

Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt

(Kurz: Integration EE)

Auszug aus dem Endbericht

- Management Summary
- Inhaltsverzeichnis

Pressekontakt

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Dr. Philipp Prein

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 72 61 65-641

Fax: +49 (0)30 72 61 65-699

E-Mail: prein@dena.de

Internet: www.dena.de

Berlin, August 2012

Titel der Studie	Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. (Kurz: Integration EE)
Stand	Endbericht
Datum	15.08.2012
Version	Endbericht Integration EE
Autoren	<p>Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Annegret-Cl. Agricola (Bereichsleitung):</p> <p>Höflich, Bernd Noster, Rafael Peinl, Hannes Richard, Philipp Völker, Jakob (Projektleitung)</p> <p>Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser:</p> <p>Echternacht, David Grote, Fabian Schäfer, Andreas Schuster, Henning</p>
Auftraggeber	RWE AG

Management Summary

Zielsetzung der Studie

Deutschland hat sich für die Energiewende entschieden. Damit sind ambitionierte energiepolitische Zielsetzungen verbunden: Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent reduziert werden. Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Dafür muss die deutsche Stromversorgung in den nächsten Jahrzehnten grundlegend umgebaut werden.

Der Ausbau und die Integration der regenerativen Stromerzeugung stellen vollkommen neue Anforderungen an das Energiesystem und verändern den konventionellen Kraftwerkspark, den Stromhandel, aber auch den Transport, die Verteilung und die Nutzung von Elektrizität maßgeblich. Die Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“ untersucht ausgewählte Aspekte des auf der Basis der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung eingeleiteten Transformationsprozesses des (deutschen) Stromsystems.

Für die hier vorliegende Untersuchung werden insbesondere folgende modellhafte Annahmen zugrunde gelegt:

- Annahme eines konstanten Strombedarfs,
- Entwicklungspfad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß BMU-Leitszenario 2009¹,
- Entwicklung der Energieträgerpreise auf Basis der im Auftrag des BMWi erstellten Energieprognose 2009,
- Einbettung des deutschen Strommarkts in einen vollständig realisierten europäischen Strommarkt² unter Annahme eines barrierefreien Stromnetzes innerhalb der einzelnen europäischen Länder und unter Zugrundelegung der bestehenden Grenzkuppelkapazitäten inkl. bestehender Ausbauplanungen für den Stromtausch zwischen den Ländern.

Zu den Annahmen ist festzuhalten:

- Das BMU-Leitszenario 2009 stellt unter den verschiedenen etablierten Studien einen ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien dar. Andere Szenarien erwarten deutlich niedrigere Wachstumsraten der erneuerbaren Energien.
- Die angesetzten Primärenergieträgerpreise aus der BMWi-Energieprognose 2009 beeinflussen die Vorteilhaftigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit die Entwicklung des Erzeugungsmixes. Auch hier kommen andere Szenarien zu anderen Ergebnissen im Hinblick auf die ermittelte Merit Order im Strommarkt.

¹ Zum Zeitpunkt des Studienstarts lag das BMU-Leitszenario 2010 noch nicht vor.

² Bis dato ist die Vollendung des europäischen Binnenmarkt Strom noch nicht erreicht.

- Ein barrierefreier europäischer Strommarkt ist eine modellhafte Annahme, deren Realisierung aus heutiger Sicht nur eingeschränkt zu erwarten ist.
- Volkswirtschaftliche Effekte aus dem Transformationsprozess des Systems wurden im hier verwendeten Modell nicht berücksichtigt.

Konventionelle Kraftwerke auch 2050 noch in großem Umfang nötig

Die im Jahr 2050 in Deutschland installierte Erzeugungskapazität wird wesentlich größer sein als die heutige. Die installierte Kapazität erhöht sich von heute ca. 150 GW auf rund 240 GW im Jahr 2050. Die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien wird mehr als verdreifacht; auf Basis des zugrunde gelegten Szenarios ist zudem im Jahr 2050 ein konventioneller Kraftwerkspark mit rund 60 GW nötig. Sollte die Entwicklung z.B. des Ausbaus erneuerbarer Energien oder des Netzausbau hinter den ambitionierten Zielen zurückbleiben, läge der Bedarf an (inländischer) konventioneller Kraftwerksleistung noch höher.

