

Quo vadis, MV? - Kommentare zur Windenergie-Speicherung

Jochen Lehmann, Hans Sandlaß

Fachhochschule Stralsund / FB Energiespeicher, Berlin

Zusammenfassung

Es werden Fragen zur Windenergienutzung in Mecklenburg-Vorpommern aufgeworfen, um zu einer Entscheidung über den künftigen Status dieses Wirtschaftszweiges bei Einsatz von gespeichertem Wasserstoff beizutragen.

Abstract

The discussion on the use of hydrogen as a storage medium for electricity should help to define the future range of the wind energy economy in Northeast-Germany.

1 Abgeschaltete Windkraft

Das EEG in seiner Fassung von 2014 erlaubt mit §14 „Einspeisemanagement“ im Falle von Netzüberlastung die „Reduzierung der Einspeiseleistung“ von grünem Strom bedingungsweise und mit der Pflicht, es zu protokollieren.

Die Stromkunden müssen dafür bezahlen, denn die Windmüller erhalten, auch wenn der Netzbetreiber den Windpark vom Netz nimmt, die übliche Einspeisevergütung. Und es wird reichlich Gebrauch gemacht von dieser Regelung. In Nordost-Deutschland waren nach einer Auswahl von Windparks mit mehr als 20 MW auf der Grundlage der e.dis AG - Eismann-Berichte insbesondere die folgenden Netzgebiete betroffen:

Altentreptow	39	Klockow	23	Rukieten	28
Barkow	41	Kleinbünzow	32	Trinwillershagen	25
Bergholz	25	Krackow	50	Werder	50
Breesen	27	Kuhlrade	50	Wolgast	32
Gargelütz	35	Lüdersdorf	25	Zölkow	48
Dersekow	21	Nadrensee	26		
Friedeland	41	Rakow	32		

Es wird geschätzt, dass in Deutschland im Jahr 2014 durch diese Abschaltungen 60 Mill. Euro Entschädigung anfielen, für 2015 wird ein Schaden von 500 Mill. Euro prognostiziert /1/.

Dabei muss unterstellt werden, dass in vielen Fällen die Abschaltungen länger dauerten, als es der Zustand des Netzes erforderte, denn ein Wiederauffahren von Windparks gestaltet sich u.U. aufwendig. Offenbar bestand der Grund für die genannten Abschaltungen im allgemeinen darin, dass wegen starken Windaufkommens die entsprechenden 110-kV-Leitungen und Trafostationen beim Übergang vom 110-kV-Verteilungsnetz zur 380-kV-Ebene überlastet waren, ihre leistungsmäßige Auslegung also noch immer nicht an die Leistungen der seit Anfang der 90er Jahre installierten Windparks angepasst worden sind. In diesen Fällen tragen dann die konventionellen Kraftwerke mehr als notwendig zur Befriedigung des Bedarfs bei und die Möglichkeit zur Verminderung des CO₂-Ausstoßes bleibt ungenutzt.

Dem Betrachter dieser Zustände fällt auf, dass gerade an den oben genannten Netzpunkten durch einige Windparkbetreiber und / oder die verantwortlichen Netzbetriebe Maßnahmen ergriffen wurden, um praktische Modelle für die Entlastung von betroffenen Netzpunkte zu erproben: ENERTRAG hat eine eigene 110-kV-Anbindung bei Bertikow geschaffen und setzt im Zusammenhang mit 6 MW installierter Windleistung bei Prenzlau einen 500-kW-Elektrolyseur ein, um Wasserstoff mittels nicht zeitgerecht anfallenden Windstroms herzustellen (ENERTRAG Hybridkraftwerk, 2011). EON nahm 2013 eine modulare Elektrolyseanlage mit insgesamt etwa 2 MW bei Falkenhagen in Betrieb und leitet den erzeugten Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. WIND-projekt hat bei Grapzow eine 1-MW-Elektrolyse in ein Windparksystem von installierten 140 MW eingebunden, um den erzeugten Wasserstoff rückverstromt dem Eigenbedarf der Windparks zuzuführen (RH2, 2014). Die WEMAG andererseits hat mit ihrem 2014 angefahrenen Li-Ionen-Batteriespeicher mit 5 MW Leistung und einer Kapazität von 5 MWh eine Anlage errichtet, die sehr schnell reagierend die Windenergieeinspeisung vergleichmäßigen kann. - Erinnert sei daran, dass es im damaligen West-Berlin einen Batteriespeicher von immerhin etwa 17 MW / 14,4 MWh gegeben hatte, der allerdings eine reine Reserve darstellte und nicht dynamisch gefahren wurde.

