

## Die Tücken des Ökostroms

RWE Innogy warnt vor einem planlosen Ausbau der erneuerbaren Energieträger. Ökostrom braucht andere Transportwege, mehr Reservekraftwerke und höhere Speicherkapazität.

St. DÜSSELDORF, 18. April. Der Kapazitätsaufbau einer umweltverträglicheren Stromerzeugung schreitet zwar voran. Aber es bedarf mehr, um das wachsende regenerative Stromangebot auch sinnvoll nutzen zu können. Das Stromnetz ist ein höchst sensibles Transportsystem, das es nicht verzeiht, wenn auch nur für einen Moment Einspeisung und Entnahme von Strom nicht exakt übereinstimmen.

Früher steuerte der schwankende Stromverbrauch den Einsatz von Atom-, Kohle-, Gas-, Öl- und Wasserkraftwerken. In der Zukunft wird produziert, was Wind und Sonne hergeben. Der Verbrauch muss entsprechend gesteuert werden. In der Gegenwart erfahren wir an Anachronismen - zum Beispiel den gelegentlich negativen Preisen für den tendenziell immer teurer werdenden Strom -, dass dieser Paradigmenwechsel seine Tücken hat. Die Zukunft der deutschen Stromversorgung liege nicht allein darin, Tag für Tag neue regenerative Erzeugungskapazitäten zu schaffen, sagt Fritz Vahrenholt, der Vorsitzende der Geschäftsführung von RWE Innogy. Das gesamte Stromsystem müsse erneuert werden. Dazu gehörten neben dem Kapazitätsaufbau unverzichtbar das Transportnetz, die Reservekraftwerke und Stromspeicher.

Die Hochspannungsleitungen und Grenzübergänge müssen an veränderte Stromerzeugungszentren und Elektrizitätsflüsse angepasst werden. In den kommenden Jahren gilt es zunehmend, Windkraft aus der Nord- und der Ostsee durch die verbrauchsschwachen Küstenregionen hin in die deutschen Ballungsgebiete und den Strom noch weiter nach Süddeutschland sowie Österreich und die Schweiz zu führen. Denn in den Alpen sind die natürlichen Bedingungen für Stromspeicherung in Stauseen besonders günstig.

Die Windenergie verursacht in den Netzen schnelle Wechsel zwischen starkem und geringem Stromanfall. Im Normalfall müssen sich rund 35 000 Megawatt Strom im Netz befinden. Da ist ein plötzlicher Zufluss von 10 000 bis 15 000 Megawatt Windstrom - die Arbeit von acht oder zwölf Kernkraftwerken - genauso eine Herausforderung für die Netzbetreiber wie ein entsprechender Abfall bei Flaute.

Die Statistik zeigt vom 7. bis 19. Januar 2010 drei extrem spitze Zacken, in denen die Windenergieeinspeisung zwischen wenigen hundert und bis zu 18 000 Megawatt schwankte. In diesen Tagen gab es auch heftige Ausschläge bei den Großhandelspreisen. Mal kostete die Megawattstunde weniger als einen Euro, einige Stunden später dann mehr als 40 Euro. Wenn die Produktion in den anderen Kraftwerken nicht so rasant zurückgefahren werden kann, wie die Windräder aufdrehen, muss umgehend zusätzliche Nachfrage entfacht werden. Das versucht der Netzbetreiber, indem er dem Kunden zum Strom noch Geld ausbezahlt. Im Jahr 2008 habe es rund zehn Stunden mit solchen sogenannten negativen Preisen gegeben. 2009 waren es sogar 50 Stunden, berichtet Vahrenholt. Der zweite Weihnachtsfeiertag 2009 war so außergewöhnlich, dass nach dieser Erfahrung sogar die Börsenregeln für die Stellung negativer Preise geändert wurden. Damals gab es in den ersten neun Stunden des Tages für jede Megawattstunde Abnahmeprämien zwischen 119,90 und 199,99 Euro.

Optimisten glauben, dass in zehn Jahren, wenn in Nord- und Ostsee mehr Windfarmen arbeiten werden, zumindest ein stabiler Sockel an Windenergie verfügbar sein wird. Pessimisten warnen, dass sich mit zunehmender Offshore-Kapazität die zyklischen

Ausschläge nur verstärken werden. Auf jeden Fall gehöre in das von der Bundesregierung für Herbst angekündigte integrierte Energiekonzept zum Kapitel regenerative Energienutzung auch der Rahmen für die kostentreibenden Nebenerscheinungen, erklärte Vahrenholt. "Wenn man das Ziel für die Erneuerbaren im Jahr 2020 nicht im Kontext mit Netzausbau, Kraftwerksreserven und Speicher betrachtet, dann funktioniert das nicht", sagte der Mitbegründer und frühere Vorstandsvorsitzende des Windradbauers Repower.

