

Analyse der Vulnerabilität von Elektrizitätsversorgungs-
systemen mit unterschiedlich ausgeprägter
Integration erneuerbarer Energien

Kennzeichen: -41V5618

Kurzfassung des Abschlussberichts

Ansprechpartner:

Prof Dr. Rainer Walz

Dr. Arne Lüllmann

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Karlsruhe, 31.03.2014

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Kurzfassung
3. Titel Analyse der Vulnerabilität von Elektrizitätsversorgungssystemen mit unterschiedlich ausgeprägter Integration erneuerbarer Energien	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Lüllmann, Arne; Walz, Rainer	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.03.2013
6. Veröffentlichungsdatum:	
7. Form der Publikation Buch geplant	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
10. Förderkennzeichen 41V5618	
11. Seitenzahl(ca. 150)	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin	13. Literaturangaben:Ca. 200
14. Tabellen	
15. Abbildungen	
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Die Stromversorgung gehört zu den kritischen Infrastrukturen einer Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft. Sie muss hohen Anforderungen hinsichtlich der Verlässlichkeit genügen und bildet im Geflecht der kritischen Infrastrukturen einen neuralgischen Punkt. In Europa unterliegen die Stromversorgungssysteme starken Veränderungen der Rahmenbedingungen. Dazu gehören die Liberalisierung des Marktes und ein Paradigmenwechsel im Bereich der Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Energien und dezentraler Erzeugung. Der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien vor allem mit Fokus auf Windkraft, Photovoltaik und Solarthermie führt zu neuen Herausforderungen im Betrieb und der Planung der Stromnetze. Umso stärker steigt die Notwendigkeit, die zukünftig anzustrebenden Strukturen der Energiewirtschaft auf ihre systemischen Risiken zu untersuchen und möglichst robust gegenüber diesen systemischen Risiken auszugestalten. Dabei wird deutlich, dass die geographische und strukturelle Verteilung der Erzeugungsleistung sowie der Anteil regelbarer zu dargebotsunabhängiger Erzeugung einen wesentlichen Einfluss auf die Verletzbarkeit sowohl im Fall von zufälligem Versagen als auch bei gezielten Angriffen haben. Es zeigt sich z.B., dass dezentrale Strukturen eine höhere Robustheit gegenüber zufälligen Ausfällen und gezielten Angriffen auszeichnen. Es ergibt sich die Notwendigkeit, die Verletzbarkeit in die strategischen Planungen der Energiewende einzubeziehen.	
19. Schlagwörter Verletzbarkeit, Vulnerabilität, Robustheit, Versorgungssicherheit, Energiewende, Erneuerbare Energien, Übertragungsnetz, Netzausbau, Netzentwicklungsplan	

1 Aufgabenstellung und Durchführung

Kritische Infrastrukturen decken eine große Breite von Dienstleistungen ab, auf der moderne Gesellschaften aufbauen. Unfälle, Naturkatastrophen und terroristische Anschläge, aber auch Störungen in der Versorgung mit Ressourcen können durch Kaskaden- und Kopplungseffekte weitreichende Schädwirkungen entfalten. Nach einer Definition der OECD (2003) haben Gefahren für alle Infrastruktursysteme (IS) eine neue, "systemische" Dimension angenommen. Umso stärker steigt die Notwendigkeit, die zukünftig anzustrebenden Strukturen der Energiewirtschaft auf ihre systemischen Risiken zu untersuchen und möglichst robust gegenüber diesen systemischen Risiken auszugestalten. Im Kontext des sich beschleunigenden Wandels der Energiesysteme hin zu erneuerbarer Stromerzeugung und dezentralen Versorgungskonzepten stellt sich die Frage nach den Konsequenzen dieser Technologie für den Betrieb und die notwendigen Anpassungen der Stromnetze sowie für die Sicherheit der Versorgung und die Verletzbarkeit der Infrastruktur. Hierfür ist es erforderlich, die Vulnerabilität unterschiedlicher Ausprägungen der Energiewirtschaft systematisch zu analysieren und Schlussfolgerungen für die Ausbaustrategie erneuerbarer Energien abzuleiten.

Im Rahmen des Vorhabens erarbeitete das Fraunhofer ISI zunächst die Modellkonzeption, und führte die entsprechende Validierung durch. Darauf aufbauend wurden Vulnerabilitätsindikatoren entwickelt, und der Einfluss von Systemgrößen und Szenarien analysiert und ausgewertet. Innerhalb des Vorhabens vergab das Fraunhofer ISI einen Unterauftrag an den Lehrstuhl SENSE der TU-Berlin (Strunz 2013), der das Fraunhofer ISI bei der Modellierung der Stromnetze beratend unterstützte und zur kritischen Einordnung und Reflektion der im Vorhaben entstandenen Ergebnisse beigetragen hat.

Die Arbeiten wurden in vier aufeinander aufbauenden Arbeitsschritten durchgeführt:

1. Stand des Wissens und Ableitung der Modellkonzeption:

- Aufarbeitung der unterschiedlichen Bedrohungslagen für das Elektrizitätssystem und Ableitung der resultierenden Modellierungsanforderungen.
- Untersuchung der Grundstrukturen der zu analysierenden Energieszenarien hinsichtlich der daraus resultierenden Anforderungen für den Modellierungsansatz.

2. Modellierung und Validierung:

- Entwicklung des Modells als Kombination von graphentheoretischer Methodik und zeitabhängiger Simulation elektrischer Lastflüsse. Eine derartige Kombination erlaubt einen Vergleich alternativer Konzepte, die in verschiedenen Szenarien unter Vulnerabilitätsgesichtspunkten abgebildet werden.

- Abbildung des Energieversorgungssystems in abstrahierter Form einerseits auf physikalischer Ebene durch Lastflussrechnung und andererseits Fokussierung auf topologische Charakteristika wie z.B. die strukturelle Verteilung erneuerbarer Energieerzeuger.
- Entwicklung der Vulnerabilitätsindikatorik auf Basis von Größen der Makroebene, wie z.B. der „loss of load“, „energy not supplied“ und der „total loss of energy“.
- Fachgespräche zur Diskussion der Modellkonzeption und Sicherung der Validität.

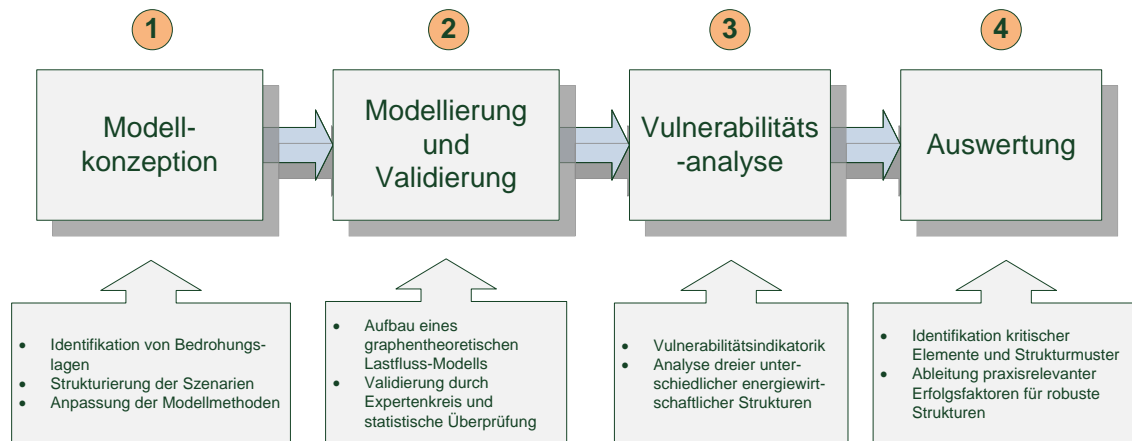
3. Vulnerabilitätsanalyse in Szenarien:

- Untersuchung unterschiedlicher energiewirtschaftliche Strukturen in Szenarien auf ihre Vulnerabilität.
- Systematische Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Systemeigenschaften auf die Verletzbarkeit.

