

## Hohe Netzanschlussbegrenzung: Systemkosten bei der Energiewende wirksam senken

### Zusammenfassung:

Die Begrenzung der Netzkapazität angeschlossener, volatil einspeisender Erzeugungsanlagen ist ein geeigneter Weg, die Auslastung der Netzinfrastruktur deutlich zu steigern und dementsprechend die Netzkosten je übertragener Kilowattstunde zu senken. Es muss nicht jede erzeugte Kilowattstunde ins Netz eingespeist werden, wenn dies in der volkswirtschaftlichen Betrachtung unwirtschaftlich ist.

Notwendig ist eine gesetzliche Regelung zur Ermöglichung einer ausreichend großen Überbauung von Netzverknüpfungspunkten mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Dann ist es auch nicht erforderlich, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu bremsen, weil der Netzausbau nicht ausreichend voranschreitet. Stattdessen können an das bereits vorhandene Netz weitere Erzeugungsanlagen angeschlossen werden.

Einspeisung von Strom rein aus PV-Anlagen führt immer zu einer vergleichsweise geringen Netzauslastung und damit zu unnötig hohen Netzentgelten, auch bei einer drastischen Begrenzung der Netzkapazitäten. Am sinnvollsten im Hinblick auf möglichst günstige Netzkosten ist die Kombination von PV- und Windstrom in einem Netzverknüpfungspunkt mit ausreichend großer Begrenzung der Übertragungsleistung der Netze. Das sollte auch in der Raumplanung berücksichtigt werden und neben der Ausweisung von Wind-Vorranggebieten auch eine entsprechende Flächenkulisse für PV-Anlagen in räumlicher Nähe zu den Wind-Vorranggebieten geschaffen werden.

Netzanschlussbegrenzung ist soweit volkswirtschaftlich sinnvoll, wie die Einsparungen aufgrund einer besseren Netzauslastung größer sind als die Kosten der Abregelung. Wenn dies marktgetrieben organisiert wird, haben Projektierer die Möglichkeit, eine Gesamtoptimierung über die Weitergabe der Abschaltkosten in den Markt, durch lokale (industrielle) Stromverwendung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, durch Speicher oder durch Vereinbarungen mit der Verbrauchsseite (Lastmanagement) vorzunehmen.

Bei einer ausreichend großen Begrenzung der Netzeinspeisekapazität wird auch die Zahl der Jahresstunden, in denen ein Überangebot an Strom besteht und in der Folge negative Börsenstrompreise auftreten, deutlich reduziert werden können. Die Begrenzung der Netzeinspeisekapazität ist also auch grundsätzlich geeignet, eine Marktstabilisierung zu unterstützen.

Nachdem der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den vergangenen drei Jahren gut an Fahrt aufgenommen hat, ist gerade eine gewisse Verzögerung zu beobachten. Energieministerin Katherina Reiche hat als Richtung ausgegeben, „die Systemkosten in den Griff zu bekommen“ – und in der Tat, angesichts allein der erwarteten Netzausbaukosten in Höhe von über 600 Mrd. Euro bis zum Jahr 2045 ist die Frage berechtigt, wie man nicht nur die Erneuerbaren ausbaut, sondern auch die Kosten des Gesamtsystems so günstig wie eben möglich hält und gleichzeitig jederzeit Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Aber muss deswegen der Zubau an Erneuerbaren Energien wieder eingebremst werden, um die Systemkosten zu senken?

