

Analyse aufgrund der Ergebnisse der Dena-Netzstudie

Regel- und Reservebedarf bei Ausbau der Stromerzeugung mit regenerativen Energien bis 2015

Die Studie »Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore«¹⁾ (Dena-Netzstudie) untersucht die Auswirkungen des Ausbaus der regenerativen Energien (REG) zur Stromerzeugung – vor allem der Windenergie – auf das elektrische Verbundnetz und den Kraftwerkpark für den Zeitraum von 2003 bis 2015. In einer Folgestudie (Dena-Netzstudie II) soll dann die Entwicklung mit weiter steigenden REG-Beiträgen zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 untersucht werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Dena-Netzstudie hinsichtlich der Auswirkungen des REG-Ausbaus auf den Regel- und Reservebedarf des gesamten Kraftwerk-parks analysiert.

Die gesicherte Leistung der installierten REG-Anlagenkapazitäten (Leistungskredit) beschreibt, welcher Anteil dieser Kapazitäten zur Deckung der saisonalen Höchstlast als gesichert angesehen werden kann. Unterstellt wird in den Untersuchungen der Dena-Netzstudie ein Niveau der Versorgungssicherheit von 99%. Die Jahreshöchstlast tritt in Deutschland besonders während kalter Perioden auf. Der Leistungskredit beschreibt, wie viel konventionelle Kraftwerksleistung langfristig nicht als Reserve vorgehalten werden muss, um die Stromversorgung sicherzustellen.

Im Szenario der Dena-Netzstudie wird ein Ausbau der Windenergie von rd. 15 GW installierter Leistung im Jahr 2003 auf 36 GW im Jahr 2015 (davon 26,2 GW onshore und 9,8 GW offshore) prognostiziert. Die Windstromeinspeisung steigt in diesem Zeitraum von 24 auf 77 TWh/a. Der Leistungskredit der Windenergie im Jahr 2015 beträgt 6 % der installierten Windenergieleistung (*Bild 1*). Im Jahr 2015 können somit rd. 2,2 GW Windenergie als gesicherte Leistung zur Höchstlastdeckung beitragen und die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerk-parks kann um diesen Betrag reduziert werden. Zusätzlich kann die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerk-parks durch den Ausbau der nicht dargebotsabhängigen regenerativen Energien (Biomasse und Geothermie) um weitere 3,5 GW reduziert werden. Die installier-

te Anlagenleistung zur regenerativen Stromerzeugung in Höhe von rd. 39,5 GW ersetzt somit bis zum Jahr 2015 insgesamt rd. 5,7 GW an konventioneller Kraftwerksleistung.

Regel- und Reservebedarf

Die bei Nutzung dargebotsabhängiger regenerativer Energiequellen (vor allem Wind- und Solarenergie) benötigte Regel- und Reserveleistung ist direkt abhängig von der Güte der Prognose des Primärenergieangebots. Je mehr sich Prognose und tatsächliche Stromeinspeisung unterscheiden, desto größer wird der Bedarf. Um unvorhergesehene Veränderungen der REG-Stromeinspeisung kurzfristig ausgleichen zu können, muss jederzeit ausreichend positive und negative Regel- und Reserveleistung zur Verfügung stehen. Grundsätzlich wird zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minuten- und Stundenreserve unterschieden.

Die Verfügbarkeit und Übertragung der erforderlichen Regel- und Reserveleistungen muss auch in kritischen Fällen gewährleistet sein. Beim Neubau von Spitzenleistungskraftwerken spielen deshalb der Standort und die zeitliche Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten eine entscheidende Rolle.

