Wozu brauchen wir noch Kohle- und Gaskraftwerke?

Zwei-Klassen-Erzeugungsmarkt

Dr.-Ing. Peter Preusser **August 2015**

Die Energiewende ist eines der zentralen Themen, ihre Umsetzung aber auch einer der wesentlichen Streitpunkte der Bundesregierung und der Landesregierungen. Die Energiewende wurde 2008 eingeleitet, erfuhr aber nach der Havarie des Reaktors in Fukushima 2011 eine noch größere Aufmerksamkeit und eine noch breitere Zustimmung in der Bevölkerung, die bis heute anhält.

Nun, sieben Jahre später, werden die Erfolge der Energiewende in Politik und Medien gefeiert. Die Betreiber der konventionellen Kraftwerke leiden wirtschaftlich unter der Entwicklung der letzten Jahre. In Politik und Medien werden sie als diejenigen dargestellt, die die Entwicklung verschlafen und ihr Schicksal selbst verschuldet haben.

Zur Versachlichung der Diskussion scheint ein Rückblick auf die Entwicklung und die Wendepunkte der Energiepolitik und der Energiewirtschaft der letzten 10 bis 15 Jahre hilfreich, für Investitionen und Strukturänderungen im Energiebereich ein eher kurzer Zeitraum.

Der Erzeugermarkt nach der Liberalisierung

Die Jahre vor der Liberalisierung der europäischen Strommärkte in 1998 waren angesichts der unsicheren Marktentwicklung geprägt durch eine abwartende Haltung und entsprechende Re-Investitionsabstinenz der 9 sogenannten Verbundunternehmen wie RWE Energie, PreußenElektra, Bayernwerk etc., die etwa 80% des Erzeugermarktes abdeckten. Die Branche ging deshalb mit einem veralteten Kraftwerkspark in das letzte Jahrzehnt. Die Wirkungsgrade der Altkraftwerke entsprachen mit etwa 35% für Braunkohlekraftwerke und etwa 37% für Steinkohlekraftwerke nicht mehr dem Stand der Technik und den Anforderungen im Zusammenhang mit der verschärften CO_2-Diskussion.

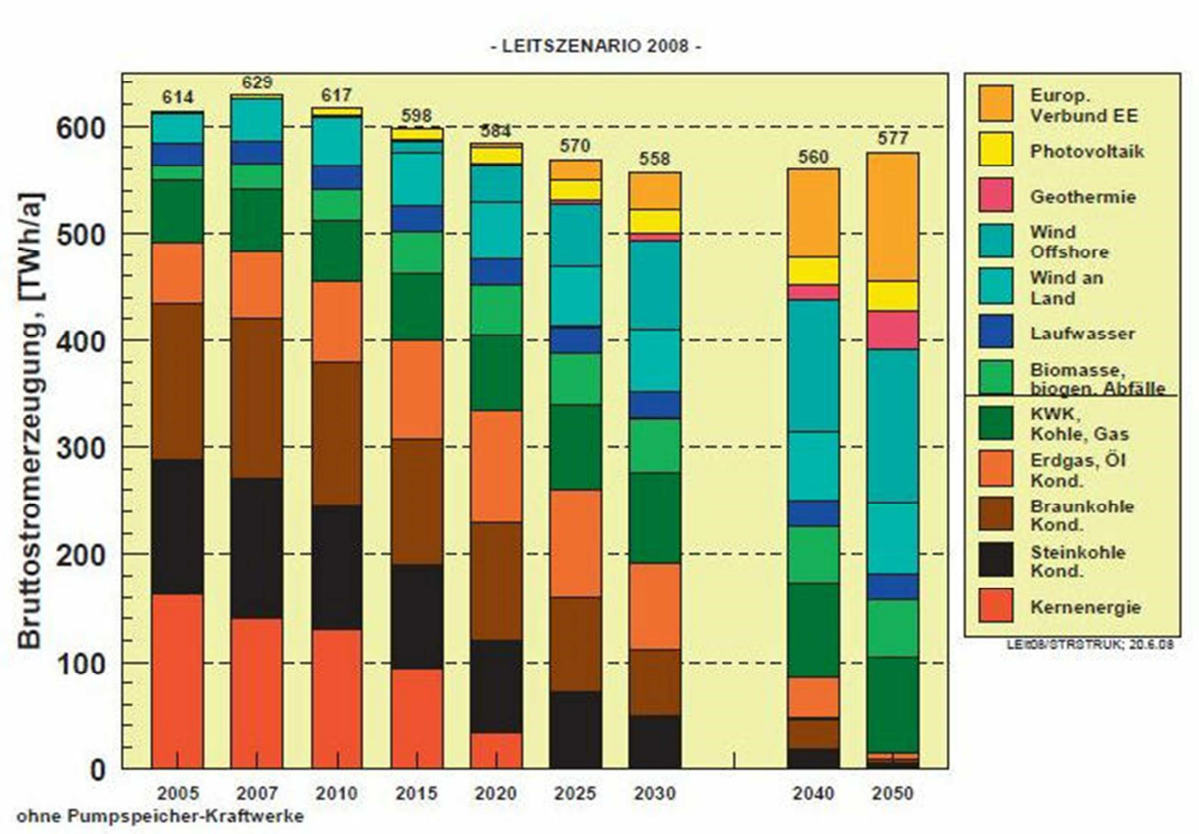
Es bestand daher ein breiter Konsens zwischen Politik und Energiewirtschaft, die Kernkraftwerke – infolge des soeben beschlossenen Kernenergieausstiegs - sowie die alten fossil gefeuerten Kraftwerke durch neue Braunkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von etwa 44%, neue Steinkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von etwa 46% und Erdgaskraftwerke mit Wirkungsgraden von 58 bis 60% zu ersetzen. Die Diskussion drehte sich seinerzeit selbst unter Umweltpolitikern und Umweltverbänden allenfalls darum, wie groß der Anteil der Erdgaskraftwerke sein sollte, um die CO_2-Einsparungen nach dem nationalen Allokationsplan (NAP) zu realisieren. Gefördert wurde die Investitionsbereitschaft durch Erwartungswerte für die Preise von CO_2-Zertifikaten von 35 bis 55 €/t_{CO2}.

