

# Zielkonflikte in der Stromerzeugung im Kontext der Energiewende

Sven Bode und Helmuth-M. Groscurth  
Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Am Waldpark 18, 22589 Hamburg

erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2012), H. 12, S. 19 – 23

**In dem Maße, wie der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zunimmt, wird der Bedarf an einer „Konkretisierung der Energiewende“ deutlich. Der vorliegende Beitrag stellt verschiedene technische Optionen und institutionelle Aufgaben sowie die daraus resultierenden Zielkonflikte dar, die bei künftigen politischen Entscheidungen explizit berücksichtigt werden sollten.**

## 1 Ziele der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Stromerzeugung im Besonderen sind gekennzeichnet durch das klassische Zieldreieck

- zu jeder Zeit ausreichend Energie bereitzustellen und zwar
- so umweltverträglich und so sicher wie möglich und
- so kostengünstig wie möglich.

Diese Ziele stehen in Konkurrenz zueinander. Für Optimierungsaufgaben mit zum Teil konkurrierenden Zielen kann durch unterschiedliche Gewichtung der Ziele ein Lösungsraum mit theoretisch gleichwertigen Lösungen beschrieben werden.

In der Praxis werden die drei Hauptziele in eine ganze Reihe von Unterzielen heruntergebrochen, die in der Gesellschaft teilweise sehr kontrovers diskutiert werden.

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Energiekonzept zunächst darauf festgelegt, dass bis 2050 die Treibhausgasemission um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert werden sollen und dass 80% des in Deutschland benötigten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen soll. Nach dem Reaktorunfall von Fukushima wurde zudem beschlossen, dass die Kernenergie nach 2022 nicht mehr genutzt werden soll.

Für eine ganze Reihe weiterer Fragen ist dagegen noch keine Festlegung erfolgt. Dazu gehören unter anderem folgende Punkte:

- Wie wird Versorgungssicherheit definiert?
  - Welchen Anteil an Stromimporten wollen wir zulassen?
  - Wie hoch darf die Ausfallwahrscheinlichkeit des Systems werden?
  - Wie wird das System gegen mögliche Angriffe geschützt?
- Soll die Versorgungsstruktur eher zentral oder dezentral ausgerichtet sein oder besser gesagt, soll der Transport großer Strommengen über große Strecken die Regel oder die Ausnahme sein?

- Welches Gewicht erhalten die Energieerzeugungskosten bei der Auswahl der Technologien?

Antworten auf diese Fragen sind entscheidend, wenn es darum geht, das Energiesystem von morgen zu entwerfen. Der Strommarkt in seiner heutigen Form ist nicht in der Lage, die entsprechenden Antworten zu liefern, da für etliche der genannten Ziele keine Preise oder Preisfindungsmechanismen festgelegt sind und dies zumindest für einige auch kaum möglich erscheint.

## 2 Technische Optionen

Zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie gehören vier Komponenten:

- (1) die Erzeugung der benötigten elektrischen Arbeit (in TWh),
- (2) die Bereitstellung der maximal benötigten Leistung (in GW),
- (3) die Infrastruktur zum Transport von Leistung und Arbeit vom Ort der Erzeugung zum Ort der Nutzung in Form von Übertragungs- und Verteilungsnetzen sowie
- (4) die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Reserveleistung, Regelleistung, Frequenzstabilisierung und Blindleistung.

In der „alten Welt“ mit Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden und daher weitgehend dargebots-unabhängig sind, darf man davon ausgehen, dass die benötigte Arbeitsmenge stets produziert werden kann, wenn die Summe der installierten Kraftwerksleistung größer ist als die höchste Last (plus eine gewisse Reserve für Ausfälle). Nach verschiedenen Optimierungsschritten ergibt sich die bekannte Hierarchie aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken. Der so zusammengestellte Kraftwerkspark kann neben Arbeit und Leistung auch alle Systemdienstleistungen bereitstellen, da die Kraftwerke im Prinzip jederzeit einsatzbereit sind und durch geeignete Maßnahmen wie die Androsselung einzelner Kraftwerke auch Reserve- und Regelleistung bereitgehalten werden kann.

