

Netzengpassmanagement: Hintergründe, Stand und Perspektiven

**Kurzanalyse für das Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg**

**Dr. Felix Chr. Matthes
Vanessa Cook (Übersetzung)
Berlin, 27. Mai 2016**

- Mit dem massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geht eine signifikante **räumliche Neustrukturierung** des deutschen Stromerzeugungssystems einher. Bei erwartbar weitgehend unveränderten räumlichen Verbrauchsmustern wird eine Anpassung der Netzinfrastrukturen notwendig. Die entsprechende Ertüchtigung und der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen ist jedoch – aus unterschiedlichen Gründen – mit erheblichen Verzögerungen konfrontiert.
- Vor diesem Hintergrund entstehen aktuell erhebliche **Kosten für das Engpassmanagement**, zum einen für den **Redispatch konventioneller Kraftwerke** und zum anderen für die **Abregelung regenerativer Stromerzeugungsanlagen** im Rahmen des Einspeisemanagements. Diese Kosten sind **aktuell stark gestiegen** und summieren sich derzeit auf etwa 600 Mio. € (Redispatch) bzw. 400 Mio. € (Einspeisemanagement).
- Es handelt sich beim Engpassmanagement im wesentlichen um die **temporäre Folge** einerseits des **verzögerten Netzausbaus** sowie andererseits der **begrenzten Anpassungsgeschwindigkeit des konventionellen Kraftwerksparks**, der unter den Bedingungen anderer räumlicher Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen errichtet worden ist.
- Eine illustrative Trendfortschreibung lässt die **Hypothese**, dass die Kosten des Engpassmanagements bis zum Jahr 2023 auf über 4,2 Mrd. € ansteigen, als sehr **zweifelhaft** erscheinen. Äußerst fraglich sind dabei insbesondere die Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungsabregelung regenerativer Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements.
- Die **Kosten des Einspeisemanagements** sind in den einschlägigen Projektionen für die EEG-Stromerzeugung, die EEG-Umlage und die EEG-Systemkosten implizit enthalten und dürften für eine realitätsnahe Schätzung der effektiven Zusatzkosten durch das Engpassmanagements **nicht doppelt in Ansatz gebracht** werden. Mit dem Einspeisemanagement ergibt sich im wesentlichen eine **Verschiebung der Kosten** aus dem EEG (die über die EEG-Umlage aufzubringen sind) in die Netzkosten (die über die Netznutzungsentgelte aufzubringen sind).

- Bei **Beibehaltung des Zuwachstempos** für die Windstromerzeugung und **Finanzierung des notwendigen Engpassmanagements** können ggf. die nicht unerheblichen Kosten und Konsistenzprobleme anderer Maßnahmen vermieden werden und sind stets gegen diese **abzuwägen**.
- Es existiert eine Reihe von **Optionen** zur übergangsweisen Begrenzung der Kosten für das Engpassmanagement für den Zeithorizont 2025, bei denen das **Zuwachstempo für die Windstromerzeugung beibehalten** werden kann. Dabei ist jedoch eine Reihe von **Kosten-, Konsistenz- und anderen Implikationen** zu berücksichtigen:
 - Option 1: Bei Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung bei stärkerer **Fokussierung** der zusätzlichen Windstromerzeugung auf **Regionen mit geringerer Engpassproblematik** stehen geringeren Kosten des Engpassmanagements höhere Finanzierungskosten für andere (ungünstigere) Standorte gegenüber.
 - Option 2: Bei Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung bei stärkerer **Fokussierung** des EEG auf die **systemdienliche Auslegung** der zusätzlichen Windkraftanlagen können Engpassmanagementkosten ohne wesentlich höhere Finanzierungskosten an anderer Stelle reduziert werden, die die dafür notwendige Umstrukturierung des Finanzierungssystems für die regenerative Stromerzeugung erfordert aber ggf. einen erheblichen Zeitvorlauf.
 - Option 3: Bei Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung und **gezielte Anreizung von Lastverlagerungen, Speicherung oder zusätzlicher Stromnachfrage** (z.B. im Bereich der sog. „Sektorkopplung“) in den Regionen mit Netzengpassproblemen können die Kosten des Netzengpassmanagements reduziert werden, entstehen aber durch die notwendigen (direkten und indirekten) Anreize ggf. zusätzliche Kosten. Jenseits von Nachfrageverlagerung, verlustarmer Stromspeicherung oder durchaus sinnvollen Pilotprojekten entstehen hier jedoch auch zusätzliche Kosten für die zur Sicherung des Umbaupfades für das Stromsystem dann notwendige zusätzliche regenerative Stromerzeugung.

- Option 4: Bei Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung und **Aufspaltung des einheitlichen Marktgebietes** oder die anderweitige Schaffung **räumlicher Preissignale** können zweifelsohne Redispatch-Kosten reduziert werden, Kosteneinsparungen im Bereich des Einspeisemanagements sind eher unsicher. Es entstehen Verteilungswirkungen zu Lasten der Verbrauchsregionen jenseits der Netzengpässe.
- Option 5: Bei Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung und einem (v.a. klimapolitisch gebotenen) **schnelleren Auslaufen der fossilen Stromerzeugung** in den Regionen vor den Netzengpässen können – vor allem für den Zeithorizont 2025 – Kosten des Engpassmanagements nur dann signifikant reduziert werden, wenn die veränderte Abrufreihenfolge (Merit Order) der konventionellen Kraftwerke zu signifikanten Anteilen bei Kraftwerken jenseits der Netzengpässe wirksam wird. Hier besteht dringender Untersuchungsbedarf.
- Eine **massive Abdämpfung** des Ausbaus der Windenergie (als kostengünstigste regenerative Erzeugungsoption) könnte den effektiven **Kostenanstieg** für das Engpassmanagement in **begrenztem Maße** verringern (ca. 600 Mio. €), würde aber zu erheblichen **Problemen mit der Langfristkonsistenz** bezüglich der sehr weitgehenden Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien führen.