Primärregelleistung

Die bisherigen Erfahrungen mit der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen (WEA) im großräumigen Verbund haben gezeigt, dass die Veränderungen des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung im Zeitbereich der Primärregelleistung gering sind und ohne zusätzlichen Primärregelleistungsbedarf ausgeregelt werden können. Dies könnte sich jedoch ändern, wenn nach dem Anschluss sehr großer Windparks an das Verbundnetz die Ausfalleistung infolge eines Einfachfehlers die Leistung von thermischen Großkraftwerken überschreitet. Ebenso kann sie durch Sturmabschaltungen bei hoher regionaler Konzentration von WEA notwendig werden. Im Rahmen der Dena-Netzstudie wird davon ausgegangen, dass diese Effekte beim Ausbau der Windenergie durch Einsatz entsprechender Technik Berücksichtigung finden und damit kein zusätzlicher Bedarf an Primärregelleistung notwendig wird.

Lars-Arvid Brischke, Projektmitarbeiter energiewirtschaftliche Grundsatzfragen, Martin Hoppe-Kilpper, Bereichsleiter Kraftwerke und Netze, Albrecht Tiedemann, Projektleiter regenerative Energien, Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena), Berlin.

1) Dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konsortium Dewi/Eon Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission, Endbericht, Köln, 24.02.2005.

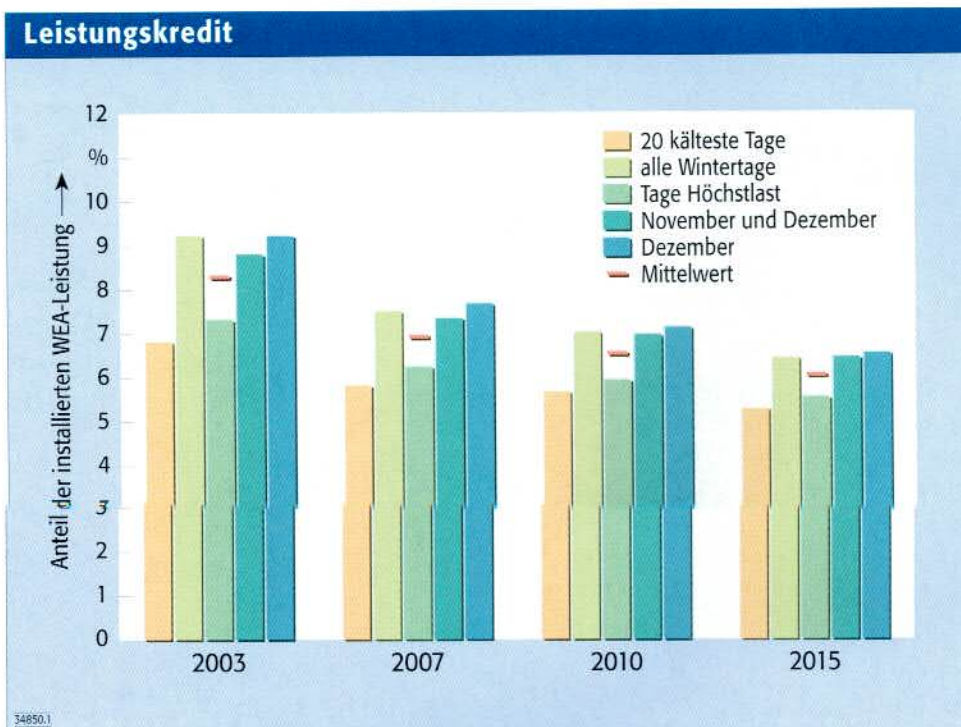


Bild 1. Durchschnittlicher Zugewinn an gesicherter WEA-Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

Anm.: Die Berechnungen wurden für den gesamten Zeitraum 2003 bis 2015 nach einem vereinfachten Modellansatz (eine Regelzone für Deutschland) durchgeführt und sind deshalb für 2003 nicht mit der tatsächlichen Situation (vier Regelzonen in Deutschland) identisch

Sekundärregelleistung

Die Wirkung des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung auf die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung ist noch nicht abschließend geklärt und wurde in der Dena-Netzstudie nicht untersucht.

