

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	Mehr Sonne als Netz (Sascha Rentzing)	Energieeffizienz Zu viel Strom von der grünen Wiese (Sascha Rentzing)	
0	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 .	Die Solarenergiemengen wachsen rasant. In einigen Regionen sind die Leitungen bereits überfordert. Intelligente Lösungen sind noch nicht ausgereift.	0
1	Fröndenberg an der Ruhr wirkt wie ein Mekka für Regenerativenergien:	Fröndenberg ist ein nettes Städtchen an der Ruhr . Die 22 000-Einwohner-Kommune, die als Tor zum Sauerland gilt, wirkt wie ein Mekka für regenerative Energien .	1
	Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke und auf den Dächern prangen Solarmodule.	Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke , viele Dächer sind voll mit Solarmodulen.	
	Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaikanlagen ans Netz gehen.	Nun können in einigen der 14 Ortsteile aber vorerst keine weiteren Fotovoltaikanlagen mehr ans Netz .	
	"Wir stoßen an Aufnahmegrenzen", sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.	"Wir stoßen an Aufnahmegrenzen", sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.	
2	Das Problem ist Fröndenbergs ländliche Struktur. Die wenigen Verbraucher in den kleinen Ortsteilen werden über ein weitmaschiges Verteilnetz mit dünnen Leitungen versorgt. 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:	Die installierte Regenerativleistung liegt heute bei 53 Megawatt (MW) .	2
	Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist 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.	Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist als benötigt. "2009 ging es hier los mit dem Solarboom ", erläutert Heitmann : "Bei dem enormen Zubautempo war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft."	
	Doch an manchen Tagen treibe die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt (siehe Kasten).	An manchen Tagen treibe die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt.	
	"Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere PV-Anlagen anschließen können", sagt Heitmann.	"Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere Solaranlagen anschließen können", sagt Heitmann.	
3	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		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	einspeisenden Windturbinen auch hier an Kapazitätsgrenzen. 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 Ortnetz", 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). Laut Bundesnetzagentur wurden 51 Prozent der zwischen Januar 2009 und August 2010 in Deutschland errichteten PV-Anlagen in Bayern und Baden-Württemberg installiert. "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). Danach	Nicht nur in Fröndenberg klagt man über zunehmende Netzprobleme. Bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel Solarkraft installiert ist,	
	haben bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel PV installiert ist, technische Schwierigkeiten mit der Solarstrom-Integration.	haben Schwierigkeiten mit der Solarstromintegration. Das belegt die Studie "Wegweiser Solarwirtschaft: Roadmap 2020", von der Solarbranche im vergangenen Spätherbst vorgestellt.	
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", erklärt der Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes).	"Zurzeit haben zirka 98 Prozent aller Solaranlagen hierzulande ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz", erläutert Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: "Die meisten Niederspannungsnetze sind allerdings historisch gewachsen und wurden nicht auf einen Betrieb mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt."	
	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.	Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze richtet sich traditionell nach der Leistungsnachfrage. Anschlusskabel wurden nur so dimensioniert, dass die Last, die durch den Verbrauch erzeugt wird, geliefert werden kann.	3
	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 PV-Brummer Solarstrom in die eher betagten	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	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>Drähte. In einigen Außenbereichen des Fröndenberger Netzes übersteige die dezentral eingespeiste Leistung die vorhandene Last deshalb zeitweise um das Vierfache, erklärt Heitmann. "Hier besteht die Gefahr, dass Spannungshübe elektrische Geräte unserer Kunden zerstören."</p>	<p>betagten Drähte.</p>	
6	<p>Solche Probleme könnten sich verschärfen.</p>	<p>Das Problem könnte sich noch verschärfen: Nach der Atomkatastrophe in Japan rechnen Experten mit einem Boom der erneuerbaren Energien.</p>	4
	<p>Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung in Deutschland bis 2020 von derzeit 17 800 MW auf mindestens 52 000 MW verdreifachen. Das könnte auch auf den übergeordneten Netzebenen zu Engpässen führen. Die Physik gibt den Weg des Solarstroms vor: 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.</p>	<p>Der Bundesverband Solarwirtschaft vertritt die Ansicht, dass sich die installierte Leistung hierzulande bis 2020 von derzeit 17 800 auf 70 000 MW vervierfachen könnte. Damit zeichnen sich auch Engpässe auf den übergeordneten Netzebenen ab.</p>	
	<p>Speisen dann dort auch verstärkt Offshore-Windräder ein,</p>	<p>Genau diese Leitungen, vor allem auf der Höchstspannungsebene, sollen demnächst verstärkt den Strom aus den Offshore-Windparks aufnehmen.</p>	5
	<p>werden weitere Kohleblöcke gebaut, und bleiben die Atommeiler länger am Netz, könnten die 220- bis 380-Kilovolt-Leiter überlastet werden.</p>	<p>Werden weitere Kohleblöcke gebaut und die Atommeiler länger am Netz bleiben, könnten die 220- bis 380-Kilovolt-Trassen überlastet werden.</p>	
	<p>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. 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.</p>	<p>Heiße Drähte drohen besonders in den Sommerferien, wenn die Fotovoltaik power, die Industrie weniger produziert und viele Bürger die heimatlichen Gefilde verlassen.</p>	