Nach der Oligopolisierung des Erzeugermarktes – Fusionen von 9 auf die 4 großen Erzeuger RWE, EON, EnBW und Vattenfall Europe – hielten viele Stadtwerke es für sinnvoll, ja sogar für überlebensnotwendig, sich an neuen Steinkohle- und Erdgaskraftwerken zu beteiligen, um keine Wettbewerbsnachteile in der Strombeschaffung mit den im Umfeld agierenden Verbundunternehmen zu haben.

In dieser Zeit wurden 35 Großkraftwerksprojekte auf Kohle- und Erdgasbasis mit einer Gesamtleistung von rd. 31 000 MW und einem Investitionsvolumen von rd. 40 Mrd. € entwickelt, ca. 15% der Leistung entfielen auf Stadtwerke bzw. Stadtwerkeverbünde wie Trianel. Diese Leistung entspricht knapp einem Drittel der gesamten thermischen Kraftwerkskapazität in Deutschland. Die Anlagen sollten bis 2015 in Betrieb gehen. Tatsächlich ist rd. die Hälfte dieser Projekte realisiert worden. Um es mal vorwegzunehmen: sollten die aktuellen Marktgegebenheiten so fortbestehen, müssen sie als Stranded Investments betrachtet werden.

Die Energiewende 2008

Eine Vielzahl der oben genannten Kraftwerksprojekte war bereits im Bau, als 2008 die Weichen für die künftige Stromerzeugung in Deutschland neu gestellt wurden. Grundlage dafür war unter anderem die für das Bundesministerium für Umwelt unter Sigmar Gabriel angefertigte DLR-Leitstudie,. Danach soll die Stromerzeugung bis 2050 zu ungefähr 80% auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Die fossilen Energieträger, überwiegend Erdgas, sollen den Restbedarf abdecken, so weit wie möglich auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung.



Quelle: DLR-Leitstudie 2008

Das DLR-Leitszenario beruht im Wesentlichen auf einer mengenbasierten Potentialabschätzung. Für eine gesicherte Stromversorgung wichtige Aspekte wie die Volatilität, die Gleichzeitigkeit und die daraus resultierende Notwendigkeit, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Speichern werden unzureichend diskutiert. Darauf wird später noch eingegangen.