Bei der Inbetriebnahme eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks in Lingen hatte der RWE-Vorstandsvorsitzende Jürgen Großmann die verschiedenen Vorteile dieses Großkraftwerks mit fast 900 Megawatt elektrischer Leistung aufgezeigt. Im Vergleich zu einem alten Gaskraftwerk emittiert es bei gleicher Produktionsmenge nur die Hälfte an Kohlendioxid. Und mit zwei Blöcken kann es besonders flexibel gesteuert werden. Innerhalb von 30 Minuten kann die Produktion von null auf 100 hochgefahren werden. Aber Gaskraftwerke können wegen der langfristig ungünstigen Versorgungs- und Kostenperspektiven nicht der einzige Netzstabilisator beim Ausbau der wetterabhängigen Erneuerbaren sein. Deshalb plädierte Großmann dafür, im Kraftwerkspark als Reserveleistung auch Kern- und effizientere Kohlekraftwerke zu belassen. Bei den gegenwärtigen Wirkungsgraden der Windräder zu Lande wird eine Kraftwerksreserve von 90 Prozent benötigt.

Durch den Ausbau der Windenergie haben Pumpspeicherkraftwerke ein völlig neues Gewicht bekommen. Früher wurden diese Wasserkraftwerke wegen der Energieverluste eher spärlich eingesetzt. Nach einer groben Faustformel benötigt man 1,4 Kilowattstunden Strom für die Pumpen, um bei Bedarf eine Kilowattstunde zu erzeugen. Aber die verstärkte Schwankungsanfälligkeit der Windenergie und ihr Einfluss auf die Strompreise machen die Pumpspeicher nun wesentlich wirtschaftlicher. "Wenn die Kilowattstunde im Großhandel 3 Cent kostet, sollte man Wasser nach oben pumpen. Beim Preis von 7 Cent sollte man dieses Wasser wieder auf die Turbine stürzen lassen", meint Vahrenholt salopp.

RWE verfügt über eine Pumpspeicherkapazität von 1700 Megawatt. In Österreich ist RWE indirekt an dem Klagenfurter Energieversorger Kelag beteiligt. Im Bundesland Kärnten betreibt die Kelag 64 Wasserkraftwerke, darunter elf Speicherkraftwerke mit 600 Megawatt Kraftwerksleistung und 230 Megawatt Pumpleistung. Für den gegenwärtig laufenden zweistufigen Ausbau der Pump- und Kraftwerkskapazität um 145 Megawatt benötigte die Kelag vom Start mit der Umweltverträglichkeitsprüfung bis zur Inbetriebnahme fünf Jahre, wie der Vorstandsvorsitzende Hermann Egger berichtet. RWE hat in Baden-Württemberg mit EnBW 2008 ein großes Pumpspeicherkraftwerk Attorf mit 1400 Megawatt Leistung in Angriff genommen. Vahrenholt hofft, dass die Genehmigungsverfahren Ende 2013 abgeschlossen und das Kraftwerk 2018, das heißt nach der doppelten Zeit wie bei der Kelag, in Betrieb genommen werden kann.

Seit drei Jahren ist in Deutschland die Windkraftkapazität um jeweils 1800 Megawatt ausgebaut worden. Um deren Erzeugung zu stabilisieren, müssten jährlich zwei Pumpspeicher mit gleicher Kapazität errichtet werden. Was nicht geschieht. Und noch ein weiteres Beispiel für den dringenden Handlungsbedarf beim Ausbau der regenerativen Stromerzeugung: Würden 2030 rund 30 Prozent des Stroms aus Wind erzeugt, benötigte man gewaltige Reservespeicher. Um dann eine windfreie Woche überbrücken zu können, müsste die heute in Deutschland zur Verfügung stehende Pumpspeicherkapazität um den Faktor 70 erhöht werden. Dazu benötigt Deutschland Unterstützung in Ländern mit besseren Voraussetzungen für die Speicherung. Das können Alpen-Staaten sein, aber auch skandinavische Länder. Solche Aspekte sollte die Bundesregierung berücksichtigen, wenn sie demnächst im

Energiekonzept den Rahmen für den Ausbau der regenerativen Energie steckt, wünscht sich Vahrenholt.

Text: F.A.Z., 19.04.2010, Nr. 90 / Seite 16

-----

Ein Überangebot an Windstrom kann dazu führen, dass Netzbetreiber den Kunden Geld bieten, damit sie mehr verbrauchen. Bis zu 200 Euro je Megawattstunde wurden schon gezahlt.

Text: F.A.Z., 19.04.2010, Nr. 90 / Seite 16