Bundesamt
für Bevölkerungsschutz
und Katastrophenhilfe

# Stromausfall

## Grundlagen und Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung

Wissenschaftsforum

**Band 12**

**BBK.** Gemeinsam handeln. Sicher leben.

# Stromausfall

WISSENSCHAFTSFORUM

BAND 12

Bundesamt
für Bevölkerungsschutz
und Katastrophenhilfe

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

TÜVRheinland®
Genau. Richtig.

Fachhochschule Köln
Cologne University of Applied Sciences

Wölfel
Beratende Ingenieure

# Stromausfall

## Grundlagen und Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung

12

WISSENSCHAFTSFORUM

**Herausgeber:**
Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
Postfach 18 67, 53008 Bonn
Fon: 0228 . 99 550-0, Fax: 0228 . 99550-1620, www.bbk.bund.de

**Verantwortlich für den Inhalt:**
Olga Andruschak
Martin Blümel
Heinz-Willi Brenig
Lars Dittmar
Christine Eismann
Georg Erdmann
Herbert Friedmann
Arne Grein
Fritz-Otto Henkel
Dietrich Klein
Heiko Klick
Benjamin Lambrecht
Matthias Link
Simon Ludäscher
Sebastian Meyer
Aaron Praktiknjo
Uwe Rittmeier
Michael Roth
Thomas Schubert
Alexander Siefert
Holger Sparmacher
Kathrin Stolzenburg
Martin Voß
Franca Weber

© 2019 Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe

ISBN-13: 978-3-939347-60-6

Der vorliegende Band stellt die Meinung der Autoren dar und spiegelt nicht grundsätzlich die Meinung des Herausgebers wider.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist nur in den Grenzen des geltenden Urheberrechtsgesetzes erlaubt. Zitate sind bei vollständigem Quellenverweis jedoch ausdrücklich erwünscht.

Dieses Werk darf ausschließlich kostenlos abgegeben werden. Weitere Exemplare dieses Buches oder anderer Publikationen des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe können Sie gern beim Herausgeber kostenfrei anfordern.

**Gestaltung, Layout und Satz:**
Naumilkat – Agentur für Kommunikation und Design
40215 Düsseldorf, www.naumilkat.com

**Titelbild:**
BBK

Die vorliegenden Forschungsergebnisse wurden im Verbundforschungsprojekt GRASB erstellt: „Szenarienorientierte Grundlagen und innovative Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung unter Berücksichtigung der Auswirkung auf die Bevölkerung“. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Programms „Forschung für die zivile Sicherheit“ als Teil der Hightech-Strategie der Bundesregierung gefördert.

**Am Projekt und der Erarbeitung der vorliegenden Ergebnisse haben mitgewirkt:**

- **TÜV Rheinland Consulting GmbH (Koordination)**
  Dr.-Ing. Heiko Klick, Sebastian Meyer, Holger Sparmacher, Olga Andruschak
- **Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe**
  Christine Eismann, Kathrin Stolzenburg, Benjamin Lambrecht, Peter Lauwe, Stefan Mikus, Karolin Bauer
- **FH Köln, Institut für Rettungsingenieurwesen und Gefahrenabwehr**
  Prof. Dr.-Ing. Heinz-Willi Brenig, Martin Blümel, Matthias Link, Simon Ludäscher, Thomas Münzberg, Martin Voß
- **WÖLFEL Beratende Ingenieure GmbH + Co. KG**
  Dr. Herbert Friedmann, Dr. Fritz-Otto Henkel, Dr. Dietrich Klein, Thomas Schubert, Dr. Alexander Siefert, Franca Weber
- **TU Berlin, Fachgebiet Energiesysteme**
  Dr. Aaron Praktiknjo, Prof. Dr. Georg Erdmann, Arne Grein, Lars Dittmar
- **RheinEnergie AG**
  Michael Roth
- **E.ON Energie AG**
  Alois Obermeier, weitere Mitarbeiter
- **Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH**
  Frank Genenger
- **WESTNETZ GmbH**
  Uwe Rittmeier
- **Weitere Betreiber von Stromversorgungsinfrastrukturen**

# Inhalt


**Vorwort** **11**

**1 Einleitung** **15**

**2 Systematik für das Risikomanagement** **23**

**3 Rahmenbedingungen des Risikomanagements in der Stromversorgung** **31**

3.1 Das Stromversorgungssystem in Deutschland 34

3.2 Trends der Stromversorgung in Deutschland 38

3.3 Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem 40

3.4 Risikomanagement im Stromversorgungssystem 44

**4 Gefahrenerfassung und Szenarienbildung** **49**

4.1 Gefahrenerfassung 52

4.2 Szenarienbildung 54

*4.2.1 Klassifizierung ‚relevanter Szenarien'* 58

*4.2.2 Erweiterung des Modells um die Wirkungsklasse Mensch* 61

**5 Systemerfassung und Kritikalitätsanalyse 65**

5.1 Systemerfassung 68

5.2 Kritikalitätsanalyse 71

**6 Verwundbarkeit 79**

6.1 Personal 85

6.2 Verwundbarkeit an der Schnittstelle von Informationstechnologie und anwendendem Personal 90
*6.2.1 Einordnung* 91
*6.2.2 Bedeutung von ‚Anwender' und ‚Hardware' für die Verwundbarkeit der Stromversorgung* 91
*6.2.3 Ausblick zu ‚IT-Verwundbarkeit'* 93

6.3 Schwarzstartfähigkeit 94
*6.3.1 Einordnung ins GRASB-Modell* 94
*6.3.2 Schwarzstartfähigkeit als Teil eines europaweiten Schutzkonzeptes* 95

6.4 Netzsteuerung zwischen den Verteilern 99
*6.4.1 Frequenzhaltung* 100
*6.4.2 Spannungshaltung* 101
*6.4.3 Versorgungswiederaufbau* 101
*6.4.4 Betriebsführung* 102
*6.4.5 Unbundling* 103
*6.4.6 Stromerzeugung in den Netzen der Verteilnetzbetreiber (VNB)* 103
*6.4.7 Informationstechnologie* 103
*6.4.8 Verwundbarkeiten der Netzsteuerung im Prozess des Umbaus des Stromversorgungssystems* 104

6.5 Verwundbarkeit durch systematische Fehler 106
*6.5.1 Einordnung* 106
*6.5.2 Definition von systematischen Fehlern* 106
*6.5.3 Klassifizierung von systematischen Fehlern* 106
*6.5.4 Grundsätzliche, fehlertypunabhängige Vorbeugungsmaßnahmen* 111

6.6 Verwundbarkeit von Anlagen und Großstrukturen 112
*6.6.1 Auswahl der Kritischen Infrastruktur im Lichte veränderter Rahmenbedingungen* 112
*6.6.2 Bestimmung der Verwundbarkeit eines Kraftwerkskessels und einer Schaltanlage mit Hilfe numerischer Simulation* 114
*6.6.3 Die Schutzfunktion von Barrieren lässt sich beurteilen* 116
*6.6.4 Numerische Simulation ermöglicht die Beurteilung der Verwundbarkeit gegenüber Einwirkungen von außen* 117

**7 Risikoermittlung und Risikobewertung 119**

7.1 Bow-Tie-Analyse als allgemeines Risikomanagement-Werkzeug 122

7.2 Risikoermittlung und -bewertung durch Anwendung der Bow-Tie-Analyse auf das Stromversorgungssystem 124

**8 Kommunikationskonzept für einen großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall 129**

8.1 Abgrenzung zwischen Risiko- und Krisenkommunikation 132

8.2 Empfehlungen zur Risikokommunikation 133

8.3 Krisenkommunikation – Ist-Zustand 134
*8.3.1 Kommunikationspartner und Kommunikationswege* 135
*8.3.2 Kommunikationsprozess und Inhalte* 137

8.4 Empfehlungen für die Krisenkommunikation beim großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall 140
*8.4.1 Kommunikationspartner und Kommunikationswege* 140
*8.4.2 Kommunikationsprozess und Inhalte* 142

8.5 Fazit und Schlussfolgerungen 146

**9 Zusammenfassung und Ausblick 147**

**Anhang A Seismische Untersuchung einer Hochspannungsschaltanlage in der Kölner Bucht 153**

A.1 Einführung und Zielsetzung 155
*A.1.1 Kontext zum Projekt GRASB* 155
*A.1.2 Auslegungskriterien der Betriebsmittel in der Stromversorgung* 159
*A.1.3 Entwicklung von Auslegungsmethoden und Normung* 160

A.2 Das Notfallmanagement eines Verteilnetzbetreibers 163
*A.2.1 Prinzip der Notfallorganisation und Szenarien* 163

A.3 Überlegungen zu den Auswirkungen eines Erdbebens beträchtlicher Stärke auf die Flächenversorgung in einem großstädtisch geprägten Ballungsraum 165
*A.3.1 Auswirkungen auf die eigene bzw. öffentliche Infrastruktur* 165

A.4 Analyse der Hochspannungsschaltanlage auf kritische Betriebsmittel 167
*A.4.1 Check-up* 167
*A.4.2 Datenbeschaffung* 167
*A.4.3 Berechnungsverfahren* 168

A.5 Ergebnisse 170
*A.5.1 Primärtechnik der Schaltanlage* 170
*A.5.2 Gebäude* 172

A.6 Fazit 174
*A.6.1 aus Sicht des Netzbetreibers* 174
*A.6.2 aus Sicht der Firma Wölfel* 175

**10 Abkürzungsverzeichnis 177**

**11 Literatur 181**

**12 Bisherige Publikationen im WissenschaftsForum 195**

# Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

ein großflächiger mehrtägiger Stromausfall in Deutschland käme einer nationalen Katastrophe gleich. So drastisch stellte dies das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag 2010 in einer umfassenden Studie zur Stromversorgungssicherheit fest. Aufgrund unserer hohen Abhängigkeit von der Stromversorgung würde ein solcher Ausfall lebenswichtige Funktionen unserer Gesellschaft stark beeinträchtigen und kollabieren lassen. Die Bevölkerung, die Gesellschaft und ihre besonders wichtigen Einrichtungen müssen daher vor den Auswirkungen eines Ausfalls der Kritischen Infrastruktur Stromversorgung umfassend geschützt werden. Vorbeugung, Vorbereitung und richtige Reaktion auf Stromausfälle sind deshalb wichtige Aufgaben des Bevölkerungsschutzes.

Die vorliegende Veröffentlichung fokussiert auf den Aspekt der Vorbeugung und beschreibt eine Systematik des Risikomanagements in der Stromversorgung, mit der vorhandene Ansätze ausgebaut und innovativ ergänzt werden können. Diese Systematik basiert auf den Ergebnissen eines Forschungsprojektes mit dem Titel „Szenarienorientierte Grundlagen und innovative Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung unter Berücksichtigung der Auswirkung auf die Bevölkerung“ (GRASB). Es widmete sich der Frage, wie das aktuell hohe Niveau der Versorgungssicherheit für die Bevölkerung auch in Zukunft gehalten, ggf. sogar erhöht werden kann.

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Programms „Forschung für die zivile Sicherheit“ geförderte Projekt erstreckte sich über drei Jahre und wurde 2012 erfolgreich beendet.

Mit dem TÜV Rheinland Consulting (Projektleitung), dem Institut für Rettungsingenieurwesen und Gefahrenabwehr der FH Köln und dem Ingenieur-Dienstleistungsunternehmen „Wölfel Beratende Ingenieure“ sowie assoziierten Pro-

jektpartnern aus der Stromversorgung wie E.ON, Stadtwerke Duisburg und RheinEnergie verfügte das BBK über starke Partner in der Analyse dieser Fragestellung.

Die hier entwickelte Systematik zeigt auf, wie über bestehende Vorsorgemaßnahmen der Unternehmen und Behörden hinaus ein Beitrag zur Vermeidung großflächiger Stromausfälle geleistet werden kann. Ich freue mich, Ihnen die Ergebnisse mit dieser Publikation vorzulegen und bedanke mich insbesondere bei den Projektpartnern für die kompetente und kollegiale Zusammenarbeit sowie bei den assoziierten Partnern für ihre fachlich versierten Beiträge. Mein Dank gilt zudem dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Förderung und die freundliche fachliche und organisatorische Begleitung des Forschungsvorhabens sowie allen anderen Personen, die im Laufe der drei Jahre und darüber hinaus durch einen regen Informations- und Gedankenaustausch zum gegenseitigen Erkenntnisgewinn und zum Gelingen des Projektes beigetragen haben.

Ich wünsche Ihnen eine erkenntnisreiche Lektüre.

Dr. Wolfram Geier
Abteilungsleiter im BBK

# 1

# Einleitung

*Christine Eismann*

Unsere Abhängigkeit von der Stromversorgung ist in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich gestiegen. Mit zunehmender Spezialisierung und möglichst effizient organisierten Arbeitsabläufen ist es auch in anderen Branchen zur Regel geworden, dass ein Prozess auf vielen anderen aufbaut, ohne deren fehlerfreien Ablauf er nicht ordnungsgemäß durchzuführen ist. Aber gerade hinsichtlich der Stromversorgung ist die Abhängigkeit besonders stark gestiegen: Immer mehr Prozesse – sei es in Wirtschaft, Verwaltung oder Privatleben – benötigen Elektrizität. Ihre Verfügbarkeit wird dabei oft als selbstverständlich angenommen. Die Versorgungssicherheit ist hoch, sodass Stromausfälle hierzulande zu Recht als unwahrscheinlich gelten. Wenn sich vor diesem Hintergrund aber doch einmal ein Ausfall ereignet, kann es wegen der starken Abhängigkeiten zu weitreichenden Folgen kommen[1] (Lauwe & Riegel 2008, S. 119).

Wie diese Folgen aussehen können, wurde im 2010 erschienenen Bericht „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung" des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag für verschiedene Lebensbereiche systematisch beschrieben. Das Fazit macht deutlich: „[B]ereits nach wenigen Tagen [ist] im betroffenen Gebiet die flächendeckende und bedarfsgerechte Versorgung der Bevölkerung mit (lebens)notwendigen Gütern und Dienstleistungen nicht mehr sicherzustellen" (Petermann et al. 2010, S. 237)[2].

Unweigerlich stellen sich daher weitere Fragen: Wie kann es zu einem solchen Ausfall kommen? Ist in Deutschland überhaupt mit einem solchen zu rechnen? Was kann getan werden, um große Stromausfälle und damit auch katastrophale

1 Dieser Zusammenhang wird auch als ‚Verletzlichkeitsparadoxon' beschrieben.

2 2011 erschien der Bericht unter dem Titel „Was bei einem Blackout geschieht: Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls" im Verlag Edition Sigma.

Folgen für Bevölkerung und Industrie zu verhindern? Diese Fragen sind in den vergangenen Jahren zu einem immer wichtigeren Thema geworden – für die Versorgungsunternehmen, für die Wirtschaft, für den Bevölkerungsschutz.[3] Die Stromversorgung in Deutschland befindet sich in einem Umbruch: Politische Entscheidungen (z. B. Liberalisierungs- und Klimaschutzgesetzgebung), gesellschaftliche Trends (z. B. Forderungen nach Erneuerbaren Energien) und technologische Entwicklungen (z. B. Smart Grids und Smart Meter) verändern die Rahmenbedingungen und damit auch die Versorgungssicherheit, wobei die hohe Dynamik der Veränderungen und Anpassungen des Systems es erschwert, Aussagen über ihre Folgen zu treffen. Doch Kritische Infrastrukturen wie die Stromversorgung führen, so sind sie definiert, bei ihrem Ausfall zu nachhaltig wirksamen Versorgungsengpässen, erheblichen Störungen der öffentlichen Sicherheit oder anderen dramatischen Folgen (BMI 2009a, S. 4). Deshalb ist es wichtig, sich mit dem Thema auseinanderzusetzen.

Um der sich verändernden Versorgungssituation und vor allem der steigenden Abhängigkeit von Strom möglichst gut zu begegnen, hat Forschung einen hohen Stellenwert. In Unternehmen wie auch in öffentlich geförderten Forschungsprojekten wird daran gearbeitet, die zukünftigen Entwicklungen abzuschätzen und mitzugestalten. In Deutschland steuern unter anderem die vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projekte im Rahmen des Programms „Forschung für die zivile Sicherheit“ Ergebnisse zum Ausfall von Infrastrukturen bei. In der vorliegenden Veröffentlichung werden Ergebnisse des Forschungsprojektes GRASB vorgestellt, das in diesem Rahmen gefördert worden ist. Das Akronym steht für „Szenarienorientierte Grundlagen und innovative Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung unter Berücksichtigung der Auswirkung auf die Bevölkerung“.[4]

---

3 In den vergangenen Jahren wurde das Thema Stromausfall zum Beispiel in der länderübergreifenden Krisenmanagementübung LÜKEX 2004 und dem daraus erarbeiteten Krisenmanagement-Handbuch Stromausfall (Innenministerium Baden-Württemberg/BBK 2010), der Studie „Schutz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland“ (BMI & BBK 2007) und dem Grünbuch des Zukunftsforums öffentliche Sicherheit mit dem Schlüsselszenario Stromausfall in Deutschland (Reichenbach et al. 2008) thematisiert.

4 Im Themenfeld „Schutz vor Ausfall von Versorgungsinfrastrukturen“ beschäftigten sich von 2009 bis 2013 vier weitere Projekte mit der Stromversorgung. Der Fokus lag bei TankNotStrom auf der Treibstofflieferung für Tankstellen und Notstromaggregate, bei SIMKAS-3D auf Kaskadeneffekten zwischen unterschiedlichen Versorgungsinfrastrukturen,

Das Projekt thematisiert die Frage, wie es zu einem großen Stromausfall kommen und wie einem solchen vorgebeugt werden kann. Es geht dabei ausdrücklich nicht um das alltägliche Störungsmanagement der Betreiber, sondern es sollen großflächige und lang anhaltende Stromausfälle betrachtet und Vorschläge gemacht werden, wie diese durch systematisches Risikomanagement vermieden werden können.

Um dies zu tun, werden Ergebnisse zu den Themen Szenarienbildung, Kritikalitätsanalyse, Verwundbarkeitsanalyse sowie zur Risikobewertung anhand dieser Ergebnisse präsentiert. Die Systematik, die diese Teilergebnisse zueinander in Beziehung setzt, wird ergänzt um Informationen zu den Rahmenbedingungen der Stromversorgung und des unternehmerischen Risikomanagements sowie Empfehlungen für ein Kommunikationskonzept.

Die Veröffentlichung richtet sich damit an Betreiber von Stromversorgungsinfrastrukturen, an die Akteure der staatlichen Gefahrenabwehr und die für die Stromversorgung zuständigen Ressorts auf kommunaler, Länder- und Bundesebene, an Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, Politikerinnen und Politiker und alle an Kritischen Infrastrukturen Interessierten.