Schon kurz nach der Veröffentlichung der Studie und der politischen Meinungsbildung entbrannte eine Diskussion um die in der Entwicklung und im Bau befindlichen Kohlekraftwerke. Einige Projekte wurden abgebrochen, obwohl bereits dreistellige Millionenbeträge für die Projektentwicklung und Bestellungen bei den Lieferanten ausgegeben waren. Ein Projekt wie das Trianel-Kohlekraftwerk Lünen wurde bis zur Inbetriebnahme bekämpft. Der Streit um das fast fertiggestellte Kohlekraftwerk Datteln 4 von EON hält an.

Wo stehen wir? Eine Zwischenbilanz

Wegen des hohen Detaillierungsgrades möge die folgende Tabelle als Grundlage dienen, auch wenn sie den Stand Ende 2013 abbildet.

Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung in Deutschland 2013 nach Energieträgern

Einsatzenergie	Kraftwerkskapazität		Stromerzeugung	
	MW (netto)[1]	%	Mrd. kWh (netto)	%
Kernenergie	12.068	6,6	92,1	15,4
Braunkohle	21.238	11,6	149,3	25,0
Steinkohle	26.533	14,4	113,7	19,1
Erdgas	26.658	14,5	64,8	10,9
Öl	4.820	2,6	5,7	1,0
Wind onshore	33.927	18,5	53,2	8,9
Wind offshore	520	0,3		
Photovoltaik	34.694	18,9	30,0	5,0
Lauf- und Speicherwasser (reg.)	5.706	3,1	20,2	3,4
Biomasse	6.400	3,5	44,3	7,4
Geothermie	23	0,0		
Pumpspeicher	5.710	3,1	5,7	1,0
übrige Energien	5.350	2,9	17,4	2,9
insgesamt	**183.647**	**100,0**	**596,4**	**100,0**
darunter erneuerbare Energien gesamt	81.270	44,3	147,7	24,8

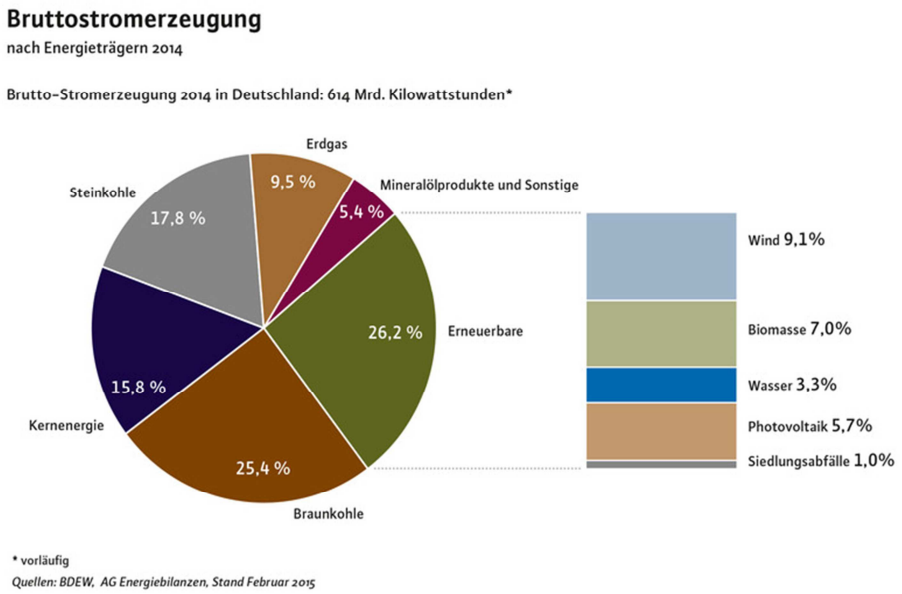
[1] zum 31.12.2013

Quelle: BDEW

Die Tabelle weist zum Jahresende 2013 eine Netto- Kraftwerkskapazität von 183 647 MW aus. Davon entfallen auf die

- konventionellen Kraftwerke 102 377 MW
- erneuerbaren Energien 81 270 MW

Zum Vergleich: zur Darstellung der Netzhöchstlast von rd. 80 000 MW wird eine disponible Kraftwerksleistung von rd. 100 000 MW benötigt. Die Möglichkeiten, die konventionelle Kraftwerksleistung mit dem Zubau regenerativer Leistung zu reduzieren, sind etwa auf die zuwachsende disponible Biomasse-Leistung beschränkt, da Wind und Photovoltaik bei gleichzeitiger Windstille und Dunkelheit keinen Beitrag leisten.