Nicht nur die Kosten für das zukünftige Energiesystem bereiten Sorgen, sondern auch der Umgang mit einem dargebotsabhängigen Energiesystem. „Dargebot“ heißt, dass die Erzeugung (hier die Stromerzeugung aus den fluktuierenden Quellen Wind und Solar) von der Witterung abhängt und eben nicht im Voraus geplant und gesteuert werden kann, wie dies mit der fossilen oder nuklearen Stromerzeugung möglich ist. Im Energiesystem ist Dargebotsabhängigkeit neu. Die Menschheit hat jedoch seit Jahrtausenden gelernt, mit Dargebotsabhängigkeit gut umzugehen, nämlich in der Landwirtschaft. Auch dort hat man keinen Einfluss darauf, wie das Wetter wird, wie sich die ausgebrachte Saat entwickeln und wie die Ernte ausfallen wird. Versorgungssicherheit gibt es in der Landwirtschaft nur mit Lagerung der Ernte oder, bei leicht verderblichen und nicht lagerfähigen Produkten, mit struktureller Überproduktion. Im Agrarsektor haben wir gelernt, die Dinge so zu steuern, dass in Zeiten von tatsächlicher Überproduktion keine negativen Lebensmittelpreise auftreten (indem Lebensmittel vernichtet, industriell genutzt oder mit Abschlägen auf dem Weltmarkt veräußert werden), während die Energiewirtschaft über die zunehmende Zahl an Jahresstunden mit negativen Börsenstrompreisen jammert und noch keine adäquate Lösung findet. In der Energiewirtschaft steht dieser Lernprozess also noch aus. Zugegeben, die Dinge sind nicht vollständig vergleichbar. Weizen lässt sich mit geringen Kosten lange lagern, Salat immerhin noch für kurze Zeit, Strom muss sofort verbraucht oder mit sehr großem Aufwand gespeichert werden.

Ein weiteres kommt hinzu: Der historische Ausbau insbesondere der Photovoltaik mit vielen Anlagen, die ungesteuert ins Netz einspeisen, führt tendenziell zu Herausforderungen bei den Verteilnetzbetreibern, die Netzstabilität zu gewährleisten, insbesondere an sonnigen Wochenenden oder Feiertagen mit hoher Stromerzeugung und geringer Nachfrage. In größeren Städten ist das Verteilnetz von der Stromnachfrage geprägt. In ländlichen Regionen ist das anders und hier gibt es tatsächlich Handlungsbedarf.

Zurück zum Kernthema, nämlich der Frage, wie man die Gesamtkosten des zukünftigen Energiesystems so günstig wie möglich halten kann. Ein wesentlicher Lösungsbeitrag wurde mit der Studie zu Netzverknüpfungspunkten vom 11. April 2024 erbracht. Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) hat das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (FEE) beauftragt, diese Studie zu erstellen. Ziel war es, den „gewaltigen Schatz ungenutzter Kapazitäten für den Netzanschluss von Erneuerbaren-Kraftwerken“ zu heben.

Datenbasis waren synthetische Erzeugungsdaten für Wind und PV, zeitliche Auflösung 1h, räumlich 6 km x 6 km. Im Ergebnis wurde gezeigt, dass eine „Überbauung“ auf 250 % der Netzanschlussleistung (125 % Windkraftleistung, 125 % PV-Erzeugungsleistung, bezogen auf einen gemeinsam genutzten Netzanschluss mit einer Kapazität von 100 %) eine bessere Netznutzung von bis zu 53 % der Jahreskapazität des Netzes oder 4640 Vollbenutzungsstunden (kombiniert Wind & PV) im Mittel über Deutschland ermöglicht. Zum Vergleich: bei neuen PV-Anlagen erreicht man eine Netzauslastung von ca. 13 % der Jahreskapazität (oder 1140 Vollbenutzungsstunden), bei neuen Windkraftanlagen von ca. 33 % der Jahreskapazität (oder 2890 Vollbenutzungsstunden). Dies zeigt Möglichkeiten einer besseren Ausnutzung der Betriebsmittel für den Netzanschluss sowie eines beschleunigten und kostengünstigeren Anschlusses und Ausbaus von Erneuerbaren Energien auf.<sup>1</sup>

Mich hat interessiert, wie sich diese Ergebnisse bei realen Anlagen darstellen:

- Wie wirken sich unterschiedliche Erzeugungsmengen in verschiedenen Jahres aus?
- Wie weit lässt sich Überbauung treiben und welcher Systemnutzen folgt daraus?
- Wie groß sind Abschaltverluste bei entsprechend hoher Überbauung (ohne Berücksichtigung von Speichern)?