In der „neuen Welt“ ist dies grundsätzlich anders. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sind aus heutiger Sicht folgende Technologien relevant:

- Windenergie, onshore und offshore,
- Wasserkraft,
- Bioenergie,
- Photovoltaik (PV),
- Geothermie.

Windenergie und PV sind dabei dargebots-abhängige Techniken, während Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie weitgehend dargebots-unabhängig sind. Da die Möglichkeiten zur Nutzung von Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie aus unterschiedlichen Gründen begrenzt sind, muss der größte Anteil des Stroms in Deutschland zukünftig aus fluktuierenden Quellen gewonnen werden.

Es kommt dann nicht mehr darauf an, die richtige Aufteilung zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zu finden, sondern das fluktuierende Angebot aus dargebots-abhängigen Techniken jederzeit mit der schwankenden Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen. Dazu bedarf es zusätzlich dargebots-unabhängiger Technologien.

Diese Aufgabe stellt sich auf verschiedenen Zeitskalen. Es müssen zum einen sehr kurzfristige Schwankungen im Sekunden und Minutenbereich ausgeglichen werden. Darüber hinaus gibt es Fluktuationen im Stunden- und Tagebereich, die durch die Wetterlage, den Gang der Sonne sowie die täglichen Lastschwankungen verursacht werden. Weiter ist es notwendig, auch längere Zeiträume abdecken zu können, in denen weder Windenergie noch Solarenergie zur Verfügung stehen, wie dies z.B. im November 2011 der Fall war. Und schließlich muss auch für die Variation des mittleren jährlichen Angebots an Wind-, Sonnen- und Wasserenergie Vorsorge getroffen werden.

Um dies zu leisten, reicht es nicht aus, dass die Summe der installierten Leistung größer als die höchste Last ist. Vielmehr ist zunächst für die dargebots-abhängigen Techniken zu bestimmen, welche Arbeitsmenge durch sie erzeugt werden soll. Daraus lässt sich ableiten, welche Kapazität (Leistung) erforderlich ist und was diese kostet. Ferner können daraus auch die notwendigen Back-up Kapazitäten bestimmt werden.<sup>1</sup>

Tabelle 1 vermittelt einen Eindruck von der Größenordnung an Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien, die benötigt werden, um eine nachgefragte Arbeit von 500 TWh/a zu erzeugen. Es handelt sich dabei um theoretische Werte, die unterstellen, dass der erzeugte Strom auch stets genutzt werden kann. Dies wird in der Realität nicht mehr der Fall sein, wenn hohe Anteile erneuerbarer Energien im System sind. Die genannten Zahlen stellen also Untergrenzen für die benötigten Erzeugungskapazitäten dar. Voraussichtlich wird man an Ende nicht auf eine Technik allein setzen, sondern es wird sich ein Mix aus verschiedenen Technologien einstellen. In jedem Fall wird aber die insgesamt installierte Erzeugungskapazität um ein Mehrfaches über den heutigen Werten liegen.

*Tabelle 1: Jährliche Nutzungsdauer, benötigte und installierte Kapazität von Windenergie und PV.*

		<b>Nutzungsstunden</b>	<b>theoretisch benötigte Kapazität, um 500 TWh/a zu erzeugen</b>	<b>installierte Kapazität Ende 2011</b>
		(h/a)	(GW)	(GW)
<b>Windenergie</b>	onshore, heute	1.500	333	30
	onshore, künftig	2.000	250	
	offshore	4.000	125	< 1
<b>PV</b>	heute	900	625	25

<sup>1</sup> Diese liegen überschlägig bei 50 bis 60 GW. (Berechnung: maximale in den Abendstunden im Winter = 80 GW, gesicherte Leistung und dargebotsabhängigen EE-Technologien und Lastmanagement = 20 bis 30 GW.)

künftig

1.000

500

Die für längere Phasen, in denen Wind- und Sonnenenergie nicht zur Verfügung stehen, vorzuhaltende Energiemenge lässt sich aus dem bekannten bzw. erwarteten Verbrauch sowie historischen Wetterdaten ableiten. Wird beispielsweise auf Basis heutiger Nachfrage unterstellt, dass im Winter 10, 20 oder 30 Tage Strom aus der Reserve bereitgestellt werden soll, so ergibt dies in grober Näherung eine zu deckende Gesamtnachfrage von 17, 34 bzw. 50 TWh (Tabelle 2).

