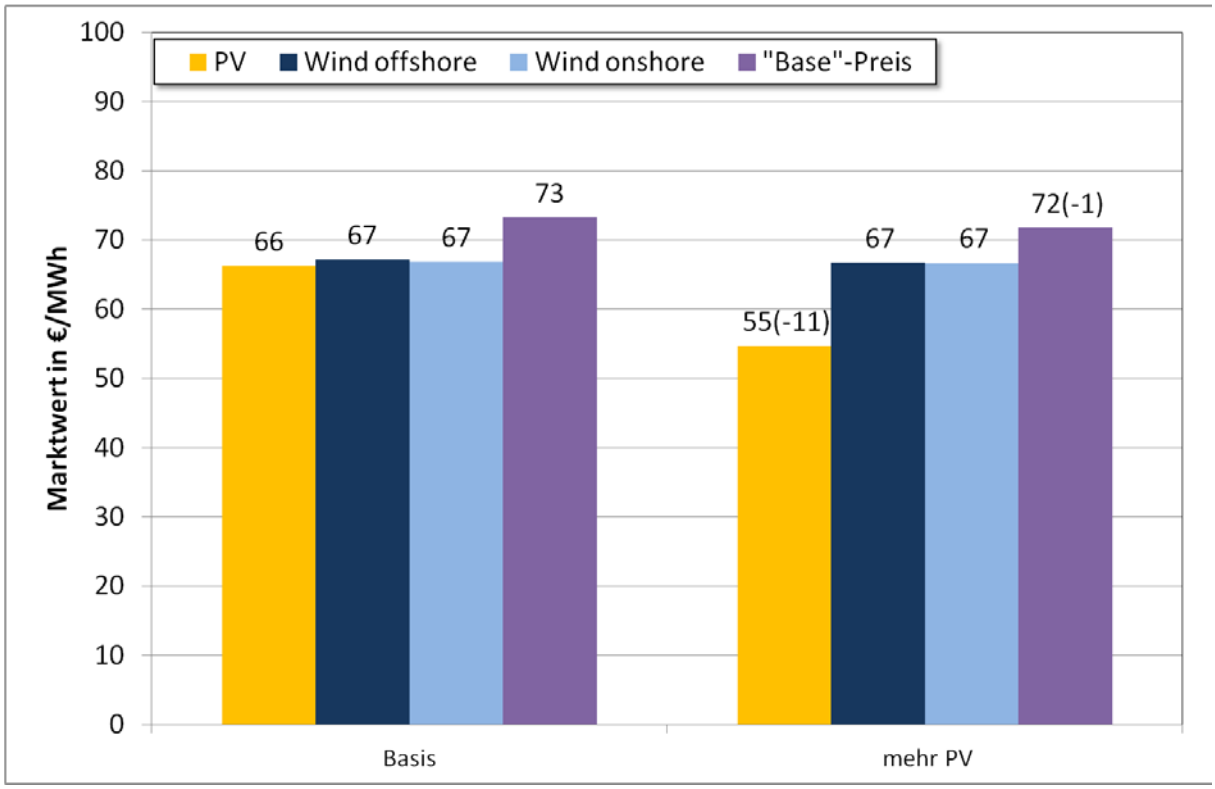
Abbildung 5: Basisszenario



4.1.2 Auswirkungen eines erhöhten PV-Ausbaus

Zunächst werden in der Szenariowelt 2030 die Auswirkungen eines erhöhten PV-Ausbaus untersucht. Dazu wird die PV-Erzeugung in Deutschland von etwa 50 TWh auf etwa 100 TWh pro Jahr verdoppelt. Die PV Erzeugung im übrigen Europa bleibt unverändert bei 40 TWh. Die entspricht unter der Annahme von etwa 1000 Volllaststunden für die PV in Deutschland auch einer Verdopplung der installierten Kapazität von ca. 50 auf ca. 100 GW. Im betrachteten Szenario wird demnach davon ausgegangen, dass der beschlossene 52 GW-Deckel für den PV-Ausbau nicht greift und ein extrem starker Ausbau der PV bis 2030 stattfindet. Wie in Abbildung 5 dargestellt, wirkt sich diese Entwicklung deutlich auf den Marktwert der PV aus, der um 11 €/MWh auf 55 €/MWh absinkt. Der allgemeine Schattenpreis und die Marktwerte der Windenergie bleiben weitgehend unverändert.

Abbildung 6: Auswirkungen eines überdimensionierten PV-Ausbaus auf die Marktwerte



Der relative Marktwert der PV reduziert sich um 14 % auf 76 %. Der Grund für den starken Effekt liegt in der Reduktion der Strompreise insbesondere in den Stunden und Monaten mit hoher PV-Einstrahlung. Dieser Effekt wird in den folgenden Abbildungen verdeutlicht. Hier ist der durchschnittliche Schattenpreis nach Uhrzeit im Juni in Deutschland für das Jahr 2030 dargestellt. Der Vergleich der Szenarien 1 (Basiszenario) und 2 zeigt deutlich die Absenkung des Schattenpreises in den Tageszeiten mit hoher Solareinstrahlung. Trotz des optimierten Netzausbaus und der optimierten Fahrweise von Speichern und Kraftwerken bleibt der Effekt in einer sehr deutlich signifikanten Größenordnung.

Abbildung 7: Durchschnittliche Schattenpreise im Juni, Basisszenario (1) 2030

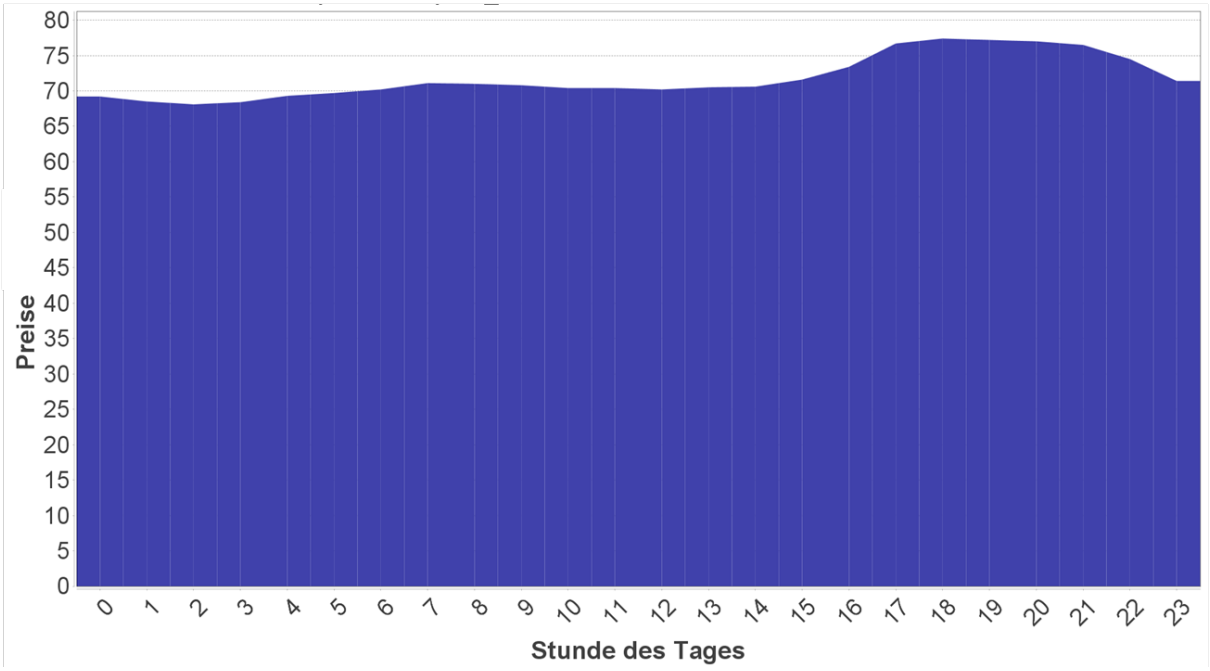
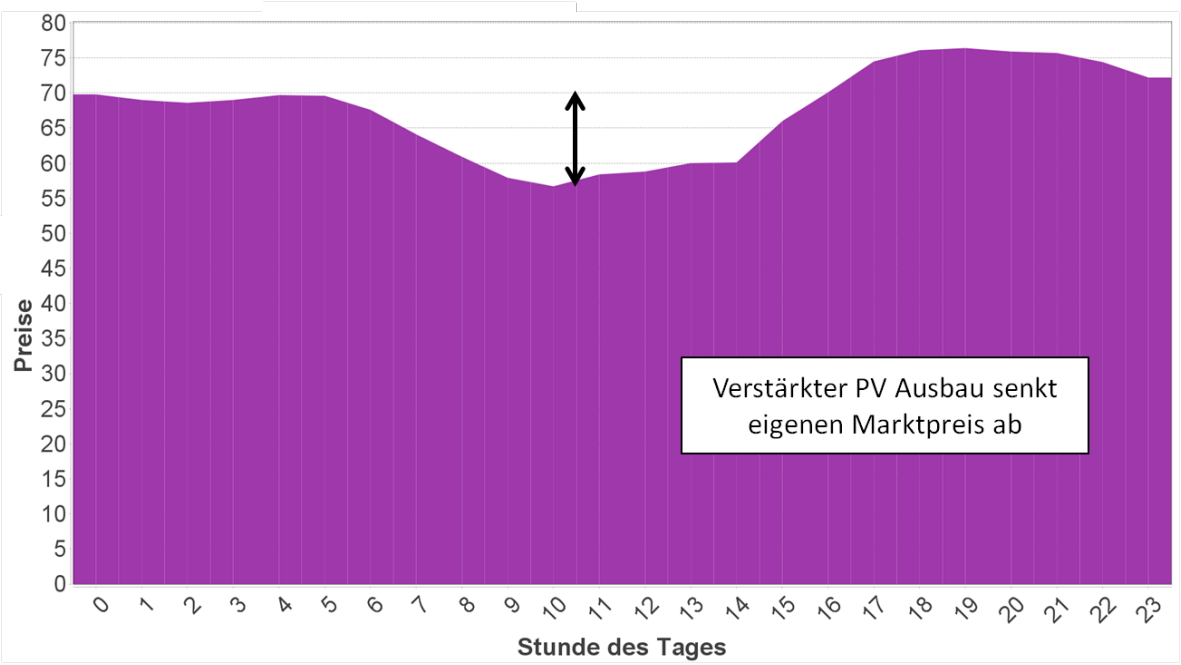


