

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	<p align="center">Mehr Sonne als Netz (Sascha Rentzing)</p>	<p align="center">Spezial: Energie und Umwelt <u>Solarenergie überfordert die Stromnetze</u> (Sascha Rentzing)</p>	
0	<p>2020 könnten Photovoltaikanlagen mehr als 50 Gigawatt Leistung ins deutsche Stromnetz einspeisen. Doch bereits heute verursacht Solarstrom in einigen Regionen Probleme in den Niederspannungsnetzen. Forscher und Ingenieure suchen nach Lösungen.</p>	<p>Auf dem Land bereitet die Solarenergie zunehmend Sorgen: Viele Verteilnetzbetreiber haben Schwierigkeiten mit der Integration von Solarstrom. Es droht der Netzkollaps.</p>	0
1	<p>Fröndenberg an der Ruhr wirkt wie ein Mekka für Regenerativenergien: Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke und auf den Dächern prangen Solarmodule.</p>	<p>Auf den ersten Blick ist Fröndenberg ein Mekka der erneuerbaren Energien. Wasserkraftwerke, Windräder und Solarzellen sind in der westfälischen Stadt allgegenwärtig.</p>	1
	<p>Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaikanlagen ans Netz gehen.</p>	<p>Doch in einigen der 14 Ortsteile dürfen vorerst keine neuen Photovoltaik-Anlagen mehr ans Netz gehen.</p>	
	<p>"Wir stoßen an Aufnahmegrenzen", sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.</p>	<p>„Wir stoßen an Aufnahmegrenzen“, sagt Bernd Heitmann, Chef der örtlichen Stadtwerke.</p>	
2	<p>Das Problem ist Fröndenbergs ländliche Struktur. Die wenigen Verbraucher in den kleinen Ortsteilen werden über ein weitmaschiges Verteilnetz mit dünnen Leitungen versorgt.</p>	<p>Ursache ist die ländliche Struktur: Ein weitmaschiges Verteilnetz versorgt mit dünnen Leitungen wenige Verbraucher.</p>	2
	<p>Daran hängt bereits seit 26 Jahren ein mit Deponiegas betriebener Generator, 1994 folgten ein Windrad und später viele große landwirtschaftliche Photovoltaikkraftwerke. Inzwischen ist die installierte Regenerativleistung in der Kommune auf 53 Megawatt (MW) angewachsen. Zu viel für die wenigen Abnehmer: Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und ingespeist als benötigt. "2009 startete hier der absolute Solarboom. Bei dem enormen Zubautempo an Photovoltaik (PV) war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft", erklärt Heitmann. Zwar sei die Menge des Stroms handhabbar.</p>	<p>Daran hängen inzwischen 53 Megawatt Regenerativleistung. Bei Sonnenschein wird zeitweise mehr Strom eingespeist als benötigt.</p>	
	<p>Doch an manchen Tagen trieb die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt (siehe Kasten). "Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere PV-Anlagen anschließen können", sagt Heitmann.</p>	<p>Dann treibt die überschüssige Solarenergie die Spannung in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt.</p>	
3	<p>Angehende Betreiber größerer Anlagen könnten nun meinen, sie betreffe das Problem nicht, da Solarkraftwerke ab 30 Kilowatt (kW) Leistung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden müssen. Doch stößt man in Fröndenberg vor allem wegen der ins Mittelspannungsnetz einspeisenden Windturbinen auch hier an Kapazitätsgrenzen. Überspannungen auf dieser</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	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", erklärt Jürgen Drees, Technischer Leiter der Stadtwerke Fröndenberg.		
4	Dass die Sonne im trüben Westfalen Sorgen macht, ist neu. Bisher schienen sich solche Netzengpässe auf einige wenige ländliche Regionen im strahlungsreichen Süddeutschland, wie das Allgäu, zu beschränken (neue energie 5/2010).	Nicht nur in Fröndenberg bereitet die Solarenergie Kopfzerbrechen.	3
	Laut Bundesnetzagentur wurden 51 Prozent der zwischen Januar 2009 und August 2010 in Deutschland errichteten PV-Anlagen in Bayern und Baden-Württemberg installiert.	Auch in Baden-Württemberg und Bayern, wo zwischen Januar 2009 und August 2010 jede zweite neue Solaranlage gebaut wurde, gibt es Probleme.	
	"Die Probleme sind größer als gedacht", sagt Frank Peter vom Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos. Peter gehört zu den Autoren der Studie "Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020", die sein Institut mit Roland Berger Strategy Consultants für den Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) erstellt hat (siehe Seite 46).	„Diese sind größer als gedacht“, sagt Frank Peter, Analyst des Marktforschungsunternehmens Prognos und Mit-Autor der Studie „Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020“.	