*Tabelle 2: Indikative Stromnachfrage für unterschiedlich lange Perioden, über die eine Stromreserve eingesetzt werden muss (Basis: Verbrauch im Winter; basierend auf Bode & Dietrich 2011).*

Anzahl Tage für strategische Reserve	10	20	30
Nachfrage (TWh <sub>el</sub> )	17	33	50
benötigte Gasmenge (TWh <sub>th</sub> ) für GuD-Kraftwerke und Gasturbinen mit einem mittleren Wirkungsgrad von 50%	33	66	100

Für die Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen kommen im Prinzip folgende Optionen in Frage:

- die Speicherung von Energie, aus der dann wieder Strom erzeugt werden kann,
- die Verschiebung von Lasten,
- konventionelle (fossil befeuerte) Kraftwerke in Deutschland und
- der Import von Strom.

Strom lässt sich in der Praxis nicht direkt speichern. Er muss in eine andere Energieform überführt und dann wieder zurückgewonnen werden. Es gilt daher, geeignete Speicherformen zu identifizieren. Zu bedenken ist dabei stets, dass jede Umwandlung und jede Speicherung mit Verlusten verbunden ist. Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Speicheroptionen würde den Rahmen dieser Kurzstudie sprengen. Es wird daher z.B. auf Sauer (2006) verwiesen. Bode & Dietrich (2011) stellen zudem grundsätzlich die Frage, ob der Import von Strom einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. Tabelle 3 bewertet die Beiträge verschiedener Technologien zu den unterschiedlichen Aspekten bei der Sicherstellung der Stromversorgung.

Für ein künftiges, weitgehend auf erneuerbaren Energien basierendes System zur Stromversorgung sind zwei grundsätzlich verschiedene Wege denkbar. Zum einen kann versucht werden, dezentral möglichst viele kleine Zellen zu bilden, die sich weitgehend autark versorgen, aber zur Absicherung mit den Nachbarzellen vernetzt sind. Die Zellen benötigen dann die entsprechende Erzeugungskapazität und Speichermöglichkeiten, z.B. in Form von Bioenergie oder Batterien. Zum anderen kann man auf große zentrale Erzeugungseinheiten setzen und versuchen, den Ausgleich von Fluktuationen über ein möglichst großes Gebiet organisieren. Beide Vorgehensweisen erfordern zum Teil sehr unterschiedliche technische Lösungen, die in Tabelle 4 umrissen sind.



Tabelle 3: Mögliche Beiträge verschiedener Technologien zu den unterschiedlichen Aspekten der Stromversorgung sowie mögliche Beschränkungen.

Technologie	Beitrag zu			Beschränkungen
	elektrischer Arbeit	gesicherter Leistung	Systemdienstleistung	
<b>Stromerzeugung</b>				
Windenergie	++	-	+/-	Akzeptanz (onshore von Windparks, offshore hinsichtlich Netzausbau)
PV	+	--	-	kein Beitrag während Lastspitze; kein Beitrag zu Systemdienstleistungen
Bioenergie	+	+	+	Potential begrenzt, aber jederzeit einsetzbar;
Geothermie	?	+	+	Potential unsicher; noch sehr teuer
Wasserkraft	+	+	++	Potential begrenzt
BHKW	+	+/-	+	Verfügbar nur, solange gleichzeitig Wärmebedarf besteht; theoretisch auch ohne Wärmebedarf einsetzbar, aber dann mit sehr schlechtem Wirkungsgrad
Import von Strom	++	+	+	Abhängigkeit von Dritten; Verfügbarkeit fraglich, wenn ebenfalls aus erneuerbaren Energien gewonnen
konventionelle Kraftwerke	++	++	++	Emission von Treibhausgasen, wenn mit fossilen Energien befeuert
<b>Speicher / Verschiebung der Stromerzeugung</b>	Beitrag zur Verschiebung von Arbeit	gesicherter Leistung	Systemdienstleistung	netto kein Beitrag zur Deckung der benötigten Arbeitsmenge
Lastmanagement	+/-	+	+	keine Speicherung – bewirkt nur kurzfristige Verschiebung der Last
Pumpspeicher	+	+	++	Potential begrenzt
Druckluftspeicher	+	+	+	kurze Speicherdauer, da für guten Wirkungsgrad Wärme gespeichert werden muss
synthetisches Methan (+ Gaskraftwerke)	++	++	++	hohes Potential, aber schlechter Wirkungsgrad; vermutlich hohe Kosten; es wird eine CO <sub>2</sub> -Quelle benötigt
Wärmespeicherung	?	+/-	+	nur für Lastmanagement geeignet; Kurzzeitspeicherung von Wärme; nur Aufnahme von Überschüssen, keine Rückverstromung