Abbildung 8: Durchschnittliche Schattenpreise im Juni, Szenario mehr PV (2) 2030

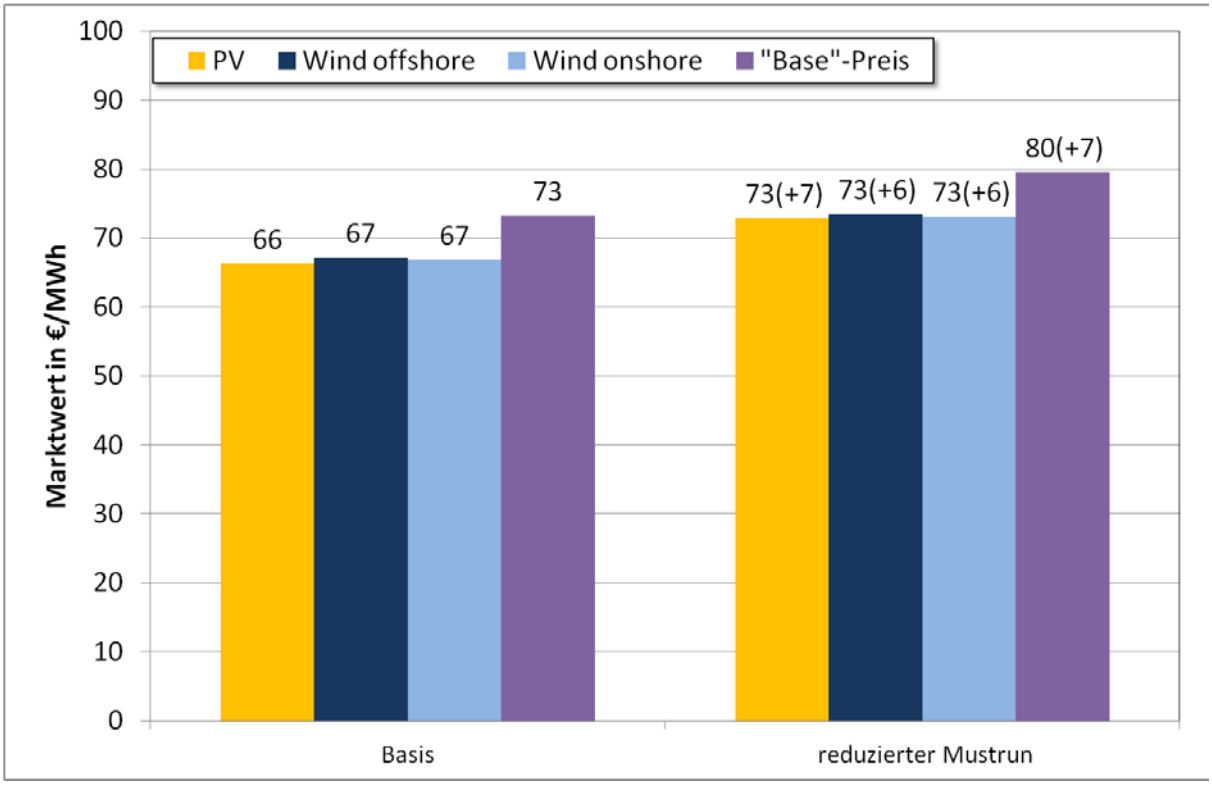


4.1.3 Auswirkungen einer Reduktion der Must-run-Kapazitäten

Ein weiteres Szenario (Szenario 3) dient der Analyse der Auswirkungen einer Reduktion der Must-run-Kapazitäten auf die Marktwerte. Dazu wurden die Must-run-Kapazitäten in Deutschland von ca. 17 GW auf ca. 4 GW reduziert. Insgesamt wird die Must-run-Kapazität von 115 GW auf 29 GW in der Gesamtregion reduziert. Die Reduktion der Must-run-Kapazitäten führt zu einer Steigerung des „Base“-Preises von 73 €/MWh auf 80 €/MWh (vgl. Abbildung 8). Alle Erneuerbaren Energien profitieren in gleichem Maße von diesem Anstieg

des Base-Preises. Grund für den Preisanstieg ist der geringere Preisverfall bei niedriger Residuallast und die veränderten Kraftwerksausbauentscheidungen. Insgesamt werden etwas mehr Kraftwerke neu gebaut, die ihre Kapitalkosten über die Preise refinanzieren. Während der erste Effekt als robust einzustufen ist, kann der zweite Effekt durch einzelne Annahmen getrieben sein und ist deshalb insbesondere vor dem Hintergrund der Modellierung für nur ein Stützjahr als unsicher einzustufen. In Märkten mit negativen Preisen wäre der erste Effekt der Anhebung der Preise in Zeiten mit geringer Residuallast stärker ausgeprägt.

Abbildung 9: Auswirkungen einer reduzierten Must-run-Kapazität auf die Marktwerte



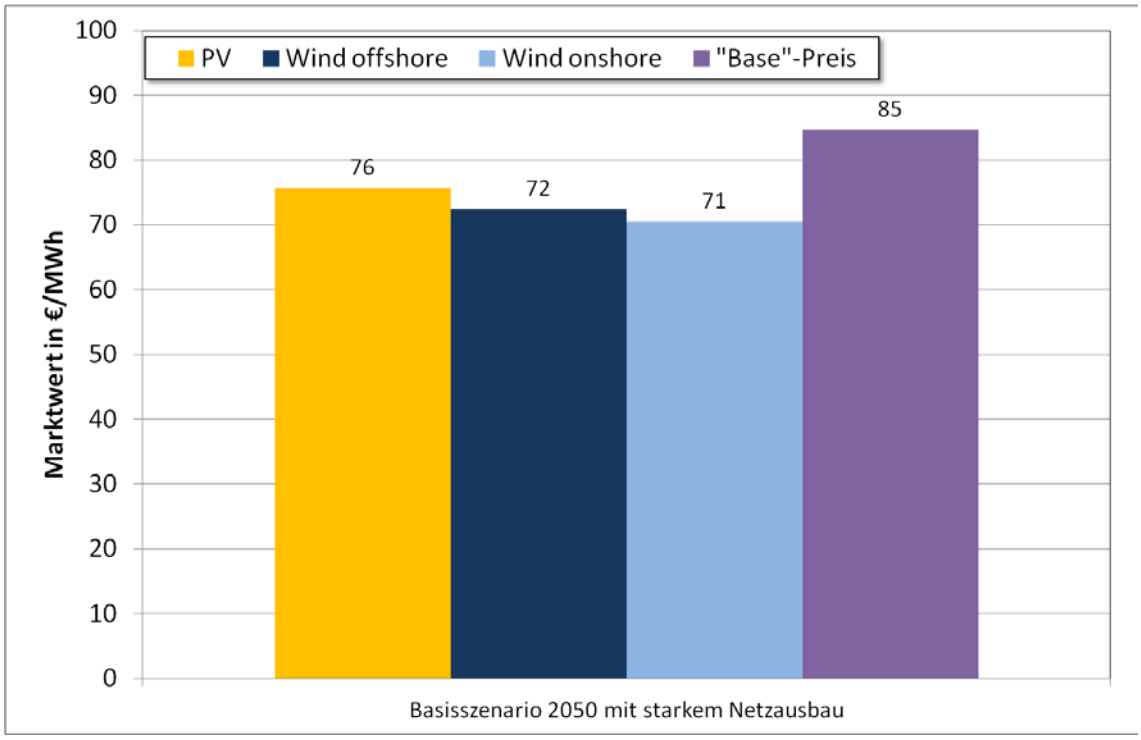
4.2 Szenariowelt 2050 „Starker Netzausbau“

4.2.1 Basisszenario 2050 mit starkem Netzausbau

Im Basisszenario 2050 mit optimiertem Netzausbau (Szenario 4) liegt der Marktanteil Erneuerbarer Energien in Deutschland bei 76 % und in Europa bei ca. 71 %. In Deutschland liegt der Marktanteil der Windenergie an Land bei ca. 53 %. Der Marktanteil von Wind auf See und PV liegt bei ca. 8 %. Insbesondere für Wind an Land liegt der Marktanteil dabei weit über dem Marktanteil in der Szenariowelt 2030. Im Basisszenario 2050 mit starkem Netzausbau liegen die Marktwerte bei ca. 71 €/MWh für Wind an Land, ca. 72 €/MWh für Wind an See und ca. 76 €/MWh für die PV. Daraus ergeben sich relative Marktwerte von 83 % (Wind an Land), 86 % (Wind an See) und 89 % (PV). Insbesondere der Marktwert von Wind an Land liegt in diesem Szenario bei einem sehr hohen Marktanteil auf einem erstaunlich hohen Wert. Dies ist auf die durchgeführte Optimierung des Gesamtsystems

zurückzuführen – konventionelle Kraftwerke, die Kopplung zu Wärme- und Verkehrssektor sowie der Netzausbau sind hier so dimensioniert, dass auch große Mengen an Erneuerbaren Energien gut ins System integriert werden können. Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Marktwerte und des durchschnittlichen Marktpreises im Basisszenario 2050 mit starkem Netzausbau.