- The huge expansion of electricity production from renewable energies requires a significant **spatial restructuring** of Germany's electricity production system. With largely unchanged spatial consumption patterns expected, it will be necessary to adapt network infrastructures. However, the strengthening and expansion of transmission and distribution networks faces considerable delays for a number of reasons.
- Against this background, substantial costs for **congestion management** are currently arising – on the one hand for the **redispatch of conventional power plants** and on the other hand for the **curtailment of renewable power plants** within the scope of feed-in management. These costs **have recently risen sharply** and currently total approx. € 600 million (redispatch) and € 400 million (feed-in management), respectively.
- Congestion management is essentially the **temporary consequence** of **delayed network expansion** and the **limited adaptation speed of the conventional power plant fleet**, which was built under the conditions of different spatial production and consumption structures.
- Based on an illustrative trend projection, the **hypothesis** that the congestion management costs will increase to more than € 4.2 billion by 2023 appears very **doubtful**. In particular, the assumptions for the development of the curtailment of renewable power generation in feed-in management are extremely questionable.
- The **costs of feed-in management** are implicitly included in the projections for electricity production subject to the German Renewable Sources Act (EEG), the EEG surcharge and the EEG system costs. For a realistic estimate of the actual additional costs arising from congestion management, they should **not be applied twice**. Feed-in management essentially brings about a **shifting of costs** from the EEG (arising via the EEG surcharge) to the network costs (arising via the network use charges).

- While **maintaining the speed of growth** of wind power generation and **financing the necessary congestion management**, the not inconsiderable costs and consistency problems of other measures can be avoided and this should always be weighed against them.
- There are a number of **options** for limiting the congestion management costs for the period up to 2025 so that the **speed of growth of wind power generation** can be **maintained**. However, a number of **cost, consistency and other implications** need to be taken into account:
 - Option 1: Maintaining the speed of growth of wind power generation while **focusing** additional wind power generation more strongly on **regions with fewer congestion problems** involves lower costs for congestion management but higher financing costs for other (less favourable) locations.
 - Option 2: While maintaining the speed of growth of wind power generation and **gearing** the EEG more strongly to the **system-compatible design** of additional wind power plants, congestion management costs can be reduced without causing significantly higher financing costs elsewhere. The restructuring of the financing system for renewable electricity production needed for this purpose requires however a considerable lead time.
 - Option 3: While maintaining the speed of growth of wind power generation and introducing **targeted incentives for load shifting, storage or additional electricity demand** (e.g. in the area of so-called “sector coupling”) in the regions with network congestion problems, the costs of network congestion management can be reduced, but additional costs may arise due to the necessary (direct and indirect) incentives. Beyond demand shift, electricity storage with low losses and useful pilot projects, however, additional costs also arise for the additional renewable electricity production needed to safeguard the transition path of the electricity system.

- Option 4: While maintaining the speed of growth of wind power generation and while **splitting up the single market area** or creating **spatial price signals** by other means, redispatch costs can undoubtedly be reduced. Cost savings in feed-in management are rather uncertain. Distributional effects arise to the disadvantage of the consumption regions beyond network congestion.
- Option 5: While maintaining the speed of growth of wind power generation and a **quicker phase-out of fossil fuel electricity production** (necessitated primarily by climate policy) in the regions ahead of the network bottlenecks, the congestion management costs can only be significantly reduced – especially in the period up to 2025 – if the changed merit order of conventional power plants takes effect for significant shares of power plants beyond network congestion. Further analysis is urgently needed here.
- Substantially attenuating the expansion of wind energy (the most cost-effective option of renewable electricity production) could reduce, **to a limited extent**, the **cost increase** arising for congestion management (approx. € 600 million), but would lead to considerable **problems with the long-term consistency** of the far-reaching transition to an electricity supply system based on renewables.

Ziel und Struktur der Untersuchung

- **Mit dem massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geht eine signifikante räumliche Neustrukturierung des deutschen Stromerzeugungssystems einher. Bei erwartbar weitgehend unveränderten räumlichen Verbrauchsmustern wird eine Anpassung der Netzinfrastrukturen notwendig. Die entsprechende Ertüchtigung und der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen ist – aus unterschiedlichen Gründen – jedoch mit erheblichen Verzögerungen konfrontiert.**
- **Zudem verschärft der (historisch entstandene) Zuschnitt des Strommarktgebietes die Herausforderungen im Bereich der Netzengpässe, da Netzengpässe (bzw. die Fähigkeit, Lieferungen unter Beachtung der Netz- und Systemsicherheit realisieren zu können) in den Strommarktauktionen keine Berücksichtigung finden.**
- **Das Auftreten von Netzengpässen erfordert ein entsprechendes Engpassmanagement. Maßnahmen des Engpassmanagements können (kurz- und mittelfristig) an verschiedenen Stellen ansetzen**
 - Anpassung der Strommarktergebnisse für die konventionellen Stromerzeugungsanlagen (Redispatch etc.)
 - Abregelung der Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Einspeisemanagement) durch Eingriffe der Netzbetreiber, jedoch nachrangig zum Redispatch
 - bei der Veränderung des Zuschnitts der Marktgebiete (Preiszone) durch einen Eingriff des Regulierers
- **Es handelt sich beim Engpassmanagement im wesentlichen um die temporäre Folge einerseits des verzögerten Netzausbaus sowie andererseits der bisher begrenzten Anpassungsgeschwindigkeit des konventionellen Kraftwerksparks, der unter den Bedingungen anderer räumlicher Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen errichtet worden ist und durch ein besonders hohen Anteil von Kraftwerken mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten im Norden, Osten bzw. Westen Deutschlands, also vor den wichtigsten Netzengpässen geprägt ist.**
- **Mit Blick auf die Gestaltung eines Stromsystems mit insgesamt und auch längerfristig möglichst günstigen Systemkosten sind Maßnahmen des Engpassmanagements durchaus auch längerfristig sinnvoll, wenn sie erstens den Teil des (langfristig) besonders teuren Netzausbaus vermeiden können, zweitens die übergeordneten energiepolitischen Ziele (schrittweise Dekarbonisierung des Energiesystems über eine Umstellung auf erneuerbare Energien) nicht konterkarieren und drittens die Kosten und Verteilungseffekte im Vergleich zu den Effekten eines Neuzuschnitts des Marktgebietes verhältnismäßig bleiben.**