*Tabelle 4: Wesentliche technische Komponenten eines zentralen und eines dezentralen Systems zur Stromerzeugung.*

<b>Parameter</b>	<b>Zentral</b>	<b>Dezentral</b>
Arbeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Offshore Windenergie</li> <li>• Onshore Windenergie</li> <li>• Bioenergie</li> <li>• Wasserkraft</li> <li>• Import, z.B. aus solarthermischem Kraftwerken in Nordafrika</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lastnahe Windenergie (onshore)</li> <li>• PV</li> <li>• Bioenergie</li> <li>• Wasserkraft</li> <li>• BHKW</li> </ul>
Leistung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gaskraftwerke (mittelfristig mit Erdgas gefeuert, langfristig auf Basis von synthetischem Methan)</li> <li>• punktuelles Lastmanagement</li> <li>• Import</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW</li> <li>• umfassendes Lastmanagement</li> <li>• Batterien</li> </ul>
Systemdienstleistung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rotierenden Massen</li> <li>• punktuelle Ergänzung durch Kapazitäten und Induktivitäten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• vorrangig durch elektronische Komponenten: Kapazitäten und Induktivitäten</li> </ul>
Netz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau des <u>Übertragungsnetzes</u>: Übertragung großer Strommenge über große Entfernungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau des <u>Verteilnetzes</u>: Netz als Backup; Gewicht auf kurzen Entfernungen</li> </ul>
Offene Fragen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzausbau ist langwierig und stößt auf zunehmenden Widerstand in der Bevölkerung</li> <li>• Kosten der Methan-Synthese</li> <li>• CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für Methan-Synthese</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geeignete Batterien sind noch nicht verfügbar</li> <li>• Einsatzmöglichkeiten von BHKW können durch energetische Sanierung des Gebäudebestandes künftig eingeschränkt werden</li> </ul>

Die Abdeckung der maximalen Last muss jederzeit gewährleistet bleiben. Solange dies gewährleistet ist, sind kurz- und mittelfristig auch keine Defizite bei der Erzeugung der benötigten Arbeitsmenge zu erwarten. Erst wenn Anteile der erneuerbaren Energien jenseits von 80% erreicht werden, müssen auch Möglichkeit zur Speicherung von Energie zur Stromerzeugung über Wochen und Monate geschaffen werden. Dies muss jedoch – bei dem jetzigen Zeitplan bis 2050 – frühestens in 10 Jahren angegangen werden.

Wenn man sich dennoch schon heute mit den Speicher-Optionen beschäftigt, dann hat das verschiedene Gründe, etwa um nachzuweisen, dass alle Komponenten für ein System, das ausschließlich erneuerbare Energien nutzt, verfügbar sind. Zudem ist zu überlegen, welche Konsequenzen das Design eines künftigen Systems für heutige Investitionsentscheidungen hat, um unnötige Ausgaben zu vermeiden.

Wenn eine Backup-Struktur aus synthetischem Methan und Gaskraftwerken vorhanden ist, dann kann diese neben der langfristigen Absicherung natürlich auch dafür genutzt werden, kurzfristige Schwankungen im System zu puffern. Es ist daher zu fragen, ob es hilfreich ist, in einem solchen (zentralen) System für den Ausgleich kurzfristiger Fluktuationen eigene Systeme wie Lastmanagement, Smart Grids oder Kurzzeitspeicher zu installieren.

### 3 Institutionelle Aufgaben

Die Zusammenstellung technischer Optionen in Kapitel 2 verdeutlicht, dass eine Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien das komplexe Zusammenspiel einer ganzen Reihe von Komponenten erfordert und dass es verschiedene Ansätze gibt, wie dieses Zusammenspiel organisiert werden kann.