Mit auf viele Jahre angelegten Subventionen von gegenwärtig jährlich mehr als 20 Mrd. € – das entspricht dem Gegenwert von 14 neuen Kohlekraftwerken der 800 MW-Klasse – ist es gelungen, den Anteil der erneuerbaren Energien von etwa 3% - die Wasserkraftwerke waren schon lange auch ohne Subventionen durch das EEG im Markt – auf etwa 26% anzuheben. Die Höhe der Subventionen soll hier nicht kritisiert werden, obwohl sie der deutschen Wirtschaft als Kaufkraft entzogen wird. Schließlich hat die Energiewende nach wie vor eine mehrheitliche Akzeptanz in der Bevölkerung. Auch die zusätzlichen Belastungen durch das EEG, die inzwischen rd. 20% des Strompreises für die Haushaltskunden ausmachen, werden ohne große Aufregung hingenommen.

Nach wie vor decken die konventionellen Kraftwerke 73 - 74% des Bedarfs der öffentlichen Stromversorgung. Insofern mutet es schon merkwürdig an, wenn man die konventionellen Kraftwerke, wie gelegentlich in den Medien zu lesen und zu hören, in der Euphorie um die erneuerbaren Energien als Reservekraftwerke bezeichnet.

Vergleicht man die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Ganzen mit dem Zeitplan des DLR-Leitszenarios, könnte man meinen, wir sind etwa im Plan. Es lohnt sich aber eine Betrachtung im Detail. Im Plan ist etwa die Stromproduktion aus Onshore-Windanlagen und aus Biomasse, der Ausbauzustand für die Photovoltaik aber liegt schon heute deutlich über dem Zielwert von 2050. Charakteristisch für Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind eine geringe Auslastung der installierten Leistung (Photovoltaik ca.900 h/a, Onshore-Wind ca. 1600 h/a), eine hohe Volatilität und insbesondere bei der Photovoltaik eine hohe Gleichzeitigkeit. An sonnigen und windigen Tagen hat dies bereits in den letzten Jahren gelegentlich zu negativen Strompreisen, krass gesagt, zu Entsorgungsgebühren für teuer produzierten Strom geführt.

Ein weiterer Ausbau von Onshore-Wind und insbesondere der Photovoltaik ist daher kaum zu vertreten, wenn nicht gleichzeitig entsprechende Speichermöglichkeiten geschaffen werden. Hier sind bis heute keine großen Fortschritte erkennbar. Für große Pumpspeicherkraftwerke fehlen die wirtschaftlichen Anreize wegen einer zu geringen langfristig kalkulierbaren Spreizung der Strompreise und vor allem die Akzeptanz der Bevölkerung. Zumindest der erste Punkt sollte Anlass zu der Überlegung sein, Speicherkraftwerke als notwendige Infrastrukturelemente in den Netzbereich zu integrieren.

Auf der anderen Seite hinken die Offshore-Windparks, von denen man sich wesentlich größere Beiträge, vor allem Auslastungen von etwa 4000 h/a, erwartet, deutlich hinter dem Ausbauplan her und bergen noch erhebliche technische und wirtschaftliche Risiken. Genehmigung und Errichtung der Transportleitungen von den Offshore-Windparks zu den Verbrauchsschwerpunkten in Deutschland sind politisch umstritten und langwierig.

Im DLR-Leitszenario von 2008 wird außerdem von hohen Bezügen erneuerbarer Energien aus dem europäischen Verbund ausgegangen. Für das dazu erforderliche „Europäische Supergrid“, das auch die Notwendigkeit von neuen Speichern in Deutschland reduzieren soll, sind bisher weder ein schlüssiges Konzept noch ein konkreter Zeithorizont erkennbar.

Nach der DLR-Leitstudie 2008 sollen die fossil gefeuerten Kraftwerke zusammen mit den Offshore-Windanlagen und den Bezügen erneuerbarer Energien aus dem europäischen Verbund im Jahr 2050 rd. 60% des Strombedarfs decken.