	Danach haben bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel PV installiert ist, technische Schwierigkeiten mit der Solarstrom-Integration.	Danach haben 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel Photovoltaik (PV) installiert ist, Schwierigkeiten mit der Integration von Solarstrom.	
5	"Zurzeit haben circa 98 Prozent aller PV-Anlagen in Deutschland ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz. Die meisten Niederspannungsnetze sind allerdings historisch gewachsen und wurden damals nicht auf einen Betrieb mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt",	Zurzeit haben etwa 98 Prozent der Solaranlagen in Deutschland ihren Anschlusspunkt am Niederspannungsnetz. „Die Netze sind meist historisch gewachsen und wurden nicht auf den Betrieb mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt“,	4
	erklärt der Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes). Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze richtet sich traditionell nach der Leistungsnachfrage.	sagt Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).	
	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.	Die Kabel zum Anschluss eines Abnehmers sind nur so dimensioniert, dass sie die Last, die der Verbrauch erzeugt, liefern können.	
	Das Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr große landwirtschaftliche PV-Brummer Solarstrom in die eher betagten Drähte. In einigen Außenbereichen des Fröndenberger Netzes übersteige die dezentral eingespeiste Leistung die vorhandene Last deshalb zeitweise um das Vierfache, erklärt	Aber gerade auf dem Land, wo die Netze schwächer ausgebaut sind, pumpen immer mehr landwirtschaftliche Solarkraftwerke Strom in alte Drähte.	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	Heitmann.		
	"Hier besteht die Gefahr, dass Spannungshübe elektrische Geräte unserer Kunden zerstören."	Der Spannungsanstieg drohe die elektrischen Geräte der Verbraucher zu zerstören, sagt Experte Heitmann.	
6	Solche Probleme könnten sich verschärfen. Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung in Deutschland bis 2020 von derzeit 17 800 MW auf mindestens 52 000 MW verdreifachen.	Die Probleme könnten sich verschärfen. Nach dem Willen der Regierung soll sich die Photovoltaikleistung in Deutschland bis 2020 auf rund 50.000 Megawatt verdreifachen.	5
	Das könnte auch auf den übergeordneten Netzebenen zu Engpässen führen. Die Physik gibt den Weg des Solarstroms vor:	Das könnte auch auf übergeordneten Netzebenen zu Engpässen führen.	
	Wird lokal mehr erzeugt als benötigt, fließt die Energie gewissermaßen netzaufwärts zum nächsten Verbraucher, zunächst ins Mittel-, dann ins Hoch- und schließlich Höchstspannungsnetz. Konzentriert sich der PV-Ausbau weiter auf Süddeutschland, so Iwes-Wissenschaftler Stetz, würde der überschüssige Solarstrom wahrscheinlich von den Regionen mit geringem Verbrauch in großstädtische Regionen mit viel Industrie transportiert. Bei starker PV-Erzeugung könne sogar ein großräumiger Lasttransport durch das Übertragungsnetz nötig werden.	Wird lokal mehr erzeugt als benötigt, fließt der Strom netzaufwärts zunächst ins Mittel-, dann ins Hoch- und Höchstspannungsnetz.	
	Speisen dann dort auch verstärkt Offshore-Windräder ein, werden weitere Kohleblöcke gebaut, und bleiben die Atommeiler länger am Netz, könnten die 220- bis 380-Kilovolt-Leiter überlastet werden.	Speisen bald neue Offshore-Windräder oder Kohlekraftwerke Energie ein, könnte das selbst Höchstspannungsleiter überlasten. Auch länger laufende Atommeiler könnten dazu beitragen.	
	Heiße Drähte könnten künftig besonders in den Sommerferien drohen, wenn die PV power, die Industrie aber weniger produziert und viele Bundesbürger die heimatlichen Gefilde verlassen.	Heiße Drähte drohen besonders in den Sommerferien, wenn die Solaranlagen power, Industrie und Haushalte aber weniger Energie benötigen.	6
	Laut Iwes liegt die aus dem Strombedarf resultierende minimale Last zur Mittagszeit an Urlaubstagen im Sommer deutschlandweit derzeit bei etwa 40 Gigawatt (GW). Schon heute können Deutschlands PV-Kraftwerke rechnerisch mehr als ein Viertel dieser Last liefern.	Laut IWES liegt die aus dem Strombedarf resultierende minimale Last zur Mittagszeit an Urlaubstagen im Sommer deutschlandweit bei etwa 40 Gigawatt – schon heute können Deutschlands Solarkraftwerke mehr als ein Viertel dieser Last liefern.	