Auch und gerade weil die Stromerzeugung aus fluktuiierenden erneuerbaren Energien bis 2050 stark ausgebaut wird, bleibt das deutsche Stromsystem auch im Jahr 2050 noch in einem beträchtlichen Umfang auf konventionelle Kraftwerke angewiesen. Bis 2050 werden allerdings die 2010 bestehenden konventionellen Kraftwerke aus altersbedingten und wirtschaftlichen Gründen vom Netz gehen (Retrofitmaßnahmen für bestehende konventionelle Kraftwerke, die durchaus Einfluss auf die Ausprägung des Kraftwerksparks haben, wurden in dieser Untersuchung nicht betrachtet). Zum Ausgleich der fluktuiierenden Einspeisung, zur Deckung des Regelleistungsbedarfs und zur Bereitstellung anderer Systemdienstleistungen werden auf der Basis des zugrunde gelegten Szenarios im Jahr 2050 rund 60 GW konventionelle Kraftwerksleistung für ein sicheres Gesamtversorgungssystem benötigt. Die konventionellen Kraftwerke werden in Zukunft schneller reagieren müssen als heute. Dementsprechend wird es einen starken Bedarf an effizienten und flexiblen Kraftwerken geben.

Fazit: Erneuerbare und konventionelle Energieerzeugung müssen zusammengehen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung macht den raschen Zubau von effizienten und flexiblen konventionellen Kraftwerken erforderlich, welcher durch die Flexibilisierung (in Verbindung mit Retrofitmaßnahmen) bestehender Kraftwerke ergänzt werden kann. Dafür muss ein stabiler politischer Rahmen geschaffen werden.

Deutschland wird vom Stromexporteur zum Stromimporteur

Infolge des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien und der bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten steigt die Stromerzeugung bis 2020 an. Von den in Deutschland im Jahr 2020 produzierten 650 TWh werden nach den Ergebnissen der Modellierung im Jahressaldo 41 TWh exportiert. Aufgrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, der befristeten Restlaufzeiten der Kern-

kraftwerke und des steigenden Direktimports erneuerbarer Energien³ aus dem Ausland sinkt die Stromerzeugung dann bis 2050 auf 506 TWh/a. Die inländische Stromproduktion deckt damit die inländische Stromnachfrage nicht mehr ab. Deutschland wird vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur: Im Jahr 2040 werden per Saldo 96 TWh und im Jahr 2050 bereits 134 TWh importiert werden müssen. Dies muss insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit in Deutschland betrachtet werden. Mit der altersbedingten und wirtschaftlichen Stilllegung konventioneller Kapazitäten nimmt auch die gesicherte Leistung des bestehenden deutschen Kraftwerksparks stark ab. Diese Abnahme kann trotz des hohen Zubaus erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK, aufgrund der niedrigen gesicherten Leistung der fluktuiierenden erneuerbaren Energien, nicht ausgeglichen werden. Bereits ab 2020 steht angesichts der angenommenen Stilllegungen ohne den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke nicht mehr genügend Leistung zur gesicherten inländischen Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Bis 2050 müssen durch den Zubau konventioneller Kraftwerke, Retrofit und ggf. teilweise über das Ausland über 46 GW an zusätzlicher gesicherter Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt werden.⁴

Fazit: Bleiben die politischen Rahmenbedingungen unverändert, wird Deutschland seine Stromnachfrage trotz des gemäß BMU-Leitszenario 2009 zugrunde gelegten ambitionierten Zubaus erneuerbarer Energien langfristig nicht mehr eigenständig decken können. Da für die Einbeziehung des Auslands in die Bereitstellung gesicherter Leistung nicht nur die entsprechende Erzeugungsleistung im Ausland, sondern auch die notwendigen grenzübergreifenden Netzkapazitäten exakt zum benötigten Zeitpunkt zur Verfügung stehen müssten, wird eine nationale Vorhaltung gesicherter Leistung oberhalb der Jahreshöchstlast empfohlen. In Zukunft braucht es darüber hinaus einen ausgewogenen Technologiemix zwischen erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speicher, Netzausbau und Demand-Side-Management, um die Versorgungssicherheit in einem stark veränderten Stromsystem zu gewährleisten.

Integration der Erneuerbaren in das Stromsystem nicht vollständig möglich

Ab 2020 entstehen immer häufiger Situationen, in denen zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr Strom durch erneuerbare Energien und KWK erzeugt wird, als in Deutschland zu diesem Zeitpunkt benötigt wird. Im Jahr 2050 übersteigt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK die Nachfrage bereits in 43 Prozent der Stunden im Jahr bzw. um 66 TWh. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK ist 2050 bis zu 70 GW größer als die Nachfrage in einer Stunde. Zu einem gewissen Anteil kann diese Stromerzeugung (theoretisch) ins Ausland exportiert oder in inländischen Speichern zwischengespeichert werden. Allerdings ist die Errichtung zusätzlicher Energiespeicherkapazitäten in der angenommenen Größenordnung nur schwer darstellbar. Trotz des für diese Berechnung unterstellten optimalen Netzausbau sowie modelloptimalem Austausch mit dem Ausland und perfekter Voraussicht

³ Unter Direktimport erneuerbarer Energien wird eine virtuelle Einspeisung ausländischer erneuerbarer Stromerzeugung in das deutsche Stromnetz entsprechend dem Entwicklungspfad des BMU-Leitszenarios 2009 verstanden. Der geografische Ursprung dieser Erzeugung und die Einspeisepunkte in Deutschland werden nicht spezifiziert.