---

<sup>1</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310\\_BEE\\_Studie\\_NVP.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf)

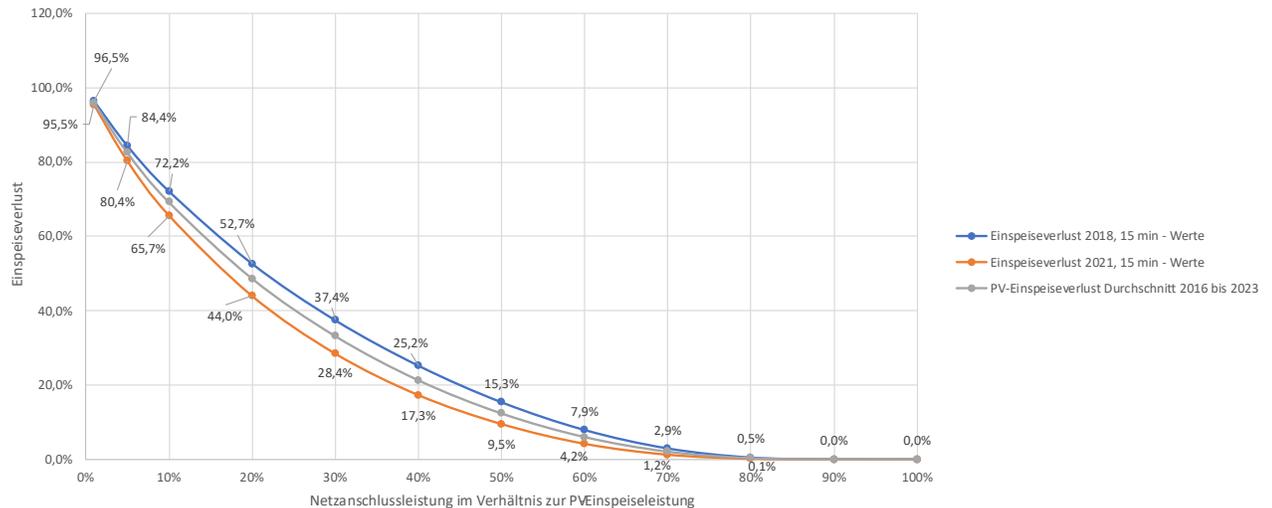
Die Systemanalysen habe ich mit den Erzeugungsdaten eines Windparks in Creglingen (Baden-Württemberg) und einer PV-Freiflächenanlage in Arenborn (Hessen) mit realen Einspeisedaten über mehrere Jahre (2016 bis 2023) und mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min Einspeisedaten für Windenergie, 15 min Einspeisedaten für Solarenergie) vorgenommen.

Der Windpark in Creglingen (Main-Tauber-Kreis in Baden-Württemberg) besteht aus 10 Anlagen. Für 7 Anlagen liegt die Betriebsführung bei der KWA Contracting AG, Stuttgart, von der ich die Erzeugungsdaten dieser Anlagen erhalten habe. Der Windpark besteht aus Anlagen mit jeweils 2,5 MW Leistung (120 m Rotordurchmesser, 139 m Turmhöhe) und wurde im Oktober 2015 in Betrieb genommen. Die Stromerzeugung wurde im 10 min – Zeitabstand am Trafo gemessen.

Die PV-Freiflächenanlage Arenborn im Landkreis Kassel (Hessen) weist eine installierte Leistung von 3.567 kW<sub>p</sub>, auf, sie ist 30° geneigt und exakt nach Süden ausgerichtet. Sie wurde 2010 in Betrieb genommen. Auch hier liegt die Betriebsführung bei der KWA Contracting AG, die mir die Daten zur Verfügung gestellt hat. Hier lag die Netzeinspeisung im 15 min – Zeitabstand vor, die ich dann auf 10-min – Werte umgerechnet habe (mit einem gewissen Verlust an Erzeugungsdynamik). Für ausgewählte Jahre habe ich aber auch die Original-Erzeugungsdaten im 15-min – Raster ausgewertet.

### Netzauslastung bei Einspeisung durch eine PV-Anlage

In der folgenden Grafik sind die Ergebnisse bei einer Begrenzung der Netzanschlussleistung der PV-Anlage in Arenborn dargestellt. Hier wird das sonnenreiche Jahr 2018 mit dem sonnenarmen Jahr 2021 verglichen, hierfür werden die 15-min – Erzeugungsdaten herangezogen:



Wenn man eine sehr starke Überbauung betrachtet – wenn die Netzanschlusskapazität beispielsweise bei lediglich 50 % der maximalen PV-Erzeugungsleistung liegt – dann ist im Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2023 ein Einspeiseverlust von 12,4 % festzustellen. In einem sehr sonnenreichen Jahr liegt der Verlust hier bei 15,3 %, in einem sonnenarmen Jahr bei 9,5 %. Die gelegentlich diskutierte Frage, ob Stundenwerte ausreichend aussagekräftig sind oder ob die Dynamik nicht besser mit Minutenwerten zu erfassen ist, verschwindet hinter dem Befund, dass der Unterschied an Sonneneinstrahlung zwischen den Jahren sehr viel bedeutsamer ist.