		Im Sommer droht der Netzkollaps	
7	Manche Kritiker sehen das Energiesystem ob des vielen unsteten Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps.	Manch Kritiker sieht das System vor dem Zusammenbruch.	7
	Bei weiter starkem Wachstum, so ihre Bedenken, könne die PV an Sommertagen schon bald 100 Prozent der Last decken.	Bei weiterem Wachstum könne die Photovoltaik an Sommertagen bald 100 Prozent der Last decken.	
	Dann müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf null und abends schlagartig wieder hochgefahren werden. "So flexibel ist das System noch nicht", sagt Stephan Kohler, Chef der Deutschen Energie-Agentur. Die Solarbranche sieht die Netze dagegen weit entfernt von einer Überlastung. Sie führt den	Dann müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags auf null und abends schlagartig wieder hochgefahren werden. „So flexibel ist das System noch nicht“, sagt Stephan Kohler, Chef der Deutschen Energie-Agentur.	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	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 Module 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.		
8	Von einer Verstopfung der Netze durch PV-Strom kann derzeit also keine Rede sein. Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Ein Problem: Dafür kommt derzeit nur der klassische Netzausbau in Frage,		
	da innovative Maßnahmen zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit wie Lastmanagement, Speicher oder selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz noch nicht ausgereift sind . Manche Netzbetreiber würden die Investitionen gern aufschieben. "Wenn heute aufwändig Leiter verlegt werden, die in zehn Jahren nicht mehr nötig sind, dann ist das unwirtschaftlich", sagt Heitmann.	Lastmanagement, selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz oder Solarstromspeicher könnten das Problem lösen – doch die Technologien sind allesamt nicht ausgereift .	8
	Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen für die PV daher schon bald die Bagger anrücken. "Wir werden sowohl das Mittelspannungs- als auch Niederspannungsnetz verstärken, um die gesamte Verteilnetzebene zu entlasten ", erklärt der Stadtwerke-Chef . Noch mehr Sonne muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die PV-Leistung in dessen Konzessionsgebiet auf aktuell 84 MW verdoppelt, und ständig gehen neue Anträge auf Netzanschluss ein. "Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen", sagt AÜW-Chef Michael Fideldey.	Weil das Erneuerbare-Energien-Gesetz die Netzbetreiber aber zum vorrangigen Anschluss neuer Ökoeinspeiser verpflichtet , scheint ein teurer Netzausbau unausweichlich. Stadtwerke-Chef Heitmann hält das für unwirtschaftlich . „Die neuen Technologien werden die aufwendig unter der Erde verlegten Kabel in wenigen Jahren überflüssig machen .“	
	Innovationen für mehr Sonne		
9	Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will das Unternehmen die Last künftig besser managen. "Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit", erklärt Fideldey. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit dem 1. Januar 2011 dafür einen so genannten lastvariablen Tarif an. Eine Maßgabe, die im Übrigen bundesweit gilt. Gemäß Energiewirtschaftsgesetz müssen alle deutschen Versorger ihren Kunden solche Tarife anbieten. Im Allgäu funktioniert es so: Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	<p>billiger. Später sollen Erzeuger und Verbraucher der Region in einem virtuellen Stromversorgungssystem verknüpft werden. Neben Strom fließen in diesem 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 PV-Strom der eigenen Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortsnetz Überspannungen drohen.</p>		
10	<p>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 (neue energie 4/2010). "Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1000 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, über die jedes Haus und jede Anlage genau analysiert werden kann: Wie ist der Verbrauch? Wo gibt es Überschüsse? Wer kann das Angebot abnehmen? Mit dem Softwaretool wird das sonst 'blinde' Niederspannungsnetz bis in die kleinste Verästelung transparent. Gehandelt werden soll der Strom - ebenfalls softwaregestützt - auf dem Marktplatz.</p>		
11	<p>Blindleistungsregelungsfähige Wechselrichter können die Netze weiter entlasten. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter größerer PV-Anlagen 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 PV relevanten Niederspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen müssen. "Wir rechnen 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</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	<p>Absorptionsfähigkeit eines Ortsnetzes für PV-Strom um 50 bis 200 Prozent erhöhen", erklärt Engel. Bisher gängige Wechselrichter sind für die Netzstabilität dagegen eher ein Risiko: Bei Fehlern trennen sie sich sofort vom Netz, was zu einem kaskadenartigen Abschalten von PV-Anlagen führen und einen Spannungseinbruch verstärken kann.</p>		