Der technisch erfolgreiche Betrieb der genannten Pilotprojekte, die Ankündigung, dass schwerpunkthaft Transformatorstationen ausgebaut werden sollen (z.B. bei Altentreptow, Parchim) und weitere geplante Ertüchtigungen des Verteilungsnetzes lassen hoffen, dass in absehbarer Zeit keine Abschaltungen von Windanlagen wegen Mängeln beim „Einsammeln“ des Windstroms mehr erfolgen müssen.

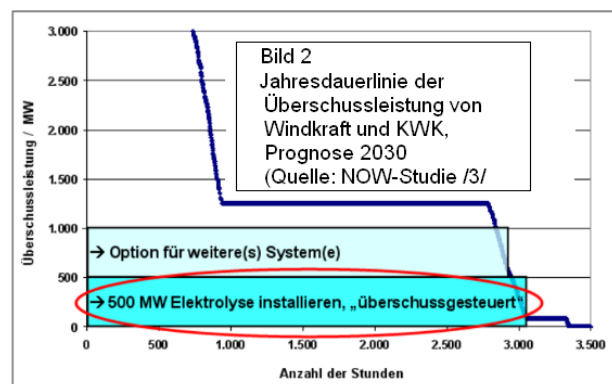
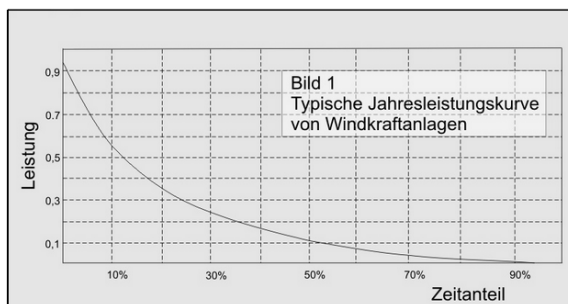
2 Die Dimensionierung von Stromspeicherung

Allerdings, auch wenn das Übertragungsnetz für alle Belastungen hinreichend ausgelegt wäre, muss die Stromproduktion bei mangelndem Bedarf zurückgefahren werden. Das ist schon immer so. Berücksichtigt für diese Situation ist beispielsweise der Pfingstmontag in den Morgenstunden: Für Industrie und Gewerbe herrscht Feiertag, private Haushalte fallen als Verbraucher aus, bei gutem Windaufkommen läuft die regenerative Stromproduktion optimal. Zwar lassen sich Wärmekraftwerke aller Art unterhalb des Arbeitspunktes betreiben, wenn auch bei geringerem Wirkungsgrad und höherem Verschleiß, aber die Abschaltung von Windkraftanlagen ist einfacher. Da Wind- und Solarstrom geplantermaßen einen steigenden Anteil im Netz haben werden und deren Produktion wegen der Diskontinuität des Wind- oder Strahlungsaufkommens ohnehin mit einer Stromspeichermöglichkeit verbunden sein sollte, bietet es sich an, die Speicherung von grünem Strom entsprechend stark von Anfang an in das System einzubeziehen, um auf diesem Wege eine möglichst hohe Auslastung der installierten Technik abzusichern.

Es gibt seit 2007 eine grafische Darstellung von Crotogino und Hamelmann, die den gesamten erzeugten Windstroms in seinen Schwankungen und mit seinen Abweichungen zur 24-Stunden-Prognose während eines Beispielmonats für den Nordosten relativ zum Bedarf erkennen lässt /2/. Aus dieser Darstellung geht hervor, dass von den Methoden, Elektrizität in sehr großem Maßstab zu speichern (Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk, Wasserstoffherzeugung und die Druckspeicherung dieses Energieträgers) nur die

Kavernenspeicherung von Wasserstoff dazu taugt, alle Schwankungen der Windstromproduktion über längere Zeit zu nivellieren. Die beiden anderen genannten Methoden passen kapazitätsmäßig eher zum Ausgleich der Prognoseabweichungen. Wasserstoff-Speicherkraftwerke böten damit in der Tendenz auch die Möglichkeit saisonaler Speicherung und der Anlage nationaler Reserven von Strom und Kraftstoff.