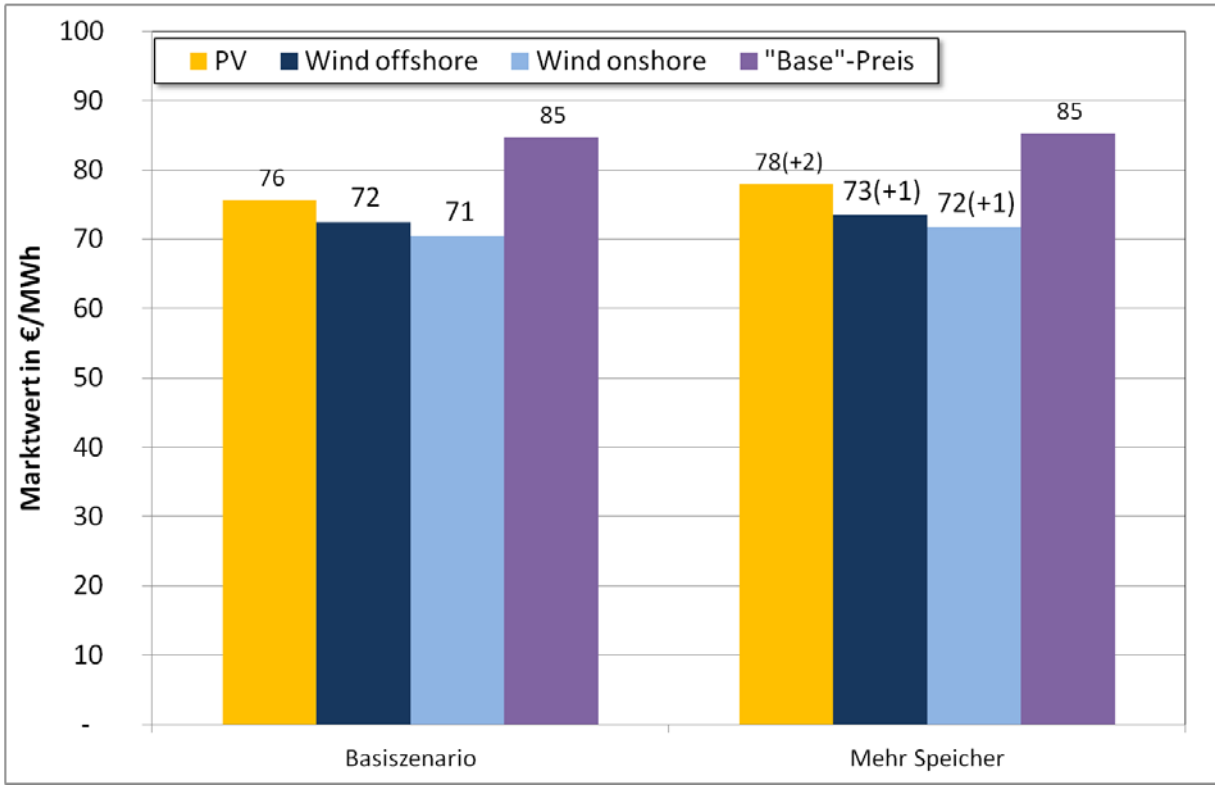
Abbildung 10: Marktwerte und „Base“-Preis im Basisszenario 2050 mit starkem Netzausbau



4.2.2 Auswirkungen eines verstärkten Speicherausbaus auf die Marktwerte

Das Szenario 5 In der „Szenariowelt 2050 mit starkem Netzausbau“ untersucht, inwieweit sich ein zusätzlicher Speicherausbau auf die Entwicklung der Marktwerte auswirkt. Dazu wurde im Modell die Pumpspeicherleistung als Proxy für alle Speicherarten von etwa 49 GW auf 99 GW erhöht. Dies entspricht etwa 56 Mio. „Hausbatterien“ mit 7 kWh. Abbildung 10 macht deutlich, dass die Auswirkungen dieses zusätzlichen Speichervolumens vernachlässigbar gering sind. Diese zunächst überraschende Beobachtung kann mit der bereits ausreichenden Flexibilität im Szenario (starker Netzausbau, Power-to-Heat und Laden von Elektromobilen) begründet werden. Zusätzliche Speicher werden unter diesen Rahmenbedingungen nicht zur Integration der Erneuerbaren Energien benötigt.

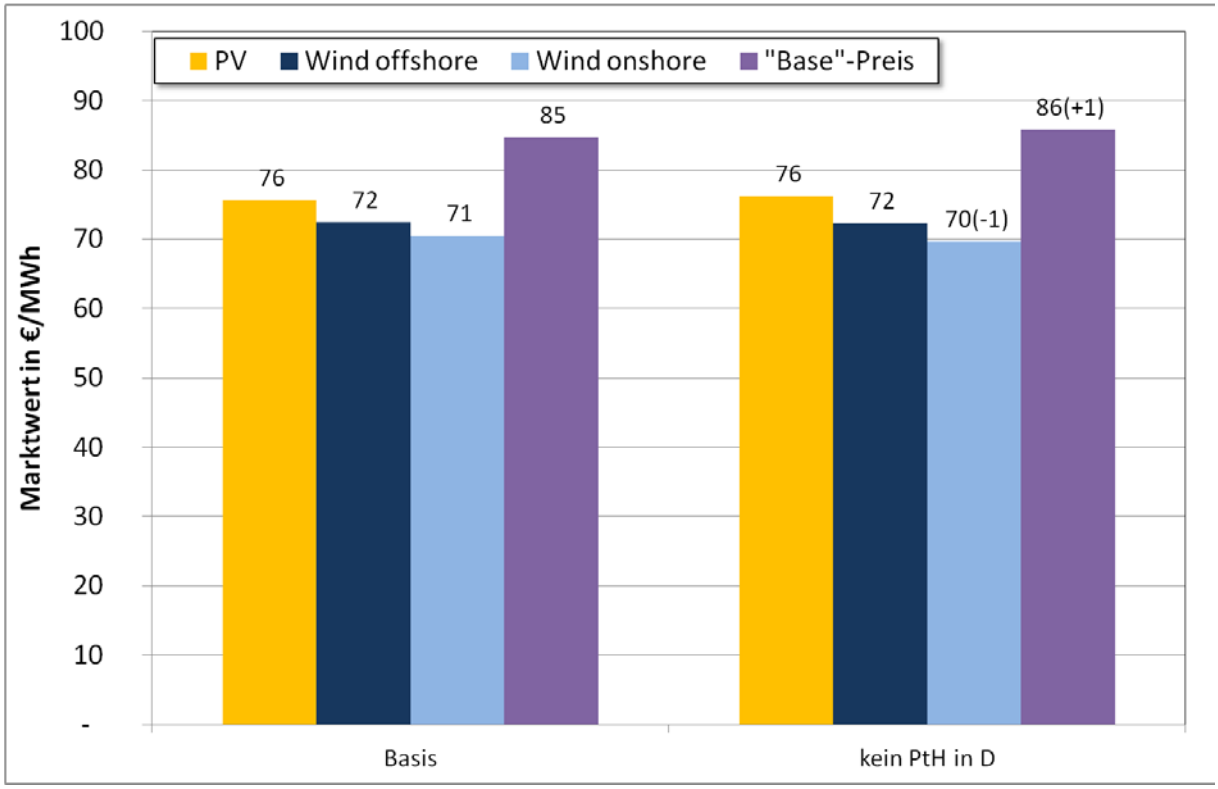
Abbildung 11: Auswirkungen einer Ausweitung der Speicherkapazität auf die Marktwerte bei starkem Netzausbau



4.2.3 Auswirkungen eines Verzichts auf Power-to-Heat auf die Marktwerte

Szenario 6 basiert auf den Rahmenbedingungen im Basisszenario (4). In diesem Szenario wird jedoch bei der Optimierung auf die Option der Kopplung zum Wärmesektor und somit auf 24 GW installierte Power-to-Heat-Leistung in Deutschland verzichtet. Ähnlich wie die Steigerung der Speicherkapazitäten hat auch diese Maßnahme unter der Voraussetzung des optimalen Netzausbaus innerhalb der Optimierung des Gesamtsystems nur marginale Auswirkungen auf die Entwicklung der Marktwerte der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 10).

Abbildung 12: Auswirkungen eines Verzichts auf Power-to-Heat auf die Marktwerte bei starkem Netzausbau