- **In diesem Kontext sind bezüglich des Engpassmanagements die jeweiligen Mengen und Kosten von erheblicher Bedeutung. Vor diesem Hintergrund verfolgt die hier vorgelegte Kurzanalyse folgende Ziele:**
 - Darstellung der aktuellen Entwicklungen im Bereich des Engpassmanagements
 - Plausibilitätsprüfung der in der aktuellen Diskussion vorgebrachten Hypothese, dass bis 2023 die Kosten für Redispatch auf ca. 1,6 Mrd. € und die für das Einspeisemanagement auf ca. 2,6 Mrd. € ansteigen könnten
 - Diskussion unterschiedlicher Alternativen zur Verringerung der Kosten des Engpassmanagements
- **Die Untersuchung wird in fünf aufeinander aufbauenden Analyseschritten vollzogen**
 - Spezifikation der verschiedenen Möglichkeiten des Engpassmanagements
 - Entwicklung des Umfangs und der Kosten für die unterschiedlichen Teilbereiche des Engpassmanagements auf Grundlage der verfügbaren Datenbasen für die Ist-Entwicklung
 - Darstellung der Referenzentwicklung für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien hinsichtlich Strommengen und (System-) Kosten (bezugnehmend auf Öko-Institut (2016): Analyse unterschiedlicher Ansätze zur Festlegung der Ausschreibungsmengen im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016 (EEG 2016). Berlin, 8. März 2016)
 - Einordnung und Plausibilitätsprüfung der o.g. Hypothese, dass die Kosten für das Engpassmanagement bis 2023 auf über 4,2 Mrd. € ansteigen könnten
 - Diskussion unterschiedlicher Optionen zur Minderung der Kosten des Engpassmanagements

Spezifikation der wichtigsten Maßnahmen des Engpassmanagements

- **Maßnahmen des Engpassmanagements im Bereich der konventionellen Erzeugung**

- Redispatch (rechtliche Basis §13 Abs. 1 EnWG, Definition in Anlehnung an Monitoringbericht 2015): Eingriff in den durch die Auktion an der Strombörse (marktbasiert) ermittelten Fahrpläne konventioneller Kraftwerksblöcke zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch).

Die (mengenmäßig) größte Rolle (über 70%) spielt hier aktuell der strombedingte Redispatch, mit dem kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken vermieden oder beseitigt werden. Über den mengenmäßig derzeit weniger bedeutsamen spannungsbedingten Redispatch wird die Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung aufrechterhalten.

Durch die Drosselung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke, die vor dem Netzengpass einspeisen, bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke, die hinter dem Netzengpass einspeisen, wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Die gesamte Einspeiseleistung innerhalb der jeweiligen Systemgrenzen bleibt unverändert.

Kraftwerke, für die die Minderung ihrer Produktion angeordnet wurde, erhalten für die Minderproduktion den am Markt ersteigerten Preis, müssen jedoch ihre vermiedenen Betriebskosten abführen. Kraftwerken, die angewiesen wurden, ihre Produktion zu erhöhen, wurden in der Vergangenheit die Betriebskosten und unter bestimmten Bedingungen ein Teil ihrer Fixkosten erstattet. Diese Praxis wurde jedoch durch richterliche Entscheidung vom 28. April 2015 aufgehoben. Zukünftig werden diese Kraftwerke auch Deckungsbeiträge auf ihre Fixkosten erstattet bekommen, die dafür notwendigen Regelungen stehen jedoch noch aus.

Die Gesamtkosten des Redispatch entstehen aus dem Saldo der zusätzlichen Produktionskosten und der Abführungen eingesparter Betriebskosten. Die Kosten für den Redispatch werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

- Andere Maßnahmen im Bereich der konventionellen Erzeugung bzw. der Nachfrage (Countertrading, Reservekraftwerke, zu- und abschaltbare Lasten) werden in der hier vorliegenden Kurzanalyse nicht weiter betrachtet.

- **Maßnahmen des Engpassmanagements im Bereich der regenerativen Erzeugung**

- Einspeisemanagement (rechtliche Basis §13 Abs. 2 und 2a Satz 3 i.V.m. §§14 und 15 EEG sowie § 4 Abs. 2 S. 1 KWKG), Definition in Anlehnung an Monitoringbericht 2015):

Vorrübergehende Abregelung von Stromerzeugung aus über das EEG oder das KWKG finanzierten Anlagen durch die verantwortlichen Netzbetreiber, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Die grundsätzlich gegenüber der konventionellen Erzeugung bevorrechtigte Einspeisung aus regenerativen oder KWK-Stromerzeugungsanlagen kann dabei nur unter bestimmten Voraussetzungen abgeregelt werden, insbesondere wenn die Abregelungsmaßnahmen gegenüber den konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft worden sind.

Der Betreiber der abgeregelten regenerativen oder KWK-Stromerzeugungsanlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme. Auf der Grundlage der aktuell geltenden gesetzlichen Regelungen beträgt diese Entschädigung für den Bereich der über das EEG finanzierten Stromerzeugungsanlagen 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen (bei entgangenen Einnahmen von weniger als 1% der Jahreseinnahmen beträgt die Entschädigung 100% der entgangenen Einnahmen).

Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die jeweiligen Maßnahme des Einspeisemanagements liegt. Die Auszahlung erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, lag die Ursache für das Einspeisemanagement bei einem anderen Netzbetreiber, so muss dieser dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

Der jeweilige Netzbetreiber kann die Kosten für die Entschädigungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, wenn er alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze ausgeschöpft hat.

Umfang und Kosten für die unterschiedlichen Teilbereiche des Engpassmanagements

Redispatch konventioneller Kraftwerke

Umfang, Kosten und Kennziffern

	Engpassmanagement bei konventionellen Kraftwerke				Erzeugung konventionelle Kraftwerke	Anteil Engpassmanagement**	Kosten spezifisch	
	Umfang gesamt*	Kosten						
		Redispatch	Counter-trading	Andere				Summe
	GWh	Mio. €			TWh		EUR/MWh	
2007	-	-	-	-	30	545	-	-
2008	-	45	0	-	45	541	-	-
2009	-	25	1	-	26	495	-	-
2010	-	13	35	-	48	522	-	-
2011	-	42	88	-	129	483	-	-
2012	2.566	165	0	-	165	481	0,5%	64
2013	2.278	-	-	-	133	481	0,5%	58
2014	2.600	-	-	-	187	460	0,6%	72
2015 Q1-3	4.291	-	-	-	393	335	1,3%	92
2015 Q1	1.709	-	-	-	196	127	1,3%	115
2015 Q2	915	-	-	-	70	101	0,9%	76
2015 Q3	1.667	-	-	-	127	107	1,6%	76
2015 Q4	-	-	-	-	-	121	-	-