Die Probleme mit den Offshore-Windanlagen, den dazu gehörigen Transportleitungen und dem Ausbau des europäischen Netzes sind ein möglicher Grund dafür, dass in der 2012 aktualisierten DLR-Leitstudie die durchaus sinnvolle Differenzierung zwischen Onshore- und Offshore-Wind verschwunden ist und die Anteile der Windstromerzeugung insgesamt, wahrscheinlich eher des Onshore-Windstroms, und der Photovoltaik erhöht, die Anteile aus dem europäischen Verbund entsprechend zurückgenommen wurden. Dies mag aus einer rein mengenorientierten Potentialabschätzung darstellbar sein. Werden aber nicht zeitgleich dazu die notwendigen Speicherkapazitäten bereitgestellt, werden die oben genannten Marktprobleme nur verschärft. Stilllegungspotential für konventionelle Kraftwerke entsteht ohne Speicher- oder weiträumige Ausgleichsmöglichkeiten kaum.

Da für Offshore-Wind, den europäischen Verbund und die Speicher noch keine klaren technischen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen und keine konkreten Wachstumspfade festliegen, werden die bestehenden fossil gefeuerten Kraftwerke wahrscheinlich deutlich länger die Hauptlast der Stromerzeugung tragen müssen als es der Bevölkerung heute durch die Erfolgsmeldungen über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Politik und Medien suggeriert wird.

Die Zweiklassengesellschaft der Stromerzeuger

Auf dem Erzeugermarkt hat die Einspeisung der erneuerbaren Energien für erhebliche Verwerfungen gesorgt, die die Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken in große wirtschaftliche Schwierigkeiten bringen. Davon sind nicht nur die Großkonzerne betroffen, sondern auch diejenigen Stadtwerke, die sich, wie bereits erwähnt, von politischem Wohlwollen begleitet, in Kohle- und Gaskraftwerken

engagiert haben. Ursächlich dafür dürften weniger als häufig behauptet die Mengen sein, die heute von den erneuerbaren Energien erbracht werden. Schließlich wurden nach Fukushima 8 Kernkraftwerke mit einem Erzeugungspotential von rd. 70 TWh/a stillgelegt. Problematisch dürfte eher der Preiseffekt sein, der von dem überzogenen Ausbau der Photovoltaik ausgeht. Waren in der Vergangenheit in den Zeiten hohen Strombedarfs (Vormittags- und Abendstunden) häufig die hohen variablen Kosten von Gaskraftwerken preisbestimmend für die Gesamtmenge des erzeugten Stroms, so sind es nun speziell in den Sommermonaten oft die variablen Kosten der Steinkohlekraftwerke mit dem Ergebnis, dass erhebliche Deckungsbeiträge für den gesamten konventionellen Kraftwerkspark entfallen. Die Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom hat zur Folge, dass von den Bedarfsspitzen nicht die sonst marktüblichen Knappheits- und Preissignale ausgehen.

Nicht zu Unrecht fordert deshalb die Stromwirtschaft Änderungen an dem seit der Liberalisierung 1998 bestehenden Marktmodell für die Stromerzeugung, das mit den Regelungen des EEG nicht kompatibel ist. Als eine mögliche Ergänzung des Marktmodells wird deshalb die Einführung eine Kapazitätsmarktes gefordert, der beispielsweise über regionale Auktionen die notwendigen Deckungsbeiträge für die Festkosten der erforderlichen Kraftwerke erbringt. Dies wird seitens der Politik u. a. mit der Begründung abgelehnt, man wolle keine zusätzlichen Subventionselemente.

In der Phase vor der Liberalisierung waren Leistungspreise – Kapazitätsprämien sind schließlich nichts anderes – selbstverständlicher Bestandteil längerfristiger Verträge zwischen den Stromproduzenten und Großkunden, sein es industrielle Großkunden oder Weiterverteiler. Die Leistungspreise / Kapazitätsprämien dienten der Abdeckung der Festkosten (i. W. Kapital, Instandhaltung, Bedienung) des Erzeugers. Sie gaben sowohl dem Erzeuger als auch dem Großkunden eine längerfristige Kalkulationssicherheit. Der Erzeuger brauchte sie als Mindestsicherung für die Refinanzierung seiner festkostenlastigen Anlagen, der Großkunde brauchte sie häufig für die Entscheidung, ob er in eigene Erzeugungsanlagen investieren oder der vertraglichen Lösung den Vorzug geben sollte. Niemand wäre auf die Idee gekommen, Leistungspreise / Kapazitätsprämien als Subvention zu bezeichnen.