Demgegenüber steht eine erhebliche Vergrößerung bei der Netzauslastung. Während im Durchschnitt der Jahre die PV-Anlage in Arenborn 1021 Vollbenutzungsstunden aufweist, wenn jede erzeugte

Kilowattstunde auch übertragen wird, steigt die Netzauslastung um 75 % auf 1787 Vollbenutzungsstunden, wenn die Netzkapazität auf 50 % der maximalen Erzeugungsleistung der PV-Anlage begrenzt wird. Aber auch bei einer extremen Netzbegrenzung auf 10 % der PV-Anschlussleistung erreicht man „nur“ 3123 Vollbenutzungsstunden Netzauslastung bei völlig inakzeptablen 69,2 % Einspeiseverlusten.

Man sieht sehr deutlich: wenn lediglich PV-Anlagen in ein Netz einspeisen, kommt man immer nur auf eine vergleichsweise bescheidene erzeugungsseitige Netzauslastung. Nur mit PV-Anlagen wird man also niemals eine kostengünstige Stromversorgung organisieren können, einfach weil ein unterausgelastetes Einspeisenetz vorgehalten werden muss. Wenn man also in Süddeutschland, weil dort angeblich der Wind zu wenig weht und das Landschaftsbild so wertvoll ist, künftig auf Windenergie weitgehend verzichten und dafür auf Solaranlagen setzen will, handelt man sich damit ein hochpreisiges Energiesystem ein.

### **Netzauslastung bei einer Einspeisung durch einen Windpark**

Ganz anders sieht dies aus, wenn man die gleiche Analyse mit einem Windpark vornimmt. Obwohl der Windpark in Creglingen längst nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik entspricht und moderne und größere Anlagen, wie sie heute projiziert werden, eine deutlich bessere Auslastung versprechen, sind die Ergebnisse beeindruckend:

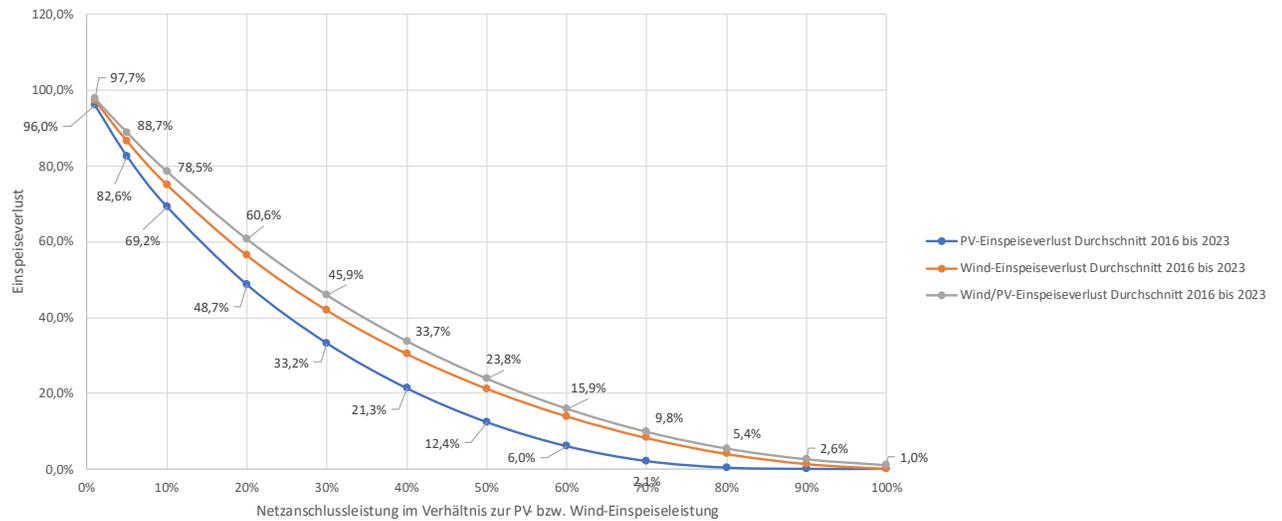
Zwar liegen die Einspeiseverluste beim Windpark Creglingen, der nur mit 50 % seiner maximalen Erzeugungskapazität ans Netz angeschlossen wird, mit 21,2 % deutlich über der betrachteten PV-Anlage mit 12,4 %, jeweils das Erzeugungsmittel der Jahre 2016 bis 2023 betrachtet.