Anmerkung: * angewiesene Drosselung der Erzeugung insgesamt. - ** Summenwert für die angewiesene Drosselung der Erzeugung bezogen auf die konventionelle (nicht erneuerbare) Bruttostromerzeugung

Engpassmanagement für konventionelle Kraftwerke, 2007-2015

	Remptendorf-Redwitz	Gebiete Mecklar/Borken/Gießen	Gebiete Lehrte/Wahle/Wolmirstedt	Gebiete Vierraden-Krajnik (PL)	Gebiete Hamburg-Flensburg/Conneforde	Summe
	GWh					
2012	1.291	-	324	34	55	1.962
2013	923	367	256	142	119	2.065
2014	1.073	152	207	351	176	2.368
2015 Q1-3	1.773	335	67	891	579	3.868
2015 Q1	1.241	-	36	180	216	1.709
2015 Q2	195	208	18	89	111	639
2015 Q3	337	127	13	622	252	1.520
2015 Q4	-	-	-	-	-	-
2012	66%	-	17%	2%	3%	100%
2013	45%	18%	12%	7%	6%	100%
2014	45%	6%	9%	15%	7%	100%
2015 Q1-3	46%	9%	2%	23%	15%	100%
2015 Q1	73%	0%	2%	11%	13%	100%
2015 Q2	31%	33%	3%	14%	17%	100%
2015 Q3	22%	8%	1%	41%	17%	100%
2015 Q4	-	-	-	-	-	-

Umfang der strombedingten Redispatch-Maßnahmen nach verursachenden Netzregionen, 2012-2015

• Datenbasis der Bundesnetzagentur (Monitoringberichte 2008 bis 3. Quartal 2015)

- Engpassmanagement-Maßnahmen im Bereich der konventionellen Kraftwerke erfassen 2015 wahrscheinlich mehr als 5 TWh
- dies entspricht 1,3% der konventionellen Stromerzeugung (berechnet auf Basis der gesamten angewiesenen Produktionsdrosselung und der gesamten konventionellen Stromerzeugung)
- im Vergleich zu 2014 werden sich 2015 Umfang und Kosten der (v.a. Redispatch-) Maßnahmen mehr als verdoppeln
- die spezifischen Redispatch-Kosten (Kostensaldo bezogen auf die angewiesene Drosselung der Erzeugung) bewegen sich in einer Bandbreite von etwa 60 bis 115 €/MWh, aktuell liegen sie bei etwa 75 €/MWh
- die Mehrzahl der Redispatch-Maßnahmen werden durch einige zentrale Netzengpass-Regionen dominiert
- durch die Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ wird ein zentraler Engpass (Remptendorf-Redwitz) ab 2016 zumindest übergangsweise entschärft
- insbesondere die Engpässe in Norddeutschland gewinnen dagegen massiv an Bedeutung.

Einspeisemanagement regenerativer Anlagen

Umfang, Kosten und Kennziffern

	Einspeisemanagement			Erzeugung		Anteil Erpass- manage- ment*	Kosten spezifisch	
	Umfang gesamt	Kosten		regenerative Erzeugung gesamt	Wind (On- und Offshore)			
		UNB	VNB					gesamt
	GWh	Mio. €		TWh		EUR/MWh		
2009	74	-	-	6	88	40	0,1%	82
2010	127	-	-	10	93	41	0,1%	81
2011	421	-	-	33	95	39	0,4%	80
2012	385	-	-	33	105	38	0,4%	86
2013	555	16	28	44	124	49	0,4%	79
2014	1.581	26	57	83	144	51	1,1%	52
2015	Q1-3/4	2.687	17	259	276	196	1,8%	103
2015	Q1	1.135	8	109	117	48	2,4%	103
	Q2	737	3	74	77	50	1,5%	104
	Q3	815	7	76	83	48	1,7%	102
	Q4	-	-	-	50	29	-	-

Anmerkung: * Umfang des gesamten Einspeisemanagements bezogen auf die gesamte regenerative Stromerzeugung, für 2015: 1. bis 3. Quartal

Einspeisemanagement für regenerative Stromerzeugungsanlagen, 2009-2015

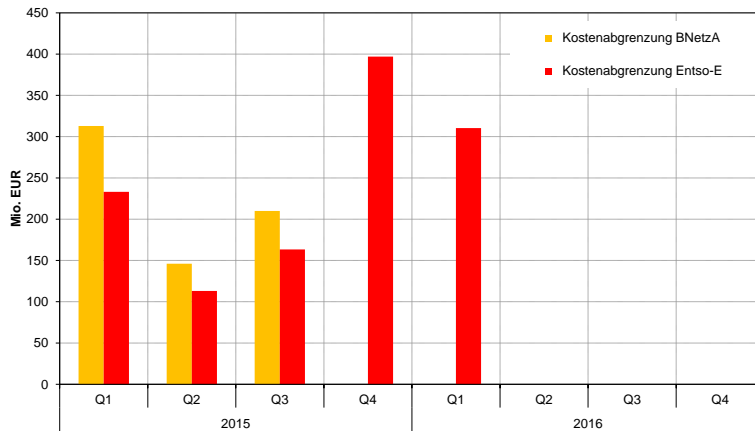
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Jahr
	TWh												
Regenerative Stromerzeugung insgesamt													
2012	14,1	11,1	12,3	11,6	12,8	12,3	12,2	11,4	11,6	11,4	10,7	12,4	144,0
2013	11,9	9,6	13,3	12,7	13,1	14,1	12,9	12,4	12,0	13,8	11,5	15,1	152,4
2014	13,5	13,8	14,3	13,3	14,6	13,5	13,5	14,3	11,7	12,3	11,5	16,2	162,5
2015	17,5	12,9	17,4	16,9	17,4	15,8	17,8	15,1	15,0	12,1	18,5	19,5	195,9
2016	17,0	18,3	15,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,7
Windstromerzeugung insgesamt													
2012	7,8	5,1	4,4	3,7	3,2	3,2	2,9	2,4	3,3	4,1	4,3	6,2	50,7
2013	5,5	3,5	5,1	3,6	3,1	3,7	1,9	2,6	3,7	6,0	4,7	8,2	51,7
2014	6,9	6,9	5,1	4,0	4,1	2,8	2,6	3,7	2,7	4,2	4,4	9,9	57,4
2015	10,7	6,0	8,3	6,0	6,0	4,7	6,7	4,4	6,2	4,4	11,8	12,8	88,0
2016	10,3	10,9	6,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,9
Solarstromerzeugung insgesamt													
2012	0,5	1,0	2,2	2,5	3,8	3,4	3,6	3,7	2,8	1,7	0,8	0,3	26,4
2013	0,4	0,7	2,4	3,3	3,7	4,5	5,4	4,3	2,8	2,0	0,8	0,8	31,0
2014	0,8	1,8	3,6	4,0	4,5	5,3	4,9	4,3	3,2	2,2	1,1	0,4	36,1
2015	0,6	1,5	3,1	4,9	4,9	5,0	5,4	5,1	3,6	2,2	1,3	0,9	38,4
2016	0,7	1,4	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7

