

Das Risiko eines Blackouts

Autor(en): **Santner, Guido**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **107 (2016)**

Heft 2

PDF erstellt am: **24.04.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-857095>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Das Risiko eines Blackouts

Netzbetreiber sind besorgt um die Stabilität der Stromversorgung

In Europa sind Fotovoltaik-Anlagen mit 90 GW Leistung installiert. Die Netzbetreiber haben kaum Möglichkeiten, die dezentralen Anlagen zu regeln. In einer kritischen Situation könnte dies dem Netz den Todesstoss versetzen. Lokal in der Schweiz wiederum beschäftigt die Swissgrid ein ganz anderes Problem: Nach dem längeren Ausfall von Beznau 1 und 2 sowie dem trockenen Wetter im Sommer fehlt die Energie im 220-kV-Netz.

Guido Santner

Am 4. November 2006 gingen bei 10 Millionen Haushalten in Westeuropa die Lichter aus – das europäische Stromversorgungsnetz drohte zusammenzuberechnen. An diesem Tag blies ein starker Wind in der Nordsee und entsprechend viel Strom wurde in den Süden und Westen Europas exportiert. Als die Leitung Conneforde-Diele in der Nähe von Bremen für einige Stunden ausgeschaltet werden musste, weil ein aus der Werft auslaufendes Kreuzfahrtschiff die Leitung knapp unterfuhr, berechneten die Schaltungingenieure des Netzes die Lastsituation. Sie kamen zum Schluss, dass die Reserven im Netz genügen. Nun wurde aber auf Wunsch der Werft die Abschaltung kurzfristig vorgezogen – ohne dass die involvierten Netzbetreiber nochmals nachgerechnet hätten. In der Folge einer sich aufbauenden Windfront wurde die Leitung Landesbergen-Wehrendorf dann doch überlastet und schaltete sich automatisch ab. Dies wiederum hatte einen kaskadenartigen Ausfall von Leitungen bis an die Ostgrenze des Netzgebietes in Ungarn zur Folge. Das europäische Verbund-Netz zerfiel in drei Teile: Nordeuropa bis Polen, Westeuropa inklusive Frankreich und Schweiz sowie Südosteuropa. Im Norden bestand eine Überproduktion, die durch Ausschalten von Kraftwerken ausgeglichen werden konnte. In Westeuropa hingegen stand zu wenig Elektrizität zur Verfügung. Die Frequenz fiel rasch und der automatische Lastabwurf stabilisierte schliesslich die Region – weshalb aber 10 Millionen Haushalte kurzzeitig ohne Strom blieben.

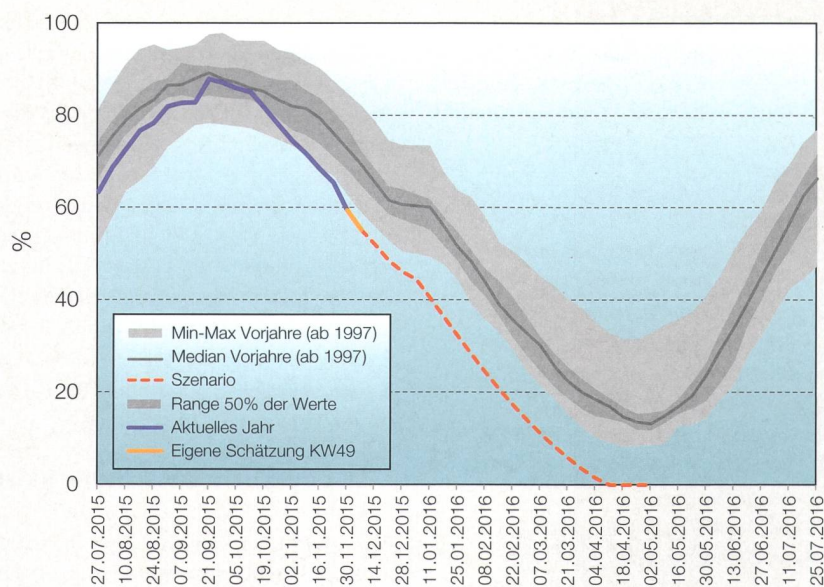
PV schaltet bei 50,2 Hz ab

Würde heute dasselbe passieren, an einem sonnigen Tag über Mittag, würde das Netz in Westeuropa vermutlich zusammenbrechen. Das sagt Peter Hoffmann, Leiter Netzfürhung bei Tennet: «Mittlerweile sind allein in Deutschland Fotovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 40 GW installiert. Bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz schalten viele dieser Anlagen automatisch ab. «Im Netz von Tennet wären es 7 GW – das entspricht der Leistung mehrerer Grosskraftwerke. Als Folge davon wäre das Gebiet auf einen Schlag unterversorgt. Die Frequenz würde unter 50 Hz fallen, worauf das Verteilnetz automatisch Las-