4. Auswertung:

- Systematisierung der Ergebnisse der Vulnerabilitätsanalyse und Identifikation von kritischen Systemelemente und Strukturmustern.
- Ableitung von Konsequenzen für die Energiewende-Strategie

Abbildung 1:1 Veranschaulichung der Arbeitsschritte



Im Folgenden wird zunächst der Stand des Wissens skizziert, der die Ausgangslage für die Modellierung bildet. Daran schließt sich die Darstellung der wichtigsten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen an. Der Beitrag des Vorhabens ist die modellbasierte Analyse *grundlegender* Zusammenhänge in Verbindung mit der Systemintegration Erneuerbarer Energien und die vergleichende Analyse konkreter Varianten des zukünftigen Stromversorgungssystems auf die Verletzbarkeit. Entsprechend werden die Erkenntnisse des Vorha-

bens in vier Blöcken beschrieben: a) Statistische Analyse der Systemzuverlässigkeit, b) Analyse der Netzausbaustrategien zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung, c) Klassifikation von Fehlerzuständen und Systemüberwachung und d) Vergleichende Vulnerabilitätsbewertung von Szenarien des zukünftigen Stromversorgungssystems.

2 Stand des Wissens

Neue Herausforderungen im Kontext einer robusten Stromversorgung

Die Stromversorgung ist essentiell für das Funktionieren einer Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft. Sie umfasst Erzeugung, Verteilung und Handel von elektrischer Energie und baut auf einer komplexen Infrastruktur mit technischen und nicht-technischen Bestandteilen auf. Die Rahmenbedingungen für den Betrieb unterliegen fortwährenden Veränderungen. Die Liberalisierung der Märkte in Europa sowie ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und dezentraler Energieversorgung (DE) bedeuten einen weitreichenden Paradigmenwechsel mit veränderten Anforderungen an den Systembetrieb. So muss beispielsweise die Übertragungsnetzausbauplanung starke Fluktuationen in den länderübergreifenden Stromflüssen mit entsprechenden Reserveleistungen berücksichtigen. Durch den zunehmenden Stromhandel im Zuge der Liberalisierung stiegen die Stromtransporte innerhalb des ENTSO-E Verbundnetzes stark an und erhöhten damit die Belastung der Stromnetze. Gleichzeitig nimmt die installierte Erzeugungskapazität von EE zu (z.B. installierte Windkapazität) der Anteil stochastischer, nicht oder nur beschränkt steuerbarer Leistung im Stromversorgungssystem steigt.

Als großtechnisches, geographisch weiträumig ausgedehntes System ist die Strominfrastruktur einer Vielzahl von Bedrohungen, wie Naturkatastrophen, technisches / menschliches Versagen oder gezielten Angriffen ausgesetzt, die die Zuverlässigkeit gefährden und zu gravierenden Ausfällen führen können. Das fortwährende Funktionieren wird vielfach als gegeben angesehen, jedoch machen "Blackouts" mit Superlativen bezüglich ihrer Ausdehnung auf die Vulnerabilität aufmerksam. Zum Beispiel waren im August 2003 50 Mio. Menschen in den USA und Kanada für ca. 16 Stunden, im September 2003 56 Mio. Menschen in Italien für bis zu 18 Stunden und im November 2006 15 Mio. Menschen in Westeuropa für etwa 2 Stunden von einem Stromausfall betroffen. Die Ursachen für Blackouts sind ex post zufriedenstellend analysier- und erklärbar. Es zeigt sich jedoch die hohe Komplexität des Zusammenwirkens vielschichtiger Mechanismen. Die großen Anforderungen an Analysemethoden zur Antizipation solcher Unfälle und zur Verbesserung der Systeme werden deutlich (Kröger & Zio, 2011). Schlussfolgerungen aus den bisher aufgetretenen "Blackouts" führen zu einer Verbesserung der Systeme. Allerdings macht Bialek (2010) auf die Tendenz aufmerksam, die Systeme stärker bezüglich in der Vergangenheit

festgestellter Probleme zu härten, als in Richtung zukünftiger Probleme und Bedingungen zu planen. Gemäß Dobson et al. (2004) sind solche rein "reaktiven" Massnahmen nach einem Stromausfall (z.B. der Ausbau einzelner Übertragungsleitungen) Bestandteil von Selbstorganisations-Phänomenen: Nach der momentanen Entlastung wird das System im Laufe der Zeit wieder an seine Belastungsgrenzen gefahren, bis erneut ein großflächiger Stromausfall auftritt.

Mit stärkerer Thematisierung systemischer Risiken (z.B. OECD 2003, Kröger 2008) rückt zunehmend die starke Vernetzung der Infrastrukturen untereinander und die starke Abhängigkeit der Wirtschaft und Gesellschaft von den sog. kritischen Infrastrukturen in den Fokus (Kröger, 2011). Eine Studie des Fraunhofer ISI für das TAB des deutschen Bundestags zeigt auf, dass Ausfälle in der Stromversorgung zu katastrophalen Lebensbedingungen und zu großen ökonomischen Verlusten führen können (Petermann et al., 2011). Wegen der hohen Relevanz der Stromversorgung, die innerhalb des Geflechts der kritischen Infrastrukturen einen neuralgischen Punkt bildet, sind die Anforderungen an die Versorgungssicherheit besonders hoch. Diesbezüglich ergibt sich auf Grund der Komplexität, der hohen Exposition, des breiten Kanons von Bedrohungen und vielfältiger Veränderungen der Rahmenbedingungen ein breites Spektrum an Herausforderungen.

Trends und Treiber

Erneuerbare Energien und dezentrale Stromerzeugung Aus den gegenwärtigen Klimaschutzzielen (Verringerung der Treibhausgasemissionen, um ca. 80% bis 2050) und einem möglichen Ausstieg aus der Kernenergie entsteht die Notwendigkeit für einen schnellen und umfassenden Umbau der heutigen Energiesysteme. Emissionshandel, Strommarktregulierung und vorrangige Einspeisung von EE in Verbindung mit garantierter Vergütung sind u.a. Hebel zur Aktivierung eines Wandels. Der Ausbau wird in den nächsten Dekaden die Investitionen, Planungen und vor allem auch den Betrieb der Energiesysteme stark bestimmen. Große Anteile volatiler und nicht steuerbarer Stromerzeugung z.B. durch Windenergie muss von den Stromnetzen aufgenommen und zuverlässig verteilt werden können. Die Abhängigkeiten von geographischen Faktoren wie z.B. Wind-oder Sonneneinstrahlungspotentialen kann wie am Beispiel Deutschlands zu einer stärkeren räumlichen Trennung von Verbrauch und Erzeugung führen als bisher und einen Netzausbau notwendig machen (Smith et al., 2007). Neben dem verstärkten Interesse an EE spielt das Paradigma der dezentralen Energieerzeugung (DE) in der Diskussion um die Energiesysteme der Zukunft eine große Rolle. Borbely & Kreider (2001) erheben es zum "new power paradigm for the next millennium", wobei es nicht nur die Strom-, sondern z.B. auch Wärme-und Kälteerzeugung umfasst. DE ist entsprechend auch Baustein von Konzepten wie "virtuelle Kraftwerke" und "Smart Grids". Eine breite Literatur beschäftigt sich mit den elektro-und informationstechnischen Erfordernissen zur erfolgreichen, großskaligen Implementierung in die heutigen Energiesysteme (z.B. Lund 2005, Carrasco et al.