Regenerative Stromerzeugung nach Monaten, 2012-2016

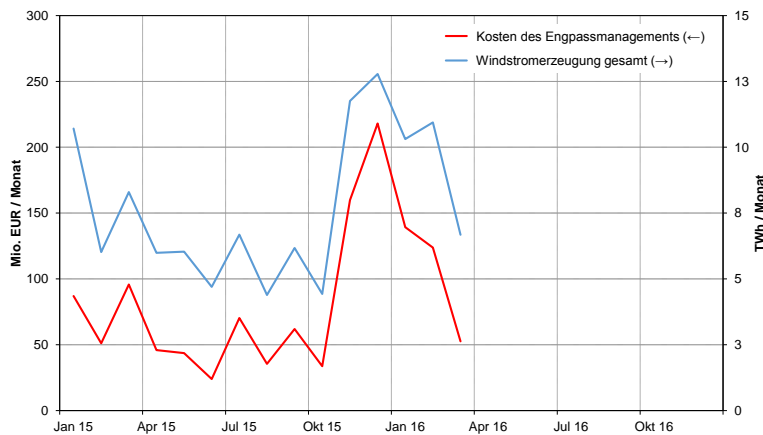
Datenbasis der Bundesnetzagentur (Monitoringberichte 2008 bis 3. Quartal 2015)

- Einspeisemanagement-Maßnahmen im Bereich der regenerativen Erzeugungsanlagen erfassen 2015 wahrscheinlich mehr als 3,5 TWh
- dies entspricht ca. 1,8% der regenerativen Stromerzeugung
- im Vergleich zu 2014 werden sich 2015 Umfang und Kosten der Einspeisemanagement-Maßnahmen mehr als verdoppeln
- die Einspeisemanagement-Maßnahmen werden typischerweise zu sehr hohe Anteilen (90% und mehr) durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) und nur zu geringen Anteilen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veranlasst und vergütet
- vom Einspeisemanagement werden nach wie vor ganz überwiegend Windkraftanlagen erfasst (meist über 80%),
- die spezifischen Kosten des Einspeisemanagements lagen in den Jahren vor 2015 meist bei Werten um 80 €, aktuell bei etwas über 100 €/MWh
- die deutliche Erhöhung des Einspeisemanagements im Jahr 2015 ist vor allem durch die exzeptionell hohen Zuwachs der Windstromerzeugung im Jahr 2015 erklärbar (hoher Zubau, sehr gutes Winddarangebot)

Kosten des Engpassmanagements nach der Berichterstattung von Entso-E



Kosten des Engpassmanagements in den Kostenabgrenzungen von BNetzA und Entso-E, 2015-2016

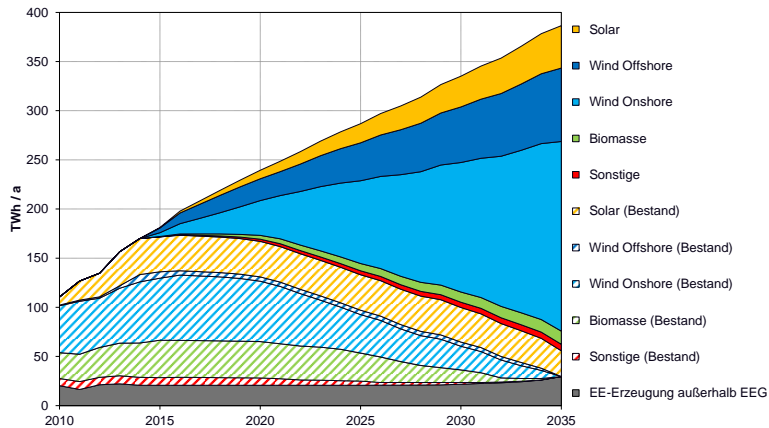


Kosten des Engpassmanagements nach Entso-E und monatliche Windstromerzeugung, 2015-2016

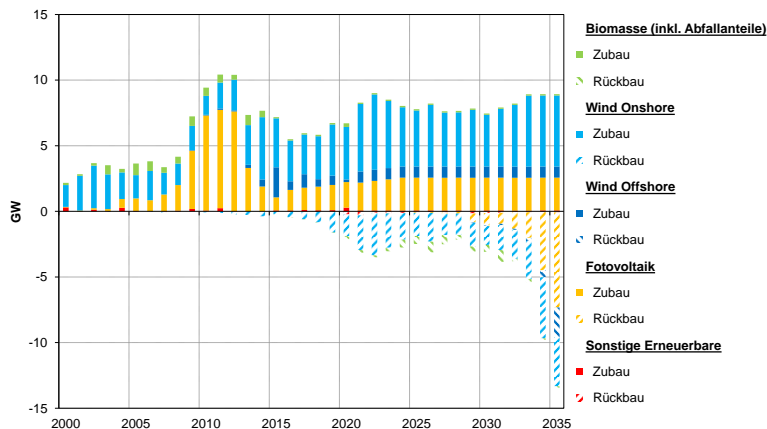
- **Datenbasis des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) (Datenbestand Januar 2015 bis März 2016)**