In der heutigen Energiepolitik, sowohl auf nationaler Ebene in Deutschland als auch auf EU-Ebene, wird weitgehend unkoordiniert eine Vielzahl von einzelnen Komponenten befördert, die nach Einschätzung der jeweiligen Befürworter und Handelnden zu einer Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien gehören.

**1. Es ist wichtig, sich jetzt parteiübergreifend eine Vorstellung davon zu machen, wie das Energiesystem in 2050 aussehen soll. Dazu gehört auch, mindestens eine Größenordnung für die dafür benötigten Kapazitäten einzelner Technologien zu definieren.**

In Deutschland erhält eine Reihe von Technologien feste Einspeisevergütungen für den erzeugten Strom, die sich an den Gestehungskosten der einzelnen Technologien orientieren. Dabei gab es bislang weder eine Obergrenze für die installierte Kapazität noch für die eingespeiste Strommenge.<sup>2</sup>

Der bewusste Verzicht auf Obergrenzen hat in der Vergangenheit für ein exponentielles Wachstum, insbesondere bei Windenergie, Bioenergie und PV gesorgt. Das EEG ist dabei fast ausschließlich auf Anreize zur Installation und den durchgehenden Betrieb neuer Anlagen ausgerichtet. Das Zusammenspiel der Techniken in einem System, das immer höhere Anteile erneuerbarer Energien aufweisen soll, ist dagegen bislang nicht oder nicht auf adäquate Weise Gegenstand des EEG.

Bevor jedoch Vorgaben für die Topographie des Systems gemacht werden können, muss sich die Gesellschaft zunächst auf eine Rangfolge ihrer Präferenzen festlegen, z.B. mit Blick auf die Zentralität der Erzeugungsstruktur. Dies erfordert eine breite gesellschaftliche Diskussion, am Ende aber auch klare Entscheidungen und die Bereitschaft aller, diese dann auch mitzutragen und umzusetzen auch und insbesondere im Bereich Bund vs. Bundesländer.

**2. Es wird ein neues Design für einen Energiemarkt benötigt, in dem der größte Teil des Stroms aus dargebots-abhängigen erneuerbaren Energien stammt.**

Es wird von vielen Seiten betont, das Ziel sei eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien in den liberalisierten Markt. Dabei beginnt sich langsam die Erkenntnis durchzusetzen, dass dies zumindest mit dem heutigen Design dieses Marktes unvereinbar ist. Der Versuch, Strom aus erneuerbaren Energien mit Hilfe einer sogenannten „Marktprämie“ in den liberalisierten Strommarkt zu integrieren führt nahezu ausschließlich zu Mitnahmeeffekten ohne eine wirkliche Lenkungswirkung zu entfalten (r2b & Consentec 2010). Dazu sind die

---

<sup>2</sup> Erste Ansätze wurden diesbezüglich für die PV im Sommer 2012 sichtbar mit einem Deckel von 52 GW.

angebotenen Prämien zu gering und die Absicherungen gegen mögliche negative Auswirkungen des Marktes zu hoch.

Eine wirksame Unterstützung neuer Formen von Systemdienstleistungen bis hin zur Speicherung von Energie steht dagegen aus.

Im Widerspruch zur Propagierung des freien Marktes steht auch die Tatsache, dass mit EEG und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz immer größere Teile der Stromproduktion dem Markt entzogen werden.

### **3. Die Orientierung an Gestehungskosten einzelner Techniken führt in die Irre. Es sollte vielmehr Gewicht darauf gelegt werden, wie die mittleren Gestehungskosten im Gesamtsystem möglichst gering gehalten werden können.**

Die ökonomischen Aspekte des Umbaus der Energieversorgung werden meist nur punktuell diskutiert, sei es anhand der Höhe der EEG-Umlage oder der angeblichen Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen („Grid parity“). Diese Konzentration auf Einzelaspekte der Debatte verleitet immer wieder zu falschen Schlussfolgerungen. Es werden in der Regel zur Rechtfertigung des Ausbaus oder der Förderung einzelner Technologien deren spezifische Stromgestehungskosten angeführt. Das Problem mit diesem Parameter ist, dass er sehr stark von der Nutzungsdauer der Technik abhängt, und zwar umso stärker, je höher der Fixkostenanteil an den Kosten ist.