Es erhebt sich die Frage, wie denn bei allem die einzusetzende Elektrolyse zu dimensionieren sei. Aus den im Abschnitt 1 erwähnten Beispielprojekten lässt sich keine Regel ableiten, die Begründungen für die gewählten Elektrolyseurgrößen waren entsprechend der Projektziele unterschiedlich. Ginge man von der Vorstellung aus, allen anfallenden Windstrom der Wasserstoffherzeugung zuzuführen, so zeigt ein Blick auf die typische Kurve der Windleistungsverteilung über ein Jahr (Bild 1), dass es



wegen der relativ wenigen Starkwindstunden wohl aussichtslos wäre, eine entsprechend angepasste Elektrolyse auch nur annähernd auslasten zu können. Die Charakteristik des nicht bedarfssynchron erzeugten Windstroms hat eine der Windleistungsverteilung entsprechende Form. Auch hier würde die Absicht, die Überschüsse vollständig der Elektrolyse zuzuführen, an einer zu geringen Auslastung der Installation scheitern. In der NOW-Studie zum Management von „überschüssigem“ Windstrom /3/ wird vorgeschlagen, im unteren Bereich der Kurve für die zu erwartende Windüberschussleistung (Bild 2) beginnend Elektrolyse etwa mit 10 % der zu zeitweiligen Überschüssen führenden installierten Windturbinenleistung vorzusehen und gegebenenfalls bei günstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen modular erweiterte Wasserstoffproduktion zu betreiben. Dies wird mit markierten Flächen in Bild 2 angedeutet. Durch Rückverstromung von Wasserstoff gewänne man positive Regelenergie, durch Zurückfahren der Elektrolyse negative. In der Summe aber sollte prinzipiell mehr Wasserstoff erzeugt werden, als in kurzen Zeiträumen zur Netzstabilisierung benötigt wird. Im Gegensatz zu Kraftwerken für Regelleistung im konventionellen Bereich, kann ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk dann außer Strom nach Fahrplan noch ein zweites Produkt anbieten: Grünen Wasserstoff als Kraftstoff oder als Grundstoff für die chemische Industrie. Ohnehin hängt die Rentabilität eines Speichers doch wesentlich von der Umschlagsfrequenz ab. Die Ausnutzung dieser Synergien würde unter anderem bedeuten, dass über Mischkalkulationen sich der Preis für die grüne Regelenergie erniedrigen könnte.

3 Hemmnisse für grünen Wasserstoff

An dieser Stelle wird ein Standortnachteil von Mecklenburg-Vorpommern deutlich: Auf der Landkarte für die bestehenden und bis 2020 geplanten öffentlichen Wasserstofftankstellen erscheint das Land als weißer Fleck /4/. Prognosen zufolge wird sich hier nicht so schnell ein tragfähiger Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge bilden. Dies ist nicht unbedingt einzusehen, sei aber zunächst hingenommen. Wenn also eine Wertschöpfung im Lande auf der Grundlage einer über den Netzbedarf hinausgehende Stromproduktion aus regenerativen Quellen angestrebt werden soll, müssten weitere Kunden für grünen Wasserstoff gefunden werden. Die Initiative „Performing energy“, Arbeitsgruppe innerhalb des DWV, schlägt dazu vor, den in Raffinerien zur Dieselproduktion erforderlichen Wasserstoff nicht mehr mittels billiger Erdgasreformierung zu gewinnen, sondern durch umweltfreundliche Elektrolyse mit Strom aus regenerativen Quellen /5/. Der wirtschaftliche Hintergrund könnte dabei die Erfüllung von EU-Anforderungen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes sein, solange dafür noch keine genügend großen Flotten innerhalb der Elektromobilität zur Verfügung stehen. Die Initiative ChemCoast e.V. im Bereich Hamburg / Unterelbe versucht in diesem Zusammenhang generell, die chemische und Nahrungsgüterindustrie in den Einsatz grünen Wasserstoffs einzubeziehen /6/. Damit verbundene Preissteigerungen sollten dem Kunden zugemutet werden, stellten die jeweiligen Produkte doch eine neue Qualität dar.

Das Fazit aus diesen Überlegungen heißt: Auch in Mecklenburg-Vorpommern müssen neue Verbraucher für grünen Wasserstoff gefunden werden, damit beim weiteren Ausbau der Windenergiegewinnung restriktionsfrei agiert werden kann. Eine genügend große Speichermöglichkeit für grünen Strom wäre also die Voraussetzung einer anhaltenden Wertschöpfung mittels Windenergienutzung im Lande.