Dafür steigt aber auch die Netzauslastung dramatisch an, nämlich von 2269 Vollbenutzungsstunden (Windpark Creglingen), wenn jede erzeugte Kilowattstunde auch übertragen wird, auf 3563 Vollbenutzungsstunden. Das bedeutet: selbst der Bestands-Windpark verursacht deutlich geringere Netzkosten, einfach weil die Netzauslastung einspeiseseitig rund doppelt so hoch ist.

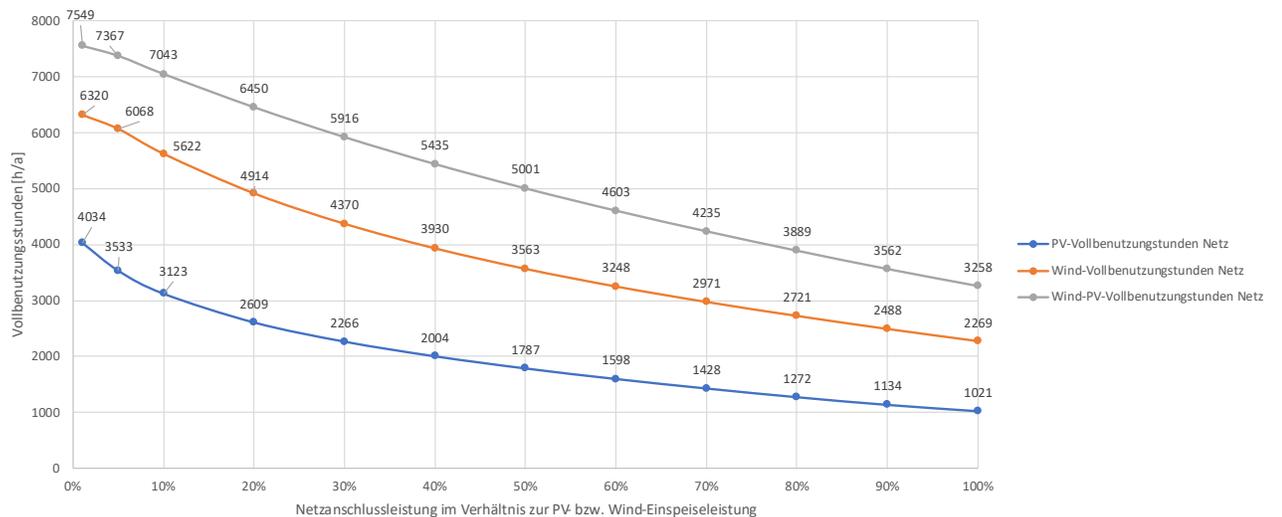
### **Netzauslastung bei einer Einspeisung durch PV- und Windkraftanlagen in einem Netzverknüpfungspunkt**

Wenn an einem Netzverknüpfungspunkt sowohl PV- als auch Windkraftanlagen Strom einspeisen, ist zu erwarten, dass sich die Stromerzeugung aus Sonne und Wind zeitlich sehr gut ergänzen: im Winter ist die Stromproduktion aus Wind höher, im Sommer und insbesondere zur Mittagszeit die aus Solarenergie. Und tatsächlich: die Rechnung für Solar- und Windenergieanlagen mit jeweils gleich großer Spitzenleistung, die an einem Netzverknüpfungspunkt einspeisen, zeigt: wenn die Netzkapazität „nur“ auf die Erzeugungsleistung des Windparks ausgelegt wird, verliert man lediglich 1 Prozent der Gesamterzeugung durch Abregelung (wenn mittags die Sonne scheint und gleichzeitig starker Wind weht). Auf der anderen Seite steigt die Ausnutzung des Netzes stark an: Während es bei einem PV-Park (Arenborn) 1021 Vollbenutzungsstunden und bei einem Windpark (Creglingen) 2269 Vollbenutzungsstunden sind, wie dargestellt, steigt die Netzauslastung auf 3258 Stunden, wenn beide, hier gleich leistungsstark betrachtete Energieparks in einen Netzverknüpfungspunkt einspeisen, dessen Leitungskapazität auf die Nennleistung des Windparks begrenzt ist.