2006, Galus & Andersson 2008). Die International Energy Agency (IEA 2002 und IEA 2008) benennt eine Reihe von Gründen, die zu einem gewachsenen Interesse an DE führen: Fortschritt in der DE Technologie, Hemmnisse beim Bau neuer Übertragungsleitungen, Reduktion der Spitzenlast in den Übertragungsnetzen, gestiegener Bedarf an hoch verfügbarem Strom auf Abnehmerseite, Verringerung des Flächenbedarfs sowie der Klimawandel. Weitere Faktoren, wie eine mögliche Verringerung von Übertragungskosten und -verlusten, eine Versorgung im Schadensfall durch Inselnetze (Zeineldin et al. 2005, Lasseter 2007, Koch et al. 2011), geringere Kosten in Verbindung mit Wärmenutzung und kürzere Konstruktionszeiträume machen DE wirtschaftlich attraktiv (Strachan et al., 2003), stehen jedoch erhöhten Investitionskosten und einem erhöhten Betriebsaufwand gegenüber (Karger & Hennings, 2009).

Liberalisierung Die Liberalisierung des Strommarktes hat die Rahmenbedingungen für die Infrastruktur in Europa, noch mit erheblichen Unterschieden zwischen den Nationalstaaten, stark verändert. Das hochgradig integrierte System wird durch die Auflösung der Monopole durch eine Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer mit jeweils unterschiedlichen Zielrichtungen und Arbeitsweisen gesteuert, wobei Aufgaben und Funktionen stärker verteilt sind als zuvor (Gheorghe et al. 2006, Glachant & Leveque 2009).

Systembelastung Steigender Strombedarf in den letzten Dekaden bei wenig steigenden Investitionen in die Netze (Bialek 2005, IRGC 2006) und systemweiter Stromhandel im Zuge der Liberalisierung führten zu hohen Auslastungen der Netze und speziell zu hohen Lastflüssen auf Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen und Nationalstaaten (Schläpfer, 2010). Szenarien einer zukünftigen Entwicklung des Bedarfs elektrischer Energie bis 2050 reichen von moderaten Einsparraten bis zu moderaten Steigerungsraten, so dass das heutige Niveau des Stromverbrauchs eine plausible Referenzmarke bildet.

Rohstoffmärkte Internationale Brennstoffmärkte sorgen mit volatilen Preisen für Diskussionen um die Abhängigkeiten der Stromindustrie von exogenen Faktoren (Matthes et al., 2007).

Kernenergieausstieg Der Kernenergieausstieg in Deutschland verschärft die Debatte um die Deckung der Grundlast in einem System mit zunehmend größerem Anteil nicht-steuerbarer Stromerzeuger.

Risiken, Bedrohungen und Schwächen

Schon heute existiert eine Vielfalt unterschiedlicher Bedrohungen, die gepaart mit System-schwächen Risiken für die Stromversorgung darstellen. Zukünftig entstehen durch die veränderten Rahmenbedingungen (s.o.) für die Energieinfrastrukturen neue Bedrohungs-szenarien und Risiken. Die Risiken können in endogene und exogene Faktoren geteilt werden (Gheorghe et al., 2006):

Endogene Faktoren

Technologie Der Einfluss von EE und DE auf die Vulnerabilität der Stromversorgung wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Die IEA (2002) argumentiert für ein Reduktionspotential des Systemausfallrisikos durch DE. Durch eine steigende Zahl der Stromerzeugungseinheiten sinkt die Bedeutung einzelner, so dass Angriffe und Ausfälle sich weniger stark auswirken (Strachan et al., 2003). Gemäß CIRED (1999) kommt es wegen steigender Volatilität in der Stromproduktion durch Wind-oder PV-Anlagen nicht zu einem Sicherheitszugewinn. Eine volatile Einspeisung erfordert den Aufwand von Reservekapazitäten, wobei durch abrupte Änderungen z.B. der Windgeschwindigkeiten hohe Gradienten auftreten und zu Problemen führen können. Außerdem sind negative Korrelationen zwischen erneuerbarer Erzeugung und dem Verbrauch möglich und besonders in Fällen niedriger Last und hoher erneuerbarer Erzeugung problematisch (Bouffard & Galiana, 2008). Zu diesen zusätzlichen Belastungen des Übertragungssystems kommen technische Aspekte hinzu, wie Spannungsinstabilitäten durch bidirektionale Lastflüsse, kompliziertere Blindleistungsflüsse und höhere Anforderungen an die Netzschutzsysteme (siehe z.B. Barker et al. 2000, Edwards et al. 2000, Blaabjerg et al. 2006). Das hochgradig integrierte System erfordert dementsprechend einen starken Ausbau der Informations-, Kommunikations- und Regeltechnik (Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA), deren Funktionsfähigkeit wiederum kritisch für den Betrieb der gesamten Infrastruktur ist. Mündend im Konzept der "Smart Grids" sorgt dieser Trend für die vollständige Integration aller Systemkomponenten. Hoffnungen beim Einsatz dieser Technologie beziehen sich auf die Ausschöpfung von Effizienzpotentialen und der Steigerung der Zuverlässigkeit (Heydt et al. 2001), wobei wiederum neue Verletzbarkeiten geschaffen werden (McDaniel & McLaughlin 2009, Metke & Ekl 2010, Mohajerin Esfahani et al. 2010). Das Electric Power Research Institute (EPRI) (2009) schätzt im Kontext von Smart Grids die Cyber-Sicherheit als einen hoch kritischen Aspekt ein, da das Potential von Cyber-Attacken und Einbruchversuchen in die Systeme auf Grund der starken Vernetzung steigen wird. Zusätzlich müssen auch Benutzerfehler, technisches Versagen und unbeabsichtigte Folgen von Ereignissen berücksichtigt werden. Beispielsweise kann es in Verbindung mit preissensitivem Stromverbrauch durch intelligente Zähler (Demand-side-Management) zu Nachfragespitzen kommen, wenn zu viele Verbraucher gleiche Schwellwerte vorgeben. Die Systemstabilität kann

durch emergente Phänomene dieser Art bedroht werden (Roozbehani et al., 2011). Der Einfluss von EE und DE auf die Robustheit der Infrastruktur bewegt sich folglich im Spannungsfeld von tendenziell steigender Robustheit durch Risikostreuung (größere Anzahl kleinerer Erzeugungseinheiten) auf der einen Seite und neuartigen Risiken auf der anderen Seite, die im Zusammenhang mit den physikalisch-technischen Eigenheiten der Stromerzeugung und dem hohen Vernetzungsgrad der Infrastruktur stehen.

Topologie Durch die komplexe Topologie der kontinental vernetzten Stromverbünde werden kaskadenartige Fehlerausbreitungen über weite geographische Distanzen und schließlich systemweite Stromausfälle möglich (Gheorghe et al., 2006). Der Stromausfall im November 2006 in Westeuropa ist z.B. durch eine Verletzung der N-1-Regel zu einem Zustand hoher Netzbelastung im Bereich zwischen Deutschland und den Niederlanden entstanden. Topologische Analysen von Netzwerken in Verbindung mit kaskadenartigen Ausfällen zeigen die Kritikalität einzelner Elemente für die Stabilität des gesamten Systems (Zio & Sansavini, 2011). Gleichzeitig wird deutlich, dass die Härtung der Systeme durch Verbesserung einzelner Elemente wiederum nicht ausreicht, um die Robustheit gegenüber lawinenartigen Ausfällen zu steigern. Dazu werden topologische Veränderungen der Netze notwendig (Kröger & Zio, 2011). Im Anschluss an einen "Blackout" sind koordinierte Wiederherstellungsmaßnahmen erforderlich. Viele der existierenden Notfallpläne und Sicherungsstrategien müssen überdacht werden, da sie auf ein System mit geringerer Last, einem homogeneren Kraftwerkspark und begrenztem Einfluss von IT ausgerichtet waren.