- Entso-E berichtet die Daten für Redispatch, Lastabwurf und Einspeisemanagement ohne weitere Differenzierung und (wahrscheinlich) nur für die Übertragungsnetzbetreiber; die (geringen) Kosten für Countertrading werden gesondert ausgewiesen
- die von Entso-E berichteten Kosten des Engpassmanagements repräsentieren aktuell einen Anteil von etwa 75 bis 78% der von der BNetzA berichteten Kostenschätzungen (die wiederum – ohne bisher öffentlich dokumentierte Methode – teilweise auf den von Entso-E berichteten Kostendaten beruhen)
- die von Entso-E berichteten monatlichen Kostendaten zum Engpassmanagement korrelieren sehr stark mit der monatlichen Windstromerzeugung in Deutschland (On- und Offshore-Windkraftherzeugung gesamt, auf Basis der in der BDEW-Schnellstatistik berichteten Daten)

Referenzentwicklung für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien



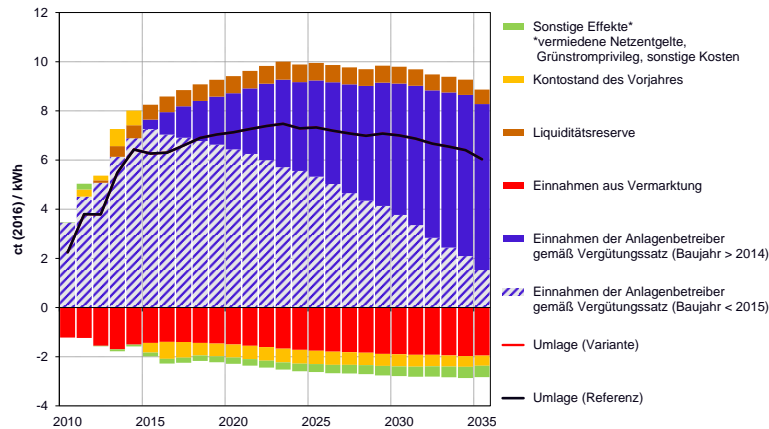
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2010-2035



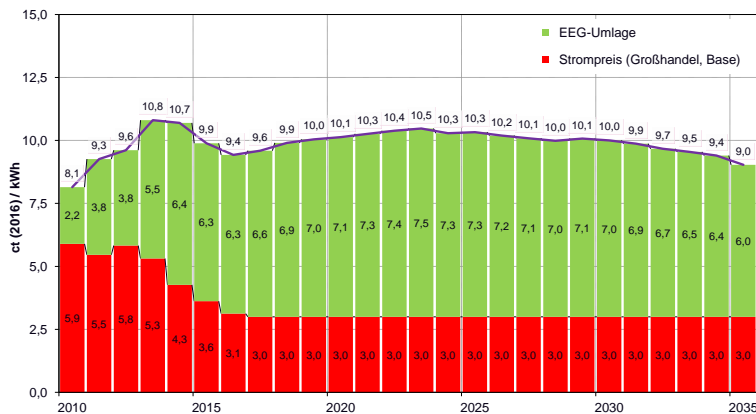
Zu- und Rückbau von Stromerzeugungskapazitäten
auf Basis erneuerbarer Energien, 2010-2035

- **Jährliche Zubau-Ziele des EEG 2014**
 - 2,5 GW Onshore-Wind (netto: Zubau minus Abbau): werden aktuell übertroffen
 - 2,5 GW Fotovoltaik (brutto: nur Zubau): werden aktuell deutlich verfehlt
 - bis zu 100 MW Biomasse (brutto: nur Zubau)
- **Gesamt-Ausbauziele für Offshore-Wind**
 - 6,5 GW bis 2020
 - 15 GW bis 2030
- **Nach 2020 kommt dem Ersatz älterer Anlagen eine zunehmend wichtige Rolle zu**
 - ab 2020 zunächst für Onshore-Wind und – in begrenztem Rahmen für Biomasse –relevant
 - ab 2030 zunehmende Rolle von PV – unter Voraussetzung der Annahme, dass PV-Anlagen auch nach Auslaufen der Förderdauer noch ca. 5 Jahr weiter betrieben werden, andernfalls schon ab 2025
- **Ergebnisse unter Referenzannahmen**
 - Regenerative Stromerzeugung von ca. 285 TWh in 2025 sowie 385 TWh in 2035
 - relativ stetiger Zuwachs der Stromerzeugung, relativ wenig schwankende Neubauvolumina
 - Anteil am Bruttostromverbrauch (Referenzfall) von 51% in 2025 sowie 70% in 2035

Referenzprojektion EEG-Umlage und Systemkosten-Indikator



Zahlungen an die Betreiber, Vermarktungserlöse und die EEG-Umlage, 2010-2035 (in Preisen von 2016)



Summe aus EEG-Umlage und Großhandelspreis für Strom, 2010-2035 (in Preisen von 2016)

- Bei weiterhin niedrigen Großhandelspreisen für Strom (30 €/MWh) müssen über das EEG bzw. die EEG-Umlage erhebliche Differenzbeträge zur Deckung der Vollkosten der Anlagen aufgebracht werden
- Die Erträge der Erzeugungsanlagen auf Basis On- und Offshore-Wind sowie PV liegen bei erheblichen Marktanteilen erheblich unter dem mittleren Börsenstrompreis
- Die EEG-Umlage
 - steigt im Zeitraum 2020/2025 auf Werte von bis zu 7,5 ct/kWh an
 - geht nach Abgeltung der Innovationkosten für PV (und später der Offshore-Windkraft) trotz wachsender Erzeugungsanteile der erneuerbaren Energien stetig und leicht zurück
 - ist jedoch kein sinnvoller Bewertungsindikator.
- Sinnvoller ist die integrierte Betrachtung des Börsenstrompreises und der EEG-Umlage als Orientierungsgröße für die Systemkosten
 - im Zeitraum 2020/2025 wird nach einem leichten Absinken noch einmal ein Plateau von ca. 10,5 ct/kWh erreicht, dann gehen die Werte zurück
 - die Höchstwerte von 2013/2014 (10,8 bzw. 10,9 ct/kWh) werden nicht wieder erreicht