Reduziert man die Leitungskapazität weiter, steigen Verluste einerseits und Auslastung des Netzes andererseits erwartbar an, Details sind der folgenden Grafik zu entnehmen. Bei einer Kappung der Netzkapazität auf 50 % der Windkraft-Spitzenleistung und gleichzeitiger Einspeisung von Wind- und PV-Parks mit gleicher Spitzenleistung (nach der Nomenklatur der BEE-Studie entspräche dies einer Überbauung von 400 %) steigen die Verluste geringfügig von 21,5 % (nur Wind) auf 23,8 % (Wind und PV) an.



Demgegenüber steigert sich die Netzauslastung dramatisch, nämlich von 3563 auf 5001 Vollbenutzungstunden. In der folgenden Grafik ist die Auslastung des Einspeisenetzes auch für den reinen PV-Park sowie den reinen Windpark dargestellt.



Mit den hier dargestellten 5000 Vollbenutzungstunden ist das Einspeisenetz ähnlich gut ausgelastet wie im herkömmlichen, fossil geprägten Energiesystem mit Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Allerdings gibt es einen nicht unbedeutenden Unterschied: die herkömmliche Kraftwerksstruktur mit Steuerung der Erzeugung zur jederzeitigen Verbrauchsdeckung kann mit rund 5000 Vollbenutzungstunden die Nachfrage nach Strom komplett bedienen. Im Falle der Einspeisung aus den volatilen Quellen Sonne und Wind braucht es weitere, steuerbare Erzeugung, Speicher und Lastmanagement, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit in Übereinstimmung zu bringen. Das ändert aber nichts daran, dass eine ausreichend hohe Auslastung des Einspeisenetzes sich günstig auf die Kosten der Netzinfrastruktur auswirkt.

## Schlussfolgerungen

Mit Blick auf die Zielsetzung, die Systemkosten beim Aufbau eines klimaneutralen Energiesystems so gering wie möglich zu halten, lassen sich aus den hier kurz vorgestellten Analysen die folgenden Schlüsse ziehen:

- Die Begrenzung der Netzkapazität angeschlossener, volatil einspeisender Erzeugungsanlagen ist ein geeigneter Weg, die Auslastung der Netzinfrastruktur deutlich zu steigern und dementsprechend die Netzkosten je übertragener Kilowattstunde zu senken. Es muss nicht jede erzeugte Kilowattstunde ins Netz eingespeist werden, wenn dies in der volkswirtschaftlichen Betrachtung unwirtschaftlich ist.
- Notwendig ist eine gesetzliche Regelung zur Ermöglichung einer ausreichend großen Überbauung von Netzverknüpfungspunkten mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen – die Bundestagsmehrheit hat sich im Koalitionsvertrag dazu ja bereits bekannt. Dann ist es auch nicht erforderlich, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu bremsen, weil der Netzausbau nicht ausreichend voranschreitet. Stattdessen können an das bereits vorhandene Netz weitere Erzeugungsanlagen angeschlossen werden. Deswegen duldet eine Regelung der Überbauung keine Verzögerung.
- Einspeisung von Strom rein aus PV-Anlagen führt immer zu einer vergleichsweise geringen Netzauslastung und damit zu unnötig hohen Netzentgelten, auch bei einer drastischen Begrenzung der Netzkapazitäten. Am sinnvollsten im Hinblick auf möglichst günstige Netzkosten ist die Kombination von PV- und Windstrom in einem Netzverknüpfungspunkt mit ausreichend großer Begrenzung der Übertragungsleistung der Netze. Dabei muss die Anschlussleistung von Wind- und PV-Anlagen, wie hier beispielhaft vorgestellt, nicht gleich sein, auch ein deutlich kleinere Auslegung der PV im Vergleich zu Wind hat eine sehr positive Wirkung auf eine erhöhte Netzauslastung. Das sollte auch in der Raumplanung berücksichtigt werden und neben der Ausweisung von Wind-Vorranggebieten auch eine entsprechende Flächenkulisse für PV-Anlagen in räumlicher Nähe zu den Wind-Vorranggebieten geschaffen werden, um eine Verknüpfung in einem Anschlusspunkt des Netzes zu ermöglichen. Das wiederum wird im Regelfall nur mit Freiflächen-PV-Anlagen gelingen.
- Die bei einer Überbauung von Netzverknüpfungspunkten auftretenden Einspeiseverluste können den Anlagenbetreibern dann auferlegt werden, wenn diese die auftretenden Verluste im Markt auch weiterreichen können. Das ist notwendig und volkswirtschaftlich sinnvoll, soweit die Einsparungen aufgrund einer besseren Netzauslastung größer sind als die Kosten der Abregelung und führt im Saldo immer noch zu einer Kostenreduktion. Für neu zu bauende Anlagen kann dies unmittelbar umgesetzt werden und wird sich dann in höheren Gebotspreisen zeigen (die allerdings auch zugelassen werden müssen). Damit wäre aber auch die Möglichkeit für die Projektierer gegeben, die Abschaltkosten durch lokale Stromverwendung ohne Netznutzung oder durch Speicher oder durch Vereinbarungen mit der Verbrauchsseite (Lastmanagement) zu senken. Für Bestandsanlagen müsste ein Zuschlag zur bisherigen Vergütung ausgelobt werden. In beiden Fällen kann dann die ökonomische Optimierung marktgetrieben erfolgen.
- Mit hoher Überbauung von Netzanschlüssen durch Wind- und PV-Anlagen allein ist keineswegs die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daneben braucht es auch steuerbare Erzeugung, Speicher und Anreize zum Lastmanagement auf der Verbrauchsseite. Aber: je stärker der Netzanschluss begrenzt wird, desto geringer wird auch der Bedarf an steuerbarer Erzeugung sowie Speicherung. Oder umgekehrt: wenn, wie bisher, der Anspruch besteht, jede erzeugte Kilowattstunde auch ins Netz einzuspeisen, dann steigert dies den Bedarf an steuerbarer Erzeugung und an Speicherkapazitäten. Damit steigen auch hier die Kosten, neben den höheren Kosten für den Netzausbau.