⁴ Der in der Studie ermittelte Zubau konventioneller Kraftwerke wird im Kapitel 4.4 diskutiert, siehe insbesondere Kapitel 4.4.3.

im System können aber immer höhere Anteile der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung nicht mehr integriert werden und müssen zur Beibehaltung der Systemstabilität abgeregelt und damit verworfen werden. Aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung nehmen die Residuallastschwankungen in Deutschland stark zu.

Fazit: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss zwingend mit einer Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung, einer intelligenten Steuerung zur Flexibilisierung der Nachfrage sowie mit dem Bau von Stromspeicherkapazitäten einhergehen. Ein Teil der benötigten Systemflexibilität könnte durch eine flexible Betriebsweise von KWK-Anlagen und/oder die Verringerung der Must-run-KWK-Erzeugung bereitgestellt werden. Um das Auftreten von Extremwerten und Schwankungen auszugleichen, muss es einen kombinierten Einsatz von Speichern, Demand-Side-Management und nationalem wie internationalem Netzausbau geben. Angesichts der Komplexität der zukünftigen Stromerzeugung wird es dabei keine singuläre Lösung geben. Stattdessen muss das Energiesystem in seiner Gesamtheit betrachtet und optimiert werden. Bleibt der Netzausbau hinter den gesetzten Zielen zurück oder ist das Ausland nicht bereit, den Ausgleich der Schwankungen der Stromerzeugung in Deutschland zu unterstützen, wird die Integration der erneuerbaren Energien wesentlich schwieriger, und die Bedeutung der gesicherten Leistung der inländischen konventionellen Kraftwerke für die Versorgungssicherheit nimmt zu.

Netzausbau dringend notwendig

Bereits heute besteht ein geografisches Ungleichgewicht zwischen der hohen installierten Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland und der Konzentration der Lastzentren im Süden und Westen. Dieses Ungleichgewicht wird durch die Errichtung großer Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee sowie gegebenenfalls durch konventionelle Kraftwerksneubauten in Küstennähe weiter zunehmen. Das führt zu einem wachsenden Transportbedarf für elektrische Energie im Übertragungsnetz in Deutschland. In der vorliegenden Studie wurde der Netzausbaubedarf im deutschen Höchstspannungsnetz für eine besonders kritische Netzsituation (Starkwind und Starklast) untersucht. Die Analysen für diesen einzelnen Netznutzungsfall zeigen, dass bis 2050 ein weiterer Netzausbau im Übertragungsnetz von mindestens 12 900 km notwendig wird. Die überwiegend auf der Stromverteilnetzebene angeschlossenen erneuerbaren Erzeuger, vor allem Photovoltaik, kleinere Onshore-Windparks und Biomasseanlagen, haben einen erheblichen Ausbau- und Innovationsbedarf in diesen Netzbereichen zur Folge.

Fazit: Der Netzausbau ist ein zentraler Grundpfeiler für die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energien. Die Höchstspannungsnetze in Deutschland müssen dringend und umfangreich ausgebaut werden. Dieser Ausbau verzögert sich aber heute schon extrem. Darüber hinaus muss auch der Netzausbau auf der Verteilnetzebene dringend in Angriff genommen werden.

Die Stromversorgung kostet 2050 deutlich mehr als heute

Die zunehmende fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien hat nachhaltigen Einfluss auf den Stromhandel und die Preisbildung an der Börse. Sehr deutlich wird die Volatilität der Strompreise steigen, das heißt die Häufigkeit sehr hoher und sehr niedriger Preise nimmt stark zu. Die zukünftigen Strompreissteigerungen ergeben sich nicht nur aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem

veränderten Einsatz konventioneller Kraftwerke, sondern auch durch steigende Netzkosten und Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems, zum Beispiel durch die Errichtung von Speichern. Darüber hinaus werden Kosten für die Anbindung der Offshore-Windparks sowie erhöhte Kosten für Regelenergie und Demand-Side-Management anfallen. Insgesamt ist eine deutliche, aber aus heutiger Perspektive in ihrer genauen Höhe kaum zu beziffernde Zunahme der Kosten für die Stromversorgung bis 2050 zu erwarten. Den Kostensteigerungen stehen positive Effekte wie z.B. eine verminderte Abhängigkeit von Rohstoffimporten gegenüber.