Sie kann dazu beitragen, das Risikomanagement in Bezug auf die Stromversorgung zu stärken und sie kann darauf hinwirken, die Kommunikation zwischen Unternehmen und Behörden zu verbessern, sodass auf Basis eines soliden Wissens über die Fähigkeiten des jeweils anderen gehandelt werden kann und Einschätzungen über Gefahren und Risiken angeglichen werden können. Die Methodik ermöglicht, sich im Vorfeld mit den Schwierigkeiten auseinanderzusetzen, die bestimmte Ereignisse hervorrufen können, und dann einerseits deren Eintreten zu verhindern und sich andererseits auf die Folgen vorzubereiten. So kann immer angemessen reagiert werden. Der Schwerpunkt liegt dabei nicht auf den Maßnahmen der Krisenreaktion[5], die nach einem bereits eingetretenen großflächigen und langandauernden Stromausfall zu ergreifen sind. Der Fokus liegt auf der Vorbeugung bzw. Prävention.

---

bei SES² auf einer verbrauchernahen Minimalversorgung mit Hilfe von Erneuerbaren Energien und Informationstechnologie und bei InfoStrom auf der Entwicklung einer IT-Sicherheitsplattform (BMBF 2013).

5 Zu Fragen des Krisen- und Katastrophenmanagements gibt es umfassendes Material, zum Beispiel vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK).

| Datum | Ort | Maximale Anzahl Betroffener | Maximale Dauer | Kurzbeschreibung der Ursache |
|---|---|---|---|---|
| Januar 2009 | Frankreich | 1.700.000 | 5 Tage | Sturm „Klaus“ in Nordspanien, Südwestfrankreich und in Teilen Italiens (RTE 2010, S. 15; EnBW 2012) |
| November 2006 | Europa | 15.000.000 | 2 Stunden | Nachdem eine Höchstspannungsleitung über die Ems getrennt worden war, waren wegen unzureichender Kommunikation zwischen den Betreibern der Regelzonen und hoher Last auf der Ausweichleitung Sicherheitsabschaltungen notwendig, die zu Kaskadeneffekten mit Stromausfällen in ganz Europa führten (UCTE 2007, S. 6) |
| 2005 | Schweden | 500.000 | Mehrere Wochen | Sturm „Gudrun“ (CEER 2012, S. 28, Guy Carpenter 2005) |
| November 2005 | Münsterland (Deutschland) | 250.000 | 5 Tage | Schneefall und Sturm bei Temperaturen um den Gefrierpunkt, die zu Eispanzern um die 110 kV-Freileitungen führten. Dadurch Umknicken bzw. Beschädigung von über 80 Masten (BNetzA 2006a). |
| September 2003 | Schweden, Dänemark | 4.000.000 | 7 Stunden | Verschiedene Ursachen, u. a. Ausfall eines Kernkraftwerks einhergehend mit fehlerhafter Funktion eines Trennschalters und infolgedessen Ausfall weiterer Kraftwerksblöcke und Netzstörungen (Svenska Kraftnät 2004, S. 37; OECD & IAE 2005, S. 92). |
| September 2003 | Italien | 56.000.000 | 18 Stunden | Starke Strombelastung führte zu Erwärmung und Durchhang von Freileitungen, die durch Wind in Schwingung versetzt wurden, wodurch ein Lichtbogen (Erdung über einen Baum) ausgelöst wurde; zwei Höchstspannungsleitungen aus Frankreich und der Schweiz wurden unterbrochen. Infolge der resultierenden Netzinstabilität wurden automatische Abschaltungen ausgelöst, die zum vollständigen Blackout in ganz Italien führten (CEER 2012, S. 28; UCTE 2004, S. 4-5; Gheorghe et al. 2006, S. 173) |

Tab. 1 **Einige Beispiele für Stromausfälle in Europa**

Dass die Stromversorgung in Deutschland tatsächlich von hoher Qualität ist, sieht man an der im internationalen Vergleich geringen Ausfallwahrscheinlichkeit; die durchschnittliche Ausfalldauer ist in Deutschland in den vergangenen Jahren sehr niedrig, mithin sogar europäischer Bestwert gewesen[6] (CEER 2012, S. 27). Dass Stromausfälle dennoch möglich sind und zu gravierenden Folgen führen können, ist nicht erst seit dem „Schneechaos" im November 2005 bekannt, bei dem im Münsterland zeitweise für 250.000 Menschen der Strom ausfiel und einige Haushalte bis zu fünf Tage lang von der Elektrizitätsversorgung abgeschnitten waren (BNetzA 2006a, S. 10-11). In der Vergangenheit ist es in Europa immer wieder zu größeren Stromausfällen gekommen (s. Tabelle 1).

Große Stromausfälle wie die oben genannten führen zu massiven Beeinträchtigungen anderer Versorgungsdienstleistungen und damit der Bevölkerung und der Wirtschaft insgesamt. Der Stellenwert für die Wirtschaft zeigt sich unter anderem darin, dass hohe monetäre Gegenwerte für die während der Ausfallzeit ausgefallene elektrische Leistung errechnet werden (als sogenannter Value of Lost Load). Die Werte sind stark abhängig von der jeweils vorliegenden Nutzungssituation und den getroffenen Annahmen. Sie können auch als Maßstab für die Bedeutung der Stromversorgung angesehen werden.[7]

6 Nach BNetzA 2011 lag der SAIDI-Wert für den durchschnittlichen jährlichen Ausfall pro Person in den letzten Jahren zwischen 14 und 22 Minuten.

7 In Frontier Economics 2008 wird für Deutschland ein Wert zwischen 8 und 16 €/kWh angenommen, nach einer Auswertung internationaler Studien mit Ausfallkosten von < 1 bis 204 €/kWh. Praktiknjo et al. (2011) identifizieren z. B. einen Value of Lost Load von 8,50 €/kWh. Die (volks-)wirtschaftlichen Kosten eines Stromausfalles werden auch in Reichenbach et al. 2008 (S. 19), Petermann et al. 2010 (S. 62-63) und ICF Consulting 2003 betrachtet.

# 2

# Systematik für das Risikomanagement

*Christine Eismann, Martin Blümel,*
*Heinz-Willi Brenig, Herbert Friedmann,*
*Heiko Klick, Matthias Link,*
*Simon Ludäscher, Kathrin Stolzenburg*

Die im Folgenden vorgestellte Systematik ist eine Empfehlung, an der sich Unternehmen der Energieversorgung orientieren können, um ein Risikomanagement mit den Bestandteilen Szenariobildung, Kritikalitätsanalyse, Verwundbarkeitsanalyse und Risikobewertung durchzuführen. Sie stellt ein Vorgehen dar, um das Risiko eines langandauernden, großflächigen Ausfalls der Stromversorgung aufgrund von Prozessstörungen oder -unterbrechungen zu untersuchen und zu einer qualitativen Bewertung der Notwendigkeit von Schutzmaßnahmen zu gelangen. Werden die Schritte dieser Systematik regelmäßig durchlaufen, liefert sie auch vor dem Hintergrund eines sich verändernden, hochdynamischen Systems der Energieversorgung zuverlässige Analyseergebnisse. Die Systematik ist Basis für die in den weiteren Kapiteln ausgeführten Teilanalysen und beschreibt deren Zusammenhang.

Das Vorgehen baut auf dieser Logikkette auf: Wirkt eine Gefahr so auf eine Struktur ein, die für einen Prozess der Stromversorgung notwendig ist, dass die Struktur und damit ein kritischer Prozess ausfällt, kommt es zum Stromausfall mit Auswirkungen auf die Bevölkerung (Abb. 2.1).

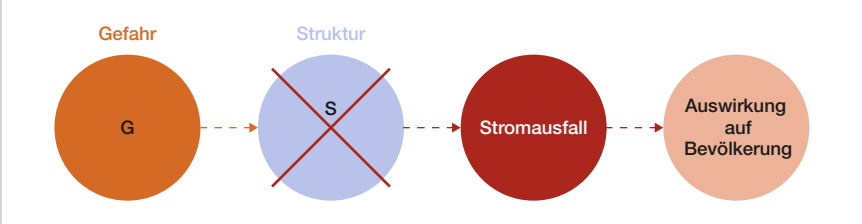



Abb. 2.1 Logikkette – eine Gefahr führt zum Ausfall einer Struktur, wodurch ein Stromausfall eintritt, der sich auf die Bevölkerung auswirkt

Wenn im Folgenden von Elementen (oder auch von einer Struktur) die Rede ist, so sind damit die Bestandteile gemeint, die für die Durchführung eines Prozesses der Stromversorgung nötig sind. Sie schließen Mensch, Technik und Organisation mit ein.

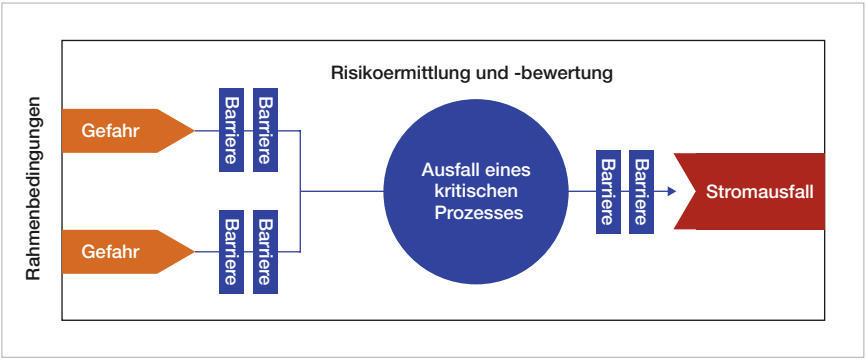



Abb. 2.2: **Überblick über die Systematik des Risikomanagements im Projekt GRASB**

In Abbildung 2.2 wird diese Kette erweitert und das Vorgehen schematisch dargestellt. Nach wie vor gilt: Gefahren wirken über die Strukturen bzw. Elemente auf einen kritischen Prozess des Stromversorgungssystems ein und können zu dessen Ausfall oder Beeinträchtigung führen, was wiederum einen Stromausfall bewirken kann. Zum Schutz der kritischen Prozesse können den Gefahren ‚Barrieren', also Schutzmaßnahmen jeglicher Art, entgegengesetzt werden (linke Seite), ebenso kann durch Barrieren verhindert werden, dass der Ausfall des Prozesses zum Ausfall der Stromversorgung führt (rechte Seite). Die Systematik unterstützt also dabei, relevante Gefahrenkombinationen zu berücksichtigen, kritische Prozesse zu identifizieren, Verwundbarkeiten zu ermitteln und entsprechende Barrieren zu definieren. Darüber hinaus werden Hinweise zur sachgemäßen Risiko- und Krisenkommunikation sowie zur Berücksichtigung von Rahmenbedingungen geliefert und ausgehend von diesen Überlegungen eine qualitative Risikoermittlung und -bewertung ermöglicht.

Der Definition Kritischer Infrastrukturen folgend (s. S. 6), ist das Maß der Betroffenheit der Bevölkerung aufgrund eines Versorgungsausfalls der Maßstab für die Bedeutung der Prozesse und Elemente einer Infrastruktur. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass im Rahmen der hier vorgestellten Systematik

keine Detailanalyse der Auswirkungen eines Stromausfalles für die Menschen vorgenommen wird. Stattdessen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass es mit einer höheren Anzahl Betroffener auch zu zunehmend schwerwiegenderen Auswirkungen kommt: Je mehr Menschen betroffen sind, desto größer die Auswirkungen.

Die Systematik legt damit einen Schwerpunkt auf die Prävention, also auf die Vermeidung des Ereignisses ‚Stromausfall', und richtet sich an die Versorgungsunternehmen als primäre Akteure. Das heißt, der Betrachtungsrahmen der oben vorgestellten Systematik reicht bis zum Stromausfall selbst, nicht jedoch darüber hinaus. Die Untersuchung von Auswirkungen eines Ausfalls erfolgt an anderer Stelle (z. B. Lorenz 2010 und Petermann et al. 2010).

Aufgrund ihres modularen Aufbaus (Szenarienbildung, Kritikalitätsanalyse, Verwundbarkeitsanalyse, Risikoermittlung und -bewertung) und der Integrationsfähigkeit ins betriebliche Management (s. Kap. 3) ist die Systematik unter verschiedenen Zielsetzungen nutzbar. Im Fokus steht die Analyse von Einwirkungen, die zu einem langandauernden, großflächigen Stromausfall führen. Die Vermeidung von Stromausfällen ab etwa der doppelten Größenordnung des Münsterland-Ereignisses 2005 (also 500.000 Betroffene) und für eine Dauer von mindestens drei Tagen kann zur Einordnung als Schutzziel formuliert werden. Grundsätzlich können die Anwender individuelle, unternehmensspezifische Schutzziele als Zielvorgabe für Risikomanagement-Maßnahmen einsetzen. Zudem können die Zielvorgaben bezüglich der Ausfallgröße durch weitere Unternehmensziele ergänzt werden (Reputation, Gesetzeskonformität, wirtschaftliche Prosperität …).

Eine Durchführung der vollständigen Analyse sollte aus Sicht der Autoren durch gemischte Expertenteams erfolgen, die u. a. über gute Kenntnisse der Prozesse der Organisation hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Versorgung verfügen. Die Systematik bietet auch eine Visualisierungsmöglichkeit für Externe und das Führungsmanagement, das darauf aufbauend Entscheidungen über zu ergreifende Maßnahmen treffen kann (vgl. hierzu ISO 31000, die Risikomanagement als ‚Chefsache' deklariert).

Eine Abschätzung aus einer unternehmensexternen und übergeordneten Perspektive (beispielsweise aus behördlicher Sicht oder Sicht der Übertragungsnetzbetreiber auf die Stromerzeugung oder auf untergelagerte Netze) ist

ebenfalls möglich, eine einheitlich vorgegebene Bewertung der Prozesse im Stromversorgungssystem hingegen nicht. So werden hier zwar Vorgehensweisen zur strukturierten Risikoanalyse aufgezeigt, aber keine Schritt-für-Schritt-Anleitung mit vorgefertigtem, einheitlichem Bewertungsmuster vorgegeben. Es soll keine Patentlösung präsentiert, sondern es sollen Antworten auf methodische Fragen gegeben werden, entlang derer das bestehende Risikomanagement von Betreibern optimiert werden oder grundsätzlich auch der Aufbau eines Risikomanagements erfolgen kann.

In diesem Sinne setzt sich die oben vorgestellte Systematik aus einzelnen Bestandteilen zusammen, die in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden. So werden die potenziellen Gefahren systematisch klassifiziert und gezeigt, wie von einzelnen Gefahren auf relevante Gefahren-Szenarien geschlossen werden kann. Anhand einer Wirkungskette werden die von indirekt wirkenden Gefahren ausgehenden direkt einwirkenden Gefahren ermittelt. Diese können anschließend so kombiniert werden, dass sie die Strukturen über unterschiedliche Wirkmechanismen angreifen. Ein solches Herangehen ermöglicht es, das Zusammentreffen unterschiedlicher Gefahren systematisch zu untersuchen. In Kapitel 4 wird die Methode zur Szenarienentwicklung ausführlich beschrieben.

Ein Vorgehen zur Identifizierung der zu untersuchenden Strukturen wird in Kapitel 5 vorgestellt, denn nicht alle Bestandteile des Stromversorgungssystems sind gleich relevant. Das Kriterium, anhand dessen priorisiert wird, ist die Kritikalität. Ein wichtiger Teil der Systematik ist daher die Systemerfassung, also die Aufschlüsselung aller relevanten Prozesse, Teilprozesse und Elemente des Stromversorgungssystems und die Bewertung der Kritikalität dieser Prozesse und Elemente. Mit dem Werkzeug der Kritikalitätsanalyse werden die Systembestandteile anhand ihrer Bedeutung für die Stromversorgung der Bevölkerung in eine Rangfolge eingeordnet. Nur wenn die betrachtete Struktur so kritisch ist, dass bei ihrem Ausfall das jeweils definierte Schutzziel verletzt wird, also auch eine Auswirkung für eine bestimmte Anzahl von Menschen entsteht, wird sie in die weitere Analyse einbezogen. In ihrer individuellen Risikoanalyse werden die Betreiber die Kritikalität anhand der betrieblich definierten Schutzziele bestimmen.

Bei jedem in der Kritikalitätsanalyse identifizierten kritischen Prozess oder Risikoelement stellt sich die Frage, ob dieser/dieses gegenüber den einwirkenden Gefahren verwundbar ist. Für einige Aspekte, die die Verwundbarkeit

beeinflussen können, werden in Kapitel 6 Detailanalysen vorgestellt. Diese reichen von allgemein gehaltenen Untersuchungen der Verwundbarkeit des Personals (Kap. 6.1) bis hin zu hochgenauen, simulationsgestützten Analysen der Sicherheit von Strukturen, die auch vorhandene Schutzmechanismen mitberücksichtigen (Kap. 6.6).

Für die Risikoerfassung sind alle Kombinationen der als relevant eingestuften Gefahrenszenarien und der als kritisch eingestuften Prozesse aufzulisten, die ihnen gegenüber verwundbar sind. Anschließend folgt die Risikobewertung. Ausgehend von der Verwundbarkeit der Prozesse und Elemente der Stromversorgung gegenüber dem betrachteten Szenario zeigt Kapitel 7 die Durchführung der Risikoermittlung und -bewertung. Die hier vorgestellte Analyse verwendet das Risikomanagement-Werkzeug Bow-Tie (DIN 31010). Dieses liefert einen Überblick über die Risikopfade und legt den Fokus auf vorhandene und mögliche Barrieren, die ein bestimmtes Ereignis verhindern oder seine Auswirkungen abschwächen können. Die Bow-Tie-Analyse als visuelle Methode ist ein Managementwerkzeug, mit dem die Zusammenhänge zwischen den einwirkenden Gefahrenszenarien, den kritischen Prozessen und den potenziellen Auswirkungen (in diesem Fall: lang anhaltender großflächiger Stromausfall) veranschaulicht werden können. Auf Basis der Ergebnisse und eines folgenden Abwägungsprozesses kann das Management Entscheidungen über Maßnahmen treffen.

Für Prozesse und Szenarien, die bereits gut geschützt sind, wird dieser Schutz durch die Bow-Tie-Analyse offensichtlich. Für Kombinationen, die noch Schwachstellen aufweisen, können Maßnahmen zur Reduzierung des Stromausfallrisikos identifiziert, auf Wirksamkeit geprüft und als notwendig erkannt werden. In einem iterativen Prozess sollen identifizierte Maßnahmen umgesetzt und die Analyse stets erneut durchlaufen werden, sodass auch bei sich ändernden Rahmenbedingungen durchgehend ein ausreichender Schutz erreicht wird.

Da für ein erfolgreiches Risiko- und Krisenmanagement ein entsprechendes Kommunikationskonzept notwendig ist, werden in Kapitel 8 die Voraussetzungen für ein solches erläutert. Die Rahmenbedingungen des Stromversorgungssystems und die organisatorische Einbindung des Risikomanagements werden in Kapitel 3 umrissen.

# 3

# Rahmenbedingungen des Risikomanagements in der Stromversorgung

*Kathrin Stolzenburg, Christine Eismann,*
*Herbert Friedmann, Benjamin Lambrecht,*
*Aaron Praktiknjo*

Als Grundlage für die Beschäftigung mit dem Ausfallrisiko werden in diesem Kapitel die Rahmenbedingungen der Stromversorgung in Deutschland und des Risikomanagements in den Versorgungsunternehmen vorgestellt. Dazu werden zunächst der Aufbau des Stromversorgungssystems und die gesetzlichen Rahmenbedingungen erläutert, danach wird auf die wichtigsten Trends eingegangen, die das System derzeit beeinflussen, und einige Auswirkungen bzw. die damit verbundenen Herausforderungen vorgestellt. Anschließend wird aufgezeigt, wie Risikomanagement gesetzlich verankert ist und welche Verfahren bereits angewendet werden.