Bis jetzt drängt sich niemand, als Betreiber eines Wasserstoffspeicherkraftwerks aufzutreten. Die Modellprojekte können nicht wirtschaftlich betrieben werden. Es fehlt eine Preisbildung für grünen gespeicherten Strom, die den Erzeugern den Aufwand für Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung im Bedarfsfall ersetzen würde. Auch der reelle Preis für grünen Wasserstoff als Grundstoff bzw. Kraftstoff ist gegenüber dem Preis von aus Erdgasreformierung stammenden für den Verbraucher abschreckend. An diesen Stellen müsste fördernd eingegriffen werden, denn die Ablösung CO₂-lastiger Verfahren und Erzeugnisse ist im Rahmen von Energiewende und Klimakonzepten ein anerkannt gesamtgesellschaftliches Anliegen. Trotzdem geht es nicht spürbar voran. Muss man diesen Umstand allein der Lobby der Energiekonzerne zur Last legen? Es scheint doch eher so zu sein, dass es der Republik an einem Masterplan fehlt, den vielseitigen Gebrauch von grünem Wasserstoff vorzubereiten. In seinem Beitrag auf dem 21. Energiesymposium hat Simon Schäfer-Stradowsky /7/ vom Greifswalder Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. ausführlich dargelegt, welche Hindernisse in der geltenden nationalen und EU-Gesetzgebung dafür existieren. Beispielsweise werden Biogas und Äthanol als grüne Kraftstoffe anerkannt, grünen Wasserstoff aber gibt es gar nicht; ein Unternehmen, das aus grünem Wasserstoff sowohl grünen Strom als Regelenergie als auch als grünen Kraftstoff verkaufen will, ist schlicht verboten. Da kann schon Pessimismus aufkommen, wenn man bedenkt, wie lange Änderungen im legislativen Bereich zu dauern pflegen. Wenn sie denn schon in all ihrer verwirrenden Begrifflichkeit artikuliert wären...

Bei dieser Sachlage bleibt für die Macher nur eine Konsequenz: Die Zeit, die dafür noch vergehen wird, dem grünen Wasserstoff einen gangbaren Businesscase und möglichst weitere zu eröffnen, muss genutzt werden, überzeugende Demonstrationen – möglicherweise auf der Basis von Ausnahmegenehmigungen – zu schaffen und mit praktischen Erfahrungen die Einführung des Fortschritts zu beflügeln. Es wird wohl wenig aussichtsreich sein, Technologien, die im Inland nicht eingesetzt werden, zum Exportschlager zu entwickeln. Deutschlands Vorreiterrolle bei der Nutzung regenerativer Energien geriete, wie schon bei Hausheizungen mit Brennstoffzellen und bei brennstoffzellenelektrischen Kraftfahrzeugen geschehen, auch an dieser Stelle in Gefahr.

Die Inbetriebnahme des zweiten Offshore-Windparks vor der Küste Mecklenburg-Vorpommerns im September dieses Jahres durch die EnBW erweckt Hoffnung: Der Einspeisepunkt beider Windparks, Bentwisch, wäre ein möglicher Standort für ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk, ein zweiter Lubmin, wo weiterer Offshore-Windstrom eingespeist werden soll, auch wegen der dortigen exzellenten Anbindung an das Erdgasnetz. Naheliegend wäre darüber hinaus auch ein dritter Standort für ein Wasserstoffspeicherkraftwerk im Bereich der Landkreise Ludwigslust-Parchim und Mecklenburger Seenplatte. Allerdings erhebt sich die Frage, ob wirklich ein wirtschaftspolitischer Wille existiert, die Windindustrie in MV zu einer krisenfesten Produktion für grüne Elektrizität und sauberen Kraftstoff über den eigenen Bedarf hinaus zu entwickeln. Vielleicht soll ja den benachbarten Bundesländern der Vortritt und damit der Technologievorsprung eingeräumt werden.

Referenzen

- /1/ Werner Diwald, encon-europe.de, priv. Mitteilung
- /2/ Crotogino, Hamelmann, Wasserstoff-Speicherung, 14.REGWA, Stralsund, 2007, Tagungsband 11-17
- /3/ <http://www.now-gmbh.de/de/presse-aktuelles/2014/abschlußbericht-wind-h2-systeme.html>
- /4/ Wasserstoff Brennstoffzellen Energiespeicherung, Positionspapier, www.dwv-info.de
- /5/ performing-energy.de
- /6/ Renate Klingenberg, ChemCoast-Präsentation im vorliegenden Tagungsband
- /7/ Simon Schäfer-Stradowsky, Power to Gas – Rechtlicher Rahmen und offene Fragen, 21.REGWA, Stralsund, 2014, Tagungsband 148-158, sowie Präsentation im vorliegenden Tagungsband