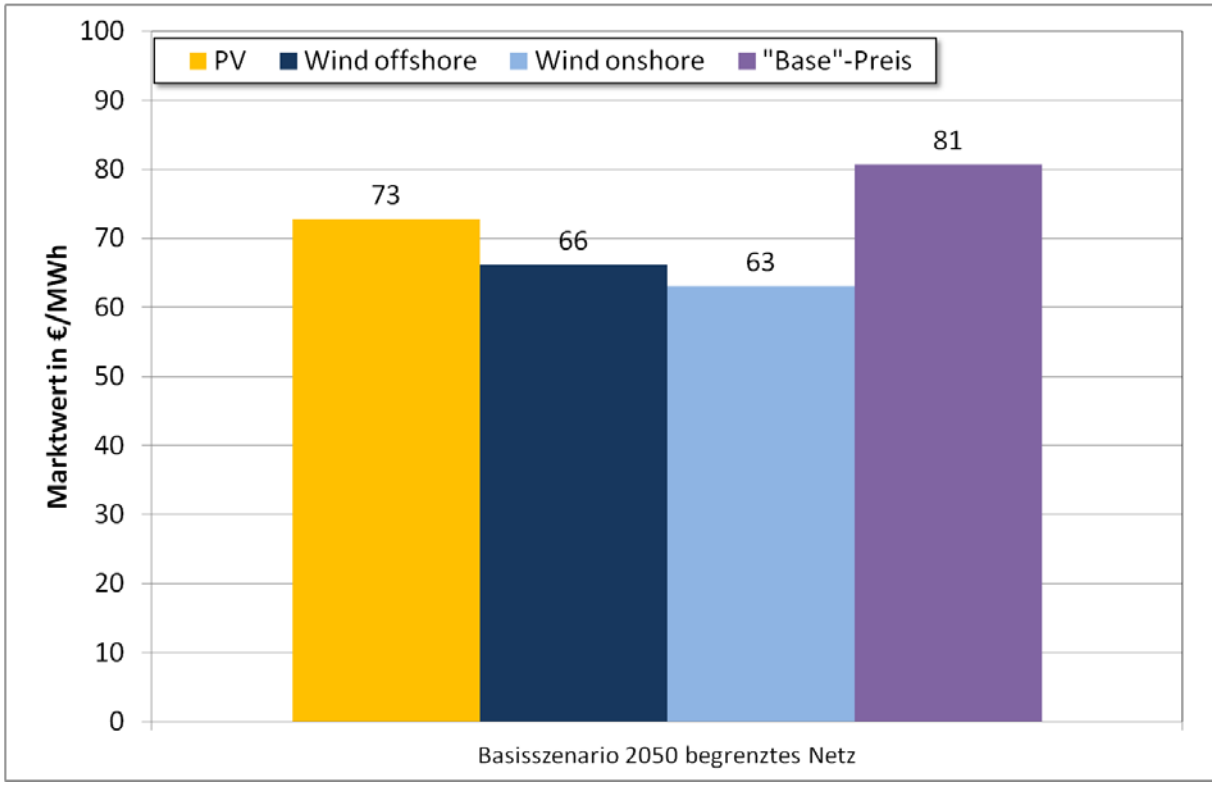


4.3 Szenariowelt 2050 „Stark begrenztes Netz“

4.3.1 Basisszenario 2050 mit stark begrenztem Netzausbau

Die Marktanteile der fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Basisszenario 2050 mit stark begrenztem Netz (Szenario 7) entsprechen denen im Szenario 4 mit starkem Netzausbau. Die Marktwerte liegen bei etwa 63 €/MWh für Wind an Land, 66 €/MWh für Wind an See und 73 €/MWh für die PV. Insbesondere die Marktwerte der Windenergie liegen in diesem Szenario deutlich unter den Marktwerten im Szenario mit optimiertem Netzausbau (76 €/MWh für PV, 72 €/MWh für Wind an See, 71 €/MWh für Wind an Land, vgl. Abbildung 11). Bereits der Vergleich der beiden Basisszenarien macht die Relevanz des internationalen Netzausbaus und des damit einhergehenden Zugangs zu Ausgleichseffekten mit dem Ausland und zusätzlichen Flexibilitätsoptionen deutlich. Anders als in der „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“ ist in der „Welt 2050 mit stark beschränktem Netz“ die im System bestehende Flexibilität nicht optimal zur Integration hoher Anteile Erneuerbarer Energien geeignet. Trotz eines geringeren „Base“-Preises in der „Welt mit stark begrenztem Netz“ liegen auch die relativen Marktwerte von Wind an Land (78 %), Wind auf See (82 %) und PV (90 %) z. T. deutlich unter denen in der „Welt mit starkem Netzausbau“. Die absolute Höhe des Basepreises liegt in diesem Szenario etwas unterhalb des Szenarios mit unbeschränktem Netz. Dies ist jedoch auf einzelne Preisspitzen in Szenario 4 zurückzuführen, die bereits diskutiert wurden. Aus diesem Grund ist die absolute Höhe des Vergleiches in diesem Fall nur begrenzt aussagefähig.

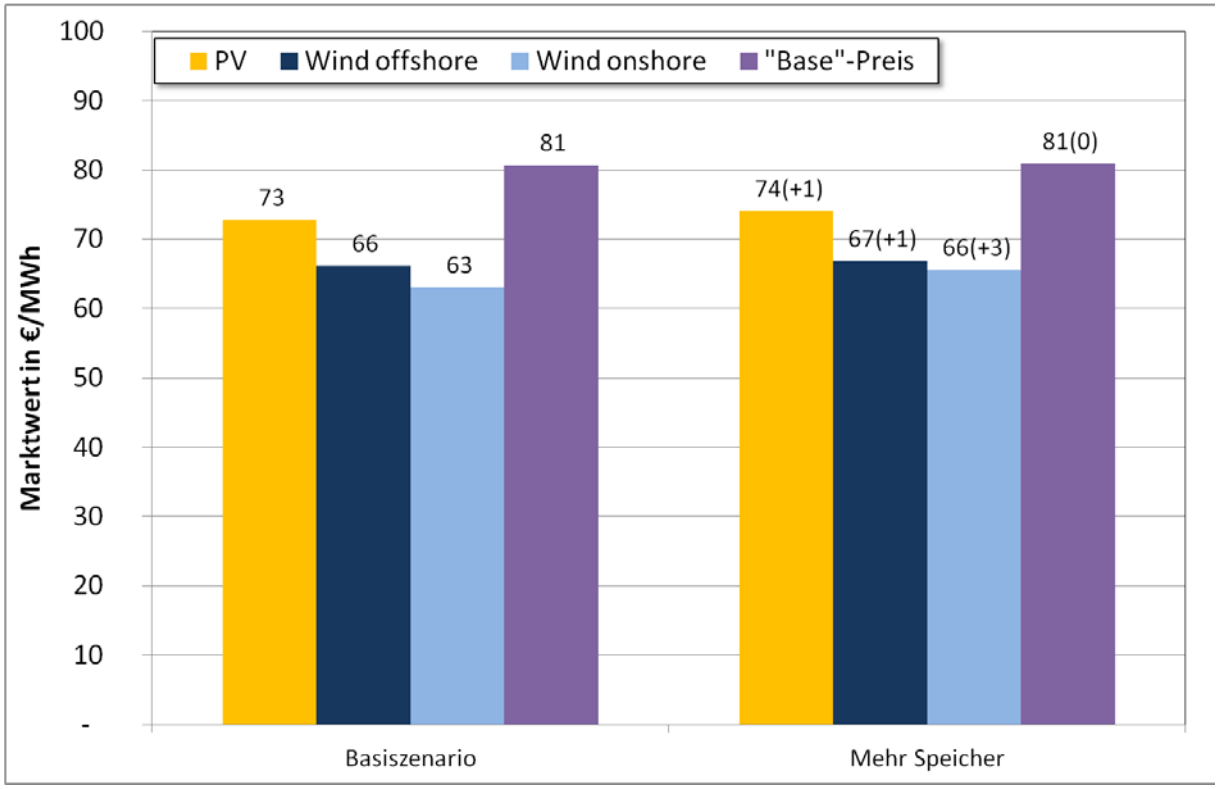
Abbildung 13: Marktwerte und „Base“-Preis im Basisszenario 2050 mit stark begrenztem Netz



4.3.2 Auswirkungen eines verstärkten Speicherausbaus auf die Marktwerte

Szenario 8 basiert auf den Rahmenparametern in Szenario 7. In diesem Szenario wird jedoch wie im Szenario 5 der „Szenariowelt 2050 mit starkem Netzausbau“ die Speicherkapazität in Europa von etwa 49 GW auf 99 GW erhöht. Abbildung 12 stellt die Auswirkungen von mehr Speichern auf die Entwicklung der Marktwerte in der „Welt 2050 mit stark beschränktem Netz“ dar. Es zeigt sich, dass bei einer Ausweitung der Speicherkapazität lediglich der Marktwert von Wind an Land signifikant von 63 €/MWh auf 66 €/MWh ansteigt. PV und Offshore-Wind können ihren Marktwert jeweils nur um etwa einen €/MWh erhöhen. Diese eher begrenzte Wirkung liegt in der Tatsache begründet, dass die großen Energiemengen die in den längeren Phasen starker Windeinspeisung entstehen nur sehr beschränkt gespeichert werden können. Zudem führt die Netzbegrenzung dazu, dass Überschüsse innerhalb Europas auch nicht optimal auf die Speicher verteilt werden können.

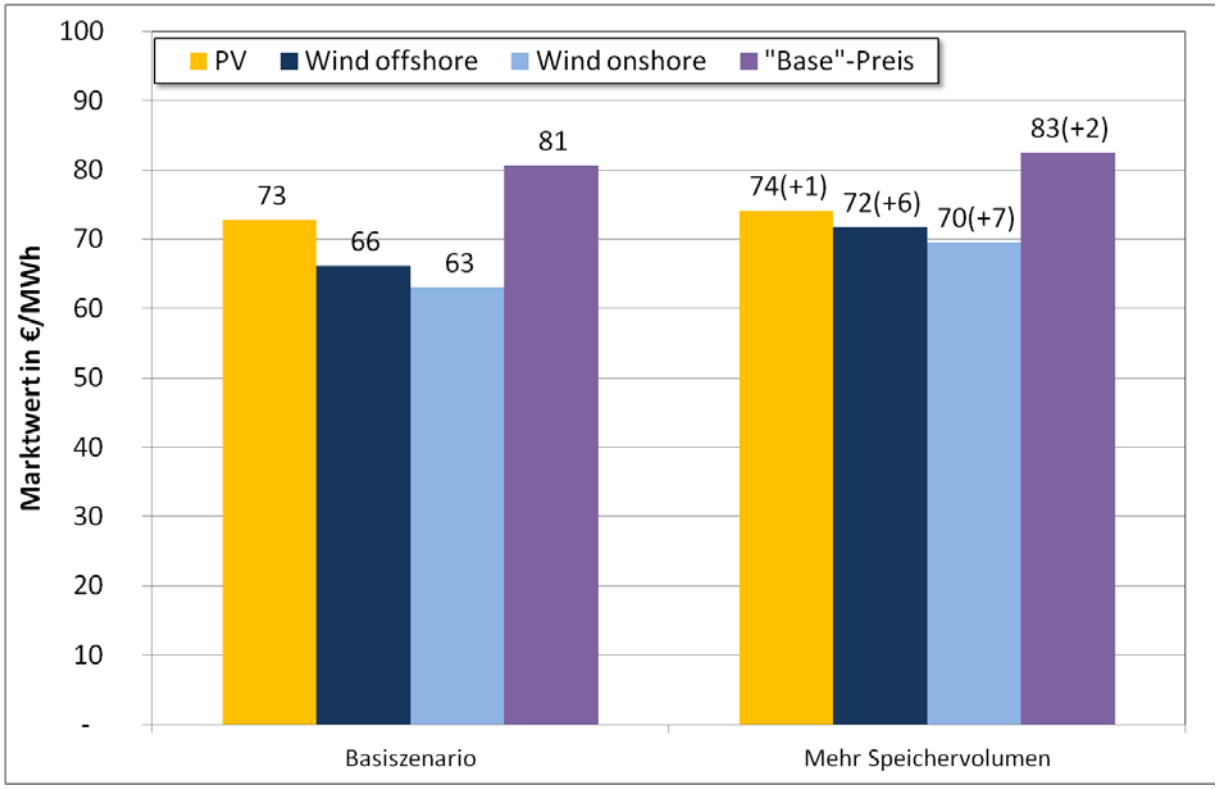
Abbildung 14: Auswirkungen einer Ausweitung der Speicherkapazität auf die Marktwerte bei stark beschränktem Netz



4.3.3 Auswirkungen eines extremen Speicherausbaus auf die Marktwerte

Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse in Szenario 8 erfolgt in Szenario 9 zusätzlich zur Verdopplung der Speicherleistung eine Erweiterung des durchschnittlichen Speichervolumens von 8 h auf 240 h. Ein solcher Speicherausbau würde etwa 3,3 Mrd. „Hausbatterien“ mit 7 kWh entsprechen und ist daher als Extremwert einzuordnen. In beiden Szenarien ergänzen die zusätzlichen Speicher die ohnehin bestehende Kopplung zum Verkehrs- und Wärmesektor. Die folgende Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Marktwerte in diesem Szenario.