Am Ende des Tages zahlen die Verbraucher die Gesamtkosten des Stromsystems, d.h. die Kosten aller Erzeugungsanlagen, aller Speicher und aller Netze. Die Erzeugungskosten einer einzelnen Technologie, insbesondere wenn diese dargebotsabhängig ist, sollten daher nicht entscheidungsrelevant sind.

### **4. Benötigt wird ferner ein offener Diskurs darüber, wie „zentral“ das neue Energiesystem sein voll bzw. wie sinnvoll „dezentralere“ Strukturen sind und was dies jeweils kostet.**

Für ein System mit einer zentralisierten Backup-Struktur und größeren Stromerzeugungseinheiten (Windparks, Gaskraftwerke) sprechen die gegenüber einem dezentraleren System geringeren Kosten. Diese ergeben sich zum einen durch Skaleneffekte bei größeren Einheiten und die geringere Gesamtkapazität für den Ausgleich von Fluktuationen in einem größeren System.

Ein Vorteil eines dezentralen Systems liegt voraussichtlich in der geringeren Anfälligkeit für böswillige Eingriffe von außen. Ein weiterer Grund kann das Misstrauen gegen große Konzerne im Allgemeinen und die bisherigen Energieunternehmen im Besonderen sein, sowie das daraus abgeleitete Bestreben nach Autarkie. Dies sind durchaus nachvollziehbare Überlegungen. Sie sollten jedoch offengelegt werden und der Gesellschaft sollte klar sein, dass die Verfolgung dieser Ziele vermutlich zu höheren Kosten führt als wenn die Struktur des Systems (unter Wahrung des Ziels, nur erneuerbare Energien zu nutzen) nach Kostengesichtspunkten ausgewählt wird.

### **5. Es ist zu überlegen, wie der institutionelle Rahmen für die Stromerzeugung künftig gestaltet werden sollte.**





Wenn die Gewichtung der verschiedenen Ziele erfolgt ist und daraus eine Topographie für das künftige System zur Stromerzeugung abgeleitet wurde, dann muss auch der institutionelle Rahmen so gestaltet werden, dass die Akteure Anreize erhalten, an der Umsetzung zu arbeiten. Gleichzeitig sollten die staatlich induzierten Anreize, in Komponenten zu investieren, die nicht in diesen Rahmen passen, minimiert werden. Einzelne Wirtschaftssubjekte (Bürger) können dabei durchaus individuelle Lösungen verfolgen, diese sollten jedoch nicht länger von der Allgemeinheit finanziert werden.

Es kann darüber nachgedacht werden, einen unabhängigen Systembetreiber (Independent System Operator – ISO) zu schaffen, dem die Verantwortung für die Versorgungssicherheit und die Koordination der Systemtopographie übertragen wird. Es muss dann definiert werden, wie weit die Planungshoheit eines solchen ISO gehen soll und ab wo / wann Marktkräfte zur Feinsteuerung eingesetzt werden sollen.

## Referenzen

- BMU 2010: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010, Berlin, Dezember 2010.
- BMU 2011: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, Berlin, Juli 2011.
- Bode & Dietrich 2011: Der Import von Strom: Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3, 2011.
- BWE 2011: Bundesverband Windenergie e.V., Studie zum Potential der Windenergienutzung an Land, Berlin, Mai 2011.
- Groscurth & Bode 2009: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, arrhenius Discussion Paper 2, Hamburg, Februar 2009.
- Jentsch et al. 2010: Erneuerbares Methan Kopplung von Strom- und Gasnetz. Chemnitz, 2010.
- r2b & Consentec 2010: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, Aachen, Juni 2010.
- Sauer, D.U. 2006: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, ISEA, Aachen, Oktober 2006.  
[www.isea.rwth-aachen.de/publications](http://www.isea.rwth-aachen.de/publications)
- Skillings, S.A. & Gottstein, M. 2012: Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System, submitted for publication to IEEE.
- SRU 2011: Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin, Januar 2011.
- Sterner et al. 2010: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 01/2010, S. 51 – 58.
- UBA 2010: Umweltbundesamt (UBA), Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Energiequellen, Dessau-Roßlau, Juli 2010.