

Die rasant wachsenden Solarstrommengen verursachen in einigen Regionen zunehmend Probleme in den Niederspannungsnetzen. Wie Forscher und Ingenieure nach Lösungen suchen, zeigt Sascha Rentzing*.

Fröndenberg ist ein nettes Städtchen an der Ruhr. Die 22 000-Einwohner-Kommune, die das Tor zum Sauerland bildet, wirkt wie ein Mekka für regenerative Energien: Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke und viele Dächer sind voll mit Solarmodulen. Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaik-Anlagen ans Netz gehen. „Wir stoßen an Aufnahmegrenzen“, sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.

Die installierte Regenerativleistung vor Ort liegt heute bei 53 MW. Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist als benötigt. „2009 ging es hier los mit dem Solarboom. Bei dem enormen Zubau tempo war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft“, erklärt Heitmann. Zwar seien die Strommengen handhabbar. Doch an manchen Tagen trieb die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 V. „Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere Solaranlagen anschließen können“, betont Heitmann.

77 Prozent der Verteilnetzbetreiber klagen über Einspeiseprobleme

Angehende Betreiber größerer Anlagen könnten nun meinen, sie betreffen das Problem nicht, da Solarkraftwerke ab 30 kW gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden müssen. Doch stößt in Fröndenberg

bereits auch diese Spannungsebene vor allem wegen der vielen ins Mittelspannungsnetz einspeisenden Windturbinen an ihre Kapazitätsgrenze. Überspannungen auf dieser Ebene sind sogar eine wesentliche Ursache für die Engpässe im Niederspannungsbereich. „Wenn das Mittelspannungsnetz bereits vorbelastet ist, überträgt sich das Problem quasi über den Trafo auf das Ortsnetz“, betont Jürgen Drees, Technischer Leiter der Stadtwerke Fröndenberg.

Nicht nur er klagt über zunehmende Netzprobleme. Bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel Solarkraft installiert ist, haben technische Schwierigkeiten mit der Integration des eingespeisten Stroms. Diese Zahl ermittelte die von der Solarbranche im vergangenen Spätherbst vorgestellte Studie „Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020“. „Zurzeit haben circa 98 Prozent aller Solaranlagen hierzulande ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz. Die meisten Niederspannungsnetze sind allerdings historisch gewachsen und wurden nicht auf einen Betrieb mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt“, erklärt der Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Zuviel Sonne im Netz



Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze richtet sich traditionell nach der Leistungsnachfrage. Anschlusskabel wurden immer nur so dimensioniert, dass die Last, die durch Verbrauch dieses Abnehmers erzeugt wird, geliefert werden kann. Somit ist das Netz in bevölkerungs- oder industriereichen Gebieten stärker ausgebaut als in ländlichen Gebieten mit niedrigem Verbrauch. Das Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr große landwirtschaftliche Solarbrummer ihre Elektronen in die eher betagten Drähte. Der Solarrausbau ist in Gefahr, Fröndenberg lässt grüßen.

Heiße Drähte drohen vor allem in den Sommerferien

Es könnte ganz schnell mehr Fröndenbergs geben: Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung hierzulande bis 2020 von derzeit 17 800 auf mindestens 52 000 MW verdreifachen. Damit zeichnen sich auch Engpässe auf den übergeordneten Netzebenen ab. Genau diese Leitungen, vor allem auf der Höchstspannungsebene, sollen demnächst verstärkt den Strom aus den Offshore-Windparks aufnehmen. Werden weitere Kohleblöcke gebaut und die Atommeiler länger am Netz bleiben, könnten die 220- bis 380-kV-Trassen überlastet werden. Heiße Drähte könnten künftig besonders in den Sommerferien drohen, wenn die Photovoltaik powert, die Industrie aber weniger produziert und viele Bundesbürger die heimatischen Gefilde verlassen.

Manche Kritiker der Solarenergie sehen das Energiesystem ob des vielen unsten Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps. Bei weiterem starkem Wachstum, so deren Bedenken, könnte die Photovoltaik an Sommertagen schon bald 100 Prozent der Last decken. Dann müsste der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf Null herunter- und abends schlagartig wieder hochgefahren werden.

Die Solarbranche sieht die Netze dagegen weit entfernt von einer Überlastung durch den Solarstrom. Sie führt den Gleichzeitigkeitsfaktor ins Feld, der die tatsächliche Solarleistung auf 70 Prozent ihres Nennwerts dämpft. Denn einerseits ist die Einstrahlung nie für alle PV-Anlagen in Deutschland gleichzeitig optimal, andererseits liefern Mo-

dule bei Hitze oft nur 70 bis 90 Prozent ihrer Nennleistung. Für eine minimale sommerliche Last von 40 GW wären demnach etwa 57 GW installierte Solarstromleistung nötig – dieser Wert wird nach der Roadmap erst nach 2020 erreicht – wenn die Vorhersage stimmt.