Abbildung 15: Auswirkungen einer Ausweitung der Speicherkapazität und des Speichervolumens auf die Marktwerte bei stark beschränktem Netz



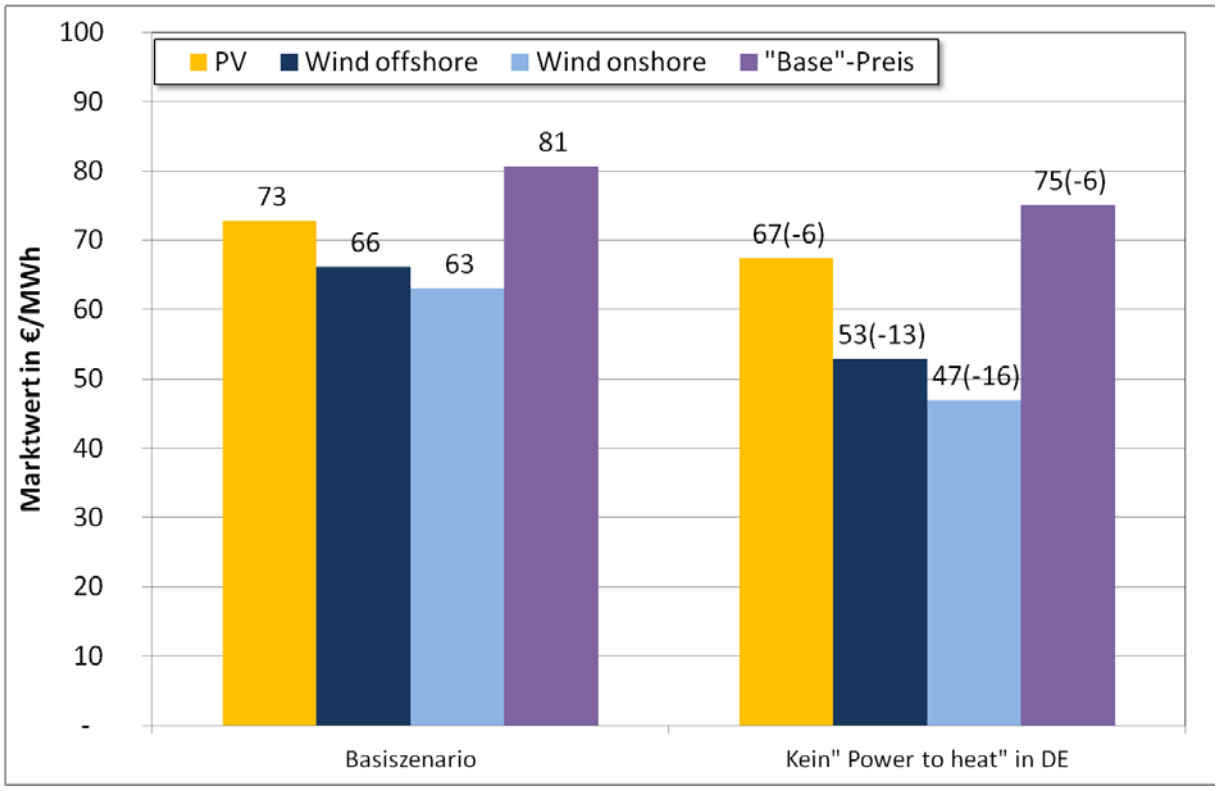
Von einem Ausbau des Speichervolumens profitieren beide Windenergien. Bei Wind an See ergibt sich eine zusätzliche Steigerung des Marktwerts von 5 €/MWh, bei Wind an Land von 4 €/MWh. Der Marktwert der PV bleibt konstant. Die starke Auswirkung des höheren Speichervolumens basiert daraus, dass das Speichervolumen nun ausreicht, auch größere Energiemengen zu verschieben und somit ein ähnlicher Effekt wie bei starkem Netzausbau entsteht. Die PV profitiert davon unterproportional, da beim angenommenen relativ niedrigen Marktanteil ihr Marktwert ohnehin noch relativ hoch ist und damit in den Stunden, in denen PV eingespeist wird, die Stromspeicher nicht oder nur in geringem Ausmaß Strom einspeichern. Diese Wirkung könnte in weiteren Szenarien untersucht werden. Möglicherweise kann die senkende Wirkung eines starken PV-Ausbaus auf den eigenen Marktwert durch zusätzliche Speicher abgeschwächt werden.

4.3.4 Auswirkungen eines Verzichts auf Power-to-Heat auf die Marktwerte

Szenario 10 basiert auf den Rahmendaten von Szenario 7. In diesem Szenario wird jedoch die Kopplung von Strom- und Wärmesektor deaktiviert. Anders als in der „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“ hat der Verzicht auf Power-to-Heat in der „Welt 2050 mit stark begrenztem Netz“ sehr deutliche Auswirklungen auf die Marktwerte der Erneuerbaren Energien. Der Marktwert von Wind an Land sinkt um 16 €/MWh, der Marktwert von Wind auf See um 13 €/MWh und der Marktwert von PV wie der „Base“-Preis um 6 €/MWh (vgl. Abbildung 14). Dies ist insbesondere auf den deutlichen Anstieg der Stunden mit Preisen von 0 Euro/MWh zurückzuführen. Insgesamt weist dieses Ergebnis darauf hin, dass die

hohe verfügbare Power-to-Heat-Leistung in einem durch den beschränkten Netzausbau weniger flexiblem System deutlich zur Integration der fluktuierenden Energien in das Stromsystem beitragen kann. Die stärkeren Auswirkungen auf den Marktwert von Windenergie lassen sich durch die weitaus bessere Korrelation zwischen der Windeinspeisung und dem Wärmebedarf erklären. Power-to-Heat kann durch den höheren Wärmebedarf in den Wintermonaten in dieser Zeit stärker genutzt werden, auch wenn ein Grundwärmebedarf vor allem in der Industrie über das gesamte Jahr gegeben ist.

Abbildung 16: Auswirkungen eines Verzichts auf Power-to-Heat auf die Marktwerte bei stark begrenztem Netz



4.4 Gesamtüberblick der Szenarien

Im Folgenden werden die einzelnen Szenarien ergänzend zu 4.1 detailliert beschrieben:

- **Szenariowelt 2030:** Die Szenariowelt 2030 bildet als Stützjahr die Situation ab, dass sich Deutschland und Europa auf einem ambitionierten Klimaschutzpfad bis zum Jahr 2050 befinden. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien erreicht in Deutschland 2030 ca. 56 % der Stromnachfrage und damit innerhalb des Zielkorridors des EEG, dass für 2035 einen Zielwert von 55 % – 60 % am etwas höheren Bruttostromverbrauch angibt. Der Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien beträgt 47 %. In der modellierten europäischen Region liegt der Anteil Erneuerbarer Energien bei ca. 42 %. Der CO_2 Preis liegt bei 35 Euro/t. Bei allen Szenarien wird der Netzausbau modellendogen optimiert. Im Rahmen dieser Szenariowelt werden drei Szenarien berechnet:

  - **Szenario 1**: Das Basisszenario liefert den Vergleichspunkt für die Analysen dieser Szenariowelt.
  - **Szenario 2:** In diesem Szenario wird bei gleichen Rahmendaten der PV-Ausbau in Deutschland um ca. 50 TWh erhöht, um die Auswirkungen eines verstärkten PV Ausbaus zu analysieren.
  - **Szenario 3:** In diesem Szenario werden die Must-run-Kapazitäten deutlich reduziert. Es gibt also weniger Kraftwerke, die aus technischen, marktbasierten oder ökonomischen Gründen unabhängig vom Bedarf eine bestimmte Leistung bereitstellen.

- **Szenariowelt 2050 bei starkem Netzausbau:** Die Szenariowelt bildet eine Stromerzeugung 2050 mit ambitioniertem Klimaschutz ab. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien erreicht in Deutschland 2050 ca. 76 % der Stromnachfrage. Das EEG gibt für 2050 einen Wert von 80 % als Zielmarke an. Dieser Wert kann jedoch auch Stromimporte enthalten. Somit liegt der Anteil der Erneuerbaren auch in dieser Szenariowelt innerhalb des oberen Korridors der politischen Zielvorgaben. Der Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien beträgt ca. 71 %. In der modellierten europäischen Region liegt der Anteil erneuerbare Energien bei ca. 71 %. Der CO_2-Preis liegt bei 100 Euro/t. Entsprechend dieser hohen EE-Anteile wird der Netzausbau und der Ausbau konventioneller Erzeugung in dieser Szenariowelt vom Modell optimiert. Im Vergleich zur Szenariowelt 2030 zeigt diese Welt insbesondere die Auswirkungen eines deutlich höheren Ausbaus erneuerbarer Energien in Verbindung mit einem hohen CO_2-Preis. Gleichzeitig dient diese Szenariowelt als Vergleichspunkt zur Welt mit begrenztem Netzausbau, Innerhalb der Szenarien dieser Szenariowelt findet jeweils eine angepasste Optimierung des Netzausbaus statt. Im Rahmen dieser Szenariowelt werden die folgenden Szenarien berechnet;
  - **Szenario 4:** Das Basisszenario liefert den Vergleichspunkt für die Analysen dieser Szenariowelt.
  - **Szenario 5:** In diesem Szenario werden die verfügbaren Speicherkapazitäten in Europa verdoppelt, um die Auswirkungen eines erhöhten Speicherausbaus zur analysieren. Dieser zusätzliche Speicherausbau entspricht im Speichervolumen ca. 57 Millionen Hausbatterien mit 7 kWh Speicherkapazität. Dieser hohe Wert wird gewählt, um einen deutlichen Effekt analysieren zu können.
  - **Szenario 6:** Dieses Szenario basiert auf dem Basisszenario. In Deutschland wird jedoch in diesem Szenario die Kopplung von Strom- und Wärmesektor durch den Wegfall von „Power to heat“ erheblich eingeschränkt.