## 3.1 Das Stromversorgungssystem in Deutschland

Die Wertschöpfungskette von Elektrizität kann man entlang der Prozesse Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Handel und Vertrieb gliedern. Dabei bezeichnet Erzeugung die Herstellung von leitungsgebundener Elektrizität, z. B. durch den Antrieb großer Turbinen in Kohle- oder Gaskraftwerken oder durch die Umwandlung von Sonnen- oder Windenergie in Klein- und Großanlagen. Von dort wird sie in das Stromnetz eingespeist. Die Übertragung bezieht sich auf den Transport der erzeugten Elektrizität über weite Strecken mit Hilfe von Höchstspannungsleitungen, während die Verteilung die Weitergabe des Stroms in niedrigeren Netzebenen bis hin zu den einzelnen Haushalten meint. Im gesamten Netz muss dabei stets ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch bestehen, sodass immer genau die zu dem Zeitpunkt benötigte Menge erzeugt werden muss. Hinzu kommt, dass Strom derzeit – mit der Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken – praktisch nicht in großem Stil speicherbar ist. Auch der Handel mit und Vertrieb von Strom ist daher immer zeitgebunden. Dafür gibt es unterschiedliche Marktmechanismen und Börsenplätze vom langfristigen Terminmarkt, bei dem Strommengen schon Jahre im Voraus verkauft werden, über den Spot- und den Intradaymarkt bis hin zum Regelenergiemarkt für den kurzfristigen Ausgleich von Prognose-Ungenauigkeiten. Mit Handel ist dabei der Verkauf an Großabnehmer gemeint, während mit Vertrieb der Verkauf an Haushaltskunden inklusive der Vermarktung bezeichnet wird. Die unterschiedlichen Stromversorgungsunternehmen gehören zum Teil – wie z. B. Stadtwerke – ganz oder teilweise der öffentlichen Hand, zum Teil sind sie rein privatwirtschaftlich organisiert. Sie werden zum Teil von Regulierungsbehörden beaufsichtigt.

Deutschland hat einen Netto-Stromverbrauch von ca. 580 Mrd. Kilowattstunden pro Jahr. Davon wird ein großer Anteil aus fossilen Energieträgern oder Kernkraft in Großkraftwerken erzeugt, wobei der Anteil Erneuerbarer Energien kontinuierlich wächst, während der Anteil der Kernkraft sinkt (Abb. 3.1.1, BDEW 2012, BDEW 2013). Die großen Kraftwerke liegen traditionell in relativer Nähe zu den Verbrauchsschwerpunkten. Für die Weiterleitung des Stroms

durch die unterschiedlichen Spannungsebenen gilt: Je höher die Spannung, mit der der Strom übertragen wird, desto geringer können die Energieverluste gehalten werden.

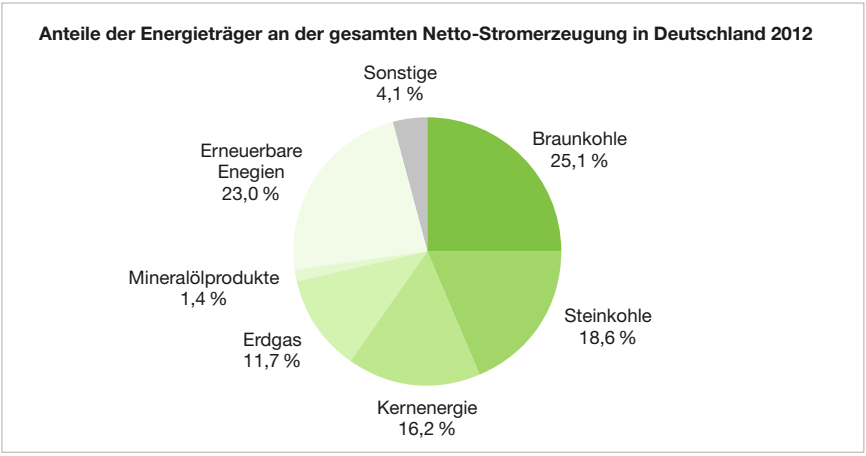



Abb. 3.1.1: **Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern (nach BDEW 2013)**

Organisatorisch wie auch technisch ist die Stromversorgung ausgelegt für eine Stromerzeugung abhängig von der Stromnachfrage. Prinzipiell wird von einer unidirektionalen Versorgung ausgegangen, bei der relativ wenige Kraftwerke in Netze hoher Spannungsebenen einspeisen und der Strom von dort in die Netze niedrigerer Spannungsebenen weitergeleitet wird (Praktiknjo et al., Abb. 3.1.2).

Das Höchstspannungsnetz wird in Deutschland von vier Konzernen betrieben (Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und TransnetBW). Auf der Verteilnetzebene gibt es knapp 900 Unternehmen, die Haushaltskunden in teilweise großen Regionen versorgen, teilweise aber auch als kleine Stadtwerke operieren (BNETZA 2013). Dabei hat nicht jeder Verteiler auch Eigenerzeugung, sondern koordiniert ggf. die Stromlieferung ausschließlich mit Dritten. Zu beachten ist der Unterschied zwischen den physikalischen Stromflüssen, wie sie sich im Netz einstellen, und den gehandelten Strommengen. Unabhängig davon, mit welchem Unternehmen man einen Vertrag abschließt, erfolgt die tatsächliche Versorgung immer über den lokal im Netz vorhandenen Strom.

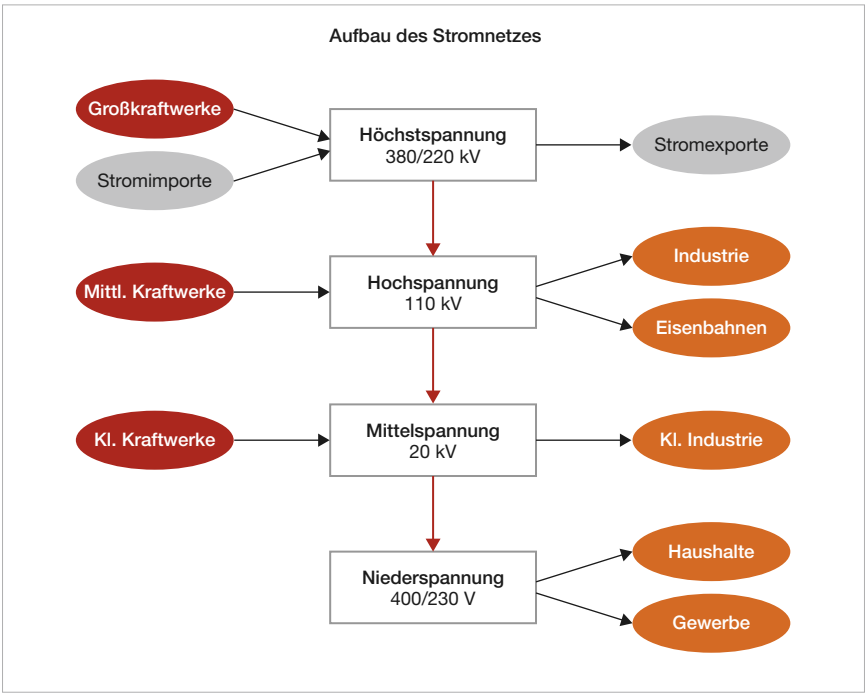



Abb. 3.1.2: Überblick über die unterschiedlichen Netzebenen in Deutschland (mit exemplarischen Werten für die Spannung). Links ist die Einspeisung dargestellt, rechts die Abnehmerstruktur (Praktiknjo, TU Berlin).

Der rechtliche Rahmen der deutschen Stromversorgung wird von verschiedenen Rechtsbereichen abgesteckt; Wirtschafts-, Umwelt- und (im Bereich der Sicherheit auch) Innengesetzgebung haben einen Einfluss. Grundlage der Stromversorgung ist zunächst das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit den zugehörigen Verordnungen, die die Ausführung weiter regeln. Hierin ist unter anderem festgeschrieben, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu einer sicheren Versorgung der Allgemeinheit verpflichtet sind (§ 2 EnWG). Im Einzelnen ist zudem für Europäisch Kritische Anlagen die Benennung von Sicherheitsbeauftragten und die Erstellung von Sicherheitsplänen vorgeschrieben (§ 12g EnWG). Auch Verordnungen aus anderen Gesetzesbereichen können für die Sicherheit der Stromversorgung von Bedeutung sein, so zum Beispiel die Störfallverordnung (12. BImSchV), die für einige Kraftwerke gilt. Sie sieht für

bestimmte Betriebe, in denen mit gefährlichen Stoffen gearbeitet wird, besondere Sicherheitsvorkehrungen vor. Darüber hinaus sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) von Bedeutung.

Das EEG regelt die Förderung und Einspeisung Erneuerbarer Energien und setzt damit wesentliche Rahmenbedingungen für den Umbau des Stromversorgungssystems. Das EnSiG zählt zu den Vorsorgegesetzen und ist mit dem EnWG verknüpft: Wenn die netz- und marktbezogenen Maßnahmen sowie die Anpassungen des Netzbetriebes gemäß EnWG nicht ausreichen, um eine Versorgungsstörung für den lebenswichtigen Bedarf im Sinne des § 1 EnSiG abzuwenden, muss der Betreiber unverzüglich die Regulierungsbehörde unterrichten (§ 13 Abs. 6 EnWG). Dieser Schritt markiert den Übergang vom unternehmensinternen in das staatlich gelenkte Krisenmanagement. § 1 EnSiG besagt, dass Rechtsverordnungen und dazu erforderliche Vorschriften erlassen werden können, um die Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Energie zu sichern. Solche Regelungen greifen allerdings nur, wenn marktgerechte Maßnahmen im Fall einer Gefährdung oder Störung der Energieversorgung nicht ausreichen.

## 3.2 Trends der Stromversorgung in Deutschland

Gesamtgesellschaftliche Trends können sich auch auf die Stromversorgung auswirken. Dies betrifft zum Beispiel den regionalen Bevölkerungsrückgang durch den demografischen Wandel, der eine Herausforderung für alle Versorgungsdienstleistungen darstellt. Doch sind es vor allem zwei große Trends, die die Veränderungen im Stromversorgungssystem prägen, und die als große strategische Meilensteine auch EU-rechtlich verankert sind: Die Liberalisierung des Strommarktes hin zu einem europäischen Strombinnenmarkt einerseits und der durch Klimaziele und in Deutschland zusätzlich durch den Kernenergieausstieg verursachte Umbau der Stromversorgung andererseits.

Mit der Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität von 1996 in nationales Recht wurde in Deutschland 1998 begonnen, indem das seit 1935 geltende Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert wurde. Die EU verabschiedete 2003 eine Beschleunigungsrichtlinie und auch das deutsche EnWG hat mehrere Anpassungen erfahren und ist um mehrere Verordnungen erweitert worden (Bontrup & Marquardt 2010, S. 28 ff.). Während die Versorger zuvor durch Konzessionsverträge mit den Kommunen das ausschließliche Recht der Stromversorgung erwerben konnten und jeweils Gebietsmonopole innehatten, sollte die Liberalisierung in der Stromversorgung dem Wettbewerb den Weg bereiten, den Markt für alle europäischen Unternehmen öffnen und die Versorgung somit effizienter machen.

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes wurden die großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, die unterschiedlichen Unternehmensbereiche voneinander getrennt zu bewirtschaften. So wurden insbesondere die Netzbetreiber von der übrigen Wertschöpfungskette der Elektrizität getrennt. Neben der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung müssen sie auch auf operativer und informationeller Ebene entflochten sein (§§ 6 ff. EnWG). Durch dieses sogenannte Unbundling gibt es nun unter dem Dach eines gemeinsamen Unternehmens zum Teil unabhängige Geschäftsbereiche, die

jeweils nur einen der Prozesse, z. B. Stromerzeugung, -verteilung oder -vertrieb bearbeiten.

Auch beim zweiten großen Trend, dem Anstreben einer nachhaltigen Energieversorgung, folgt die deutsche Politik und Rechtsetzung einem europaweiten, in diesem Fall sogar weltweiten Trend. Ein wichtiger Treiber ist dabei die Bekämpfung des Klimawandels, auf die sich mit dem Kyoto-Protokoll 1997 neben Deutschland zahlreiche Länder der Vereinten Nationen verpflichtet haben. Auf europäischer Ebene gibt es dazu konkrete Ziele, wie eine Energieeffizienzsteigerung von 20 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990 (Kommission der Europäischen Gemeinschaften 2005), und in der europäischen Strategie für die Energieversorgung ist das sogenannte energiepolitische Zieldreieck verankert: Energie soll EU-weit in einem ausgewogenen Maße ökologisch, wettbewerbsfähig und sicher sein (Kommission der Europäischen Gemeinschaften 2006).

In Deutschland wird der angestrebte und eingeleitete Umbau des Stromversorgungssystems hin zu mehr Nachhaltigkeit seit 2011 verstärkt unter dem Schlagwort „Energiewende“ diskutiert. Der Begriff tritt bereits 1980 als Titel eines programmatischen Buches in Erscheinung, in welchem er die Abkehr von fossilen und radioaktiven Primärenergieträgern (z. B. Öl, Uran) bezeichnet (Krause et al. 1980). Nach der Reaktorhavarie im japanischen Fukushima im März 2011 und dem folgenden Kernkraftwerksmoratorium in Deutschland wird mit der „Energiewende“ häufig etwas enger gefasst der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie bezeichnet. In der Regel bezieht sich der Begriff aber auf die gesamte Umstrukturierung des Systems in dem Sinne, dass sich die Stromerzeugung von einem mehr als 80-prozentigen Anteil fossiler Erzeugung und Kernenergie auf 80 Prozent Erzeugung durch Erneuerbare Energien im Jahr 2050 verlagern soll (BMWi 2011, S. 2). Dieser Prozess wird politisch in Deutschland durch das Energiekonzept von 2010 (BMWi & BMU 2010), die Beschlüsse zur Energiewende 2011 (BMWi & BMU 2011) und eine Skizze der nächsten Entwicklungsschritte (BMWi 2011) abgebildet und rechtlich mit mehreren Gesetzen und Gesetzesänderungen flankiert, zum Beispiel mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), der Änderung des Atom-Gesetzes, der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Novelle des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) und der Änderung des Energie- und Klimafondsgesetzes.

## 3.3 Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem

Sowohl die Liberalisierung als auch der Umbau hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung sind längerfristige Prozesse, die bei Weitem nicht abgeschlossen sind. Beide an sich stellen eine große Herausforderung für die Energieversorgung dar, da sie mit starken Umstrukturierungen des Systems einhergehen. Sie sind Auslöser für eine Vielzahl technologischer Weiterentwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien, der Speichertechnologien, der Effizienzsteigerung, der Mess- und Steuerungsverfahren (Stichwort Smart Grid) sowie der Handels- und Kommunikationsmechanismen. Die Veränderungen durch diese neuen Technologien machen dann wiederum weitere Erfindungen und Veränderungen, beispielsweise auch in Form neuer Regelungen oder Standards, notwendig. Die Veränderungen, die sich im Stromversorgungssystem feststellen lassen, sind also häufig nicht als direkte Konsequenzen der zugrundeliegenden Trends anzusehen, sondern als Reaktionen auf die zunehmende Anwendung neuer Technologien.

In Bezug auf die Sicherheit der Stromversorgung ist eine große Frage die nach dem Verhältnis von Produktion und Verbrauch. Dieses wird auf Bundesebene vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie überwacht, das in zweijährigem Rhythmus Monitoring-Berichte zur Versorgungssicherheit mit Elektrizität herausgibt. Mit Stand 2012 wird in den nächsten Jahren eine Zunahme des Produktionsüberschusses prognostiziert, mittelfristig aber mit einer Verschlechterung der Situation gerechnet (BMWi 2012), wenn keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden. Dass es zwischenzeitlich an Produktionskapazitäten fehlte, belegt neben dem Monitoring-Bericht auch ein Bericht der BNetzA zur Unterdeckung im Winter 2011/2012, die zu einer sehr angespannten Netzsituation führte. Es mussten mehrfach deutsche und österreichische Reservekraftwerke angefordert werden. Zusätzlich habe sich die Kraftwerkssituation nachteilig entwickelt (BNetzA 2012, S. 10 f.). Die Auswirkungen neuer Technologien werden im Monitoring-Bericht „Energien der Zukunft“ bewertet (BMWi & BMU 2012). Einige Beispiele, inwiefern sich durch die oben genannten Trends ausgelöste technische Entwicklungen

und ihre Verbreitung auf das Stromnetz auswirken, werden im Folgenden erläutert.

Durch die Förderung der Erneuerbaren Energien treten verstärkt Kleinunternehmen und Privatpersonen als Stromproduzenten auf, die mit Kleinanlagen ins Netz einspeisen. Sie speisen auf den unteren Spannungsebenen ein, die vormals nur von den höheren Ebenen mit Strom beliefert worden sind und diesen dort weiterverteilt haben. Nun muss die Transformation zwischen den Netzebenen bidirektional erfolgen, es wird also auch Strom in Niederspannungsnetzen erzeugt und auf höhere Spannungsebenen transformiert (s. Abb. 3.3.1).