Aufgrund der vorliegenden Erfahrungen wurde aber unterstellt, dass die Abweichungen, die durch die Erhöhung des Prognosefehlers der WEA-Stromeinspeisung verursacht werden, im maßgeblichen Zeitraum auch bei weiterem Ausbau der Windenergie ohne zusätzliche Sekundärregelleistung ausgeglichen werden können.

Minuten- und Stundenreserve

Durch den Ausbau der Windenergie steigt der Bedarf an positiver und negativer Minuten- und Stundenreserve. Dabei wurde eine Entwicklung der Windprognosegüte gemäß *Tafel 1* angenommen.

Im Jahr 2003 mussten durchschnittlich 1,2 GW und maximal 2,0 GW positive Reserveleistung einen Tag im Voraus (Day Ahead) eingeplant werden. Im Jahr 2015 steigt die durchschnittlich benötigte Reserveleistung auf 3,2 GW (9 % der installierten Windleistung, 4 % der geschätzten Jahreshöchstlast im Jahr 2015). Maximal sind 7,0 GW Reserveleistung einen Tag im Vor-

aus einzuplanen. Um den steigenden Bedarf an positiver Reserveleistung zu decken, sind folgende Maßnahmen im Kraftwerkpark notwendig:

- Zubau von Kapazitäten schnell regelbarer Gasturbinen-Spitzenleistungskraftwerke bis 2015, je nach Szenario in Höhe von 2,1 bis 4,1 GW. Bei Windenergieausbau besteht dementsprechend je nach Szenario ein um 25 bis 60 % höherer Bedarf an Spitzenleistungskapazitäten als ohne Windenergieausbau.
- Anpassung der Betriebsführung der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke (gefüllter Speicher) an den zusätzlichen positiven Reserveleistungsbedarf.

Bei weiterem Windenergieausbau steigt auch der Bedarf an negativer Reserveleistung. Im Jahr 2003 mussten im Mittel 0,75 GW und maximal 1,9 GW negative Reserveleistung einen Tag im Voraus eingeplant werden. Im Jahr 2015 werden dann durchschnittlich 2,8 GW (5 % der installierten Windleistung, 3 % der Jahreshöchstlast) bzw. maximal 5,5 GW benötigt. Die Vorhaltung negativer Reserveleistung kann durch folgende Maßnahmen realisiert werden:

- Einsatz thermischer Kraftwerke, die im Erzeugungsmodus am Netz sind und die ihre Produktion bei negativem Reserveleistungsbedarf auf ihre technische Mindestleistung reduzieren. Infolgedessen müssen thermische Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung der technischen Mindestteillast von Kraftwerken in Höhe von 20 bis 30 GW mit Nennleistung am Netz sein.

- Anpassung der Betriebsführung vorhandener Pumpspeicherkraftwerke (leerer Speicher) an den zusätzlichen negativen Reserveleistungsbedarf.

Darüber hinaus sind weitere Kraftwerkskapazitäten am Netz, deren

Tafel 1

	Day-Ahead-Windprognose				4-h-Windprognose			
	Mittelwert	Standardabweichung	Min.	Max.	Mittelwert	Standardabweichung	Min.	Max.
2003	-0,28 %	7,29 %	-27,5 %	41,5 %	1,26 %	4,92 %	-17,0 %	33,0 %
2015	-0,32 %	5,91 %	-23,5 %	29,5 %	0,97 %	3,89 %	-14,0 %	24,3 %

Tafel 1. Kennzahlen der Day-Ahead- und 4-h-Windprognose in % der installierten WEA-Leistung 2003 und 2015

Tafel 2

	positiv			negativ		
	Durchschnitt GW	max. GW	Energie TWh/a	Durchschnitt GW	max. GW	Energie TWh/a
2003	1,2	2,0	2,1	0,8	1,9	-0,6
2010	2,6	5,5	4,4	2,0	4,3	-1,7
2015	3,2	7,0	5,6	2,8	5,5	-2,3