- **Szenariowelt 2050 bei stark begrenztem Netzausbau:** Diese Szenariowelt basiert bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Energien, den CO_2- und Brennstoffpreisen auf der Szenariowelt 2050 mit starkem Netzausbau. In diesem Szenario ist jedoch der

Ausbau der Austauschkapazitäten auf den Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSOE begrenzt. Es findet also keine Optimierung innerhalb des Modells statt. Diese sehr starke Restriktion des Netzausbaus erlaubt im Vergleich zur Szenariowelt 2050 mit starkem Netzausbau eine Untersuchung der Wirkung eines stark begrenzten Netzes auf die Bedeutung einzelner Faktoren für den Marktwert Erneuerbarer Energien.

- **Szenario 7:** Das Basisszenario liefert den Vergleichspunkt für die Analysen dieser Szenariowelt und einen direkten Vergleichspunkt zu Szenario 4 in der Welt mit optimiertem Netzausbau.
- **Szenario 8:** In diesem Szenario werden wie in Szenario 5 die verfügbaren Speicherkapazitäten in Europa verdoppelt, um die Auswirkungen eines erhöhten Speicherausbaus zur analysieren. Dieses Szenario untersucht die Wirkungen von Speichern bei stark begrenztem Netzausbau.
- **Szenario 9:** In diesem Szenario wird auf Basis des hohen Speicherausbaus in Szenario 8 das verfügbare Speichervolumen dramatisch erhöht. Insgesamt entspricht das zusätzliche Speichervolumen ca. 3.3 Mrd. Hausbatterien mit 7 kWh. Das Szenario bildet also einen absoluten Extremfall ab, der mit heutigen technischen Möglichkeiten nur schwer vorstellbar ist.
- **Szenario 10:** Dieses Szenario untersucht die Wirkung der schon in Szenario 6 angelegten Aufhebung der Kopplung von Strom und Wärmesektor in Deutschland in einem begrenzten Netz.

Die Zusammenstellung der Szenarien legt also einen deutlichen Schwerpunkt auf die Analyse der Wirkung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen wie z. B. Netzausbau, Kopplung von Strom- und Wärmesektor und Speichern auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Rahmendaten zu den einzelnen Szenarien. In Tabelle 3 wird die Stromerzeugung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien in Deutschland noch einmal aufgeschlüsselt.

Tabelle 2: Überblick zu Rahmendaten der modellierten Szenarien (optimierte Parameter in schwarz, fixierte Parameter in rot)

Parameter	Einheit	Welt 2030			Welt 2050 mit starkem Netzausbau			Welt 2050 mit stark begrenztem Netz			
Szenario		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Name		Basis	PV+	MR -	Basis	Speicher +	Kein Pth	Basis	Speicher +	Kein Pth	Speicher ++
Abregelung	TWh	0	1	0	14	7	14	50	41	58	9
NTC (Netz)	GW	96	107	86	159	159	168	84	84	84	84
Power to heat (DE)	GW	0	3	0	24	20	-	33	31	-	12
Speichervolumen	Vlh	8	8	8	8	8	8	8	8	8	240
Speicher (Europa)	GW	49	49	49	49	99	49	49	99	49	99
Speicher (DE)	GW	7	7	7	7	17	7	7	17	7	17
EE (Europa)	TWh	1571	1623	1571	3048	3,048	3,048	3,048	3,048	3,048	3,048
EE in DE	TWh	253	305	253	438	438	438	438	438	438	438
Must-run (DE)	GW	17	17	4	4	4	4	4	4	4	4
Must-run (Europa)	GW	115	115	29	29	29	29	29	29	29	29

Tabelle 3: Stromerzeugung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien in Deutschland nach Szenario

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
Erzeugung PV (TWh)	48.00	100.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
Erzeugung Onshore-Wind (TWh)	150.00	150.00	150.00	319.99	319.99	319.99	319.99	319.99	319.99	319.99
Erzeugung Offshore-Wind (TWh)	35.00	35.00	35.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00

4.4.1 Preisentwicklung

Tabelle 4 stellt übersichtsartig die Entwicklung der Strompreise in den modellierten Szenarien dar. Dabei ist zu beachten, dass sich in einzelnen Szenarien sehr hohe Spitzenpreise ergeben. Diese ergeben sich im Modell, wenn für wenige Stunden der Zubau von Kraftwerksleistung notwendig ist, die sich dann in wenigen Stunden refinanzieren muss. Dieser Effekt ist durch den Modellansatz bedingt und tritt unabhängig von der Höhe der zugebauten Kraftwerksleistung auf. Verstärkt wird dieser Effekt durch die Betrachtung eines einzelnen Stützjahres, da die Neubauten nicht vom zukünftigen Rückgang von Bestandsanlagen profitieren können. Diese Preisspitzen haben z. T. deutliche Rückwirkungen auf den Durchschnittspreis. Wichtig ist dabei zu beachten, dass aus diesem Grund der Durchschnittspreis des Grundlastbandes kein geeigneter Indikator für die Kosten des Szenarios ist. Auch der Vergleich des absoluten Preisniveaus zwischen den Szenarien ist aus diesem Grund mit Einschränkungen behaftet.

Die durchschnittlichen Strompreise liegen selbst unter Berücksichtigung der oben genannten Effekte in den Szenarien für 2030 meist unter den Preisen in 2050. Diese Entwicklung lässt sich vor allem auf den steigenden CO_2-Preis zurückführen. Ein Vergleich des

Durchschnittspreises der Szenarien mit und ohne Netzausbau ist durch Preisspitzen verzerrt und deshalb nur eingeschränkt möglich.

Da im genutzten Modell negative Preise nicht implementiert sind, zeigen die Stunden mit Nullpreisen an, wie häufig Überschussstrom produziert und folglich Strom aus Erneuerbaren abgeregelt werden muss. Trotz hoher Anteile Erneuerbare Energien an der Stromerzeugung ist die Anzahl der Stunden mit Nullpreisen in den meisten Szenarien sehr gering. Insbesondere treten solche Situation in der Welt 2030 im Szenario mit mehr PV sowie in der Welt 2050 mit stark beschränktem Netz und ohne Power-to-Heat auf. Ein optimierter Ausbau des Netzes reicht im Modell in der Welt 2050 aus, um Abregelung weitgehend zu vermeiden.

Aufgrund der Höhe und Seltenheit der auftretenden Maximalpreise erscheint es sinnvoll, diese bei der Analyse der Preisvolatilität auszuklammern (s. Standardabweichung ohne 0,1 % teuerste Stunden in Tabelle 4). Es zeigt sich, dass in der Welt 2030 die Absenkung der Must-run-Kapazitäten zu einer geringeren Preisvolatilität führt, die Steigerung der PV-Erzeugung zu einer höheren Preisvolatilität im Vergleich zum Basisszenario. Wie erwartet bringt in beiden Welten für 2050 der Verzicht auf Power-to-Heat eine höhere Preisvolatilität mit sich, da die ausgleichende Wirkung auf den Preis durch eine erhöhte Nachfrage in Stunden mit geringen und eine geringere Nachfrage in Stunden mit höheren Preisen wegfällt.

Tabelle 4: Analyse der Strompreise in den unterschiedlichen Szenarien

€/MWh		Durchschnitts-preis	Maximal-preis	Minimal-preis	Anzahl der Stunden mit Nullpreisen	Standard-abweichung	Standard-abweichung (ohne 0,1% teuerste Stunden)
Welt 2030	Szenario 1 (Basis)	73	899	0	23	38	14,5
	Szenario 2 (mehr PV)	72	1755	0	157	44	17,1
	Szenario 3 (wenig Must-run)	80	1075	0	9	43	13,3
Welt 2050 mit starkem Netzausbau	Szenario 4 (Basis)	85	41686	8	0	448	20,7
	Szenario 5 (mehr Speicher)	85	2771	9	0	111	21,6
	Szenario 6 (kein Power-to-Heat)	86	41957	1	0	451	25,1
Welt 2050 mit stark begrenztem Netz	Szenario 7 (Basis)	81	2117	0	8	101	26,0
	Szenario 8 (mehr Speicher)	81	1258	10	0	79	27,9
	Szenario 9 (kein Power-to-Heat)	75	2334	0	673	115	42,1
	Szenario 10 (mehr große Speicher)	83	44389	0	2	474	16,3

4.4.2 Marktwerte

Abbildung 15 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Marktwerte der einzelnen fluktuierenden Erneuerbaren Energieträger im Vergleich zu den durchschnittlichen Strompreisen („Base“-Preis). Bereits diese Übersicht macht deutlich, wie stark insbesondere die Marktwerte der Windenergie von der Verfügbarkeit ausreichender Flexibilität im

Stromsystem abhängen. So zeigt sich in der „Welt 2050 mit stark begrenztem Netz“, dass nur bei einem Ausbau großer Speicher zusätzlich zur Nutzung der Kopplung zum Wärme- und Verkehrssektor über Power-to-Heat und das Laden von Elektromobilen ähnliche Marktwerte erreichbar sind wie in der „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“. Der Marktwert von PV ist in den Modellrechnungen weniger abhängig von den im Modell zugänglichen Flexibilitäten, eine deutliche Minderung zeigt sich nur im Szenario 2, in dem der PV-Ausbau in Deutschland deutlich überdimensioniert wurde. Da der erhöhte PV-Ausbau in den untersuchten Szenarien nicht mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen kombiniert wurde, lässt sich auf Grundlage der Untersuchungen nicht sagen, ob diese bei hohen Ausbauzahlen auch für den Marktwert der PV relevant werden. Dennoch erscheint diese Annahme plausibel.