Markt Eine auf fossile Rohstoffe ausgerichtete Energiewirtschaft steht in einem starken Abhängigkeitsverhältnis von globalen Energiemärkten. Instabile politische Bedingungen in Förder- und Produktionsländern, volatile Preise auch in Folge von Preisspekulationen und begrenzte geologische Reichweiten bergen Unsicherheiten für die Versorgung. Die Europäische Kommission betont die Wichtigkeit einer aktiven europäischen Energiepolitik mit dem Ziel der Reduktion der Versorgungsrisiken. Dabei muss nicht unbedingt die Energieautarkie oder der vollständige Abbau der Abhängigkeiten im Vordergrund stehen, sondern u.a. die Diversifizierung der Produkte aber auch der geographischen Regionen. Die Konzentration der Energieerzeuger auf den günstigsten Primärenergieträger bei nicht in ausreichendem Maße berücksichtigter externer (Risiko-) Kosten kann zu Bedrohungen für die Energiewirtschaft führen.

Liberalisierung Der internationalisierte Stromhandel (Internal Market Directive) führt zu einem Transport großer Energiemengen über Regelzonen- und Ländergrenzen hinweg. Die Kontrolle des Systems liegt dezentral bei einzelnen Übertragungsnetzbetreibern, die jeweils ausschließlich für ihre Regelzone verantwortlich sind. Bei regelzonenübergreifenden Störungen werden schnelle, koordinierte Gegenmaßnahmen ohne Hilfe übergeordneter Kontrollstellen erforderlich, so dass die Gefahr von konfligierenden Maßnahmen mit unbeabsichtigten Folgen für das Gesamtsystem besteht. Die Entkopplung von Erzeugung und Übertragung/Verteilung

(Unbundling) kann die Behandlung von Störungen ebenfalls erschweren, da Stromerzeugung und -übertragung dann schnell und koordiniert gesteuert werden müssen (Gheorghe et al., 2006). Der systemweite Stromhandel macht einen weiteren Ausbau der Übertragungskapazitäten der Netze erforderlich. Allerdings bestehen im Kontext der Liberalisierung Probleme mit Anreizsystemen für Investitionen in die Netze zu Ausbau- und Wartungszwecken (Reichl et al., 2008). Im Bereich der Kraftwerksreserve wird seit einiger Zeit die Schaffung eines Kapazitätsmarktes diskutiert, der die Marktteilnehmer zum Bau neuer Kraftwerkskapazitäten mit dem Ziel, drohende Engpässe bei der Reserveleistung zu vermeiden, anreizen soll (Creti & Fabra 2007, Joskow 2008). Allerdings haben Yu & Pollitt (2009) entgegen der Erwartungen keine Evidenz für einen signifikanten Zusammenhang zwischen der fortschreitenden Liberalisierung und einer Erhöhung der Anzahl von "Blackouts" feststellen können.

Exogene Faktoren

Unfälle und Sabotagen Die Infrastruktur ist unterschiedlichen natürlichen Prozessen ausgesetzt und in großen Teilen ohne Zugangskontrolle. Die Exposition der Infrastruktur gegenüber Bedrohungen ist damit groß und wird durch zunehmende Verwendung von Informationstechnologie und Vernetzung mit anderen Infrastrukturen größer (s.o.). Unvorhergesehene und ungewollte Ereignisse, resultierend aus Unfällen mit menschlicher oder natürlicher Ursache oder gezielte Angriffe können zu physikalischen oder informationstechnischen (Cyber) Schäden an der Infrastruktur führen (Solé et al. 2008, Jafari et al. 2010, Mohajerani et al. 2010). Zu den natürlichen Bedrohungen gehören Naturkatastrophen wie Erdbeben, Überflutungen, Schneefall und Starkwindereignisse (z.B. Chen et al. 2009b, Zheng et al. 2010). Über lawinenartige Fehlerausbreitung sind systemweite Ausfälle möglich. Bei der Analyse von großflächigen Stromausfällen werden Gemeinsamkeiten und zugrunde liegende Ursachen deutlich. Typischerweise können "Blackouts" auf den Ausfall einzelner Erzeugungseinheiten oder Übertragungselemente durch z.B. Alterung, Fehlbedienung oder Kurzschlusskontakt durch Bäume zurückgeführt werden (Pourbeik et al., 2006). In solchen Situationen kann das System empfänglich für weitere Fehler und kaskadenartige Ausbreitungen sein. Zu den Lehren, die aus den "Blackout"-Ereignissen gezogen werden, gehören u.a. die verstärkte Notwendigkeit von verbesserter Echtzeitüberwachung und verbessertem Situationsbewusstsein in Verbindung mit geeigneter Automatisierung und koordinierter Steuerung von Interventionsmaßnahmen zur Abwendung von Fehlerausbreitungen. Ebenfalls sind überalterte und damit fehleranfällige Systemelemente und Fehlerschutzeinrichtungen, die durch adverses Verhalten Kaskaden beschleunigt haben, als problematisch identifiziert worden (Pourbeik et al. 2006, Kröger & Zio 2011). In Verbindung mit steigender Integration von Informations- und Telekommunikationstechnologie und Vernetzung der Infrastrukturen und z.B. dem Aufbau von Kapazitäten zur Cyberkriegsführung in verschiedenen Nationen scheint die Bedrohung durch gezielte Angriffe auf die Infrastrukturen zu steigen (Kropp, 2006). Einige Sicherheitsexperten wie

auch Langer (2011) sind der Überzeugung, dass das Jahr 2010 einen Wendepunkt in der Geschichte der Internetsicherheit markiert und der Eintritt in das Zeitalter der Cyber-Kriegsführung geschehen ist (Chen, 2010). Ein Beispiel ist der Computerwurm "Stuxnet", entdeckt im Jahr 2010. Dabei handelt es sich um eine Schadsoftware, die auf SCADA-Systeme der Firma Siemens ausgerichtet ist. Die Software zielt auf die Erlangung der Kontrolle über Geräte zur Frequenzumrichtung mit der Absicht, physische Zerstörungen zu erreichen ab (Langner, 2011). Die größte Zahl von infizierten Computern trat im Jahr 2010 im Iran auf, wo auch von Störungen im Atomprogramm berichtet wurde. Vermutetes Hauptangriffsziel bilden Zentrifugen in iranischen Urananreicherungsanlagen (Farwell & Rohozinski, 2011). Die Urheber sind bisher unbekannt, wobei Fachleute hinsichtlich des hohen Entwicklungsaufwandes staatliche Organisationen vermuten. Zahlreiche in den letzten Jahren erforderte Sicherheitsverletzungen bei unterschiedlichen kritischen Infrastruktursystemen zeigen, dass Risiken bisher im Design der SCADA-Systeme nicht ausreichend berücksichtigt wurden und Weiterentwicklungen notwendig werden (Nicholson et al., 2012). In Hinsicht auf gezielte Angriffe bilden die (kritischen) Infrastrukturen auf unterschiedliche Weise ein Risiko für die Gesellschaft (Watts, 2003): Angriffe *auf* die Infrastruktur z.B. zur Unterbrechung der Stromversorgung und Angriffe *mit Hilfe* der oder *durch* die Infrastruktur zur Schädigung angrenzender Systeme.

3 Statistische Analyse der Systemzuverlässigkeit

Die statistische Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Netzbelastung und der Integration kleinskaliger, zusätzlicher Erzeuger zeigt, dass das Übertragungsnetz im Fall einer dezentralen Verteilung von *konstanten* Erzeugern entlastet werden kann. Die resultierend lastnahe Erzeugung führt erwartungsgemäß zu einem geringeren Austauschbedarf von Leistung über das Übertragungsnetz. Der Entlastungseffekt (relative Entlastung bezüglich eines Netzes ohne zusätzliche Erzeuger) ist dabei unabhängig von der Implementierung der Kraftwerkseinsatzplanung. Sowohl eine semi-dezentrale als auch eine zentrale Verteilung von Erzeugungskapazitäten führen durch im Mittel steigende Abstände zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu höherem Transportbedarf und damit höheren aggregierten Belastungen im Netz.