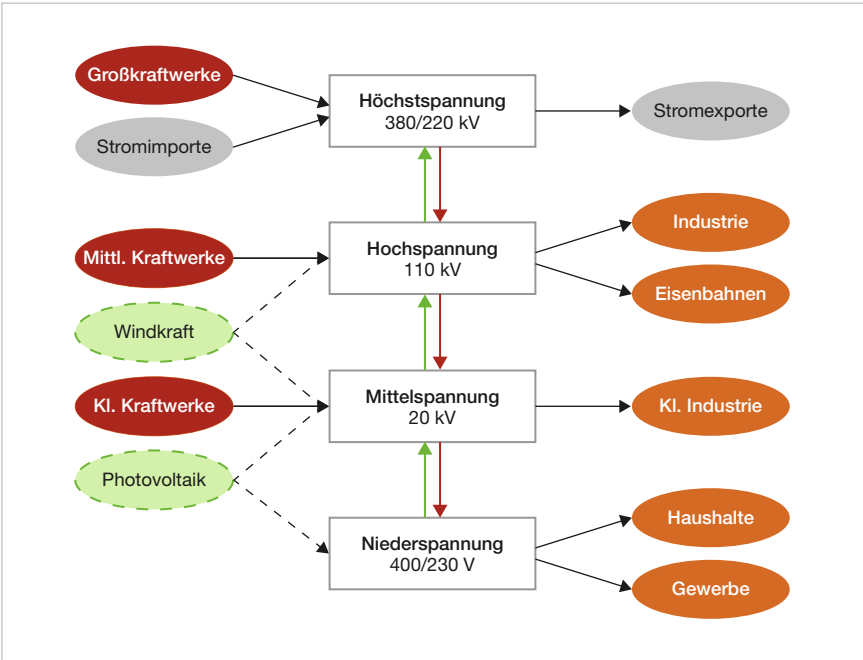


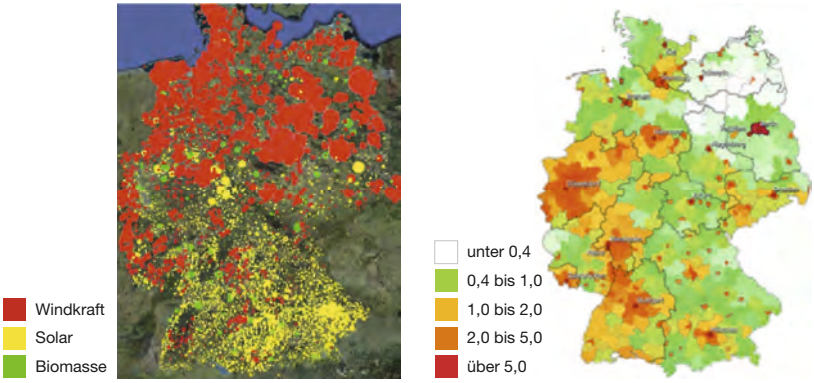

Abb. 3.3.1: Schematischer Aufbau des Stromnetzes in Deutschland, mit Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik (Praktiknjo)

Durch die Zunahme von Photovoltaik und Windkraft gibt es außerdem zunehmend fluktuierende Stromerzeugung, zeitlich unabhängig von der Stromnachfrage, stattdessen abhängig von meteorologischen Gegebenheiten. Wenngleich

also große Mengen Strom mit Hilfe dieser Technologie erzeugt werden, so ist die mit Sicherheit erzeugte Leistung doch gering, was man auch daran sieht, dass die Windkraft nur mit einem Prozent, die Photovoltaik mit null Prozent ihrer installierten Leistung in die sogenannte Leistungsbilanz eingehen, mit der das Bundeswirtschaftsministerium die Versorgungssituation als Differenz aus maximalem Verbrauch und minimaler Erzeugung berechnet (BMWi 2012).

Auch die geografische Verteilung von Erzeugern wird zunehmend unabhängiger vom Verbrauch. Der Zubau Erneuerbarer Energien findet abhängig von meteorologischen Faktoren und auch einkommensabhängig statt und richtet sich nicht nach der Abnahmestruktur. In Abbildung 3.4 werden die installierte Leistung von Windkraft, Solarkraft und Biomasseanlagen der Bevölkerungsverteilung gegenübergestellt. Dabei zeigen sich die Diskrepanzen am deutlichsten bei der Windkraft, die einen Produktionsschwerpunkt im Norden hat, während der stärkste Strombedarf im Westen und Südwesten besteht.

Wie diese Beispiele zeigen, kann also das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch durch den größeren Anteil an fluktuierender Erzeugung nicht mehr so gezielt beeinflusst werden und die Spannungshaltung wird durch die Abnahme




Installierte Leistung (2010) Bevölkerungsdichte

Abb. 3.3.2: Gegenüberstellung der regenerativen Stromerzeugung (Windkraft, Solarkraft und Biomasse) und der räumlichen Verteilung der Bevölkerung (Praktiknjo et al., nach ensys, Ehlers 2011, mit Daten von DESTATIS)

regelbarer Erzeugerkapazität, die Zunahme der Transportstrecken und die Zunahme fluktuierender Erzeugung schwieriger. Dies kann unter Umständen zu Problemen führen, wenn – wie Anfang September 2012 durch den gleichzeitigen Ausfall zweier Blöcke eines großen Braunkohlekraftwerkes – die im europäischen Netz vorgehaltenen Reserven an schnell verfügbarer Regelleistung weitgehend ausgeschöpft werden (Kölner Stadtanzeiger 2012). Eine Zuregelung Erneuerbarer Energien ist derzeit noch nicht möglich.

Eine Möglichkeit, solche Steuerungsprobleme zu lösen, wird in der Verbindung von Stromversorgungsanlagen und Informations- und Kommunikationstechnologie gesehen, die unter dem Stichwort Smart Grid diskutiert wird. Gegenwärtig ist die Stromabnahme durch die Verbraucher nicht regelbar – die Kunden beziehen den Strom zum Zeitpunkt ihres Bedarfs zu immer gleichen Preisen. Ihr Verbrauch wird nur in großen Intervallen (z. B. einmal im Jahr) erfasst. Die Smart-Grid-Technologie würde regelmäßige Messungen und ggf. auch Steuerung erlauben und somit Marktmodelle ermöglichen, in denen ein angebotsabhängiger Verbrauch möglich wird. Damit könnte auch die Nachfrageseite aktiv in den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch einbezogen werden, da ein großes Stromangebot günstigere Preise mit sich bringen würde. Zudem könnten über sogenannte virtuelle Kraftwerke fluktuierende Erzeugungsformen wie Windkraft und Photovoltaik so zusammengeschlossen werden, dass eine größere Planbarkeit der Versorgung gewährleistet wird. Die Möglichkeiten eines „intelligenten“ Stromnetzes werden derzeit umfassend erforscht und an Modellprojekten getestet[8], sind aber nicht Gegenstand dieser Veröffentlichung.

8 Modellregionen und -projekte werden beispielsweise in Cuxhaven, im Harz, in der Region Rhein-Ruhr, in Aachen, in der Region Rhein-Neckar und in Baden-Württemberg als Ergebnisse des Technologiewettbewerbs „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ gefördert (BMWi & BMU 2013).

## 3.4 Risikomanagement im Stromversorgungssystem

Innerhalb der oben vorgestellten Rahmenbedingungen der Stromversorgung in Deutschland und ihrer aktuellen Veränderungsprozesse sind nun die Unternehmen und Behörden bestrebt, eine sichere Versorgung zu leisten. Dazu betreiben sie Risikomanagement. Von den Autoren wird Risikomanagement unter einem vorwiegend technischen und organisatorischen Blickwinkel verstanden. Es wird von den Fragen geleitet, wie die funktionalen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Geschäftsprozessen von Gefahren betroffen werden können, welche Auswirkungen sich daraus ergeben können und wie man diese verhindern kann. Ziel ist die Aufrechterhaltung der Versorgungsleistung gerade dann, wenn besondere Umstände wie zum Beispiel Naturereignisse, Unfälle oder vorsätzliche Handlungen auftreten.

Je nach Unternehmensbereich wird Risikomanagement bei Stromversorgern aber unterschiedlich verstanden, sodass es wichtig ist, sich in der Kommunikation über das jeweilige Verständnis klar zu werden. So bezieht sich das Wort in erster Linie auf finanzielle Abwägungen, wenn unter Risikomanagement das im Aktiengesetz geforderte Überwachungssystem (§ 91 Abs. 2 AktG, eingeführt durch das KonTraG 1998) verstanden wird. Dieses ist vom Vorstand einzurichten und dient dazu, Entwicklungen, die den Fortbestand der Aktiengesellschaft gefährden, früh zu erkennen. Der Hintergrund ist dabei die Auseinandersetzung mit internationalen Kapitalmärkten und globalen Aktionärsstrukturen.[9]

Von einem Risikobericht wird auch gesprochen in Bezug auf den Lagebericht, den alle Kapitalgesellschaften, also auch Stromversorgungsunternehmen, nach Handelsgesetzbuch (§ 289 Abs. 1 HGB) anzufertigen haben und der die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung erläutern und beurteilen soll. Auch hier stehen finanzielle Risiken im Vordergrund: Es geht um Transaktionen, Preisänderungs-, Ausfall- und Liquiditätsrisiken.

9 Wenngleich das Gesetz ausdrücklich für Aktiengesellschaften gilt, hat es auch Ausstrahlungswirkung auf andere Gesellschaftsformen, wie GmbHs (BStMWIVT 2011, S. 31).

Auch Naturgefahren und dergleichen können zwar den Fortbestand des Unternehmens gefährden, sind aber durch die oben genannten Gesetze, bei denen der finanzielle Unternehmensaufbau im Normalbetrieb im Vordergrund steht, nur indirekt angesprochen. Im Folgenden ist das Verständnis von Risikomanagement aber genau auf solche Fälle ausgerichtet.

Die internationale Norm zum Risikomanagement definiert Risiko sehr weit als „effect of uncertainty on objectives" (ISO 31000:2009, S. 1), also die Auswirkung von Unsicherheit auf Ziele, und Risikomanagement als „coordinated activities to direct and control an organization with regard to risk" (ISO 31000:2009, S. 2), also koordinierte Aktivitäten zur Lenkung und Steuerung einer Organisation in Bezug auf Risiken. Der hier verwendete Begriff von Risiko bezieht sich auf das Ziel, einen Stromausfall – insbesondere einen langandauernden und großflächigen – zu verhindern.

Die Forderung, ein solches Risikomanagement durchzuführen, lässt sich aus dem Energiewirtschaftsgesetz abgleiten, demzufolge alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz" zu betreiben, „soweit es wirtschaftlich zumutbar ist" (EnWG § 11) und alle Energieanlagen „so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist" (EnWG § 49). Dabei sind allgemein anerkannte Regeln der Technik anzuwenden, weshalb die Unternehmen auf Normen und Standards zurückgreifen. Für die Stromversorger sind dies insbesondere die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE). Hierzu zählt unter anderem das sogenannte Technische Sicherheitsmanagement (TSM), das von einer Vielzahl von Netzbetreibern verwendet wird, um die Einhaltung aller relevanten Regelungen sicherzustellen.[10]

Darüber hinaus finden weitere Systeme Anwendung, so zum Beispiel Qualitätsmanagement (DIN EN ISO 9001:2008) oder Umweltmanagement (DIN EN ISO 14001:2009) sowie Arbeitsschutzmanagement (z. B. OHSAS oder OHRIS, s. BS OHSAS 18001:2007 und BStMAS 2010). Häufig ist es auch ein guter Weg,

10 Eine Liste von Stromversorgungsunternehmen, die ihr Technisches Sicherheitsmanagement vom VDE-FNN haben zertifizieren lassen, findet sich auf der Internetseite des VDE (http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/documents/tsm-strom_2013-03.pdf).

verschiedene Managementsysteme in einem Integrierten Managementsystem zusammenzufassen (BStMWIVT & BStMUG 2002, S. 11). In einem solchen Integrierten Managementsystem, in dem Risikomanagement möglicherweise bisher nur finanziell verstanden wird (BStMWIVT & BStMUG 2002, S. 13), ist eine Erweiterung im Sinne eines technisch-betrieblichen Risikomanagements sinnvoll. Hilfestellungen hierzu liefern beispielsweise der BMI-Leitfaden zu Kritischen Infrastrukturen (BMI 2011) sowie die Technischen Hinweise S 1001 – Risikomanagement und S 1002 – Krisenmanagement des VDE zur Sicherheit in der Stromversorgung (VDE-FNN 2011, VDE-FNN 2012), sowie insbesondere die DIN EN 31010 (auch VDE 0050-1) zum Risikomanagement. Das im Folgenden vorgestellte Verfahren soll die vorliegenden Materialien ergänzen und die Bedeutung eines systematischen und prozessorientierten Vorgehens hervorheben.

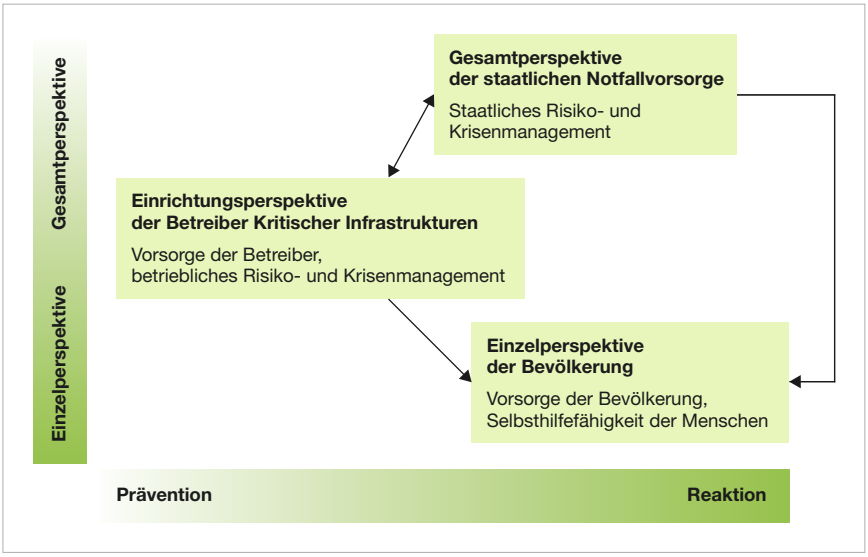



Abb. 3.4.1: **Risikovorsorge der Akteursgruppen bei Kritischen Infrastrukturen (BBK 2013a, S. 26)**

Während die Betreiber beim Risikomanagement präventiv die meisten Möglichkeiten ausschöpfen können, ist der Staat gleichermaßen in die Prävention wie die Reaktion eingebunden. Durch die Gesetzgebung beeinflusst er die Rahmenbedingungen der Versorgung und kann Standards definieren, über die

behördliche Gefahrenabwehr ist er entscheidender Akteur der Bewältigung von größeren Stromausfällen. Die Bevölkerung selbst hat indessen eher Möglichkeiten, sich auf den Ereignisfall vorzubereiten, indem zum Beispiel Vorräte angelegt werden.[11] Ob im Katastrophenfall die öffentliche Ordnung gewahrt werden kann, ist abhängig von vielen Faktoren, unter anderem von der Qualität des Krisen-/Katastrophenmanagements (Sticher & Köppe 2011). Für ein erfolgreiches gesamtstaatliches Krisenmanagement ist das Zusammenwirken der Akteure Staat, Wirtschaftsunternehmen und Bevölkerung nötig (s. Abb. 3.4.1).

11 Dass hier nicht flächendeckend ausreichende Kapazitäten vorhanden sind, zeigt BBK 2013b.

# 4

# Gefahrenerfassung und Szenarienbildung

*Heiko Klick, Sebastian Meyer, Holger Sparmacher*

Wie in Kapitel 2 erläutert, ist der erste Schritt des Risikomanagements die Erfassung der Gefahren. In diesem Kapitel wird ein Verfahren vorgestellt, wie dies systematisch geschehen kann und wie ein Szenario aus mehreren Gefahren erstellt werden kann.

## 4.1 Gefahrenerfassung

Die Gefahrenerfassung dient zunächst als Grundlage, auf der die Szenarienbildung gemäß Kapitel 4.2 erfolgen kann. Sie kann aber z. B. für Energieversorgungsunternehmen auch ein eigenständiges Ergebnis darstellen, um zu prüfen, ob die von ihnen derzeit berücksichtigten Gefahren noch ergänzt werden können.

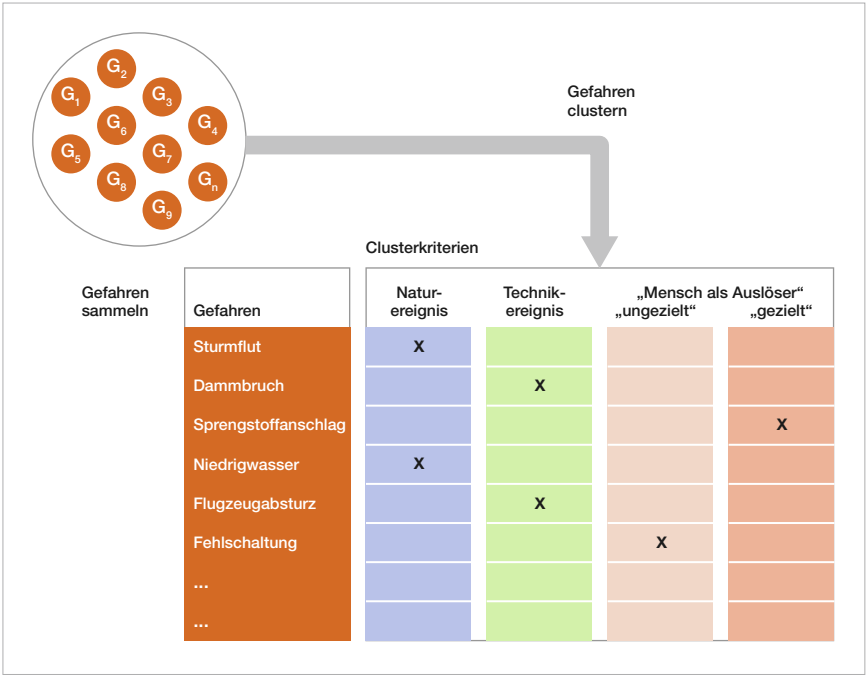



Abb. 4.1.1.a: Durch Brainstorming und Literaturrecherche gesammelte Gefahren werden Kriterien zugeordnet

Zur Gefahrenerfassung wird von den Autoren die nachfolgend dargestellte ‚Sammlungstechnik‘ vorgeschlagen.

Um Gefahren möglichst vollständig zu erfassen, bietet sich eine Kombination verschiedener Methoden an: ein erstes Brainstorming und die Ergebnisse der Identifizierung von Gefahren per Literaturrecherche (z. B. Reichenbach et al. 2008, BBK 2010) werden zusammengefasst. Im zweiten Schritt werden Kriterien zur Ordnung der Gefahren festgelegt (z. B. ‚Naturereignis', ‚Technikereignis' und ‚Mensch als Auslöser' mit den Nebenkriterien ‚ungezielt' und ‚gezielt'; s. Abb. 4.1.1.a). Über diese Zusammenstellung soll eine assoziative Vollständigkeitsprüfung ermöglicht werden: Bei der Durchsicht der den einzelnen Kriterien zugeordneten Gefahren soll eine gedankliche Fortführung der Gefahrenzuordnung provoziert werden, sodass die Liste ergänzt werden kann (s. Abb. 4.1.1.a und Abb. 4.1.1.b).

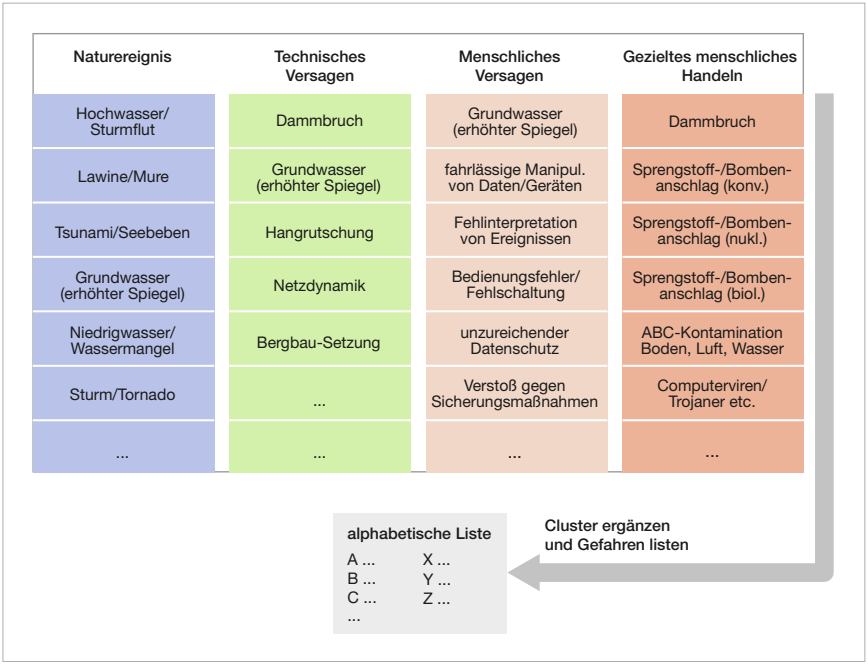



Abb. 4.1.1.b: Erstellung einer möglichst vollständigen Gefahrenliste durch Ergänzung der Cluster. (Gefahren können dabei mehrfach gelistet werden, wie zum Beispiel ein erhöhter Grundwasserspiegel, der in Deutschland nicht nur als Naturereignis, sondern in Gebieten mit dauerhaft abgesenktem Grundwasserspiegel auch durch menschliches und technisches Versagen auftreten kann.) Anschließend Zusammenführung aller Gefahren in einer Liste.