Abbildung 17: Übersicht über Marktwerte und Strompreise in den verschiedenen Szenarien

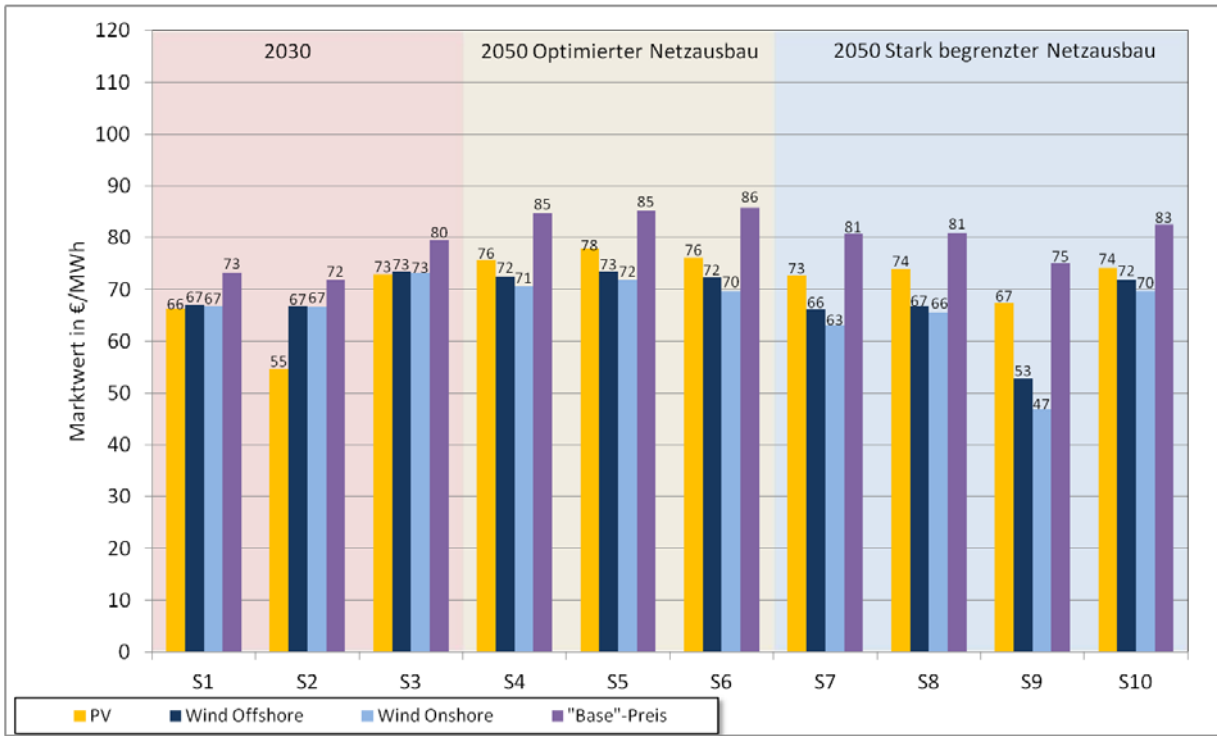


Tabelle 5: Marktwertfaktoren oder relative Marktwerte nach Technologie und Szenario

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
PV	90%	76%	92%	89%	91%	89%	90%	91%	90%	90%
Offshore -Wind	92%	93%	92%	86%	86%	84%	82%	83%	70%	87%
Onshore -Wind	91%	93%	92%	83%	84%	81%	78%	81%	62%	84%

4.5 Diskussion und Interpretation der Ergebnisse

Die Modellierungsergebnisse zeigen, wie auch die bereits bestehende Literatur, dass die Marktwerte der Erneuerbaren Energien von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Die Steigerung der Marktanteile muss nicht unbedingt eine Reduktion der Marktwerte zur Folge haben. Vorrausetzung dafür ist allerdings, dass das übrige Stromsystem auf die Integration größerer Anteile Erneuerbarer Energien ausgelegt ist.

Obwohl die Marktanteile der Windenergie in den Szenarien für 2050 deutlich über denen in 2030 liegen, sind die Marktwerte für 2050 nicht immer zwangsläufig geringer als für 2030. Insbesondere in der „Welt 2050 mit starkem Netzausbau“ liegen die Marktwerte deutlich über denen in 2030 (die Marktwertfaktoren sind leicht geringer, dies wird aber durch den höheren Schattenpreis überkompensiert). In der „Welt 2050 mit beschränktem Netzausbau“ wird allerdings deutlich, dass ein gewisses Maß an Flexibilität unabdingbar ist für eine sinnvolle Integration der Erneuerbaren Energien. Im Szenario ohne adäquaten Netzausbau, ohne zusätzliche Speicher und ohne eine Kopplung zum Wärmesektor sinken die Marktwerte der Erneuerbaren Energien rapide ab.

Im Szenario 2030 mit überdimensioniertem PV-Ausbau zeigt sich dennoch, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch eine Flexibilisierung des Systems nicht in allen Fällen sinnvoll begleitet werden kann. Der Marktwert der PV sinkt bei einer starken Erhöhung des Marktanteils vermutlich insbesondere aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung auch bei Zulassen aller im Modell implementierten Flexibilitätsoptionen deutlich ab.

Die Ergebnisse zeigen auch, dass verschiedene Flexibilitätsoptionen nur in begrenztem Ausmaß austauschbar sind. So können die Effekte eines starken Netzausbaus in den Szenarien zwar auch durch die Überdimensionierung des Speicherausbaus erreicht werden. Es ist jedoch ein erhebliches Speichervolumen notwendig, um fehlenden Netzausbau zu kompensieren (vgl. Abbildung 21). Da der Netzausbau jedoch die günstigere Alternative darstellt und der Ausbau des Speichervolumens im notwendigen Maße unrealistisch erscheint, wäre in diesem Fall der Netzausbau aus Gesamtsystemsicht eindeutig vorzuziehen.

Aus den Modellergebnissen lassen sich konkret die folgenden Ergebnisse ableiten:

1. Die Absenkung des Must-run-Sockels sowie ein ausreichender Netzausbau scheinen wichtige Maßnahmen zur Steigerung der Marktwerte der fluktuierenden Erneuerbaren Energien.
2. Eine Kopplung zum Wärmesektor über Power-to-Heat wirkt sich in den modellierten Szenarien sehr positiv auf den Marktwert von Windenergie aus, wenn das Netz nicht in ausreichendem Maß für Systemflexibilität zur Verfügung steht. Die realistisch installierbare Leistung ist bei Power-to-Heat deutlich größer und kostengünstiger als bei derzeit verfügbaren Speichern. Aufgrund der schlechteren Kompatibilität der PV-Einspeisung mit dem Wärmebedarf und des begrenzten Ausbaus ist die Wirkung auf den Marktwert der PV deutlich geringer.

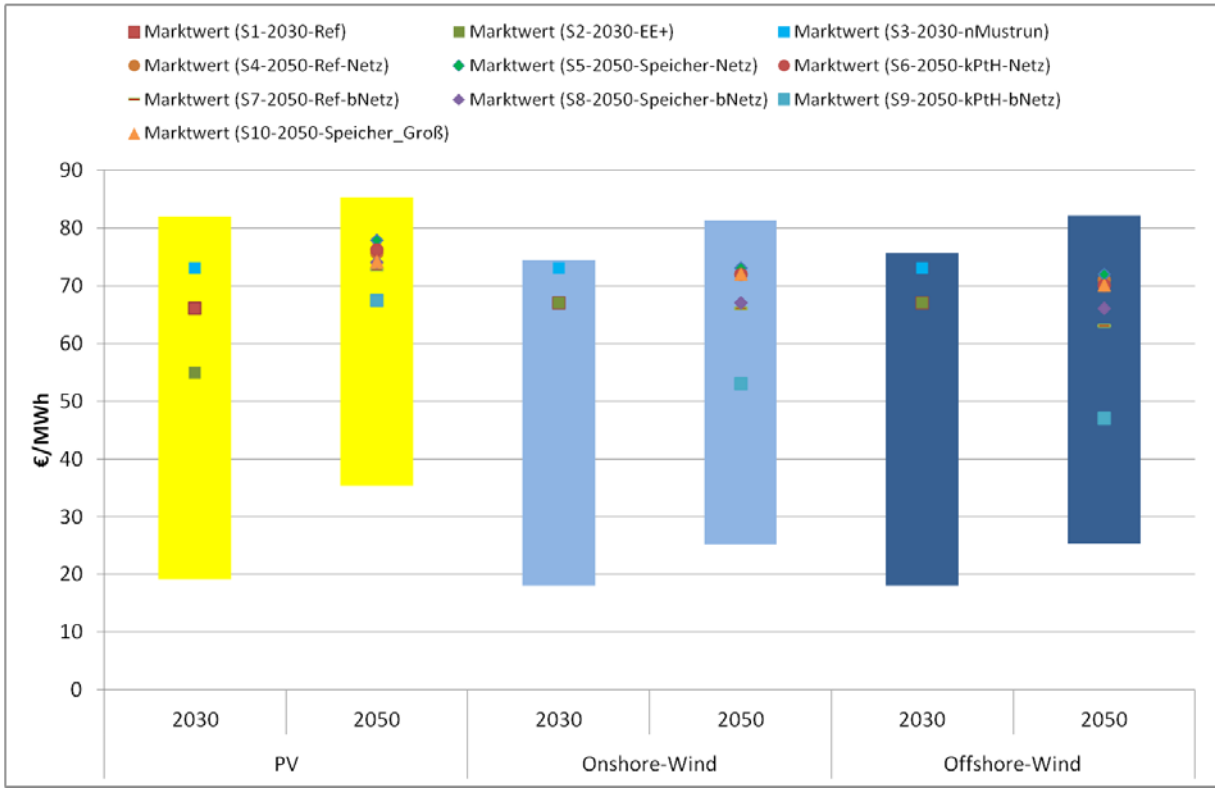
3. Ein sehr hoher Ausbau der PV in Deutschland führt auch bei Zulassen aller im Modell implementierten Flexibilitätsoptionen zu einer deutlichen Absenkung des eigenen Marktwerts.
4. Die Wirkung von zusätzlichen Stromspeichern in Ergänzung zu Netzausbau und Sektorkopplung zu Wärme und Verkehr ist begrenzt. Um eine ähnliche Wirkung wie mit Netzausbau zu erzielen, ist ein unrealistisch hoher Ausbau der Speicher mit großem Speichervolumen notwendig.