	<p>Weniger Förderung in Bayern</p>		
12	<p>Neben den technischen sieht die Solarwirtschaft auch politische Lösungswege, den Sonnendruck zu reduzieren. In der PV-Roadmap wird eine Differenzierung der EEG-Vergütung über ein Referenzertragsmodell vorgeschlagen, das sich an der Einstrahlungsintensität orientiert: Sehr gute Standorte könnten bei der Förderung schlechter gestellt werden, Ostanlagen eine geringere Vergütung bekommen als auf Westdächern installierte. "So ließe sich eine gleichmäßigere geografische Verteilung des Zubaus innerhalb Deutschlands erreichen", sagt Roland-Berger-Analyst Torsten Henzelmann. Zwei Vorschläge macht die Branche: Die Vergütungsdauer für einstrahlungsintensivere Regionen, zum Beispiel in Bayern, wird reduziert, sodass die Anlagen früher aus der Förderung ausscheiden. Oder die Vergütungsdauer bleibt konstant, dafür werden die Vergütungssätze für sonnige Regionen einer zusätzlichen Degression unterworfen.</p>		
13	<p>In der Windenergie hat sich das Referenzertragsmodell bereits bewährt. Im Jahr 2000 mit dem EEG eingeführt, unterscheidet es drei verschiedene typische Windstandorte: Sehr gute Küstenstandorte werden am wenigsten gefördert, gute bis weniger gute Standorte mittelmäßig und durchschnittliche Standorte am meisten. Durch das seinerzeit vom Bundesverband WindEnergie initiierte Modell ist es gelungen, den Druck von der begehrten Küste zu nehmen und das Wachstum der Windkraft im Binnenland zu beflügeln. "Auch bei der Solarenergie könnten mithilfe amtlicher Sonnenkarten vier oder fünf Förderzonen festgelegt werden", sagt Henzelmann. Andererseits droht bei fünf Zonen, in denen verschiedene Tarife oder Degressionshöhen gelten, leicht die Transparenz verloren zu gehen. Noch verwirrender wird es bei einer zusätzlichen Differenzierung von Ost- und Westanlagen. Wie sollen da alle Neuinstallationen fehlerfrei und ohne zeitliche Verzögerung erfasst werden? Das Referenzertragsmodell hat eine weitere Schwäche: Es negiert, dass es bereits in einigen Regionen nördlich der Mainlinie Probleme mit</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	der Sonne gibt.		
	Die Probleme am langen Ende		
	<p>Das Niederspannungsnetz, in das Solaranlagen einspeisen, ist der sensibelste Teil des deutschen Verbundnetzes: Millionen Haushalte hängen an dieser „letzten Meile“. Für eine gleichbleibend hohe Qualität der Energie ist für die Verteilnetzbetreiber die DIN EN 50 160 des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik [VDE] maßgeblich: Danach müssen sie die Niederspannung im Bereich 207 bis 253 Volt halten. Die Photovoltaik (PV) stellt die Unternehmen nun vor ein Problem: Hohe ohmsche Widerstände durch die steigende solare Wirkleistung führen in einigen PV-Ballungszentren bereits zu unerlaubten Spannungshüben, die elektrische Geräte zerstören können.</p>		
	<p>Zu viel Solarstrom könnte auch das Verbundnetz bedrohen. Ist die Einspeisung zum Beispiel an Urlaubstagen im Sommer größer als die Last, steigt die Frequenz über die üblichen 50 Hertz. Normalerweise gleicht der konventionelle Kraftwerkspark die Erhöhung aus -das europäische Verbundnetz ENTSO-E hält dazu 3000 Megawatt [MW] Leistung als primäre Regelreserve bereit. Die im deutschen Niederspannungsnetz installierte PV-Leistung liegt aber heute schon bei fast 20 000 MW. Die gleichzeitige Abschaltung dieser PV-Leistung, etwa durch einen Fehler im Hochspannungsnetz, kann mit der primären Regelreserve also kaum aufgefangen werden. Ein solcher Fehler ist laut SMA-Technikchef Bernd Engel durchaus vorstellbar: Trennt sich das Verbundnetz in mehrere Regelzonen, findet kein Lastausgleich mehr statt. Es entstehen Netzgebiete mit Überbeziehungweise Unterfrequenz - nach den heutigen Vorschriften würden sich in beiden Fällen sämtliche PV-Anlagen schlagartig abschalten. Moderne Wechselrichter können Druck aus den Netzen nehmen: Die Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft verlangt seit dem 1. Januar 2011 von Invertern für Solaranlagen ab 100 Kilowatt Leistung am Mittelspannungsnetz, Blindleistung einzuspeisen. Diese Blindleistung wird mit der Frequenz der Wechselspannung hin- und hergeschoben, wodurch zwischen Strom und Spannung eine zeitliche Verschiebung eintritt. Das kompensiert 20 bis 50 Prozent des Spannungsanstiegs. Die für das Frühjahr erwartete neue</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Handelsblatt (16.2.2011)	Abs
	Niederspannungsrichtlinie wird diese Dienstleistungen auch von Wechselrichtern am Niederspannungsnetz verlangen.		