Stochastische Erzeuger verursachen auch bei dezentraler Verteilung einen höheren Bedarf an Übertragungskapazität. Die Notwendigkeit eines interzonalen, systemweiten Leistungsaustausches steigt, wobei die Höhe der dazu notwendigen Übertragungskapazitäten u.a. von der Korrelationsstruktur des Einspeiseverhaltens abhängt. Dabei gilt: Je höher die stochastische Unabhängigkeit der Erzeuger ausgeprägt ist, desto höher liegt der Bedarf an Netzdienstleistungen. Dies gilt auch für die maximale Netzbelastung bei Berücksichtigung des N-1-Sicherheitskriteriums, wobei die Höhe der notwendigen N-1-Reserve anteilig an der aggregierten Übertragungskapazität von der Durchdringungsrate zusätzlicher Erzeuger

abhängt. Bei konstanten zusätzlichen Erzeugern steigt trotz der entlastenden Wirkung der Anteil der N-1-Reserve. Im Fall stochastischer Erzeuger kann der umgekehrte Effekt beobachtet werden. Während die Netzbelastung mit einem erhöhten Anteil stochastischer Erzeugung steigt, sinkt der Anteil der N-1-Reserve. Befürworter dezentraler Erzeugungskonzepte führen die Möglichkeit einer Netzentlastung und damit die Senkung des zukünftigen Netzausbaubedarfs an (z.B. IEA 2008). Die Analyse zeigt, dass die These unter Einschränkungen bestätigt werden kann. Dezentrale Verteilungen von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten führen im Mittel zu einer Senkung der aggregierten Netzlast, wenn diese konstant einspeisen. Dies gilt ebenso für regelbare Erzeuger, wenn diese entsprechend einer Minimierung der Netzlast gesteuert werden. Die Integration stochastischer Erzeuger führt hingegen auch bei dezentraler Verteilung zu einem Mehrbedarf an Übertragungskapazitäten. Daraus folgt, dass der Ausbau EE als Quelle stochastischer Einspeisung, auch dann wenn auf kleinskalige Erzeugungseinheiten fokussiert wird, die Verstärkung der Netze notwendig machen kann. Dabei sind allerdings keine Gewichtungen der Systemzustände mit Eintrittswahrscheinlichkeiten betrachtet worden. In der Abbildung der stochastischen Erzeugung werden ausschließlich die Extremzustände der Erzeuger berücksichtigt (Stochastic-Bound-Methodologie). Es gilt deshalb hier die konservative Annahme, dass jede erneuerbare Erzeugungleistung in das Netz eingespeist wird und seltene Systemzustände gleich gewichtet in die Betrachtung der Belastung und Zuverlässigkeit eingehen. Hier sind weiterführende Untersuchungen der "Grundlastfähigkeit" stochastischer Erzeuger mit Auswirkungen auf die Netze sinnvoll.

Methodik

Für die statistische Untersuchung des Einflusses der räumlichen Verteilung von EE und DE, der Korrelationsstruktur stochastischer Erzeugung und der Kraftwerkseinsatzplanung kommt ein vereinfachtes DC-Modell des Übertragungsnetzes zum Einsatz. Die zeitliche Dynamik des Systems wird in Form eines Zustandsraumes abgebildet. Die untersuchten Aspekte sind in der Modellierung auf hohem Aggregationsniveau und ermöglichen durch eine statistische Betrachtung die Ergründung der Zusammenhänge und die Abstraktion von konkreten Netzrealisationen (Verteilung von Erzeugern und Verbrauchern). Ein Vergleich von synthetischen und realen Netzstrukturen zeigt dabei die Gültigkeit der gewonnenen Erkenntnisse.

4 Analyse der Netzausbaustrategien zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung

Mit Experimenten zum optimalen Ausbau synthetischer und realer Stromnetze, basierend auf genetischen Algorithmen, wurde der grundlegende Einfluss stochastischer Stromerzeugung und Sicherheitskriterien auf die Ausbaustrategie untersucht. Außerdem wurden

in der Optimierung unterschiedliche Netzausbauziele wie der kostenoptimale Ausbau unter Berücksichtigung des Sicherheitskriteriums, die Steigerung der Effizienz der Leistungsverteilung und die Senkung der aggregierten Netzlast miteinander verglichen.

Aus den Analyseergebnissen geht die starke Abhängigkeit der optimalen Platzierung neuer Leitungen von der Korrelationsstruktur der stochastischen Erzeuger hervor. Es zeigt sich ein Unterschied in der Vernetzung der stochastischen Erzeuger untereinander sowie der stochastischen Erzeuger mit den Lastschwerpunkten: Im Fall der positiven Korrelation der einzelnen Erzeuger bilden die neu platzierten Leitungen Verbindungen zwischen den Zentren der stochastischen Erzeuger und voneinander entfernt liegenden Lastschwerpunkten. Die optimale Leitungsplatzierung im Fall stochastisch unabhängiger Erzeuger führt hingegen zu einer Verbindung der Lastzentren mit jeweils mehreren stochastischen Erzeugern, so dass die Versorgung der Lastzentren stärker verteilt ist. Daraus folgt für die Netzausbauplanung eine Notwendigkeit der statistischen Analyse der stochastischen Erzeugungsleistung wie z.B. On- und Offshore-Windparks, um mit Kenntnis der Korrelationsstruktur der Erzeugungsleistung innerhalb des Netzgebietes den Ausbau optimal gestalten zu können.

Vergleich mit der DENA II – Studie Die DENA-Studie ist eine der wichtigsten Netzausbaustudien zur Systemintegration von On- und Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland vor Erscheinen des Netzausbauplanes, der in den Analysen der Vulnerabilität berücksichtigt wird. Der Vergleich der Ausbauplanung mit den Modellergebnissen dieser Arbeit zeigt eine Ähnlichkeit bezüglich der Platzierung zusätzlicher Leitungen und des Bedarfs an zusätzlicher Übertragungskapazität in der DENA-Studie mit dem Ausbauszenario für perfekt positiv korrelierte stochastische Erzeugung (S2) in dieser Arbeit. Das Szenario mit Berücksichtigung der stochastischen Unabhängigkeit in dieser Arbeit (S3) identifiziert hingegen einen höheren Vernetzungsbedarf zwischen den stochastischen Erzeugern und den Lastzentren besonders durch Verstärkungen der Ost-West-Verbindungen. In tiefergehenden Untersuchungen der Korrelationsstruktur und der Wahrscheinlichkeitsverteilung der realen Windgeschwindigkeiten in den Netzregionen muss in Verbindung mit dem Lastgang abgeschätzt werden, welche Relevanz asymmetrische Erzeugungszustände (starke Winderzeugung im Nordwesten, schwache Winderzeugung im Osten und vice versa) haben. Dementsprechend ergibt sich ein Netzausbaubedarf in Richtung des Szenarios (S3) mit stärkeren Ost-West-Verbindungen.

Methodik

Für die Ermittlung optimaler Netzausbaustrategien wurden genetische Algorithmen (GA) verwendet und auf synthetische Stromnetze so wie das deutsche Übertragungsnetz angewendet. GA basieren auf dem Prinzip der biologischen Evolution und bedürfen einer hohen Anzahl von Iterationen bei einer gleichzeitig großen Lösungs-Population. Be-

schränkungen der Rechenkapazitäten machen daher eine effiziente Fitness-Bewertung einzelner potentieller Lösungen erforderlich, so dass eine stark vereinfachte Modellierung notwendig wird. Die Ergebnisse des optimalen Netzausbaus auf Basis von GA stellen "gute" Lösungen des Optimierungsproblems dar. Daher ist eine wiederholte Durchführung der Optimierung notwendig, um das Spektrum "guter" Lösungen zu erfassen. Die sich anschließende Analyse erlaubt die Identifikation der Hauptcharakteristika der Lösungen und die Ableitung von generellen Netzausbaustrategien. Zur Steigerung der Effizienz der GA können unterschiedliche Parametersetzungen der relevanten Größen und unterschiedliche Implementierung z.B. der Behandlung von Nebenbedingungen in Testläufen eruiert werden. In dieser Arbeit wurden die statische "Penalty" und die adaptive "Penalty" getestet, wobei sich die Konvergenz der Population in der adaptiven Variante günstiger verhält. Zusätzliche Einwirkungen auf die Entwicklung der Population durch zusätzliche Bestrafung geographisch langer Leitungen führten zu einer ebenfalls günstigeren Konvergenz der Population hinsichtlich der Gesamt-Fitness.