Aufgrund der geringen Anzahl an modellierten Szenarien können jedoch auch basierend auf den Modellergebnissen nur vorläufige Schlussfolgerungen bzgl. der relativen Bedeutung der einzelnen auf den Marktwert wirkenden Faktoren gezogen werden. Weitere Untersuchungen wären hierzu notwendig. Dies zeigt sich bspw. an der stark veränderten Wirkung des Verbots von Power-to-Heat bei starkem Netzausbau und stark beschränktem Netz.

5 Einordnung der Ergebnisse in bestehende Literatur

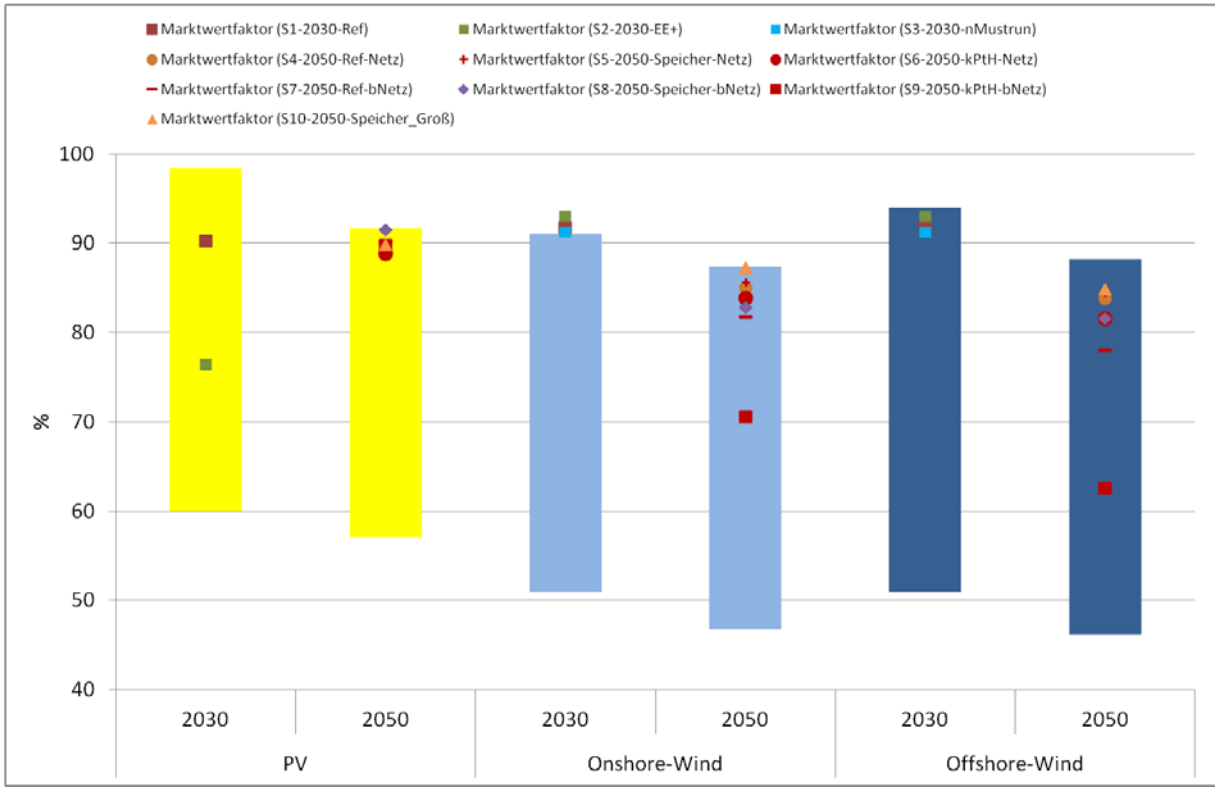
Im Folgenden sollen die Ergebnisse bezüglich der Markwerte mit den Berechnungen anderer Studien verglichen werden. Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen einen Vergleich der errechneten Marktwerte und Marktwertfaktoren mit den bestehenden Ergebnissen aus der Literatur (vgl. Studie „Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien? – Literaturübersicht und weiterer Forschungsbedarf“). Es zeigt sich, dass die Werte weitestgehend innerhalb der bereits berechneten Werte liegen, in den meisten Szenarien jedoch eher im oberen Bereich. Dies lässt sich durch das hohe Maß der Flexibilität im Modell erklären. Für Onshore-Wind ergeben sich für 2030 bei den Marktwertfaktoren leicht höhere Werte als in der bestehenden Literatur.

Abbildung 18: Marktwerte der Erneuerbaren Energien in den berechneten Szenarien im Vergleich zur Literatur[2]



2 Für die Erstellung der Bandbreiten der Grafiken wurde eine Vielzahl von Studien gesichtet. Diese sind im Literaturverzeichnis gelistet.

Abbildung 19: Marktwertfaktoren der Erneuerbaren Energien in den berechneten Szenarien im Vergleich zur Literatur



6 Literatur

Fraunhofer ISI (2015): Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien? - Literaturübersicht und weiterer Forschungsbedarf. Berlin.

7 Anhang

7.1 Modellbeschreibung

PowerACE Europe ist ein lineares Optimierungsmodell, das zur Analyse des europäischen Stromsystems entwickelt wurde. In der Konfiguration für die vorliegende Studie werden der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz (in stündlicher Auflösung) und die kostenoptimalen Investitionen in neue Erzeugungstechnologien unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs berechnet.

Neben der Zielfunktion der Systemkostenminimierung werden im Modell zahlreiche technische und ökonomische Wirkungsmechanismen des Strommarkts beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage über Nebenbedingungen abgebildet.

Eine der Stärken des Modells ist die sehr detaillierte Modellierung der Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auf Basis von räumlich hoch aufgelösten Wetterdaten (7 km x 7 km im deutschen Marktgebiet) werden die Kosten-Potenzial-Kurven für alle Technologien in der entsprechenden Auflösung berechnet und fließen in die Optimierung ein.

Die Modellstruktur mit den wichtigsten Eingangsdaten und Modellergebnissen ist in Abbildung 21 schematisch dargestellt.

Ein zentralerer Aspekt der Modellierung ist die regionale Ausdehnung. Die Modellierung erfolgt in dieser Studie für den europäischen Raum. Zur Begrenzung der benötigen Rechenleistung werden dabei einzelne Länder zu einer Region zusammengefasst. Das verwendete Regionenmodell ist in Abbildung 20 dargestellt.

Abbildung 20: Genutztes Regionenmodell

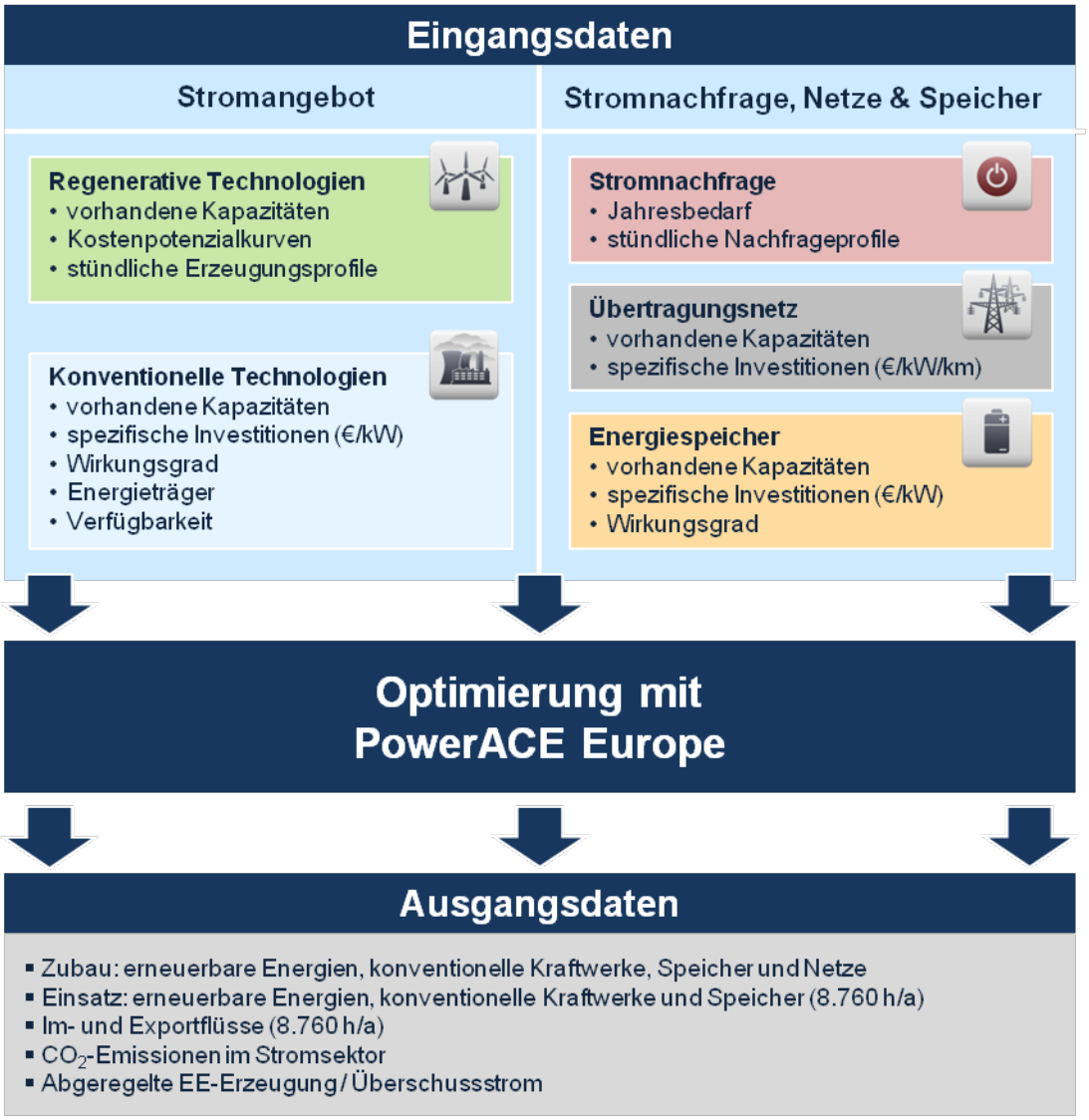



Abbildung 21: Modellstruktur PowerACE Europe