Fazit: Auch 2050 können erneuerbare Energien unter den getroffenen Annahmen ihre Kosten nicht vollständig am Markt decken. Eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien wird es unter Beibehaltung des heutigen Strommarktaufbaus ohne Förderung nicht geben. Der heutige Aufbau des Strommarkts und die bestehenden Mechanismen zur Umwälzung der Kosten aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien werden im Jahr 2050 nicht mehr anwendbar sein. Der Strommarktaufbau in Verbindung mit einer Marktintegration der erneuerbaren Energien muss deshalb weiterentwickelt werden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	8
Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	15
1 Zusammenfassung der Studienergebnisse	17
2 Zielsetzung und Hintergrund der Untersuchung	29
3 Das heutige Stromversorgungssystem	31
3.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen	31
3.2 Nachfrage	34
3.3 Erzeugung	36
3.3.1 Konventionelle Erzeugung	37
3.3.2 Erzeugung aus erneuerbaren Energien	39
3.4 Stromtransport und -verteilung	44
3.5 Einbindung in das europäische Stromversorgungssystem	46
3.6 Markt	47
3.7 Zwischenfazit zum heutigen Stromversorgungssystem	51
4 Die Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050	53
4.1 Eingangsgrößen	54
4.1.1 Stromnachfrage	55
4.1.2 Ausbaupfad der EE in Deutschland	56
4.1.3 Konventioneller Kraftwerkspark	63
4.1.4 Konventionelle KWK-Erzeugung	65
4.1.5 Europäisches Übertragungsnetzsystem	66
4.1.6 Brennstoffkosten	67
4.1.7 Zwischenfazit Eingangsgrößen	68
4.2 Modellaufbau und Hintergrundinformationen zum verwendeten Modell	68
4.2.1 Modell zur Ermittlung des Reservebedarfs	70
4.2.2 Modell zur Entwicklung des Kraftwerksparks	70
4.2.3 Modell zur Marktsimulation und Preisbestimmung	71
4.2.4 Modell zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs	71
4.3 Regelleistung	72

4.3.1	Grundlagen der Regelleistung	72
4.3.2	Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis 2050	74
4.3.3	Zwischenfazit Regelennergie	76
4.4	Kraftwerkspark-Ausbauplanung	76
4.4.1	Konventionelle Erzeugungskapazitäten in Deutschland	77
4.4.2	Die Gesamt-Erzeugungskapazitäten in Deutschland	84
4.4.3	Gesicherte Leistung in Deutschland	86
4.4.4	Zwischenfazit Kraftwerkspark-Ausbauplanung	88
4.5	Die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	89
4.5.1	Einsatzzyklen konventioneller Kraftwerke	91
4.5.2	Die Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland	96
4.5.3	Zwischenfazit Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	97
4.6	Stromtausch mit dem Ausland	97
4.6.1	Monatsscharfe Auswertung der Stromimporte und -exporte	98
4.6.2	Auslastung der deutschen Grenzkuppelkapazitäten	100
4.6.3	Zwischenfazit zum Stromtausch mit dem Ausland	101
4.7	Elektrizitätsmarkt	102
4.7.1	Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise	102
4.7.2	Negative Strompreise	107
4.7.3	Preisbildung und Handelsmechanismus für Fahrplanenergie an der Börse	109
4.7.4	Zwischenfazit Elektrizitätsmarkt	110
4.8	Die Integration der Must-run-Erzeugung und die Entwicklung der Residuallast	111
4.8.1	Negative Residuallast und nicht integrierbare Leistung	112
4.8.2	Schwankungen der Residuallastverläufe	115
4.9	Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene	120
4.10	Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene	122
4.11	Systemstabilität	124
4.11.1	Blindleistungsbereitstellung	124
4.11.2	Kurzschlussleistung	125
4.11.3	Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzbetriebsfähigkeit	126
4.11.4	Systemverantwortung	127
4.12	Die Kostenentwicklung der Stromversorgung in Deutschland	127
4.12.1	Die Kostenentwicklung konventioneller Stromerzeugung	128

4.12.2	Kostenentwicklung der Erzeugung aus EE	129
4.12.3	Die Entwicklung wesentlicher Kostenblöcke der Netzkosten	133
4.12.4	Zwischenfazit Kosten	137
5	Instrumente und Optionen zur verbesserten Integration der EE in das Stromversorgungssystem	139
5.1	Die Anpassung im Bereich der konventionellen Erzeugung	139
5.2	Anpassungen im Bereich der Nachfrage	141
5.3	Der Zubau zusätzlicher Speicherkapazität	143
5.4	Sensitivitätsrechnung für den Direktimport von EE	145
6	Literaturverzeichnis	148
7	Anhang	153
A.	Energie, Gewichts- und Zeiteinheiten	153
B.	Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten	154
C.	Eingangsdaten der Modellierung	155
D.	CO ₂ -Emissionen nach Kraftwerkstypen	162
E.	Beschreibung der verwendeten Modelle	163