## 4.2 Szenarienbildung

Motivation für die Beschäftigung mit Szenarien ist die hier getroffene Basisannahme, dass von den Energieversorgungsunternehmen typischerweise einzelne Gefahren berücksichtigt werden. Es ist aber möglich und bereits vorgekommen, dass gleichzeitig mehrere Ereignisse bzw. mehrere Gefahren auftreten, für deren gleichzeitiges bzw. kombiniertes Eintreffen keine Schutzmaßnahmen bestanden (s. auch Ereignistabelle in Kap. 1). Zwar sind auch extreme Einzelgefahren denkbar, die zu einem lang anhaltenden, großflächigen Stromausfall mit Auswirkungen auf die Bevölkerung führen können, doch findet das Zusammenwirken verschiedener Gefahren noch zu wenig Berücksichtigung. Die besondere Innovationskraft der vorliegenden Methode besteht in der Kombination unterschiedlicher Gefahren (wenngleich auch einzelne Gefahren betrachtet werden können). Daher wird im Folgenden das gleichzeitige Auftreten mehrerer Gefahren als (Gefahren-)Szenario bezeichnet. Wenn also von Szenarien gesprochen wird, ist damit gemeint, dass mindestens zwei Gefahren gleichzeitig auftreten.

Grundlage für die Ermittlung ‚relevanter Szenarien' ist die Sichtweise, dass es nur zu einem Stromausfall kommt, wenn ein Szenario auf eine gegenüber dem Szenario verwundbare Struktur trifft, die wiederum so kritisch ist, dass sie einen Stromausfall bewirken kann.

Dabei sind folgende Grundlagen von Bedeutung:

1. Ein Stromausfall hat die Ursache darin, dass entweder kein Strom zur Einspeisung ins Netz zur Verfügung steht (Erzeugung ist ausgefallen) oder dass der physikalische Stromfluss unterbrochen ist (keine Möglichkeit, den erzeugten Strom zu verteilen).
2. Nicht alle Ereignisse, die typischerweise als Gefahr bezeichnet werden, wirken so, dass sie selbst direkt eine physikalische Stromunterbrechung bewirken.
3. Gefahren lassen sich ‚Gefahrenketten' zuordnen, das heißt Gefahren sind typischerweise Bestandteil einer Abfolge von Ereignissen (s. Abb. 4.2.1).

Eine Pandemie zum Beispiel, die als Gefahr für die Stromversorgung genannt wird (Reichenbach et al. 2008), wirkt nicht direkt auf eine in den Stromfluss eingebundene technische/physikalische Struktur ein. Gleichwohl kann eine Pandemie in einer Gefahrenkette, die zu einem Stromausfall führt, eine bedeutende Rolle spielen.

Demgegenüber kann ein Flugzeugabsturz so wirken, dass das Flugzeug direkt auf die Struktur stürzt und diese zerstört. In diesem Fall wirkt das Flugzeug als mechanische Kraft auf die Struktur ein. Damit bildet der Flugzeugabsturz eine ‚direkte Gefahr der Ebene 0' (G0).

Ein Flugzeugabsturz kann aber auch so wirken, dass aus dem abgestürzten Flugzeug Kerosin austritt, sich entzündet und das entstehende Feuer eine Struktur zerstört. In diesem Fall bildet der Flugzeugabsturz eine ‚Gefahr der Ebene 2' (G2), die Kerosinentzündung stellt eine ‚Gefahr der Ebene 1' (G1) dar und das unmittelbar einwirkende Feuer ist die ‚direkte Gefahr der Ebene 0' (G0). Eine andere Gefahrenkette, die letztlich über ein Feuer (G0) direkt auf die Struktur wirkt, wäre zum Beispiel ein Blitzschlag (G1), ausgelöst durch ein Unwetter (G2) (s. Abb. 4.2.1).

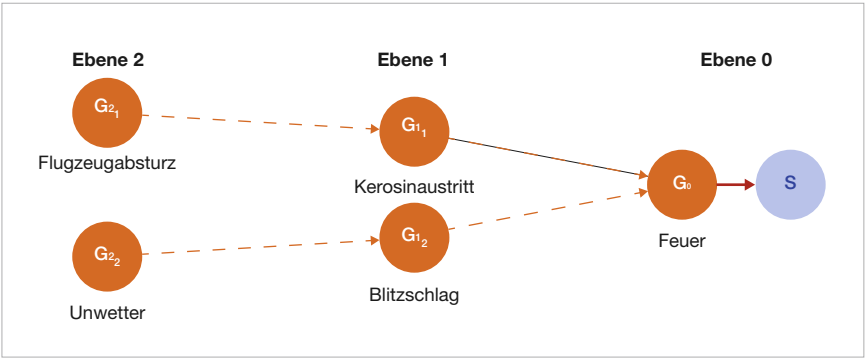



Abb. 4.2.1: **Gefahrenketten, die auf eine Struktur einwirken**

Für die Gefahren der Ebene G0 ist charakteristisch, dass ein direkt von der Gefahr auf die Struktur wirkender Mechanismus (‚Wirkungsmechanismus') identifizierbar ist. Die Logikkette nach Kapitel 2 kann also um ein weiteres charakteristisches Glied, den Wirkungsmechanismus, ergänzt werden (s. Abb. 4.2.2).

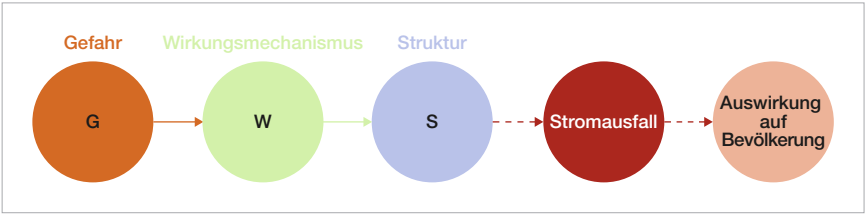



Abb. 4.2.2: Logikkette – eine Gefahr führt über einen Wirkmechanismus zum Ausfall einer Struktur, wodurch ein Stromausfall eintritt, der sich auf die Bevölkerung auswirkt.

Von einer Gefahr kann mehr als ein Wirkungsmechanismus ausgehen und eine Struktur kann gegenüber mehr als einem Wirkungsmechanismus verwundbar sein. Eine Gefahr wirkt aber nur dann auf eine Struktur ein, wenn die Struktur gegenüber mindestens einem der Wirkungsmechanismen verwundbar ist, d. h. es muss einen gemeinsamen Wirkungsmechanismus von Gefahr und Struktur geben (s. Abb. 4.2.3).

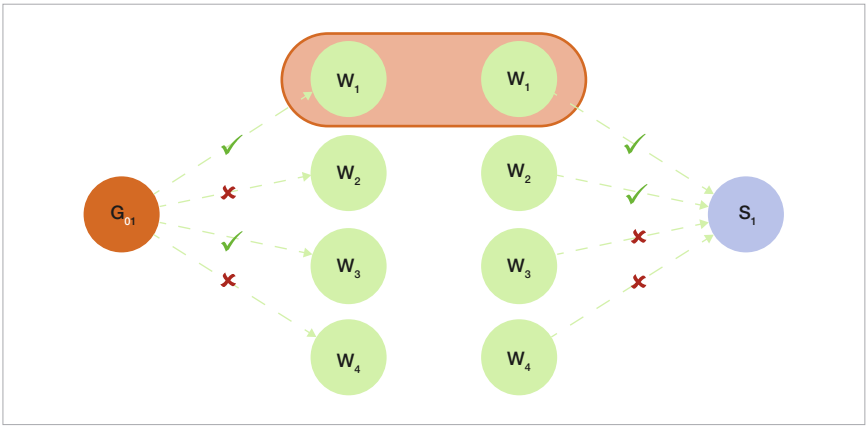



Abb. 4.2.3: Nur, wenn der Wirkmechanismus einer Gefahr auch einen Einfluss auf die betrachtete Struktur hat, ist diese der Gefahr gegenüber verwundbar.

Die Klassifizierung, ob ein Szenario relevant ist oder nicht, erfolgt auf Basis dieser Wirkungsmechanismen: Ein Szenario ist dann relevant, wenn von dem Szenario gegenüber jeder einzelnen Gefahr ein zusätzlicher Wirkungsmechanismus ausgeht.

Dazu ist folgende Anmerkung zu beachten: Als Grundannahme (siehe oben) wird davon ausgegangen, dass Einzelgefahren derzeit schon berücksichtigt werden, sodass der wesentliche Unterschied bei der Berücksichtigung von Gefahrenszenarien dann entsteht, wenn Szenarien betrachtet werden, bei denen gegenüber einer Einzelgefahr ein weiterer bzw. zusätzlicher Wirkungsmechanismus auftritt.

Der neue Ansatz ist also der, dass es im Unternehmensrisikomanagement zu klären gilt, ob die als kritisch eingestuften Strukturen auch gegenüber einem Szenario mit einer bisher noch nicht betrachteten Kombination von Wirkungsmechanismen resistent sind (wobei natürlich trotzdem auch bisher noch nicht betrachtete Einzelgefahren berücksichtigt werden können).

Eine Struktur, die gegenüber einem bestimmten Wirkungsmechanismus resistent ist, kann gegenüber diesem Wirkungsmechanismus in Kombination mit einem weiteren Wirkungsmechanismus verwundbar sein.

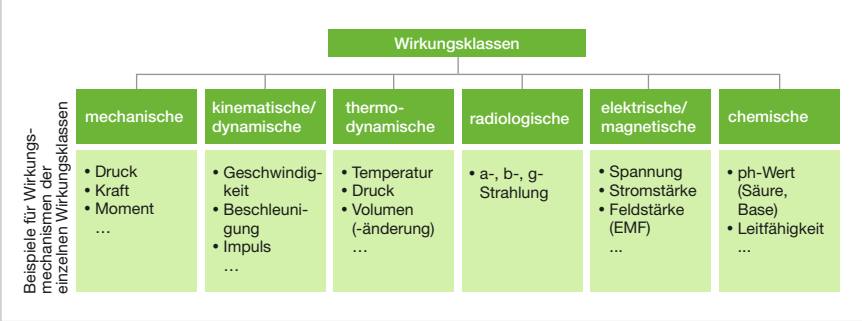



Abb. 4.2.4: **Zuordnung von Wirkungsmechanismen zu Wirkungsklassen**

Die Methodik, nach der dabei vorgegangen werden kann, wird nachfolgend erläutert. Für diese Methodik ist zu beachten, dass Wirkungsmechanismen typischen Wirkungsklassen angehören. In Abbildung 4.2.4 sind verschiedene technische Wirkungsklassen und die ihnen zugeordneten Wirkungsmechanismen abgebildet.

‚Relevante Szenarien' lassen sich dadurch bestimmen, dass alle in Frage kommenden direkt wirkenden G0-Gefahren mit ihren Wirkungsklassen und ggf.

im nächsten Schritt auch mit ihren Wirkungsmechanismen ermittelt werden. Dann können sie in drei Typen eingeteilt werden, wobei nur die ersten beiden als relevant anzusehen sind. Szenarien des Typs I bestehen aus Gefahren mit unterschiedlichen Wirkungsmechanismen aus unterschiedlichen Wirkungsklassen, Szenarien des Typs II bestehen aus Gefahren mit unterschiedlichen Wirkungsmechanismen aus einer Wirkungsklasse und Szenarien des Typs III sind nicht relevant, da sie aus Gefahren desselben Wirkungsmechanismus aus derselben Wirkungsklasse bestehen (Abb. 4.2.5).

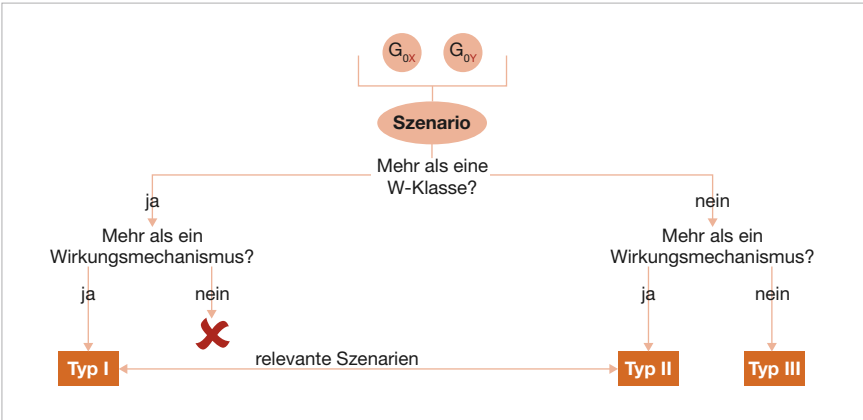



Abb. 4.2.5: **Prüfung der Relevanz von Szenarien anhand ihrer Wirkungsklassen**

Gemäß dem oben definierten Ansatz für ‚relevante Szenarien' erhält man nun Kombinationen von G0-Gefahren des Typs I oder II, die gegenüber den Einzelgefahren mehrere Wirkungsmechanismen aufweisen bzw. zusätzlich mehrere Wirkungsklassen aufweisen (Typ I).

### 4.2.1 Klassifizierung ‚relevanter Szenarien'

Eine Möglichkeit, eine ggf. identifizierte Szenarienvielfalt zu reduzieren, besteht z. B. darin, Szenarien (bzw. die zugrunde liegenden Gefahren G0) hinsichtlich ihres Eintretens zu unterscheiden nach ‚bereits eingetreten', ‚derzeit möglich, aber noch nicht eingetreten' und ‚noch nicht eingetreten, zukünftig (aber) möglich'. Neben einer typischen Gefahreneinschätzung auf Basis möglicher

Gefahren (‚derzeit möglich') erhält man damit über eine sehr konservative Gefahreneinschätzung (‚bereits eingetreten') hinaus insbesondere auch eine zukunftsgerichtete Einschätzung (‚noch nicht eingetreten, zukünftig aber möglich').

Für die ‚konservative Gefahreneinschätzung' verringert sich nach den exemplarisch vorgenommenen Bewertungen die Liste der möglichen Gefahren. Ausgehend von der Aufschlüsselung der einzelnen Wirkungsmechanismen jeder Gefahr, ergibt sich als Ergebnis eine durchaus überschaubare Übersicht über mögliche Szenarien, bei denen, wie oben dargestellt, jeweils eine Wirkungsklasse (und damit ein Wirkungsmechanismus, Szenarien der Klasse I) mehr berücksichtigt ist als bei den zugrunde liegenden Einzelgefahren (siehe Abb. 4.2.6).

| **Gefahren $G_0$** | • Hochwasser/Überschwemmung/ Sturmflut | • Wind(-geschwindigkeit/-„form") • Sturm/Tornado/Hurrikan/Orkan … | • Regen | • Schnee(sturm) | • Hagel | • niedrige Temperatur/Frost (< 0 °C) | • (Blitz-)Eis | • Hitze(welle) | • Blitz | • Explosion/Druckwelle | • („Struktur"-)Brand |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| • Hochwasser/Überschwemmung/ Sturmflut | | | | | | X | | X | X | | X |
| • Wind(-geschwindigkeit/-„form") • Sturm/Tornado/Hurrikan/Orkan … | | | | | | X | | X | X | | X |
| • Regen | | | | | | X | | X | X | | X |
| • Schnee(sturm) | | | | | | | | | X | X | |
| • Hagel | | | | | | X | | X | X | | X |
| • niedrige Temperatur/Frost (< 0 °C) | | | | | | | | | | X | |
| • (Blitz-)Eis | | | | | | | | | X | X | |
| • Hitze(welle) | | | | | | | | | | X | |
| • Blitz | | | | | | | | | | X | X |
| • Explosion/Druckwelle | | | | | | | | | | | X |
| • („Struktur"-)Brand | | | | | | | | | | | |

Abb. 4.2.6: **Szenarien, bei denen beide Gefahren bereits eingetreten sind**

Die aufgelisteten Gefahren können als G0 direkt auf die Strukturen der Stromversorgung einwirken und sind in der Vergangenheit in Deutschland aufgetreten. Mit einem X sind die Szenarien markiert, die die Forderung an ein ‚relevantes Szenario' erfüllen: In Kombination haben sie gegenüber beiden Einzelgefahren mindestens einen zusätzlichen Wirkungsmechanismus.

Es zeigt sich bei der Aufstellung dieser Übersicht, dass sich unter den genannten Rahmenbedingungen (Szenarien der Klasse I; ausschließliche Berücksichtigung bereits aufgetretener Gefahren) ausschließlich ‚relevante Szenarien' bilden lassen, die aus zwei Gefahren bestehen. Es lassen sich keine Szenarien aus drei Gefahren identifizieren, die gegenüber den relevanten Szenarien aus zwei Gefahren noch einen weiteren zusätzlichen Wirkungsmechanismus umfassen.

Hierzu ist folgende Anmerkung zu beachten: Alle oben benannten bzw. aufgezeigten Szenarien sind aus Gefahren gebildet, die in Deutschland aufgetreten sind. Da z. B. nicht alle in Deutschland bereits eingetretenen Gefahren auch überall in Deutschland auftreten können, wird sich bei Berücksichtigung regionaler bzw. lokaler Gegebenheiten die Anzahl möglicher Szenarien weiter reduzieren.

Weitere Szenarienreduzierungen lassen sich z. B. dadurch erreichen, dass man nur Gefahren betrachtet, denen eine besondere Bedeutung beigemessen werden kann. ‚Gefahren von besonderer Bedeutung' sind z. B. (Einzel-)Gefahren, die unabhängig von ihren Wirkungsmechanismen schwer zu beherrschen sind, weil sie höhere Anforderungen an die Einsatzkräfte stellen (z. B. hinsichtlich Reaktionszeit oder Ressourcen). Kriterien für solche schwer beherrschbaren Gefahren sind z. B. ‚Vorlauf-/mögliche Reaktionszeit' sowie ‚räumliche und zeitliche Ausdehnung'. Lang anhaltende, großflächige und kurzfristig auftretende Gefahren lassen sich schwerer beherrschen als andere. Dies gilt nicht nur für einzelne Gefahren, sondern insbesondere für nach obiger Methodik kombinierte, ‚relevante Szenarien', die nicht nur verschiedene Wirkungsmechanismen aufweisen, sondern deren einzelne Gefahren auch ‚lang anhaltend', ‚großflächig' und ‚kurzfristig' wirken. Eine entsprechende Szenarienbildung ist in Abbildung 4.2.7 dargestellt.