ten abwerfen würde. «Sobald die Last fällt und die Frequenz wieder über 50 Hz steigt, schalten die PV-Anlagen wieder ein – was wiederum zu einer Überfrequenz führt und die PV-Anlagen erneut abschaltet», erklärt Hoffmann den Jojo-Effekt, der zu einem kompletten Netzzusammenbruch führen würde. Derzeit laufen in ganz Europa Nachrüstprogramme für die PV-Wechselrichter, damit sie nicht bei genau 50,2 Hz, sondern gestaffelt über einen Bereich von 50,2 bis 52,5 Hz ausschalten. «Leider sind viele Wechselrichter schon zu alt, um sie nachzurüsten. 4 bis 5 GW schalten bei uns im deutschen Netz immer noch bei 50,2 Hz», so Hoffmann. Die Situation bleibt angespannt.

PV fernsteuern und regeln

Um das Netz in kritischen Situationen stabilisieren zu können, fordert Hoffmann, dass sich möglichst alle PV-Anlagen erst dann wieder zuschalten, wenn sie vom Netzbetreiber ein entsprechendes Signal bekommen haben. Für Anlagen mit einer Leistung über 30 kW ist das bereits heute so – diese mussten in Deutschland bis Juli 2014 nachgerüstet werden. Allerdings bleibt damit die Masse der privaten Dachanlagen weiterhin ungesteuert. Hinzu kommt, dass sich



Füllstand der Speicherseen. Diesen Winter hat es nur wenig Wasser in den Speicherseen. Ohne Massnahmen sind sie vor dem Frühling leer und die Energie im 220-kV-Netz wird knapp.

Fotovoltaik und Wind kaum an der Netzregelung beteiligen, obwohl die Anlagen technisch dazu in der Lage wären. Das liegt an den gesetzlichen Bestimmungen, dass subventionierte Anlagen nicht zusätzlich Geld verdienen dürfen, indem sie Regelleistung anbieten, sowie an der hohen Einspeisevergütung von direktvermarkteten Anlagen. Auch hier fordert Hoffmann Anpassungen, denn mit den wegfallenden konventionellen Kraftwerken fehlen die traditionellen Lieferanten von Blind- und Regelleistung, mit deren Hilfe die Übertragungsnetzbetreiber Spannung und Frequenz stabil halten.

Engpass im 220-kV-Netz

In der Schweiz beschäftigt Paul Niggli, Leiter Kriesenmanagement bei Swissgrid, ein ganz anderes Problem: Die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 waren länger ausgeschaltet als erwartet und im Sommer hat es kaum geregnet. So führen die Flüsse wenig Wasser und die Speicherseen sind kaum gefüllt im Vergleich zu anderen Jahren. Theoretisch könnte die Schweiz den Strom importieren. Die Transitleitungen sind aber auf einer Spannung von 400 kV, während der Engpass im 220-kV-Netz besteht, in das die Kernkraftwerke in Beznau wie auch viele Wasserkraftwerke einspeisen. Der Engpass liegt bei den Transformatoren, welche die Elektrizität vom 400-kV-Netz ins 220-kV-Netz einspeisen. 20 Stück gibt es davon, verteilt über die Schweiz. «Hätten wir 2 oder 3 Transformatoren mehr, wäre die Situation entschärft», sagt Niggli.