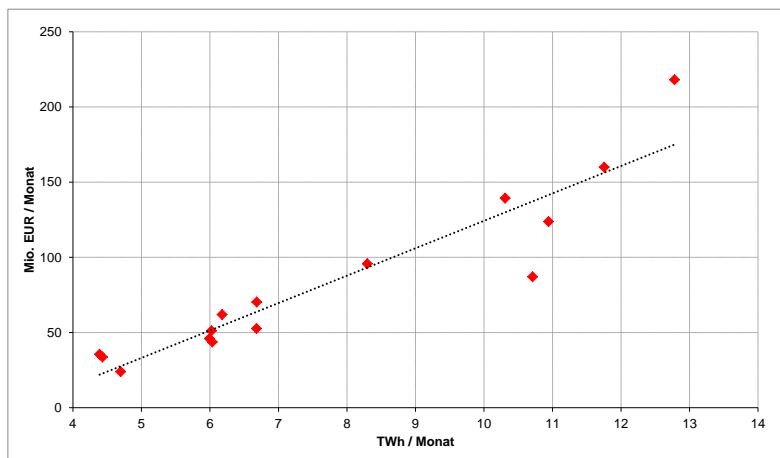
**Plausibilitätsprüfung der Hypothese,
dass die Kosten für das Engpassmanagement bis 2023
auf über 4,2 Mrd. € ansteigen könnten**

- **Zu diskutierende Hypothesen und deren Implikationen**

- die Redispatch-Kosten im Bereich der konventionellen Kraftwerke steigen von derzeit ca. 600 Mio. € (eigene Hochrechnung für 2015) bis 2023 auf etwa 1,6 Mrd. €, damit unterliegen etwa 5% der konventionellen Stromerzeugung einer Drosslung der Erzeugung durch den Redispatch
- die Kosten des Einspeisemanagements bei regenerativen Stromerzeugungsanlagen steigen von derzeit etwa 400 Mio. € (eigene Hochrechnung für 2015) auf ca. 2,6 Mrd. € im Jahr 2023, in der Referenzentwicklung (ca. 270 TWh Regenerativstrom in 2023) ergibt sich eine Abregelung von ca. 9% der gesamten regenerativen Stromerzeugung bzw. (rein rechnerisch) etwa 19% der Stromerzeugung aus den ab 2015 zugebauten Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

- **Annahmen für die weitergehende Plausibilitätsprüfung**

- Brennstoff-, CO₂- und Strompreise bleiben etwa auf dem aktuellen Niveau
- strukturelle Zusammenhänge für die Kosten des Engpassmanagements bleiben in etwa gleich



Trend-Zusammenhang zwischen Windstromerzeugung und Kosten des Engpassmanagements (nach Entso-E)

- **Eine illustrative Fortschreibung der aktuell beobachtbaren Trend-Zusammenhänge ergibt**

- für einen Zuwachs der Windstromerzeugung um etwa 70% bis 2023 Kosten des gesamten Engpassmanagements in der Entso-E-Abgrenzung von etwa 2 Mrd. € bzw. 2,7 Mrd. € in der Abgrenzung der BNetzA, davon würden 1,6 Mrd. € auf den Redispatch konventioneller Anlagen entfallen
- für einen Zuwachs der Windstromerzeugung um etwa 40% bis 2023 Gesamtkosten des Engpassmanagements von etwa 1,55 bzw. 2,1 Mrd. €, davon würden 1,2 Mrd. € auf den Redispatch konventioneller Anlagen entfallen

- **Einordnung der Kostenniveaus**

- für die die Gesamtkosten des Engpassmanagements erscheint die Hypothese von 4,2 Mrd. € selbst bei einem vergleichsweise starken Ausbau der Windstromerzeugung als deutlich zu hoch, die eigene Trendfortschreibung ergibt hier mit 2,7 Mrd. € einen um ca. 1,5 Mrd. € niedrigeren Wert
- hinsichtlich der Redispatch-Kosten liegen die beiden Kostenschätzungen mit jeweils 1,6 Mrd. € durchaus in der gleichen Größenordnung
- massive Abschätzungsunterschiede bestehen dagegen im Bereich des Einspeisemanagements für regenerative Erzeugungsanlagen, für die eigene Trendfortschreibung ergibt sich hier mit einem Wert von ca. 1,1 Mrd. € ein um etwa 60% bzw. 1,5 Mrd. € niedrigeres Kostenniveau; auch liegt der über eine Rückrechnung ermittelte Gesamtumfang für die Abregelung regenerativer Stromerzeugung von gut 10 TWh mit etwa 5% der gesamten regenerativen Stromerzeugung auf einem (zu) hohen, aber deutlich plausibleren Wert

- **Einordnung der Kostenzurechnungen**

- die Kosten für den zunehmenden Redispatch konventioneller Kraftwerke sind bis zur Errichtung der für die Beseitigung der Netzengpässe notwendigen Infrastrukturen mit einiger Wahrscheinlichkeit als relativ robust anzusehen, bei einer massiven Abdämpfung des Windkraftausbaus in Norddeutschland (für das Jahr 2023 betreffe dies eine Verringerung der installierten Windleistung mit einem Stromerzeugungspotenzial von etwa 25 TWh) lägen die Redispatchkosten wahrscheinlich um etwa 400 Mio. € unter dem o.g. Wert
- die Kosten für das Einspeisemanagement sind letztlich in der Projektion für die Kosten des EEG und der EEG-Systemkosten (s.o.) bereits enthalten, sie fallen im Rahmen der derzeit geltenden Regelungen weitgehend unabhängig von der Frage an, ob und in welchem Umfang die Netzengpässe zum Einspeisemanagement führen oder nicht

- **Merkposten: Die Kosten des Netzengpassmanagements sind in der derzeitigen Phase der Transformation des Stromsystems in Richtung einer weitgehend erneuerbaren Stromerzeugung zu wesentlichen Teilen temporärer Natur. Sie resultieren aus den Verzögerungen bei der Netzverstärkung und beim Netzausbau und werden mit der Realisierung dieser Netzverstärkungen abgebaut. Gleichzeitig bilden die Kosten des Engpassmanagements (bei sonst als gleich angenommenen Rahmenbedingungen) eine wichtige Bewertungsgröße für den ökonomisch sinnvollen Umfang des Netzausbaus.**