Dennoch sind Kapazitätserweiterungen im Netz nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Das Problem ist nur, dass dafür derzeit nur ein klassischer Netzausbau infragekommt, da innovative Maßnahmen zur Steigerung der solaren Aufnahmefähigkeit wie Lastmanagement, Speicher oder selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz noch nicht ausgereift sind. Manche Netzbetreiber würden Investitionen gern aufschieben. „Wenn heute aufwendig Leiter verlegt werden, die in zehn Jahren nicht mehr nötig sind, dann ist das unwirtschaftlich“, gibt Heitmann zu bedenken. Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss neuer Ökoeinspeiser und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen daher schon bald die Bagger anrücken.

Mit einem lastvariablen Tarif reagiert das AÜW auf den Solarboom

Noch mehr Solarstrom als die Stadtwerke Fröndenberg muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die Solarleistung im dortigen Netzgebiet auf aktuell 84 MW verdoppelt. „Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen“, sagt Michael Fideldey, Chef der Netzsparte.

Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will der Regionalversorger die Last künftig besser managen. „Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit“, erklärt er. Als ersten Schritt bietet AÜW den Kunden seit dem 1. Januar 2011 einen lastvariablen Tarif an. Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger. Später sollen Erzeuger und Verbraucher der Region in einem virtuellen Stromversorgungssystem verknüpft werden.

Neben Strom fließen in einem solchen System auch Daten, anhand derer ein zentraler Rechner das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten ermittelt und aufeinander abstimmt. Intelligente Zähler koordinieren den Stromverbrauch in den Haushalten. Ist Strom billig, ziehen sie ihn aus dem Netz und speisen damit Waschmaschine und Co. Oder die Smart Meter schicken den Solarstrom der eigenen

Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortsnetz Überspannungen drohen.

Um ein besseres Austarieren von regenerativer Erzeugung und Last geht es auch in dem Projekt „MeRegio“ (Minimum Emission Regions), an dem sich sechs Unternehmen, darunter Energieversorger EnBW und Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem „E-Energy“-Programm von Bundeswirtschafts- und Umweltministerium. „Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1 000 private und gewerbliche Stromkunden sowie zentrale und dezentrale Energieversorger in einer Modellregion in Baden-Württemberg miteinander verbindet“, erklärt der ABB-Netzexperte Stephan Kautsch. Zentrales Element des Verbunds ist eine von seinem Unternehmen entwickelte Software, mit der der Energieverbrauch und jede Anlage genau analysiert werden können und die auch die Plattform sein soll, um Lasten zu verschieben und den Strom bedarfsgerecht zu vermarkten. Ein Lösungsansatz mit Zukunft.

Eine weitere Möglichkeit, die Netze zu entlasten, bieten blindleistungsregelungsfähige Wechselrichter. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter größerer Solaranlagen bereits Netzdienstleistungen und liefern oder beziehen Blindleistung, wenn Unter- oder Überspannung die Stabilität des Systems gefährden. Bald werden sich die Geräte auch auf der für die Photovoltaik wesentlich relevanteren Niederspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen müssen. „Wir rechnen noch dieses Frühjahr mit einer Neuauflage der Niederspannungsrichtlinie“, sagt Bernd Engel, Cheftechnologe des Wechselrichterherstellers SMA. Für die Netzbetreiber könnte sich die neue Richtlinie als Segen erweisen. „Mit ihrer Hilfe lässt sich die Absorptionseffizienz eines Ortsnetzes für Solarstrom um 50 bis 200 Prozent erhöhen“, erklärt Engel. Die bisher gängigen Wechselrichter stellen für die Netzstabilität dagegen eher ein Risiko dar: Bei Fehlern trennen sie sich sofort vom Netz, was zu einem kaskadenartigen Absinken von Solaranlagen führen und einen Spannungseinbruch verstärken kann.

Für den Fröndenberger Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann reichen all diese Ideen nicht aus: „Die Bundesregierung darf sich nicht nur um die 380-kV-Ebene kümmern, sondern muss endlich auch etwas für die Verteilnetze tun.“

E&M



Zukunft angeschaltet

STAWAG

Ein Schritt voraus

Trendsetter in der Energieversorgung: Wir haben uns erfolgreich und früher als andere den Herausforderungen der Zukunft gestellt. Durch Windkraft, Solarenergie und Biomasse erhöhen wir kontinuierlich den Anteil unserer Eigenerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Das bedeutet mehr Unabhängigkeit am Markt und mehr Klimaschutz – gut für die Pinguine. www.stawag.de

STAWAG. Gut für Sie. Gut für Energie.

* Sascha Rentzing, Journalist, Dortmund