Netz ausbauen

Die Projekte für neue Transformatoren, beispielsweise in Beznau, sind bereits fortgeschritten. Teilweise fehlen

Event

Netzimpuls '16

An der Fachtagung Netzimpuls am 17./18. März 2016 in Luzern werden Fachleute aus der Praxis über alle Spannungsebenen des Netzes hinweg berichten. Schwerpunkte werden das Engpassmanagement sowie das Hochfahren nach einem Blackout sein. Die Referenten werfen zudem einen Blick in die Zukunft, zu den Speichern und der Vision des digitalen Netzes. Die eineinhalbtägige Veranstaltung bietet Gelegenheit, sich mit den Exponenten der Branche auszutauschen und sein Beziehungsnetz zu pflegen.
www.electrosuisse.ch/netzimpuls



Uwe Schlick

90 GW Fotovoltaik sind in Europa installiert. Die Anlagen beteiligen sich aber nicht an der Netzregelung.

aber noch die benötigten 400-kV-Leitungen. Swissgrid hat das Netz erst vor Kurzem, Anfang 2013, von den bisherigen Netzbetreibern übernommen, die verständlicherweise nicht in ein Netz investierten, dass sie abgeben mussten.

Kurz vor Weihnachten riefen Swissgrid und das Bundesamt für Energie (BFE) die Energieversorger an den runden Tisch und diskutierten Lösungen, um die Situation im 220-kV-Netz zu entschärfen. Eine Möglichkeit wäre, das Wasser aus den Speicherseen möglichst zurückhaltend zu verwenden und die Schweiz möglichst mit Importen zu versorgen. Dann könnte das Wasser bis in den Frühling reichen. Allerdings sind heute die Energieproduzenten und Netzbetreiber per Gesetz klar getrennt. Ein Wasserkraftwerk oder eine Bilanzgruppe wird sich nach den Preisen im Markt orientieren.

Redispatch immer häufiger

Währenddessen greift Swissgrid immer öfter ins Netz ein und verordnet Redispatch. Entgegen des geplanten Fahrplans müssen dann einzelne Energieversorger umdisponieren. Swissgrid versucht auch Preissignale zu setzen. So erhöhte sie den Preiscap für Regellenergie.

Und wenn es trotzdem eng wird? «Der herkömmliche Mechanismus des Lastabwurfs würde nicht funktionieren – die Frequenz bleibt ja stabil bei 50 Hz. Es sind die Transformatoren, die überlastet sind», erklärt Niggli. «Wir müssten die Energieversorger per Telefon bitten, Lasten abzuwerfen. Dazu bleibt im Notfall rund eine Viertelstunde Zeit.»

Wiederaufbau nach Blackout

Gäbe es einen flächendeckenden Blackout in der Schweiz oder in Europa, müssten die Kraftwerke einzeln wieder hochgefahren werden. «Wir haben Kraftwerke, die sich selber aufstarten können», erklärt Niggli. Sobald ein Kraftwerk läuft,

wird eine entsprechende Last zugeschaltet. Sukzessive werden nun mehr Kraftwerke und Lasten aufgeschaltet.

«Neu würden wir heute in der Schweiz nicht mehr nur an einem Ort, sondern gleich in vier Regionen das Netz hochfahren», so Niggli. Danach würde Swissgrid diese Regionen synchronisieren und zusammenschalten. «Das hört sich einfacher an, als es ist. Allenfalls müssten wir auch eine Region wieder ausschalten und anhand der bestehenden Frequenz hochfahren.»

Zusammenschalten ist heikel

Die Schweizer Kraftwerke könnten sich auch an der Frequenz eines der umliegenden Länder orientieren – falls Europa schon ein stabiles Netz hätte. Das wäre einfacher, als nicht synchrone Netze zusammenzuschalten: Stimmen die Phasenlagen nicht überein, geraten die physikalischen Flüsse rasch ausser Kontrolle und die Leitungen müssen wieder getrennt werden. Niggli: «Über verstellbare Transformatoren können wir die Netze teilweise synchronisieren. Zusammenschaltungen sind aber immer heikel.»

Üben am Simulator

Am Simulator üben die Operatoren solche Situationen regelmässig. Sie arbeiten mit realen Lastflüssen, die anhand der Eigenschaften der Kraftwerke, Leitungen und Transformatoren berechnet werden. «Die Simulation ist sehr realistisch», sagt Niggli. «Natürlich kommen immer Überraschungen hinzu – dass einzelne Schalter nicht reagieren oder Messwerte falsch angezeigt werden.» Das sei aber auch im Tagesgeschäft so. «Eine erfahrene Crew ist deshalb umso wichtiger.»

Autor

Guido Santner, Leiter Fachgesellschaften Electrosuisse.
Electrosuisse, 8320 Fehraltorf
guido.santner@electrosuisse.ch