Es zeigt sich, dass sich nach der hier vorgestellten Methodik einzig das Szenario ‚Hochwasser im Winter' dadurch auszeichnet, dass es sowohl kurzzeitig auftreten als auch lang anhaltend und großflächig sein kann.

| | Wirkung | | Ereignisse in Deutschland | | | Gefahrenparameter | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gefahren | | | | | | Dauer | | | zeitlicher Verlauf | | | räumliche Ausdehnung | | |
| | direkt ($G_0$) | indirekt (> $G_0$) | bereits eingetreten | potenziell (z. Zt.) möglich | zukünftig möglich (Entwicklung) | kurz (max. Std.) | mittel (max. 2 Tg.) | lang anhaltend (> 2 Tg.) | kurzfristig (überraschend) | mittelfristig („warnbar") | langfristig („planbar") | lokal | regional | übergegional |
| Hochwasser/ Überschwemmung/ Sturmflut | X | – | X | – | – | X | X | X | X | X | X | X | X | X |
| niedrige Temperatur/ Frost (< 0 °C) | X | – | X | – | – | X | X | X | X | X | X | X | X | X |

Abb. 4.2.7: **Die Gefahren Hochwasser und Frost wirken langanhaltend, großflächig und kurzfristig.**

Ob relevante Szenarien aber auch tatsächlich zu einem Stromausfall führen, hängt von der Kritikalität der Strukturen ab, auf die sie treffen sowie von der ‚Stärke' der Wirkungsmechanismen der Szenarien und dem Maß der Verwundbarkeit der Struktur.[12]

### 4.2.2 Erweiterung des Modells um die Wirkungsklasse Mensch

*Simon Ludäscher, Heinz-Willi Brenig*

Über den reinen Technikaspekt hinaus hat im Rahmen einer zuverlässigen Stromversorgung der Mensch eine zentrale Bedeutung. Der Mensch tritt dabei in zwei Rollen auf: Einmal kann er durch aktives Handeln in die technischen Abläufe des Stromversorgungssystems eingreifen, andererseits kann er ausfallen und damit durch fehlendes Handeln Fehler auslösen. In beiden Fällen lässt sich argumentieren, dass es sich um indirekte Wirkungen handelt, dass also der Mensch Teil einer Gefahrenkette, aber keine direkt einwirkende Gefahr (G0) ist.

12 Wie diese Verwundbarkeit gegenüber bestimmten Gefahren mit Hilfe neuartiger Verfahren berechnet werden kann, wird in Kap. 6.7 sowie im Anhang A detailliert dargestellt.

Die technischen Wirkungsklassen werden daher demgegenüber als ‚zentrale Wirkungsklassen' bezeichnet. Da der Mensch ein elementarer Systembestandteil ist, kann es aber sinnvoll sein, auch die Wirkungsmechanismen näher zu betrachten, die den Menschen betreffen, sei es indem sie ihn zu unsachgemäßem Verhalten animieren oder zu seinem Ausfall führen. Dabei sollte der Schwerpunkt auf den Menschen als Systembestandteil gelegt werden, also auf das Personal. Mögliche intentionale Handlungen von Externen werden über die technischen Wirkungsklassen bereits gut abgedeckt.

Ein Vorschlag, wie eine solche Klassifizierung aussehen könnte, ist die Einteilung in die folgenden vier Wirkungsklassen in Bezug auf das Personal:

- ‚Verfügbarkeit': Personal steht nicht in ausreichender Quantität zur Verfügung.
- ‚Zuverlässigkeit': Die erwartete und notwendige Leistung wird nicht in hinreichendem Maße erbracht.
- ‚Loyalität': Das gegenseitige Vertrauen zwischen Arbeitgeber und Arbeitnehmer ist erschüttert.
- ‚Qualifikation': Das Personal bietet nicht die notwendigen Fähigkeiten und Kenntnisse.

**Verfügbarkeit**

Sind nicht ausreichend viele Mitarbeiter mit der richtigen Qualifikation einsetzbar, kann dies die Prozesse in der Stromversorgung beeinträchtigen. Dabei sind nach Romeike und Hager sowohl Bedarfslücken (funktionsbezogen, quantitativ) als auch Potenziallücken (personenbezogen, qualitativ) zu betrachten (Romeike & Hager 2009).

Stromausfälle können beispielsweise verursacht werden, wenn durch Krankheit viele Mitarbeiter oder bestimmte Wissens- und Fähigkeitsträger (core staff) ausfallen, sodass der Betriebsablauf gestört wird oder auftretende Störungen nicht mehr adäquat bearbeitet bzw. behoben werden können. Infolgedessen könnte ein großflächiger oder lang anhaltender Ausfall eintreten.

Weitere Gefahren, die über die Wirkungskette die Verfügbarkeit von Mitarbeitern beeinflussen, sind Streiks, zerstörte Infrastrukturen, zum Beispiel unpas-

sierbare Zuwege aufgrund von extremen Naturereignissen, oder auch persönliche Betroffenheit bei Unfällen oder Anschlägen.

**Zuverlässigkeit**

Menschliche Leistungen zeichnen sich durch komplexes und flexibles Denken und Handeln aus. Die Randbedingungen für die zuverlässige Erbringung menschlicher Leistungen in der erwarteten Form sind jedoch nicht immer begünstigend, sodass es zu menschlichen Fehlern kommen kann. Motivation, aber auch die Ernsthaftigkeit der Durchführung von Aufgaben (Gefahr der Leichtfertigkeit), sowie auch Über- und Unterforderung spielen eine zentrale Rolle.

Es wird davon ausgegangen, dass das System ‚Stromversorgung' derart ausgelegt ist, dass menschliche Fehler weitgehend vermieden werden. Umso intensiver sind äußere Randbedingungen zu betrachten, die die Zuverlässigkeit von außerhalb der Systemgrenzen der Stromversorgung beeinflussen können. Menschliche Fehler führen zu Bearbeitungsfehlern und damit zu Störungen im Betriebsablauf. Derartige Störungen werden meist aus der Interaktion von Mensch-Maschine-Systemen hergeleitet und begünstigen Ausfälle in der Stromversorgung.

Gefahren, die auf die Zuverlässigkeit der Mitarbeiter einwirken, können auch Reputationsverlust der Einrichtung, eine Gefährdung der sozialen Sicherheit, rechtliche Auseinandersetzungen oder Unzufriedenheit im Arbeitsverhältnis sein.

**Loyalität**

Defizite in der Loyalität der Mitarbeiter zeigen sich in einem erschütterten Vertrauensverhältnis und fehlender Identifikation mit dem Unternehmen. Wird beispielsweise die Unternehmensstrategie nicht durch alle Mitarbeiter getragen, kann die Bereitschaft der Mitarbeiter, die arbeitsvertraglich vereinbarte Leistung zu erbringen, sinken. Derartige Anpassungskonflikte sind durch Misstrauen zwischen Unternehmen und Mitarbeiter geprägt. Die Identifikation der Mitarbeiter mit dem Unternehmen und mit ihrer Arbeit sinkt, Gleichgültigkeit kann Einzug halten. Die Qualität und Quantität der Arbeitnehmerleistung

könnte dann nicht den betrieblichen Erfordernissen entsprechen, sodass der Betriebsablauf gefährdet ist.

Die Loyalität der Mitarbeiter kann zum Beispiel durch Werteverlust, durch den Austritt von Mitarbeitern oder durch eine Schwächung der sozialen Sicherheit gefährdet werden.

**Qualifikation**

Bei der Wirkungsklasse ‚Qualifikation' werden die Defizite betrachtet, die dadurch entstehen, dass Mitarbeiter die in der Arbeitsplatzbeschreibung aufgezeigten Erwartungen an ihre Fähigkeiten und Kenntnisse nicht erbringen können.

Beispielsweise besteht durch den demografischen Wandel, durch Fluktuation und Fachkräftemangel die Herausforderung, entsprechend qualifiziertes Personal zu gewinnen und auszubilden. Tritt ein Mangel in dieser Hinsicht auf und kann der Bedarf an zur betriebsgemäßen Durchführung entsprechend qualifiziertem Personal nicht bedient werden, können derartige Defizite einen lang anhaltenden und großflächigen Stromausfall zumindest begünstigen.

# 5

# Systemerfassung und Kritikalitätsanalyse

*Benjamin Lambrecht*

Die in Kapitel 4 beschriebene Szenarienbildung beschäftigt sich mit den relevanten Einwirkungen auf das Stromversorgungssystem. Um nun zu ermitteln, für welche Systembestandteile eine Risikoanalyse besonders wichtig ist, werden in einem vorgelagerten Schritt eine Systemerfassung und eine Kritikalitätsanalyse durchgeführt.

Durch die Systemerfassung wird eine Liste der zu betrachtenden Prozesse und ihrer jeweiligen Unterprozesse erstellt. Diesen können dann wiederum die dafür notwendigen Elemente zugeordnet werden. Durch die Systemerfassung werden alle Bestandteile der Prozesse und ihre Abhängigkeiten sichtbar.

Die Kritikalitätsanalyse versetzt Betreiber von Kritischen Infrastrukturen in die Lage, sich in der Risikoanalyse auf die relevanten Prozesse zu konzentrieren. Sie priorisiert die kritischen Prozesse und Elemente, die als Informationsgrundlage zur Ermittlung und schließlich Bewertung der Risiken benötigt werden. Kritikalität wird dabei verstanden als „relatives Maß für die Bedeutsamkeit einer Infrastruktur in Bezug auf die Konsequenzen, die eine Störung oder ein Funktionsausfall für die Versorgungssicherheit der Gesellschaft mit wichtigen Gütern und Dienstleistungen hat“ (BMI 2009a, S. 5).

Sowohl für die Systemerfassung als auch für die Kritikalitätsanalyse wird ein generisches, also allgemeingültiges Vorgehen vorgestellt, welches sich auf unterschiedliche Teilbereiche der Stromversorgung anwenden und präzisieren lässt, welches aber gleichzeitig einen Überblick über das gesamte Stromversorgungssystem ermöglicht.

## 5.1 Systemerfassung

In die Systemerfassung werden folgende Informationen für alle Prozesse, die in der Risikoermittlung betrachtet werden sollen, aufgenommen:

- Eingabe(n) (Input)
- Ergebnis(se) (Output)
- Beschreibung der Funktion/der operationellen Ziele
- Organisationseinheit und Verantwortlicher
- Für den Prozess relevante Elemente
- Schnittstellen zu anderen internen und externen Prozessen

Die Angaben sollen in Detaillierungsgrad und Generalisierung der untersuchten Prozessebene entsprechen. Wie aus Abbildung 5.1.1 deutlich wird, reicht beispielsweise als Information für die stark generalisierte Prozessebene ‚Elektrizitätsversorgung' als Eingabe ‚Primärenergie' und als Ergebnis ‚Strom beim Kunden' aus.

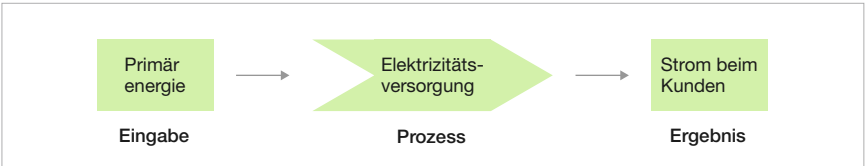



Abb. 5.1.1: Prozessmodell zur Stromversorgung

Bei der Systemerfassung kann ein bereits vorliegendes Geschäftsprozessmodell, etwa aus dem Qualitätsmanagement, der Geschäftsprozessoptimierung oder aus dem Workflow-Management als Basis genutzt werden.

Wenn kein geeignetes Geschäftsprozessmodell vorliegt und die Systemerfassung ganz oder zu einem großen Teil neu durchgeführt werden muss, kann die

Erfassung, Beschreibung und Modellierung der Prozesse parallel zur Kritikalitätsanalyse erfolgen. Es werden dann nur Elemente relevanter Prozesse und Teilprozesse relevanter Hauptprozesse aufgenommen. Der Aufwand für die Erfassung wird damit reduziert. Im Ergebnis steht in beiden Fällen eine tabellarische Darstellung der Haupt- und Teilprozesse, die für ein Risikomanagement in der Stromversorgung zu berücksichtigen sind.

Bei der Systemerfassung entsteht über die Aufspaltung in Teilprozesse bis zum kleinsten noch sinnvollen und selbstständigen, in sich abgeschlossenen Teilprozess, ein systematischer Überblick über alle Prozesse in Form eines Modells der Prozesse und der jeweils daran beteiligten Teilprozesse bis n-ter Ordnung. Auf Ebene der Teilprozesse werden die relevanten Elemente zugeordnet (s. Abb. 5.1.2).

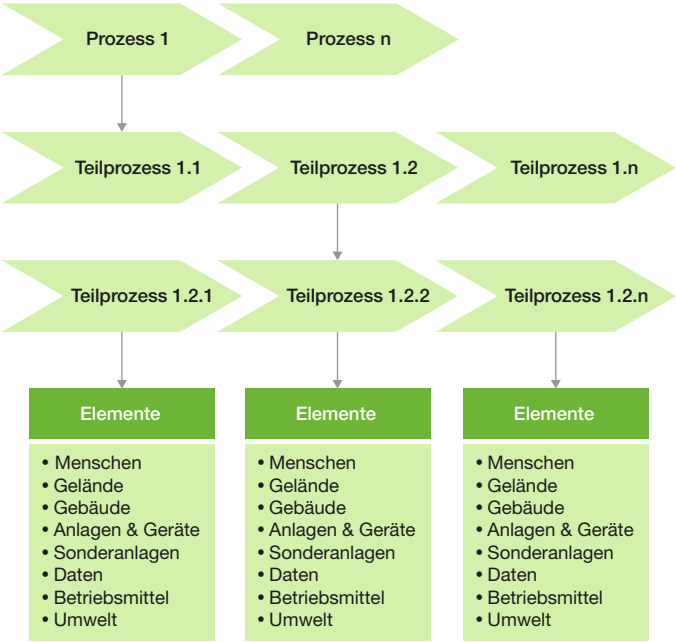



Abb. 5.1.2: **Prozesse, Teilprozesse und Elemente**

Die für einen Prozess notwendigen materiellen und immateriellen Mittel werden als Elemente bezeichnet. Im Hinblick auf ihre Kritikalität in Bezug auf das Ergebnis eines Prozesses lassen sich nach BMI 2011 acht Risikoelemente unterscheiden: 1) Menschen (Personal, sonstige Anwesende), 2) Gelände, 3) Gebäude, 4) Anlagen und Geräte, 5) Einrichtungsspezifische Sonderanlagen und Sondergeräte, 6) Daten und Unterlagen, 7) Betriebsmittel und 8) Umwelt (BMI 2011, S. 15 f.).

## 5.2 Kritikalitätsanalyse

Die Betrachtung der Kritikalität findet aus Sicht der Bevölkerung bzw. der Gesellschaft statt. Die Fragestellung lautet dementsprechend: Wie relevant ist der Ausfall eines Prozesses oder Elements der Elektrizitätsversorgung für die Versorgung der Bevölkerung? Dabei ist ein Ausfall als relevant anzusehen, wenn er, in Anlehnung an die Definition von Kritischen Infrastrukturen, „nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen“ (BMI 2009a, S. 3) hervorrufen kann.

Zu beachten ist, dass die Kritikalitätsanalyse keine Aussage über das letztendliche Risiko trifft. Sie berücksichtigt keine Auswirkungen der Szenarien, die über die reine Unterbrechung der Stromversorgung selbst hinausgehen. Ebenfalls wird keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls getroffen.

Die Kritikalitätsanalyse wird in folgende Teilschritte unterteilt:

1. Festlegung der Kriterien, Klassengrenzen und Schwellenwerte
2. Systemerfassung (Abhängig von der Komplexität des zu untersuchenden Systems gilt es, die Mechanismen zu verstehen und überschaubar zu gliedern. Dann werden die Geschäftsprozesse und Elemente erfasst, beschrieben und modelliert.)
3. Kritikalitätsermittlung der Geschäftsprozesse
4. Kritikalitätsermittlung der Elemente

Dabei greift die Kritikalitätsanalyse, wie Punkt 2 zeigt, auf die Systemerfassung zurück, um die Abhängigkeiten der Prozesse darzustellen. Ihr entsprechen dabei Ansätze der zum ‚Business Continuity Management‘ gehörenden Methode der ‚Business Impact Analysis‘. Der Vergleich existierender Methoden zur Untersuchung operationeller Risiken (DIN EN 31010; EURACOM o. J.) zeigt, dass sich die Ausrichtung des Business Continuity Managements am besten mit der Zielsetzung deckt, die Versorgung (in diesem Fall mit Strom) aufrechtzuerhalten. Wie in der Business Impact Analysis sind die Hauptparameter für die Kritikalität in der beschriebenen Methodik die Auswirkungen und die Zeit (BCI 2005, S. 6).

Um für einzelne Prozesse oder Elemente genau die Konsequenzen ihrer Störung oder ihres Ausfalls statistisch zu ermitteln, liegen zu wenig historische Ereignisse und Zahlen vor. Auch Modelle und Simulationen existieren nur für wenige Prozesse und Prozessebenen. Zumindest lassen die bestehenden bzw. (öffentlich) zugänglichen Quellen mit vertretbarem Aufwand noch keine umfassende und ausreichend genaue Ermittlung der Konsequenzen zu (INL 2006). Als Informationsquelle über die Konsequenzen einer Störung oder eines Ausfalls von Prozessen oder Elementen kann somit einzig die Einschätzung von Experten herangezogen werden.

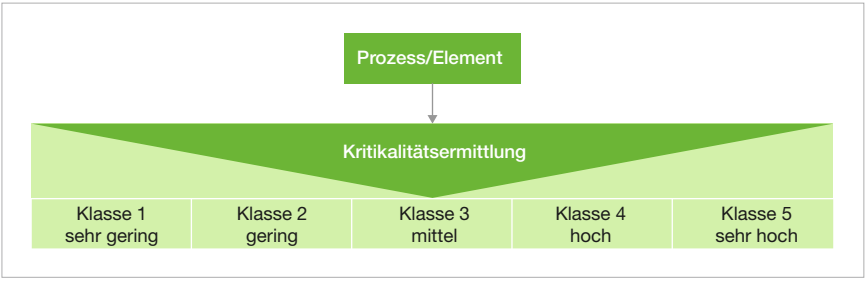



Abb. 5.2.1: **Kritikalitätsermittlung und Klasseneinteilung**

Die Kritikalitätsanalyse soll eine Priorisierung der untersuchten Prozesse und Elemente ermöglichen. Da die Methode einer Ermittlung anhand von Experteneinschätzungen nicht die Objektivität und mathematische Genauigkeit haben kann wie beispielsweise auf Basis von realen Ereignissen, bietet es sich an, ein semi-quantitatives Verfahren mit Darstellung der Ergebnisse in Klassen zu nutzen. In diesem Zusammenhang hat sich eine Einteilung in fünf Klassen als zweckmäßig erwiesen.[13] Die Zuordnung der Prozesse und Elemente entsprechend den Konsequenzen ihrer Störung oder ihres Ausfalls, also ihrer Kritikalität, geschieht dabei in die Klassen 1 (sehr geringe Auswirkungen) bis 5 (sehr starke Auswirkungen). Der Vorgang und die Klassen sind in Abbildung 5.2.1 skizziert.