Tafel 2. Durchschnittlicher und maximaler positiver und negativer Regel- und Reserveleistungsbedarf 2003 und 2015 und damit verbundener Abruf von Regel- und Reserveenergie

Einsetzbarkeit zur Vorhaltung negativer Reserveleistung beschränkt oder ausgeschlossen ist:

- Geothermische Kraftwerke und Biomasseanlagen können unter technischen Gesichtspunkten negative Reserveleistung bereitstellen. Aufgrund der EEG-Vorrangregelung ist ein solcher Einsatz jedoch derzeit wirtschaftlich nicht attraktiv.
- Wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen sind technisch prinzipiell geeignet, negative Reserveleistung bereitzustellen. Der wärmegeführte Betrieb erlaubt einen solchen Einsatz jedoch nur unter bestimmten Restriktionen, die von den Randbedingungen der jeweiligen KWK-Anlage abhängen, z. B. Vorhandensein und Größe eines Wärme-Pufferspeichers.
- Für Kernkraftwerke wurde in der Dena-Netzstudie die Annahme getroffen, dass diese aus Sicherheitsgründen nicht zur Vorhaltung von negativer Reserveleistung eingesetzt werden.

• Insgesamt muss zur Gewährleistung der Netzstabilität permanent ein Sockel von Kraftwerken, die Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen können, am Netz sein.

Analog zum steigenden positiven Reserveleistungsbedarf wächst der Abruf von positiver Reserveenergie von 2,1 TWh/a im Jahr 2003 (0,4 % des Jahresstromverbrauchs) auf 5,6 TWh/a (1 % des Jahresstromverbrauchs). Davon entfallen rd. 58 % auf die Minutenreserve und rd. 42 % auf die Stundenreserve. Von den zusätzlich abgerufenen 3,5 TWh/a leisten die Pumpspeicherkraftwerke, deren installierte Leistung im gleichen Zeitraum konstant bleibt, einen Beitrag von rd. 1,0 TWh/a. Die vorzuhaltende positive und negative Reserveleistung und

der damit verbundene Abruf von Reserveenergie ist zusammenfassend für die Jahre 2003 und 2015 in *Tafel 2* dargestellt.

Zusammenfassung

Durch den Ausbau der regenerativen Energien zur Stromerzeugung entsteht bis 2015 im deutschen Verbundsystem voraussichtlich kein zusätzlicher Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung. Zum Ausgleich von Abweichungen der Windenergieprognose, die trotz kontinuierlicher Verbesserung der Prognosegüte noch vorhanden sein werden, erhöht sich der Bedarf an positiver und negativer Minuten- und Stundenreserve bis 2015 auf das Zwei- bis Vierfache des Bedarfs im Jahr 2003. Die zusätzliche Reserveleistung kann durch neue Spitzenleistungskraftwerke (vor allem Gasturbinen) und durch Anpassung der Betriebsführung bestehender

Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Die installierte Spitzenleistungskapazität steigt in den untersuchten Szenarien der Dena-Netzstudie bis 2015 gegenüber 2003 um 1,7 bis 3,4 % der gesamten in Deutschland installierten Kraftwerksleistung. Der resultierende zusätzliche Reserveenergieabruf wird gemäß Dena-Netzstudie zu rd. 30 % von Pumpspeicherkraftwerken und zu rd. 70 % von fossil befeuerten Spitzenleistungskraftwerken geliefert. Der Abruf positiver Reserveenergie beträgt damit 2015 rd. 1 % des Stromverbrauchs.

(34850)

brischke@dena.de

www.dena.de

Anzeige

Sind Sie schon drin?

Energy-Database 2006

Der neue Datenpool für die Energiebranche!
Für Marketing, Auftragsakquise und vieles mehr.

Aktuelle Adressinformationen von und für die Energiewirtschaft: Energieerzeuger, Netzbetreiber, Verbände, Behörden, Fachmedien, Messen...