So haben wir es heute mit einem Zweiklassenmodell zu tun. Die eine Klasse bilden die heutigen Betreiber von Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung. Sie können über die langfristig garantierten Einspeisevergütungen mit einer weitgehenden Refinanzierung ihrer hohen Festkosten (bei Wind und Photovoltaik nahezu gleich den Gesamtkosten) und mit einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals rechnen. Sie leisten dafür zwar einen Beitrag zur Umweltentlastung, aber mit Ausnahme der Biomassekraftwerke keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Mit ihrem vorrangigen Einsatz wirken sie nach dem aktuellen Marktmodell zerstörerisch auf das Preisniveau für den Kraftwerkspark, der nach wie vor drei Viertel des Stroms bereitstellen und die Versorgungssicherheit garantieren muss, dessen Betreiber, die zweite Klasse, aber nach dem Energy-Only-Marktmodell kaum mit der Deckung der Festkosten für die vor wenigen Jahren im Konsens mit der Politik gebauten Anlagen rechnen können.

Noch liegen keine schlüssigen Gesamtkonzepte (technisch, wirtschaftlich, politisch) und keine verbindlichen Wachstumspfade für die genannten Problembereiche vor. Da ausgehend vom Stand 2013 in den nächsten Jahren 9 Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 12 000 MW und einem Erzeugungspotential von rd. 90 TWh/a aus dem Markt gehen werden, verbieten sich zur Zeit Ausstiegs- / Stilllegungsdiskussionen für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Die Politik

ist gefordert, für eine Korrektur des Marktmodells zu sorgen, die den Anforderungen der Energiewende genügt und gleichzeitig den konventionellen Kraftwerken gerecht wird.

Zusammenfassung

Die Energiewende ist eines der zentralen Themen, ihre Umsetzung aber auch einer der wesentlichen Streitpunkte der Bundesregierung und der Landesregierungen. Die Energiewende wurde 2008 eingeleitet, erfuhr aber nach der Havarie des Reaktors in Fukushima 2011 eine noch größere Aufmerksamkeit und eine noch breitere Zustimmung in der Bevölkerung, die bis heute anhält. Inzwischen ist der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung auf rd. 26% gestiegen.

In der Tat sind das EEG und das seit der Liberalisierung 1998 herrschende Marktmodell nicht kompatibel. Dies hat zu einer Zweiklassengesellschaft von Kraftwerken und Kraftwerksbetreibern geführt. Die eine Klasse trägt mit 26% zur Stromerzeugung bei, sonnt sich im Wohlwollen von Politik und Medien und kann mit den Vergütungen nach dem EEG von einem profitablen Betrieb ihrer Kraftwerke ausgehen, die anderen Kraftwerke mit ihrem Marktanteil von 74% und mit der Verantwortung für die Versorgungssicherheit werden als Technik von gestern, ihre Betreiber als diejenigen diffamiert, die die Entwicklung verschlafen und deshalb ihre aktuell schwierige Situation selbst verschuldet haben. Sie werden auf unsichere und vielfach nicht ausreichende Deckungsbeträge verwiesen.

Das Wachstum der erneuerbaren Energien geht bisher nur auf die technisch und politisch einfach umzusetzenden Lösungen (Onshore-Wind, Photovoltaik, Biomasse) zurück. Dagegen sind gerade diejenigen Elemente des Konzepts, die mit Abstand die größten Beiträge leisten sollen, nämlich Offshore-Wind, Erneuerbare Energien aus dem europäischen Verbund sowie die dazu notwendigen Transportsysteme wegen technischer Probleme und mangelndem politischen Konsens hinter dem Zeitplan. Stattdessen Onshore-Wind und Photovoltaik stärker auszubauen, ist ohne entsprechende Speicher unsinnig. Insgesamt wird dem Thema Speicherung, sei es in Deutschland, sei es über den europäischen Verbund, nicht die Bedeutung beigemessen, die angesichts der Volatilität und der hohen Gleichzeitigkeit von Onshore-Wind und Photovoltaik, jeweils innerhalb ihrer Kategorie, unabdingbar ist.

Ohne große Fortschritte in den bislang unterentwickelten Bereichen werden die Kohle- und Gaskraftwerke noch wesentlich länger die Hauptlast der Stromerzeugung tragen müssen als es heute von Politik und Medien vermittelt wird. Ohne Korrekturen am Marktmodell ist das den Betreibern der Kraftwerke nicht zuzumuten.