‚Zeitdauer des Ausfalls'. Die Dauer eines Ausfalls allerdings hängt stark von der Wiederanlaufzeit ab, oft gemessen als ‚Mean Time to Repair' (MTTR, mittlere

13 Die Wahl von fünf Klassen erfolgt in Anlehnung an die Einteilung für das Schadensausmaß in der Risikomatrix der Risikoanalyse (vgl. BBK 2010).

Dauer der Wiederherstellung nach einem Ausfall) der betroffenen Prozesse und Elemente, und damit von der Verwundbarkeit. Daher bietet sich der ‚Zeitraum vom Ausfall des Prozesses/Elements bis zum Ausfall des Services' als Kriterium an, also die Zeitdauer, die zwischen dem Ausfall des Bestandteils und einem Stromausfall zu erwarten ist.[14]

Bei der Ermittlung ist von einem Reasonable-Worst-Case-Szenario[15] auszugehen. Auf die Elektrizitätsversorgung bezogen heißt das beispielsweise, ein Leistungsausfall ist für den Tag der Jahreshöchstlast zu betrachten. Es ist bei der Untersuchung immer vom ungünstigsten anzunehmenden Fall auszugehen.

Die Werte der Klassengrenzen sind für jede Kritikalitätsanalyse individuell festzulegen. Wichtig ist aber, dass die Werte innerhalb einer Kritikalitätsanalyse nicht geändert werden, da die Ergebnisse dann nicht mehr vergleichbar wären und keine sinnvolle Rangfolge mehr ermittelt werden könnte.

Exemplarisch wurde im Forschungsprojekt GRASB, auf dem diese Veröffentlichung beruht, eine Kritikalitätsermittlung für die Elektrizitätsversorgung in Deutschland durchgeführt. Dabei wird ein Vorschlag für die Anwendung der Kriterien ‚Auswirkung' und ‚Zeit' gemacht.

Die Auswirkungen werden anhand des Kriteriums ‚Anzahl Betroffener' erfasst und anhand des Anteils an der Gesamtbevölkerung in die Auswirkungsklassen 1 (sehr gering) bis 5 (sehr hoch) eingestuft. Da die Anzahl Betroffener nicht in jedem Fall unmittelbar bekannt ist, wird als Alternativkriterium der ausfallende ‚Anteil des Services' in Prozent der Gesamtleistung in Megawatt vorgeschlagen. Der Bezugspunkt ist dabei die Jahreshöchstlast.

14 Weitere Kriterien finden sich z. B. in BMI 2011, S. 18; BSI 2008b, S. 34; Harnser Group 2010, S. 6 ff.

15 Der Begriff reasonable (angemessen) ist in diesem Zusammenhang nicht eindeutig definiert. Hier wird er zur Abgrenzung zu einem reinen Worst-Case-Szenario gebraucht. Das Reasonable-Worst-Case-Szenario ermöglicht es, theoretisch denkbare Szenarien, die aber äußerst unwahrscheinlich sind, auszuschließen, damit der unverhältnismäßige Einsatz von Ressourcen verhindert wird. Die jeweilige Definition muss individuell für jeden Anwendungsfall erfolgen.

Für das Kriterium ‚Zeitraum vom Ausfall des Prozesses/Elements bis zum Ausfall des Services' wurden die sieben Klassen ‚Sekunden', ‚Minuten', ‚Stunden', ‚Tage', ‚Monate', ‚ein Jahr' und ‚Jahre' festgelegt. Je kürzer dieser Zeitraum bei einem Prozess ist, desto wahrscheinlicher wird es, dass sein Ausfall oder seine Beeinträchtigung einen Ausfall des Services, also einen Stromausfall, verursacht und desto größer ist seine Kritikalität, da der Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung des Services entsprechend unmittelbarer ist. Die Zuordnung erfolgt, indem für jeden Prozess für jede Zeitklasse der Wert der Auswirkungsklasse (1-5) eingetragen wird. Darüber wird dann gemittelt und auf die nächste ganze Zahl aufgerundet; das Ergebnis ergibt den Wert der Kritikalität des Prozesses, ebenfalls auf einer Skala von 1-5, ‚sehr gering' bis ‚sehr stark'. Abbildung 5.2.2 macht dieses Vorgehen deutlich.

| | | Anzahl Betroffener (in den Klassen 1 bis 5) bei Ausfall des Prozesses innerhalb von | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Pos. | Prozesse | Sekunden | Minuten | Stunden | Tagen | Monaten | einem Jahr | Jahren | Kritikalität |
| 1. | Erzeugung nach Energieträgern | | | | | | | | |
| 2. | Erzeugung (Fossil) | | | | | | | | |
| 3. | Handel (Wholesale/Retail) | | | | | | | | |
| 4. | Übertragung | | | | | | | | |
| 5. | Verteilung | | | | | | | | |
| 6. | Energiedienstleister – ESP (Vertrieb an Endverbraucher) | | | | | | | | |

Abb. 5.2.2: **Das Kriterium ‚Zeitraum vom Ausfall des Prozesses/Elements bis zum Ausfall des Services'**

Es ist zu beachten, dass es bei der Kritikalitätsanalyse keine Rolle spielt, wie es zu einem Ausfall kommen könnte und wie wahrscheinlich dieser ist. Die Kritikalität eines Prozesses oder Elements beschreibt dessen relative Bedeutung in Bezug auf die Auswirkungen, die sein Ausfall oder seine Störung auf die gesamte Dienstleistung oder Produktion einer Infrastruktur und damit auf die Bevölkerung haben könnte. Für die Beurteilung in der Elektrizitätsversorgung ist es unerheblich, ob ein Stromausfall aufgrund getroffener oder zu treffender

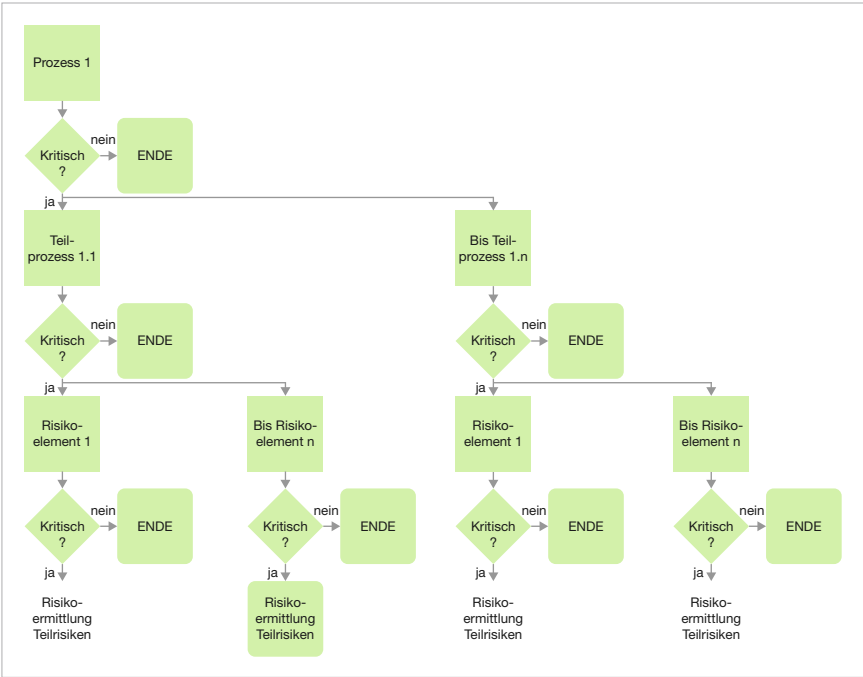



Abb. 5.2.3: **Flussdiagramm Kritikalitätsanalyse**

Schutzmaßnahmen (z. B. Ersatzleitwarte) wirklich hervorgerufen werden kann. Es wird nur untersucht, ob Prozesse oder Elemente bei ihrem Ausfall oder ihrer Beeinträchtigung grundsätzlich zu einem Stromausfall führen könnten. In der Kritikalitätsanalyse wird deshalb zunächst davon ausgegangen, dass der identifizierte Prozess vollständig seine Funktion verliert, dass also beispielsweise beim Ausfall des Prozesses ‚Antrieb Turbine' nicht eine, sondern alle Turbinenantriebe gestört sind. Dieses systematische Vorgehen ist nötig, um Fehler aufgrund gleicher Ursachen nicht vorschnell aus der Analyse zu nehmen. Eine Beurteilung der Wahrscheinlichkeit eines solchen Vorfalls unter Berücksichtigung der dazu führenden Einwirkungen kann später in der Risikoermittlung vorgenommen werden.

Für die Bewertung der Kritikalität der Risikoelemente wurde analog zu der Kritikalität der Prozesse eine Bewertungsskala mit fünf Klassen genutzt. Diese

reicht von der Klasse 1 (‚der Ausfall oder die Beeinträchtigung des Risikoelements kann sehr geringe Auswirkungen auf einen möglichen Ausfall oder die Beeinträchtigung des Prozesses haben') bis zur Klasse 5 (‚der Ausfall oder die Beeinträchtigung des Risikoelements kann sehr starke Auswirkungen auf einen möglichen Ausfall oder die Beeinträchtigung des Prozesses haben').

Die Kritikalitätsermittlung der Geschäftsprozesse erfolgt hierarchisch, von der obersten zur untersten Prozessebene. Für Hauptprozesse, die nicht relevant sind, d. h. deren Kritikalität unter dem definierten Schwellenwert liegt, ist keine Untersuchung der Teilprozesse notwendig. Das Flussdiagramm in Abbildung 5.2.3 zeigt, dass die Untersuchung der zum Hauptprozess gehörenden Teilprozesse und Elemente nur erfolgt, wenn der Prozess der nächsthöheren Gliederungsebene als kritisch erkannt wurde.

Die Prozesse wurden im Projekt maximal bis zur vierten Ebene aufgeschlüsselt; ein weiterer Detaillierungsgrad ist generisch nicht möglich und auch nicht sinnvoll, sondern kann nur betreiberspezifisch erfolgen, da spätestens ab der vierten Prozessebene die Unterschiede im Aufbau und Ablauf zwischen den Unternehmen zu groß werden.[16] Daher wurde auch keine Darstellung als Prozessablaufplan gewählt, sondern als Tabelle, wobei die Erfassung der Prozesse auch in der Tabelle streng dem Prozessmodell von Hauptprozessen und zugehörigen Unterprozessen folgt. Diese Art der Erfassung hat sich außerdem für die systematische Erfassung der Elemente und Abhängigkeiten sowie die Bewertung der Kritikalität als sehr tauglich erwiesen.

---

16 Eine Ausnahme bilden in diesem Zusammenhang die regulierten Bereiche, für die einheitliche Geschäftsprozesse festgelegt wurden. Dazu zählen beispielsweise:

- Der Netzzugang und die Belieferung von Endkunden: Die Bundesnetzagentur hat am 11. Juli 2006 einen Beschluss zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate (Elektrizität) (Az. BK6-06-009: Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE) erlassen. Der Beschluss enthält rechtlich verbindliche Vorgaben zu den Prozessen, die den Netzzugang und die Belieferung von Endkunden regeln. (BNetzA 2006b)
- Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung: Das von der BNetzA in Auftrag gegebene Gutachten „Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich" hat die Prozesse detailliert beschrieben und aufgelistet (BNetzA 2008).

Es wird vorgeschlagen, das Modell bei der Erfassung auf diejenigen Prozesse zu beschränken, die potenziell kritisch sein könnten, also bei deren Ausfall auch ein Stromausfall vorstellbar ist. Unterprozesse werden also nur zu den Hauptprozessen erhoben, deren Kritikalität oberhalb eines Schwellenwertes liegt (im vorliegenden Fall diejenigen, bei denen das Kriterium ‚Anzahl von Betroffenen' Stufe 3 erreichen konnte). Ebenso wird auch bei der Erfassung der Elemente und der Abhängigkeiten vorgegangen.

Im Ergebnis erhält man eine Tabelle der Prozesse auf unterschiedlichen Ebenen, in der die Kritikalität dieser Prozesse dargestellt ist. Die Kritikalität eines Hauptprozesses entspricht der des Unterprozesses mit der höchsten Kritikalität. Die Prozesse der höchsten Kritikalität gehen als Input in die Risikoanalyse ein.

Zusammenfassend kann man sagen, die Kritikalitätsanalyse

- ist eine Voruntersuchung im Rahmen der Risikoanalyse,
- identifiziert relevante Bereiche,
- ordnet die untersuchten Bereiche aufgrund ihrer Kritikalität relativ zueinander,
- nimmt auf dieser Basis eine Priorisierung für die Risikoermittlung vor,
- untersucht unabhängig von einer bestimmten Gefahr und Eintrittswahrscheinlichkeit,
- unterstellt hypothetisch alle potenziell möglichen Störungen oder Ausfälle und
- hat als Maßstab die Auswirkung auf die Versorgungssicherheit mit notwendigen Services.

# 6

# Verwundbarkeit

Die Verwundbarkeit, also die Schadensanfälligkeit eines Schutzgutes gegenüber einem Ereignis (BBK 2011, S. 28), stellt einen wichtigen Bestandteil einer Risikoanalyse dar. Fragt man zum Beispiel: ‚Wie wahrscheinlich ist ein Erdbeben der Stärke sieben?' und: ‚Welches Ausmaß hätte der Schaden bei einem solchen Beben?' (z. B. gemessen im Wert der betroffenen Infrastruktur) – so bildet dieses Fragenpaar den Rahmen einer klassischen Risikobetrachtung; es liefert allerdings zunächst wenig Information über die Zusammenhänge. Zwar stellt das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß eine übliche (aus Unternehmensperspektive wichtig: auch betriebswirtschaftliche) Risikodefinition dar, doch werden nach diesem Schema viele Fragen nur indirekt berührt. Die Einwirkung einer bestimmten Größenordnung führt nämlich nicht unmittelbar zu einem bestimmten Schaden. Um die Auswirkungen des Ereignisses abzuschätzen und vor allem in Hinblick auf das Ziel, den Schaden möglichst zu verhindern, müssen weitere Fragen gestellt werden, die zum Teil als höherer Detaillierungsgrad in einer Risikoanalyse vorkommen, zum Teil aber auch als eine andere Schwerpunktsetzung verstanden werden können: ‚Inwiefern ist die Infrastruktur der Gefahr überhaupt ausgesetzt? An welchen Stellen kann ihre Funktionsweise durch das Ereignis beeinträchtigt werden? Wie stark kann diese Beeinträchtigung sein? Welche Eigenschaften der Infrastruktur können die Auswirkungen des Ereignisses abschwächen? Und welche Bestandteile lassen sich im Falle einer Zerstörung schnell und unkompliziert erneuern?'

Der tatsächliche Schaden ist nicht allein von der Stärke des Ereignisses abhängig, sondern maßgeblich von der Funktionsanfälligkeit und der Ersetzbarkeit der Infrastruktur (wobei hohe Funktionsanfälligkeit bedeutet, dass die Funktion der Infrastruktur leicht beeinträchtigt werden kann). Mit Hilfe der Begriffe ‚Verwundbarkeit' und ‚Resilienz' wird der Schwerpunkt der Betrachtung auf das Schutzgut selbst gelegt (in diesem Fall die Infrastruktur), und damit auch auf die Möglichkeiten, Schäden abzumildern oder ganz zu verhindern. Dabei wird die Strominfrastruktur anhand ihrer Prozesse untersucht. Diese setzen sich –

wie bei allen Organisationen – aus einzelnen Prozesselementen zusammen. Die konstituierenden Elemente sind z. B. die im jeweiligen Prozess benötigte IT, weitere Betriebsmittel und insbesondere auch Personal (BMI 2011, S. 15).

Spricht man von Verwundbarkeit (auch: Vulnerabilität, Verletzlichkeit) und Resilienz (häufig definiert als Widerstandsfähigkeit und Anpassungsfähigkeit/ Flexibilität), so ist zu unterscheiden, ob man sich auf die gesamte Gesellschaft bezieht oder auf eines ihrer Teilsysteme. Die Frage ist im ersten Fall, was in dieser Gesellschaft dazu führt, dass Ereignisse dramatische Auswirkungen nach sich ziehen (Verwundbarkeit), bzw. andersherum gefragt, was die Gesellschaft befähigt, so mit einer Einwirkung umzugehen, dass die Folgen weniger katastrophal sind (Resilienz). Wenngleich es viele sehr konkrete und voneinander abweichende Definitionen gibt, kann man Verwundbarkeit und Resilienz daher als gegensätzliche Perspektiven auf dasselbe Phänomen ansehen: Es geht darum, unter welchen Umständen ein Ereignis mehr oder weniger zerstörerische Auswirkungen haben kann.[17]

Überträgt man die Frage der Verwundbarkeit auf die Stromversorgungsinfrastruktur, hat man damit einen Teilaspekt der gesamtgesellschaftlichen Verwundbarkeit im Blick. Im hier beschriebenen Fall ist das Ziel, dass die einzelnen Bestandteile (Strukturen, Prozesse) des Stromversorgungssystems den unterschiedlichen Einwirkungen gegenüber so wenig verwundbar bzw. so resilient sind, dass es nicht zu einem Stromausfall einer bestimmten Größenordnung kommt. Dass ein solcher verheerende Auswirkungen für die Bevölkerung hätte, kann dabei vorausgesetzt werden (Petermann et al. 2010).

Verwundbarkeitskriterien für Kritische Infrastrukturen finden sich in BMI 2011 und Lenz 2009. Dazu zählen interne und externe Abhängigkeiten, Robustheit und vorhandenes Schutzniveau, Pufferkapazität und Anpassungsfähigkeit auf der Seite der Funktionsanfälligkeit, Redundanz und Substituierbarkeit sowie Transparenz und Wiederherstellungsaufwand auf der Seite der Bewältigungskapazität. Diese Kriterien gehen in die in Kapitel 2 vorgestellte Systematik in Form von ‚Barrieren' ein. Die Barrieren sind Maßnahmen zur Reduzierung der Verwundbarkeit bzw. zur Erhöhung der Resilienz und stehen in der Systematik zwischen der Einwirkung eines Gefahrenszenarios und dem Ausfall eines kri-

17 Eine vergleichende Auflistung von Definitionen zu den entsprechenden englischen Begriffen, Vulnerability und Resilience, findet sich in Thywissen 2006.

tischen Prozesses (Funktionsanfälligkeit) oder zwischen dem Ausfall dieses Prozesses und dem Eintritt eines langandauernden großflächigen Stromausfalles (Ersetzbarkeit). Sie werden in Kapitel 7 näher beschrieben.