Alternative Optimierungsmethoden aus dem Bereich der Heuristiken gehen mit ähnlichen Restriktionen einher. Hingegen hat die lineare Optimierung (z.B. "Branch and Cut" für gemischtganzzahlige Probleme) aus dem Bereich des "Operations Research" den wesentlichen Vorteil, das globale Optimum "beweiskräftig" identifizieren zu können. In vielen Fällen ist die Leistungsfähigkeit dieses Ansatzes sehr hoch. Untersuchungen der Eignung haben in dieser Arbeit jedoch gezeigt, dass die Laufzeit der Optimierung von der Topologie des betrachteten Netzes und vor allem von der Netzwerkgröße abhängt. Der Ausbau von Netzen in der Größenordnung des deutschen Übertragungsnetzes konnte mit Hilfe des implementierten Optimierungsproblems mit Hilfe von CPLEX nicht gelöst werden. Somit ist der Rückgriff auf Heuristiken notwendig. Es stellt sich jedoch die Frage, ob Reformulierungen des Problems zu effizienterer Lösbarkeit führen können oder ob der Netzausbau ein NP-vollständiges Problem darstellt.

Die Modellierung der stochastischen Erzeugung auf Basis eines Zwei-Zustands-Prozesses stellt eine extreme Vereinfachung dar. In Verbindung mit der Stochastic-Bound-Methodologie werden die Extremfälle der stochastischen Erzeugung abgebildet. Allerdings führen die Extremfälle der Erzeugung nicht notwendigerweise zu Extremfällen der Netzbelastung, so dass für eine umfassendere Analyse entweder ein größerer Zustandsraum untersucht werden muss oder aber alternative Ansätze der Analysen verwendet werden müssen. Die Integration aufwendigerer Modelle für einzelne stochastischer Erzeuger in die Optimierung auf Basis von GA erhöht allerdings die Rechenzeit durch einen exponentiellen Anstieg der Zustände im Zustandsraum.

In der Forschung zur Vulnerabilität vernetzter Systeme spielt die probabilistische Betrachtung von Unsicherheitsfaktoren eine zunehmend größere Rolle. Die modellgestützte Ana-

lyse basiert u.a. auf der statistischen Betrachtung von Fehlerzuständen und deren Folgen sowie der Umgebungsvariablen. Auch wenn Ansätze zum "Importance Sampling" starke Steigerungen der Effizienz bewirken können, ist derzeit die Integration der Vulnerabilität unter Berücksichtigung von Unsicherheitsfaktoren in die Netzausbauplanung bei Anwendung auf Systeme realer Größe kaum realistisch. Bisher werden solche Ansätze nur auf kleinere Testnetze angewendet. In dieser Arbeit wurde N-1-Sicherheit als Nebenbedingung in die Optimierung einbezogen. Der erforderliche Rechenaufwand ist gegenüber der N-0-Sicherheit um den Faktor E (Anzahl der Leitungen) höher. Zur Einsparung von Rechenzeit kann die Menge der Leitungen, deren Ausfall berücksichtigt wird, auf die Leitungen mit der größten Auswirkung auf das restliche Netz beschränkt werden oder aber es werden Gruppen von Leitungen gebildet, deren Ausfall zu ähnlichen Auswirkungen führt. Stellvertretend für diese Gruppe wird jeweils ein Ausfall einbezogen. Zur Adressierung des Problems eines hohen Rechenaufwandes bei der Integration vertiefter Zuverlässigkeits- und Vulnerabilitätsanalysen in die Ausbauplanung kann die Verwendung von Heuristiken zur Abschätzung der Anfälligkeit, die einen geringen Rechenaufwand erfordern, sinnvoll sein. Bao et al. (2009) schlagen z.B. die Nutzung der Lastfluss-Entropie als Kennzahl für die Gefahr von Fehlerkaskaden in der Langfristplanung vor.

5 Klassifikation von Fehlerzuständen und Systemüberwachung

Kohonenkarten (selbstorganisierende Karten, SOM) werden in dieser Arbeit einerseits zur Klassifikation von Fehlerzuständen und andererseits zur Systemüberwachung eingesetzt. SOMs bieten die Möglichkeit, Systemzustände nach Ähnlichkeit zu gruppieren und den Zustandsraum topologieerhaltend, zwei-dimensional und damit menschenlesbar darzustellen. Die Anwendung auf die Klassifikation von Fehlerzuständen in dieser Arbeit bietet die Möglichkeit eines Vergleichs unterschiedlicher Netztopologien (z.B. verschiedene Netzausbauszenarien) bezüglich des Systemverhaltens bei Schadensereignissen. Dabei sind Analysen der Zustandsverteilung und der Schwere von Schadensereignissen möglich. Außerdem können mit Hilfe der Klassifikation von Systemzuständen prototypische Schadenszustände identifiziert und entsprechende, prototypische "Recovery-Prozeduren" entwickelt werden.

Die SOM erlaubt mit der topologieerhaltenden zwei-dimensionalen Darstellung des Zustandsraumes und dem "Mapping" der zeitlichen Entwicklung des Systemzustands in der Zustandskarte eine Systemüberwachung. Dabei wird die Gabe von Frühwarnsignalen in Verbindung mit vertieften Sicherheits- und Vulnerabilitätsanalysen von Systemzuständen, die stellvertretend für die ermittelten Zustandsbereiche stehen, möglich. Durch eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Vulnerabilitätsanalysen in der SOM ergibt sich eine Risikokarte des gesamten Zustandsraumes. Außerdem ist die Detektion von anomalen

Systemzuständen als solche, die sich außerhalb des trainierten Zustandsraumes befinden, möglich.

Methodik

Die Anwendungsbeispiele in dieser Arbeit (Klassifikation von Fehlerzuständen und die Systemüberwachung) basieren auf einer vereinfachten Beschreibung des Systemzustandes durch einen Vektor der Lastflüsse aller Übertragungsleitungen. Die stark im Ausbau befindlichen SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) liefern große Mengen von Messdaten über den aktuellen Systemzustand und umfassen weit mehr Größen als die Leitungsbelastungen, so dass in der realen Anwendung die Repräsentation des Systemzustands bezüglich der Dimensionen um Größenordnungen höher sein kann. Folglich stellt sich die Frage nach der Skalierbarkeit der Anwendung, z.B. auch unter Verwendung von parallelen Algorithmen. Da sich Stromnetze auf Grund von z.B. Wartungsarbeiten und Netzausbaumaßnahmen häufig verändern, werden für die Anwendung der Systemüberwachung Verfahren notwendig, die gegenüber Topologieveränderungen robust sind. Dazu gehört die Auswahl von Zustandsbeschreibungen, die von der Netztopologie weitestgehend unabhängig sind oder aber die Nutzung paralleler neuronaler Netze, die das Spektrum der Veränderungen der Topologie erfassen. Die Methoden der Vulnerabilitätsanalyse sind insbesondere bei Berücksichtigung probabilistischer Effekte mit großen Zustandsräumen konfrontiert. Die Klassifikation von Systemzuständen kann zur Steigerung der Effizienz der Analysen beitragen, in dem auf Stellvertreter (typische Zustände) zurückgegriffen wird. Damit ist die Forschungsfrage verknüpft, welche Reduktionsfaktoren erreicht werden und wie gut Zustandsbereiche durch Stellvertreter hinsichtlich risiko- und vulnerabilitätsbezogener Größen repräsentiert werden können.