Optionen zur Minderung der Kosten des Engpass- managements

- Die Sicherung des hinreichend dimensionierten und raschen Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze bildet vor dem Hintergrund des Langfristziels einer weitgehend regenerativen Stromversorgung zumindest für die nächsten zwei Dekaden zweifelsohne die wichtigste sowie kostengünstigste und richtungssichere Option zur Begrenzung des notwendigen Engpassmanagements. Angesichts der eingetretenen Verzögerungen bei der Netzverstärkung und beim Netzausbau können sich Übergangsoptionen als sinnvoll erweisen, deren Adressierung jedoch in keinem Fall zu weiteren Verzögerungen bei der Verstärkung der Netzinfrastrukturen führen sollte.
- Die Liste der vor in diesem Kontext diskutierten (Übergangs-) Optionen ist indikativ und keinesfalls als abschließend zu verstehen, die Bewertungen sind ausschließlich qualitativer Natur .
- **Option 0: Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung und Finanzierung des notwendigen Engpassmanagements**
 - Angesichts der sich nur übergangsweise (bis zur Fertigstellung der entsprechenden Netzprojekte) verschärfenden Engpassproblematik und der erheblichen Bewertungsunsicherheiten wären die Kosten dieser Option sorgfältig abzuwägen mit den Zusatzkosten bzw. den darüber hinausgehenden Implikationen anderer Optionen.
- **Option 1: Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung bei stärkerer Fokussierung der zusätzlichen Windstromerzeugung auf Regionen mit geringerer Engpassproblematik**
 - Mit dieser sehr naheliegenden Option werden die Kosten des Engpassmanagements in allen Facetten verringert, gleichzeitig entstehenden aber durch die hier wahrscheinlich zum Zuge kommenden, ungünstigeren Standorte zusätzliche Finanzierungsnotwendigkeiten im Rahmen des EEG.
- **Option 2: Beibehaltung des Zuwachstempos für die Windstromerzeugung bei stärkerer Fokussierung des EEG auf die systemdienliche Auslegung der zusätzlichen Windkraftanlagen**
 - Mit dieser Option (vgl. dazu Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, Oktober 2014) kann bei gleichem Niveau der Stromerzeugung und ohne wesentlich höhere Finanzierungskosten ein weniger Peak-lastiges Erzeugungsprofil realisiert werden und würden die Kosten des Engpassmanagements (deutlich) reduziert. Der zentrale Nachteil dieser Option besteht vor allem im notwendigen Vorlauf für die mit einem solchen Modell einhergehende Umstrukturierung des (EEG-) Finanzierungsmodells für die regenerative Stromerzeugung. ²⁵

- **Option 3: Beibehaltung des Zuwachstemplos für die Windstromerzeugung und gezielte Anreizung von Lastverlagerungen, Speicherung oder zusätzlicher Stromnachfrage (z.B. im Bereich der sog. „Sektorkopplung“) in den Regionen mit Netzengpassproblemen**
 - Mit dieser Option kann der Umfang des Engpassmanagements reduziert werden. Gleichzeitig entstehen für die hier notwendigen Anreize (direkt oder indirekt über Ausnahmeregelungen bei Steuern, Abgaben und Umlagen) zusätzliche Kosten. Soweit die Maßnahmen nicht auf die Nachfrageverlagerung oder die verlustarme Stromspeicherung abzielen, sondern auf die Erzeugung erheblicher zusätzlicher Stromnachfragen, müssen darüber hinaus auch die Kosten des dann notwendigen, zusätzlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung mit in die Bewertungen einbezogen werden, die zur Sicherung des Umbaupfades für die weitgehende Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien notwendig bleiben. Entsprechende Pilotvorhaben sind aus der längerfristigen Perspektive sinnvoll, relevante Kostenreduktionen sind damit kurzfristig nicht erzielbar.
- **Option 4: Beibehaltung des Zuwachstemplos für die Windstromerzeugung und Aufspaltung des einheitlichen Marktgebietes oder die anderweitige Schaffung räumlicher Preissignale**
 - Mit dieser Option können zweifelsohne Umfang und Kosten der Redispatch-Maßnahmen reduziert werden. Gleichzeitig entstehen Verteilungswirkungen zu Lasten der Verbrauchsregionen jenseits der Netzengpässe und die entsprechenden politischen Herausforderungen. Ob bzw. in welche Maße bei sonst gleich bleibenden Rahmenbedingungen das Niveau und die Kosten des Einspeisemanagements für erneuerbare Energien zurückgeführt werden könnte, bleibt unsicher.
- **Option 5: Beibehaltung des Zuwachstemplos für die Windstromerzeugung und schnelleres Auslaufen der fossilen Stromerzeugung in den Regionen vor den Netzengpässen**
 - Mit einer vor allem aus klimapolitischen Gründen gebotenen schnelleren Außerbetriebnahme von alten CO₂-intensiven (Kohle-) Kraftwerken vor den Netzengpässen könnten bestimmte Maßnahmen des Engpassmanagements reduziert werden. In welchem Ausmaß und in welchem Verhältnis die entsprechenden Veränderungen in der Abruflistenfolge (Merit Order) des Kraftwerksparks einerseits zu Produktionsausweitungen von Kraftwerken nach den Netzengpässen führen (und so die Kosten des Einspeisemanagements sinken), sich andererseits aber auch Produktionsausweitungen vor den Netzengpässen ergeben (die die Kosten des Engpassmanagements tendenziell wieder erhöhen) ist unsicher. Hinreichend belastbare Untersuchungen zur Robustheit der entsprechenden Wirkungen stehen noch aus.

- **Option 6: Reduzierung des Wachstumstempus für die Windstromerzeugung**
 - Mit dieser Option können zweifelsohne Umfang und Kosten der Redispatch- wie auch der EEG-Kosten bzw. der komplementären Kosten des Einspeisemanagements reduziert werden. In der Bandbreite der hier aktuell diskutierten Entwicklungskorridore (170 vs. 135 TWh Windstromerzeugung im Jahr 2025) sind diese Kosteneinsparungen jedoch einerseits begrenzt. Andererseits wird die Stetigkeit des für einen Umbau des Stromsystems mittel- und langfristig notwendigen Windkraftausbaus gefährdet, die angesichts der anstehenden hohen Ersatzinvestitionen gerade in den 2020er Jahren ohnehin vor erheblichen Herausforderungen steht. Auch die mit der Nicht-Stetigkeit des Umbaupfades für das Stromsystem entstehenden (zukünftigen) Kostensteigerungen wären hier mit zu berücksichtigen.

Kontakt

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de
twitter.com/FelixMatthes