Jetzt kostenlos eintragen unter
www.energydatabase.de

PS – Sie sind schon drin? Dann prüfen Sie am besten, ob alle Angaben aktuell sind: www.energydatabase.de

KLIMASCHUTZ

Regel- und Reservebedarf bei Ausbau der Stromerzeugung mit regenerativen Energien

REGEL- UND STEUERTECHNIK

Regel- und Lastverhalten von hydraulischen Kraftwerken im Kraftwerksverbund

CRM

Qualitätszusagen und Fehlervermeidung

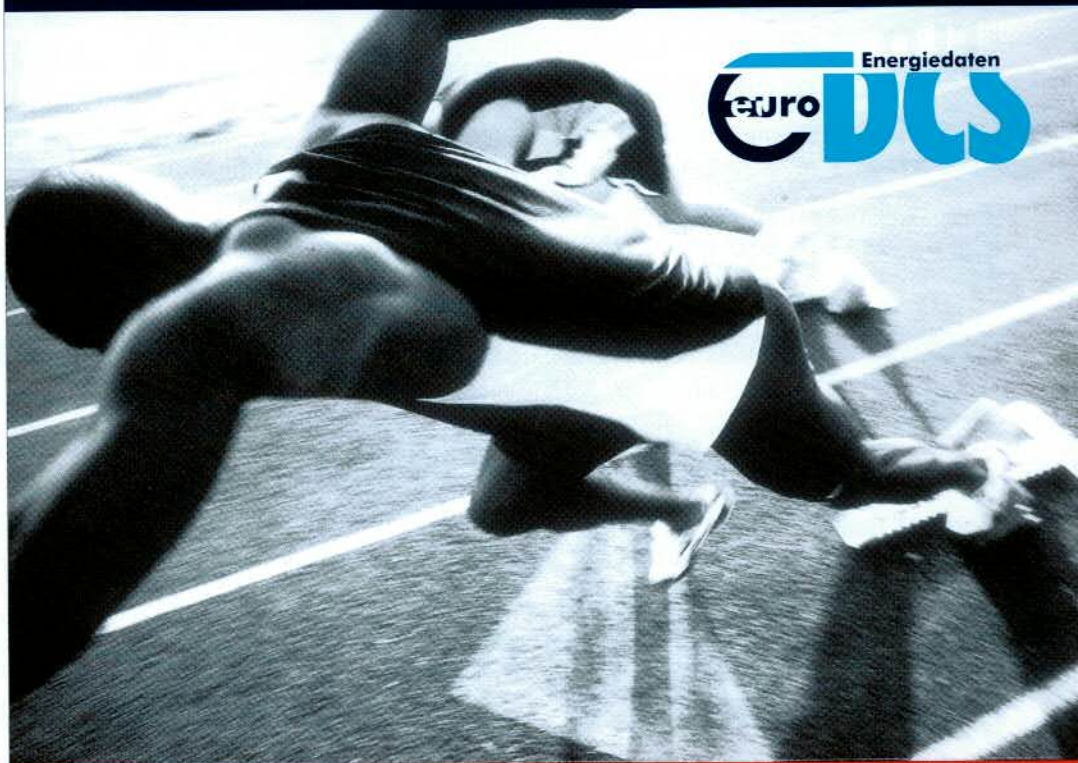
dossier

ENERGIEVERSORGUNG IM WETTBEWERB

Unbundling, Geschäftsprozesse, Netznutzung, Stadtwerke, Gasversorgung

13. Handelsblatt Jahrestagung
Energiewirtschaft 2006
Stand 49
Handelsblatt Veranstaltungen

Erfolg können Sie jetzt mit uns messen.



Energiedaten
euroDCS

Infos: +49(0)261-988748-0 EuroDCS Energiedaten AG
info@eurodcs.com Bubenheimer Weg 23
56072 Koblenz