6 Vergleichende Vulnerabilitätsbewertung von Szenarien des zukünftigen Stromversorgungssystems

Innerhalb des Vorhabens wurden der Einfluss der Systemeigenschaften der Infrastruktur auf die Verletzbarkeit untersucht. Hierzu wurden unterschiedliche konkret definierte Ausprägungen möglicher zukünftiger Stromversorgungssysteme vergleichend hinsichtlich ihrer Vulnerabilität analysiert.

Die Übersicht zu den Systemausprägungen, die zur Bildung von Ausbauszenarien erneuerbarer Energien miteinander verknüpft wurden, und die Ergebnisse der zugehörigen Vulnerabilitätsanalyse sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

No	Name	Netz	Regelbarkeit	Fehler-typ	EE-Verteilung	\sum LoL [MW]	LoL pro Event [MW]	Max LoL [MW]
A1	EE-s	NEP N-1	s	r	NEP	11.6E7	8.5E2	1.9E4
A2	EE-d	NEP N-1	d	r	NEP	6.0E7	4.5E2	1.4E4
A3	EE-s'	NEP Dez N-1	s	r	NEP - Dez	10.2E7	7.5E2	1.9E4
A4	EE-d	NEP Dez N-1	d	r	NEP - Dez	5.1E7	3.7E2	1.8E4
A5	EE-d'2x	NEP Dez 2x	d	r	NEP -Dez	3.16E7	2.3E2	0.8E4
A6	EE-d'	Dez N-1	d	r	Dez-autark	1.2E7	0.9E2	0.2E4
A7	EE-s#	NEP N-1	s	t	NEP	-	2.0E4	5.0E4
A8	EE-s#'	NEP N-1	d	t	Dez-autark	-	0.1E4	0.7E4

NEP: Netzentwicklungsplan | N-1: Sicherheitskriterium, entspricht einer Toleranz ggü. Überlast von 1.4 | s: nicht-regelbar | d: regelbar | r: zufällig | t: gezielt | Dez.: Dezentrale Verteilung | autark: Zeitunabhängig

Es ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- A1: Gegenüber zufälligem Ausfall zeichnet sich die Ausprägung A1 mit hohem Anteil nicht steuerbarer Erzeugung, einem N-1 sicheren Netz nach NEP und einer Leistungsverteilung erneuerbarer Energien nach NEP durch die höchste Verletzbarkeit aus.
- A2: In der Ausprägung A2 halbiert sich das LoL durch die steuerbare erneuerbare Erzeugung. Folglich stellt die Regelbarkeit von EE Leistungsquellen oder aber die Kombination von EE Leistungsquellen mit Speichereinheiten ein Potential zur Steigerung der Robustheit dar. Allerdings bleibt die Wirksamkeit (Faktor 2) im Vergleich zum Aufwand gering. Die eingeführte Flexibilität steht durch vorhandene Netzengpässe nicht im gesamten Netzbereich zur Verfügung.
- A3: Eine Variation durch dezentrale Verteilung der Gesamtmenge installierter EE-Kapazität, die im NEP ausgewiesen ist, führt im nicht steuerbaren Fall (Ausprägung A3) gegenüber A1 nur zu einer sehr geringen Steigerung der Robustheit. Die Variante profitiert zwar in den Erzeugungszuständen, in denen die Leistungserzeugung geographisch gleichmäßig ist, verliert jedoch in den Zuständen, bei denen einzelne Netzregionen sehr hohe Leistungen liefern. Daran wird deutlich, dass grundsätzlich hohe geographische Erzeugungsgradienten problematisch sind.
- A4: Wie auch bei der Ausprägung A2 gelingt mit der Einführung steuerbarer EE Leistungsquellen in der Ausprägung A4 gegenüber A3 eine Halbierung des LoL.
- A6: Bei einer vollständig dezentralen Verteilung mit hoher Autarkie der Regionen zeigt sich ein deutlich geringeres LoL (ca. 20%) gegenüber der Ausprägung mit NEP-Verteilung der EE (A2). In der Variante werden hohe Erzeugungsgradienten

vermieden und das Netz deutlich weniger stark ausgebaut, so dass dem hohen Aufwand auf Erzeugungsseite eine Einsparung auf Netzseite entgegensteht.

- A7+8: Gezielte Angriffe können bezogen auf das LoL eine große Wirkung erzielen. Die Wirkung hängt stark vom Aufwand und dem Zusammenpassen der Angriffsstrategie mit dem zum Zeitpunkt des Angriffs vorherrschenden Systemzustand ab. A7 (in den Systemeigenschaft = A1)
- Grundsätzlich bieten Strukturen mit größerer Zentralität in der Verteilung der Erzeugungsleistung ein größeres Angriffspotential.

Aus den Analysen in ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Flexibilität auf Seiten der Erzeugung und der Last ist die entscheidende Größe zur Begrenzung der Vulnerabilität.
- Ohne ausreichende Übertragungskapazitäten im Netz können die Flexibilitätspotentiale nicht wirken.
- Größere Mengen nicht-steuerbarer Erzeugung erfordern höhere Übertragungskapazitäten.
- Netzengpässe wirken sich bei geringerer Menge flexibler Erzeugung stärker auf die Verletzbarkeit aus.
- Gezielte Angriffe können durch Koordinationswirkung deutlich höhere Schäden hervorrufen.
- Systeme mit zentraler Erzeugung sind sowohl bei zufälligem Ausfall wie auch bei gezielten Angriffen verletzbarer.
- Dezentral verteilte flexible Erzeugung kann Netzausbau kompensieren.

7 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Vulnerabilitätsanalyse sind von großer Bedeutung für die aktuelle Diskussion um die Ausgestaltung der Energiewende. Aus den vorliegenden Studien zur Kostenoptimierung des Ausbaus erneuerbarer Energien ergibt sich die Tendenz, dass eine Konzentration des Ausbaus erneuerbarer Energien entsprechend dem natürlichen Dargebot und der Nutzung von Skaleneffekten, verbunden mit einem Netzausbau, kostengünstiger ist als eine dezentralere Aufteilung gekoppelt mit einer breiten Diffusion von Energiespeichern. Zieht man die Vulnerabilität der Systeme als weiteres Kriterium hinzu, zeigt sich jedoch, dass letztere Ausbaustrategie im Durchschnitt weniger vulnerabel sein dürfte. Erforderlich wird damit eine multidimensionale Bewertung, bei der die Erfordernisse der Kosteneffizienz mit denen der Verminderung der Vulnerabilität integriert bewertet werden.

Literaturverzeichnis

- Bao Z.; Cao Y.; Wang G.; Ding L., 2009. Analysis of cascading failure in electric grid based on power flow entropy. *Physics Letters A*, 373(34), 3032–3040.
- Barker P.P.; De Mello R.W.; Inc P.T.; Schenectady N.Y., 2000. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, volume 3, pages 1645–1656.
- Bialek J.W., 2005. Blackouts in the US/Canada and continental Europe in 2003: Is liberalisation to blame? In *2005 IEEE Russia Power Tech*, pages 1–7. IEEE. ISBN 978-5-93208-034-4.
- Bialek J.W., 2010. Wide-area blackouts: why do they happen and how can modelling help.
- Blaabjerg F.; Teodorescu R.; Liserre M.; Timbus A.V., 2006. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5), 1398–1409.
- Borbely A.M.; Kreider J.F., 2001. *Distributed generation: the power paradigm for the new millennium*. Crc Press INC.
- Bouffard F.; Galiana F., 2008. Stochastic Security for Operations Planning With Significant Wind Power Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 306–316.
- Carrasco J.M.; Franquelo L.G.; Bialasiewicz J.T.; Galvan E.; Guisado R.C.P.; Prats M.; Leon J.I.; Moreno-Alfonso N., 2006. Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1002–1016.
- Chen Q.; Yin X.; You D.; Hou H.; Tong G.; Wang B.; Liu H., 2009b. Review on blackout process in China Southern area main power grid in 2008 snow disaster. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–8. IEEE. ISBN 978-1-4244-4241-6.
- Chen T., 2010. Stuxnet, the real start of cyber warfare? *IEEE Network*, 24(6), 2–3. CIREN (1999) CIREN, 1999. Dispersed Generation. Preliminary report of CIREN working group WG04.
- Creti A.; Fabra N., 2007. Supply security and short-run capacity markets for electricity. *Energy Economics*, 29(2), 259–276.
- Dobson I.; Carreras B.; Lynch V.; Newman D., 2004. Complex systems analysis of series of blackouts: cascading failure, critical points, and self-organization.
- Edwards F.V.; Dudgeon G.J.W.; McDonald J.R.; Leithead W.E., 2000. Dynamics of distribution networks with distributed generation. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, volume 2, pages 1032–1037.