In diesem Beitrag soll nicht abgeleitet werden, was die optimale Größe für eine Begrenzung der Netzeinspeisekapazität bei der Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen ist. Der hier präsentierte Wert von 50 % für die Netzanschlussbegrenzung wurde gewählt, um das Prinzip zu verdeutlichen. Hier müsste von den Netzbetreibern dargelegt werden, in welchem Umfang langfristig Netzausbau für verschiedene Netzanschluss-Begrenzungen eingespart werden kann. Das bedeutet nicht, dass die bereits geplanten und genehmigten Netzausbauvorhaben irgendeine Verzögerung vertragen würden. Aber auf mittlere bis längerer Sicht, wenn der Grenznutzen des weiteren Netzausbaus immer kleiner wird, solange noch jede erzeugte Kilowattstunden übertragen werden soll, werden voraussichtlich beträchtliche Einsparungen gegenüber dem jetzt diskutierten Ausbaubedarf möglich.

Ein weiteres kommt hinzu: bei einer ausreichend großen Begrenzung der Netzeinspeisekapazität wird auch die Zahl der Jahresstunden, in denen ein Überangebot an Strom besteht und in der Folge negative Börsenstrompreise auftreten, deutlich reduziert werden können. Die Begrenzung der Netzeinspeisekapazität ist also auch grundsätzlich geeignet, eine Marktstabilisierung zu unterstützen.

Wir dürfen uns nicht scheuen, die Debatte um eine Netzanschlussbegrenzung stringent und ergebnisorientiert zu führen. Sonst bekommt die Energieministerin die Systemkosten nicht in den Griff.

#### **Ausblick:**

In einem weiteren Beitrag werde ich beleuchten, ob man an einem solchen Netzverknüpfungspunkt zu sinnvollen Bedingungen dezentral Wasserstoff erzeugen kann (ohne Netznutzung und daher auch ohne Netzentgelte). Dabei werde ich auch der Frage nachgehen, ob die Verwendung von „Überschussstrom“ geeignet ist, zu günstigen Konditionen Wasserstoff zu erzeugen, und wie sich die „Stellschrauben“ darstellen. Natürlich ist es auch spannend, zu beleuchten, ob dezentrale Elektrolyse auf Kosten der öffentlichen Stromversorgung erfolgt oder ob es ein sinnvolles Miteinander geben kann.

\*\*\*