7	<p>Manche Kritiker sehen das Energiesystem ob des vielen unsteten Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps.</p>	<p>Manche Kritiker der Solarenergie sehen das Energiesystem wegen des vielen unsteten Sonnenstroms schon vor dem Kollaps:</p>	
	<p>Bei weiter starkem Wachstum, so ihre Bedenken, könne die PV an Sommertagen schon bald 100 Prozent der Last decken.</p>	<p>Bei weiterem starken Wachstum könnte die Fotovoltaik an Sommertagen bald 100 Prozent abdecken.</p>	
	<p>Dann müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf null und abends schlagartig</p>	<p>Dann müsste der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf Null runter- und abends</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>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 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.</p>	<p>schlagartig wieder hochgefahren werden.</p>	
8	<p>Von einer Verstopfung der Netze durch PV-Strom kann derzeit also keine Rede sein.</p>		
	<p>Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Ein Problem: Dafür kommt derzeit nur der klassische Netzausbau in Frage,</p>	<p>Kapazitätserweiterungen und eine effizientere Nutzung der Infrastruktur sind demnach unausweichlich, vor allem auf regionaler Ebene. Das Problem ist nur, dass dafür derzeit nur ein klassischer Netzausbau infrage kommt.</p>	6
	<p>da innovative Maßnahmen zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit wie Lastmanagement,</p>	<p>Denn innovative Maßnahmen wie Lastmanagement,</p>	
	<p>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. 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.</p>	<p>Speicher oder selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz sind noch nicht ausgereift. Manche Netzbetreiber würden Investitionen gerne aufschieben. "Wenn heute aufwendig Leiter verlegt werden, die in zehn Jahren nicht mehr nötig sind, dann ist das unwirtschaftlich", sagt Heitmann. Doch das Erneuerbare-Energien-Gesetz verpflichtet zum vorrangigen Anschluss neuer Ökoeinspeiser und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen daher schon bald die Bagger anrücken.</p>	
	<p>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.</p>	<p>Noch mehr Solarstrom als die Stadtwerke Fröndenberg muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die Solarleistung im dortigen Netzgebiet auf nun 84 MW verdoppelt.</p>	
	<p>"Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen", sagt AÜW-Chef Michael Fiedelley.</p>	<p>"Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen", berichtet Michael Fiedelley, Chef der Netzsparte.</p>	
	<p>Innovationen für mehr Sonne</p>		
9	<p>Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will das Unternehmen die Last künftig besser managen. "Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit", erklärt Fiedelley. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit dem 1. Januar 2011 dafür einen so genannten</p>	<p>Um die neuen Leitungen möglichst effizient zu nutzen, will der Regionalversorger die Last künftig besser managen. "Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit", erläutert Fiedelley. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit Jahresbeginn einen lastvariablen Tarif:</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>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:</p>		
	<p>Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger.</p>	<p>Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger.</p>	
	<p>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.</p>	<p>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 etwa die Waschmaschine.</p>	7
	<p>Oder die Smart Meter schicken den PV-Strom der eigenen Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortsnetz Überspannungen drohen.</p>	<p>Oder die Smart Meter schicken den Solarstrom 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).</p>	<p>Um ein besseres Austarieren von regenerativer Erzeugung und Last geht es auch im Projekt Minimum Emission Regions (MeRegio), an dem sich sechs Unternehmen, darunter der Energieversorger EnBW und der Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem E-Energy-Programm der Bundesregierung.</p>	
	<p>"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?</p>	<p>"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", erläutert ABB-Netzexperte Stephan Kautsch. Zentrales Element des Verbunds ist eine von seinem Unternehmen entwickelte Software. Damit kann nicht nur der Energieverbrauch und jede Anlage genau analysiert werden, sie dient auch als Plattform, um Lasten zu verschieben und diesen Strom zu vermarkten.</p>	
	<p>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>	<p>Den Fröndenberger Stadtwerken helfen all diese Ideen nicht: "Wir brauchen eine schnelle Lösung auf Verteilnetzebene", stellt Heitmann fest.</p>	
11	<p>Blindleistungsregelungsfähige Wechselrichter können die Netze weiter entlasten. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter größerer PV-Anlagen bereits</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>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 relevanteren 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 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</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>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 der Sonne gibt.</p>		
	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 Überbeziehungsweise Unterfrequenz - nach den heutigen Vorschriften würden sich in beiden Fällen sämtliche PV-Anlagen schlagartig abschalten. Moderne Wechselrichter können</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	Financial Times Deutschland (15.4.2011)	Abs
	<p>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 Niederspannungsrichtlinie wird diese Dienstleistungen auch von Wechselrichtern am Niederspannungsnetz verlangen.</p>		