-
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2009. Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap. Technical report, Electric Power Research Institute (EPRI).
- Farwell J.P.; Rohozinski R., 2011. Stuxnet and the Future of Cyber War. *Survival: Global Politics and Strategy*, 53(1), 23–40.
- Galus M.D.; Andersson G., 2008. An approach for plug-in hybrid electric vehicle (phev) integration into power systems. In *Smart Energy Strategies: Meeting the Climate Change Challenge*, pages 53–56. vdf Hochschulverlag AG.
- Gheorghe A.; Masera M.; Weijnen M.; De Vries L., 2006. *Critical infrastructures at risk: securing the European electric power system*. ISBN 1402043066.
- Glachant J.; Leveque F., 2009. *Electricity reform in Europe: towards a single energy market* (Google eBook). ISBN 1847209734.
- Heydt G.T.; Liu C.C.; Phadke A.G.; Vittal V., 2001. Solution for the crisis in electric power supply. *IEEE Computer Applications in Power*, 14(3), 22–30.
- IEA, 2002. *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. IEA, Paris.
- IEA, 2008. *Centralised versus Distributed Generation Options*. IEA, Paris.
- IRGC, 2006. *White paper on managing and reducing social vulnerabilities from coupled critical infrastructures*. Geneva.
- Jafari M.; Skare P.; Rohde K., 2010. An integrated security system of protecting Smart Grid against cyber attacks. In *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pages 1–7. IEEE.
- Joskow P., 2008. Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159–170.
- Karger C.R.; Hennings W., 2009. Sustainability evaluation of decentralized electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(3), 583–593.
- Koch S.; Galus M.D.; Chatzivasileiadis S.; Andersson G., 2011. Emergency Control Concepts for Future Power Systems. In *18th IFAC World Congress*, August 28 - September 2, 2011. Milan, Italy.
- Kröger W., 2008. Critical infrastructures at risk: A need for a new conceptual approach and extended analytical tools. *Reliability Engineering & System Safety*, 93(12), 1781–1787.
- Kröger W., 2011. An overview of swiss research on vulnerability of critical infrastructure. In K. Thoma, editor, *European Perspectives on Security Research*, volume 1, pages 67–79. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- Kröger W.; Zio E., 2011. *Vulnerable Systems*. Springer. Heidelberg.
- Kropp T., 2006. System threats and vulnerabilities. *IEEE Power and Energy Magazine*, 4(2), 46–50.
- Langner R., 2011. Stuxnet: Dissecting a Cyberwarfare Weapon. *IEEE Security & Privacy Magazine*, 9(3), 49–51.

-
- Lasseter R.H., 2007. Microgrids and Distributed Generation. *Journal of Energy Engineering*, 133(3), 144.
- Lüllmann, Arne. Systemintegration erneuerbarer Stromerzeugung. Zuverlässigkeitsorientierte Untersuchungen zur Netzausbauplanung von Arne Lüllmann. ETH (2012). <http://dx.doi.org/10.3929/ethz-a-007316343>
- Lund H., 2005. Large-scale integration of wind power into different energy systems. *Energy*, 30(13), 2402–2412.
- Matthes F.; Harthan R.O.; Groscurth H.M.; Bossmann T., 2007. Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030. Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems. Endbericht des Öko-Instituts und des Arrhenius-Instituts im Auftrag von Umweltstiftung, WWF Deutschland und DUH. Berlin/Hamburg.
- McDaniel P.; McLaughlin S., 2009. Security and Privacy Challenges in the Smart Grid. *IEEE Security & Privacy Magazine*, 7(3), 75–77.
- Metke A.R.; Ekl R.L., 2010. Security Technology for Smart Grid Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1), 99–107.
- Mohajerani Z.; Farzan F.; Jafary M.; Lu Y.; Wei D.; Kalenchits N.; Boyer B.; Muller M.; Skare P., 2010. Cyber-related risk assessment and critical asset identification within the power grid. In *IEEE PES T&D 2010*, pages 1–4.
- Mohajerin Esfahani P.; Vrakopoulou M.; Margellos K.; Lygeros J.; Andersson G., 2010. Cyber attack in a two-area power system: Impact identification using reachability. *American Control Conference (ACC)*, 2010, pages 962–967.
- Nicholson A.; Webber S.; Dyer S.; Patel T.; Janicke H., 2012. SCADA Security in the light of Cyber-Warfare. *Computers & Security*.
- OECD, 2003. *Emerging Risks in the 21st Century*. OECD, Paris
- Petermann T.; Bradke H.; Lüllmann A.; Paetzsch M.; Riehm U., 2011. Was bei einem Blackout geschieht. edition sigma, Berlin.
- Pourbeik P.; Kundur P.; Taylor C., 2006. The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts. *IEEE Power and Energy Magazine*, 4(5), 22–29.
- Reichl J.; Kollmann A.; Tichler R.; Schneider F., 2008. The importance of incorporating reliability of supply criteria in a regulatory system of electricity distribution: An empirical analysis for Austria. *Energy Policy*, 36(10), 3862–3871.
- Roosbehani M.; Dahleh M.A.; Mitter S.K., 2011. Volatility of Power Grids under Real-Time Pricing.
- Schläpfer M., 2010. Reliability Investigations on Large-scale Technical Networks: Applications to Electric Power Systems. Ph.D. thesis, ETH - Zürich.
- Smith J.C.; Milligan M.R.; DeMeo E.A.; Parsons B., 2007. Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 900–908.
- Solé R.V.; Rosas-Casals M.; Corominas-Murtra B.; Valverde S., 2008. Robustness of the European power grids under intentional attack. *Physical Review E*, 77(2), 1–7.

-
- Strachan N.; Zerriffi H.; Dowlatabadi H., 2003. System Implications of Distributed Generation, in: Thissen, W.A.H. et al. (Hrsg): *Critical Infrastructures*, Springer, Heidelberg, page 39-76.
- Watts D.J., 2003. Security & Vulnerability in Electric Power Systems. In 35th North American Power Symposium, University of Missouri-Rolla in Rolla, Missouri.
- Yu W.; Pollitt M.G., 2009. Does Liberalisation cause more Electricity Blackouts? Evidence from a Global Study of Newspaper Reports. Cambridge Working Papers in Economics 0911, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Zeineldin H.; El-Saadany E.F.; Salama M.M.A., 2005. Intentional islanding of distributed generation. Power Engineering Society General Meeting 2005 IEEE, pages 1496–1502 Vol. 2.
- Zheng Y.X.; Zhang J.H.; Yang J.Y.; Su H.F.; Li Y.J., 2010. Research of new technologies to anti-icing disaster and anti-earthquake in transmission and distribution engineering. In 2010 International Conference on Power System Technology, pages 1–6. IEEE. ISBN 978-1-4244-5938-4.
- Zio E.; Sansavini G., 2011. Component criticality in failure cascade processes of network systems. *Risk analysis : an official publication of the Society for Risk Analysis*, 31(8), 1196–210.