Zusätzlich zur Erläuterung der Verwendung dieser Barrieren in Kapitel 7, die in der bildlichen Darstellung entlang der Verwundbarkeiten der Prozesse gegenüber den Einwirkungen angeordnet sind, wurden ausgewählte Schwerpunkte zur Verwundbarkeit untersucht, die im Folgenden besprochen werden. Damit werden verschiedene Ziele verfolgt: Zum einen werden Themenkomplexe in größerer Detailtiefe behandelt, die von Experten als besonders relevant für die Sicherheit der Stromversorgung eingeschätzt werden. Zum anderen werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie neuralgische Punkte analysiert und ggf. sicherer gestaltet werden können. Es folgt eine Einordnung der einzelnen Schwerpunkte, ehe in den Teilkapiteln die Ergebnisse erläutert werden.

Unter die relevanten Themenkomplexe fällt das Personal als elementarer Bestandteil kritischer Prozesse. Der Einfluss des Personals auf die Verwundbarkeit des Stromversorgungssystems wird in Kapitel 6.1 betrachtet, wobei auch auf die Verwundbarkeit durch Outsourcing eingegangen wird. Ein eigenes Feld mit spezifischen Anforderungen bildet die Informationstechnologie (IT). Dazu wird in Kapitel 6.2 insbesondere auf die Teilaspekte ‚Anwender'/‚Personal' und ‚Hardware' sowie deren Interaktion mittels Software eingegangen. Die Schnittstelle zwischen Anwender und IT ist ein neuralgischer Punkt im Versorgungssystem. Auswirkungen von Gefahren an dieser Stelle können empfindliche Folgen für das System haben, und gleichzeitig ist die Interdependenz von Mensch und Technik großen Veränderungen ausgesetzt.

Ein Schnittstellenproblem anderer Art, aber ebenfalls mit großer Dynamik, ist die Netzsteuerung. In Kapitel 6.3 wird zunächst betrachtet, wie ein Ausfall, wenn es denn dazu kommt, möglichst begrenzt werden kann. Der Ausfall eines Netzgebietes wird auch als Blackout oder Schwarzfall bezeichnet, die Fähigkeit eines Kraftwerks, auch ohne externe Stromversorgung anfahren zu können, als Schwarzstartfähigkeit. In Kapitel 6.3 wird dazu beschrieben, inwieweit die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken gemeinsam mit dem sogenannten 5-Stufen-Plan zum kontrollierten Lastabwurf von Bedeutung für die Resilienz der Stromversorgung ist. In Kapitel 6.4 geht es dann um die Netzsteuerung zwischen den Verteilern. Es werden Schwachstellen innerhalb von und zwischen den Netzebenen untersucht und dabei technische wie politische Verände-

rungen – vor allem durch die Zunahme Erneuerbarer Energien – in Bezug auf das Stromausfallrisiko berücksichtigt.

Im Stromnetz entwickeln sich großflächige Ausfälle durchaus kaskadenartig: Ausgehend von der ursprünglich lokalen Störung können Blackouts entstehen, die sich über die Regelzonen in der Fläche fortsetzen. Demgegenüber ist aber auch ein flächendeckender Ausfall denkbar, der durch mehrere Einzelausfälle bedingt ist. Eine Ursache für einen solchen Fall könnte sein, dass ein Ereignis/ ein Gefahrenszenario vielerorts gleichzeitig bzw. zeitnah auf versorgungswichtige Bauteile mit demselben Fehler trifft. Die Verwundbarkeit durch systematische Fehler wird daher in Kapitel 6.5 betrachtet.

Die vorgenannten Schwerpunkte behandeln weitgehend allgemeine Fragestellungen zur Verwundbarkeit der Stromversorgung. Darüber wird in Kapitel 6.6 noch einen Schritt hinausgegangen: Es wird gezeigt, dass sich die Verwundbarkeit einer Anlage gegenüber einer Gefahr in einigen Fällen auch exakt berechnen lässt, und zwar unter Berücksichtigung vorhandener Schutzmaßnahmen. In Kapitel 6.6 wird beschrieben, wie die Auswirkungen eines Ereignisses auf Anlagen oder Anlagenteile modelliert werden können. Mit einer solchen Simulation hat man ein Werkzeug an der Hand, mit dem man für bestimmte Fälle eine fundierte Aussage darüber treffen kann, welchen Einfluss die Auswirkungen eines Ereignisses auf eine Anlage/Anlagenteile haben. Außerdem können durch die Untersuchung auch Lösungen zur Schwachstellenbehebung ermittelt werden. Diese können dann wiederum als ‚Barrieren' in die Systematik für das Risikomanagement (siehe Kap. 7) eingebettet werden. Die durchgeführte Untersuchung ist in größerer Detailtiefe in Anhang A dargestellt.

Die hier dargestellten Schwerpunkte dienen also dazu, den Blick des Lesers auf einige Themenkomplexe zu lenken, die in Bezug auf die Verwundbarkeit der Stromversorgungsinfrastruktur besonders zu beachten sind. Jedes Teilkapitel kann für sich als Input zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung gesehen werden, insbesondere in seinem Zusammenwirken mit denjenigen Szenarien, deren Wirkungen durch die jeweilige Verwundbarkeit der Infrastruktur möglicherweise verstärkt werden. Gemeinsam liefern die Verwundbarkeitsschwerpunkte eine Untermauerung der in Kapitel 7 beschriebenen Barrierenbildung im Rahmen der Systematik für das Risikomanagement.

## 6.1 Personal

*Simon Ludäscher, Martin Voß, Heinz-Willi Brenig*

Das System der Stromversorgung besteht aus einer Vielzahl von Systemkomponenten und Prozessen. Einerseits ist Personal dabei als Struktur-/Prozesselement inneren wie auch äußeren Einflüssen ausgesetzt. Andererseits beeinflusst das Personal wiederum die Prozesse. Beide Perspektiven müssen bei der Erweiterung eines Risikomanagementsystems anhand der Systematik nach Kapitel 2 im Rahmen einer Betrachtung der Personalverwundbarkeit berücksichtigt werden.

Der Einfluss auf und von Personal kann als Teilrisiko verstanden werden, das nicht nur ‚harten', sondern auch ‚weichen' Einflussparametern unterliegt. Wie dies anhand von Wirkungsklassen in den Kapiteln 2 und 7 vorgestellten Bow-Tie-Ansatz eingeordnet werden kann, ist in Kapitel 4 erläutert. Generell kann entsprechend dem Bow-Tie-Ansatz nicht nur an den Prozessen bzw. Systemkomponenten, sondern auch an den Barrieren eine direkte oder indirekte Beeinflussung durch Personal erfolgen. Außerdem kann auch die Wirkung von Barrieren eng an die Systemkomponente ‚Personal' gekoppelt sein. An einem fiktiven Beispiel aus dem Objektschutz kann dies verdeutlicht werden: die Struktur ‚Transformatorenstation' (die den Prozess ‚Umspannen elektrischer Energie' durchführt) wird durch eine Barriere ‚Objektschutz', bestehend aus ‚Zaun' und ‚Kameraüberwachung', vor Sabotage geschützt. Wenn sich Unbefugte auf das Gelände einer Transformatorenstation Zugang verschaffen, kann dies hierdurch frühzeitig entdeckt und entsprechend eingeschritten werden. Der Erfolg einer Kameraüberwachung ist jedoch abhängig von der Wahrnehmung des unbefugten Zugangs durch das Sicherungspersonal. Erfolgt diese Wahrnehmung nicht, versagt der Bestandteil ‚Kameraüberwachung' der Barriere ‚Objektschutz'. Damit kann die gesamte Barriere entscheidend geschwächt sein.

Soweit (Teil-)Prozesse Personal als notwendiges Prozesselement enthalten, entsteht hierdurch auch eine personalspezifische Verwundbarkeit. Zum einen als inhärentes Element teils auch kritischer Prozesse im System der Elektrizi-

tätsversorgung hat die Verfügbarkeit des richtigen Personals (mit der richtigen Qualifikation und Einweisung), zur richtigen Zeit, am richtigen Ort und im richtigen Umfang erheblichen Einfluss auf die Gewährleistung einer kontinuierlichen Aufrechterhaltung der Stromversorgung und auf die zügige Behebung von Störungen.

Zum anderen hat Personal in Prozessen Handlungsspielraum und Mitarbeiter beeinflussen Prozesse. In diesen Einflussmöglichkeiten, aber auch -notwendigkeiten, kann ebenfalls eine Verwundbarkeit von Prozessen durch den Faktor ‚Personal' erkannt werden.

Darüber hinaus sind die Randbedingungen, unter denen Menschen in Prozesse eingreifen und sie gestalten, zu berücksichtigen. Diese Randbedingungen sind ständig langfristigen Änderungen unterworfen, welche sich direkt und indirekt auf das Personal auswirken. Individuell und situativ abhängig, passen sich Menschen diesen Änderungen unterschiedlich schnell und flexibel an. Die daraus resultierende persönliche Reaktion kann sich ungünstig auf die Leistung des eingesetzten Personals auswirken.

Unter der als ‚Human Factor' beschriebenen inhärenten Eigenschaft von personalabhängigen Prozessen wird verstanden, dass Menschen nicht kontinuierlich perfekt und ständig gleichmäßig zuverlässig eine Leistung erbringen können. Es kann pauschal angenommen werden, dass unausweichlich ‚menschliche Fehler' entstehen können. Hiermit kann die Begrifflichkeit ‚menschliches Versagen' assoziiert werden, wobei zuverlässige Systeme sich durch ihre Fähigkeit auszeichnen, derartige mögliche Fehler zu berücksichtigen, zu erkennen und schadenshafte Konsequenzen zu vermeiden. Ein Systemaufbau, der dies berücksichtigt, kann im Sinne der Systematik nach Kapitel 2 als eine Barriere gesehen werden, die verschiedene Prozesse des Systems vor Ausfällen schützt. Unternehmen, die ein Technisches Sicherheitsmanagement (TSM) durchführen und sich dieses zertifizieren lassen, begegnen damit ebenfalls personalbezogenen Verwundbarkeiten. Sie stellen unter anderem sicher, dass ihr Personal für die erforderlichen Aufgaben ausreichend eingewiesen ist und haben somit einen Schutzmechanismus für ihre Prozesse etabliert.

Der Faktor ‚Mensch' in Prozessen wird in verschiedenen Fachdisziplinen beleuchtet. Die jeweils fachspezifischen Herangehensweisen beschränken sich auf abgegrenzte Betrachtungen und bieten keine ganzheitlichen Analysen.

Beispielsweise wird das Personal im ökonomischen Sinne als ein Teil der Wertschöpfungskette beschrieben. In der Anlagensicherheit wird hauptsächlich die menschliche Fehlfunktion in der Mensch-Maschine-Interaktion fokussiert. So werden fast ausschließlich menschliche Fehler betrachtet, aber beispielsweise Aspekte der Personal-Verfügbarkeit wie bei einer Pandemie oder Sabotage nicht unbedingt eingeschlossen, ebenso wie vorsätzliche Handlungen. Wie in Kapitel 4 dargestellt, kann der Mensch aber sowohl durch sein Handeln als auch durch sein Nicht-Handeln dazu beitragen, dass technische Prozesse nicht mehr ordnungsgemäß ablaufen und es somit zu einem Ausfall der Stromversorgung kommen kann. Durch das Element ‚Mensch' werden also kritische Prozesse des Stromversorgungssystems gegenüber bestimmten Gefahren verwundbar.

Um die Verwundbarkeit des Stromversorgungssystems in Bezug auf Personal abzuschätzen, können die Wirkungsklassen Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Loyalität und Qualifikation (s. auch Kap. 4) anhand von Indikatoren abgeprüft werden. Für die Verfügbarkeit kann beispielsweise die benötigte personalunabhängige Funktionszeit ermittelt werden, die Abhängigkeit von Zusatzpersonal, die Möglichkeiten des Personaltransfers oder andere Kompensationsmöglichkeiten. Für die Zuverlässigkeit können Zuverlässigkeitsanalysen durchgeführt werden und ermittelt werden, wie abhängig einzelne Prozesse von der Zuverlässigkeit der Mitarbeiter sind. Für die Loyalität kann in Bezug auf die Prozesse die Abhängigkeit von der Teamarbeit der beteiligten Mitarbeiter sowie das Erfordernis von Verantwortung und Selbstständigkeit ermittelt werden. Um einen Indikator für die benötigte Qualifikation zu bestimmen, kann beispielsweise die notwendige Einarbeitungszeit oder die Erfahrung der Mitarbeiter ermittelt werden. Weitere Indikatoren können im Kontext der jeweiligen Organisation entwickelt werden.

Die Abhängigkeit von Personal findet eine Zuspitzung in der Abhängigkeit von externem Personal, also in der Praxis des Outsourcings. Unter dem Begriff wird eine Übertragung von definierten Tätigkeiten eines Unternehmens auf ein anderes verstanden. Arbeits- oder zeitintensive Zusatzaufgaben werden auf einen Vertragspartner übertragen, sodass sich das vergebende Unternehmen auf sein Kerngeschäft konzentrieren kann. Dass dieses Vorgehen nicht unstrittig ist, zeigt das Fragezeichen im viel zitierten Satz „Do what you do best, but outsource the rest?" (Siems & Ratner 2003, S. 13), auf das Behrendt et al. (2009, S. 39) hinweisen und damit auch auf mit dem Outsourcing einhergehende mögliche Probleme aufmerksam machen.

Ausgelagerte Dienstleistungen sind vereinbart und werden vom Vertragspartner geschuldet. Werden sie nicht erbracht, ergeben sich zwar direkt Ansprüche gegen den Partner; dies führt jedoch nicht automatisch dazu, dass der Vertragspartner seinen Verpflichtungen umgehend nachkommt (möglicherweise auch weil er dazu (u. a. finanziell) nicht mehr in der Lage ist). Außerdem geht mit Auslagerung einzelner Prozesse auch der Verlust des im ausgelagerten Bereich aufgebauten Fachwissens einher. Hierdurch ist eine selbstständige adäquate Übernahme der ausgelagerten Prozesse (‚Resourcing') beim Ausfall des Dienstleisters nur unter erschwerten Bedingungen – wenn überhaupt – möglich.

Beim Outsourcing muss allerdings, abhängig vom Verhältnis des Unternehmens zum Auftragnehmer, zwischen mehreren Arten des Outsourcings unterschieden werden[18]. Für die nachfolgenden Betrachtungen genügt eine Unterscheidung zwischen ‚internem' und ‚externem' Outsourcing. Als ‚internes Outsourcing' wird im Folgenden die Übertragung von Aufgaben und Prozessen auf ein dem Hauptunternehmen angegliedertes Tochterunternehmen bezeichnet. Dies ist vergleichsweise unproblematisch, sofern in einem definierten Rahmen weiterhin eine Einflussnahme des Mutterunternehmens möglich ist und das Fachwissen letztlich im Konzern verbleibt. ‚Externes Outsourcing' hingegen meint die vollständige Übertragung von Aufgaben und Prozessen auf ein drittes, unabhängiges Unternehmen, das in keiner gesonderten Beziehung zum Hauptunternehmen steht. In diesem Fall ist eine Einflussnahme abseits der Androhung von Konventionalstrafen nur sehr begrenzt möglich, Fachwissen entsteht und verbleibt beim Dienstleister, eine Übertragung auf den Outsourcer entsteht in der Praxis nicht. Dort verbleibt bei entsprechender Ausgestaltung lediglich die Restkompetenz zur Kontrolle und Abnahme der erbrachten Dienstleistungen.

Outsourcing kann also insgesamt eine Stärkung der Kernkompetenzen eines Unternehmens zur Folge haben, geht jedoch teilweise auch mit Problemen einher. Im Bereich der Energieversorgung ist Outsourcing nicht unüblich und in bestimmten Bereichen auch legislativ vorgegeben, so wie beim Auf- und Ausbau von Übertragungsnetzen, deren Betrieb und beim Auf- und Ausbau von Verteilnetzen (vgl. §§ 6-10 EnWG).

---

18 Beispielhafte Unterscheidungen können u. a. Behrendt et al. (2009, S. 41) entnommen werden.

Da die Energieversorgung zu den Kritischen Infrastrukturen zählt und somit eine besondere Abhängigkeit der Bevölkerung gegeben ist, kommt auch der mit dem Vorgang des Outsourcing verbundenen Anfälligkeit der Stromversorgung eine besondere Bedeutung bei. Es ist Aufgabe der Betreiber, ihre kritischen Prozesse dahingehend zu prüfen, inwiefern sie von externen Dienstleistungen abhängig sind. Werden Abhängigkeiten identifiziert, sind die Verfügbarkeit der Dienstleistung oder des Produktes im Ereignisfall zu prüfen und es ist über Maßnahmen zu entscheiden, die diese Abhängigkeit reduzieren oder die Erbringung der Dienstleistung auf andere Weise absichern.

## 6.2 Verwundbarkeit an der Schnittstelle von Informationstechnologie und anwendendem Personal

*Heiko Klick, Olga Andruschak*

Als Fragestellung zur Verwundbarkeit von Informationstechnologie (IT) wird zum einen beleuchtet, welche Verwundbarkeiten (IT-),Anwender' und (IT-) ‚Hardware' als bedeutende Bestandteile kritischer Prozesse aufweisen. Zum anderen erfolgt eine Analyse von zwei Varianten, wie sich insbesondere das Zusammenspiel von Anwender und Hardware mittels Software auf die Verwundbarkeit von IT auswirkt. Die beiden Varianten stellen sich wie folgt dar:

Variante 1:

Der Zusammenhang bzw. die Interdependenz von Anwender-Personal und IT-Einsatz im Sinne einer Interaktion Mensch ⇔ Maschine wird hier unter dem Aspekt als bedeutend angesehen, dass diese Interaktion zum Teil durch ungleiche Veränderungen geprägt ist. Als Folge der demografischen Entwicklung steigt auch das Durchschnittsalter des Personals der Stromversorgungsunternehmen mit u. a. dem Effekt, dass erfahrene Mitarbeiter von gewohnten, ggf. langjährig benutzten Anwendungen auf neue, teilweise grundlegend unterschiedliche Systeme wechseln müssen (z. B. im Rahmen der Umstellung von analogen Systemen auf softwaregestützte, digitale Technik).

Variante 2:

Neben dem zuvor in Variante 1 beschriebenen Effekt, dass Personal teilweise von lang gewohnter Software auf neue Anwendungen wechseln muss, findet aber auch gegenläufige Veränderung beim eingesetzten Personal statt. Im Zuge des Trends, dass diskontinuierliche Bildungs- und Lebensläufe immer selbstverständlicher werden und die Versorgungsbranche sich auch dem öffnet, kommen zunehmend neue Mitarbeiter ohne vorherigen Versorgungshintergrund zum Einsatz. Damit ergibt sich die Situation, dass ‚neue' Mitarbeiter mit ggf. schon lange vorhandener komplexer Software umgehen müssen.

Als untersuchenswert werden hier beim Zusammenspiel bzw. bei der Konstellation Mensch ⇔ Maschine/Anwendung solche Kombinationen angesehen, bei denen jeweils eine ‚Seite' der Konstellation neu ist, also wenn ‚alter Anwender' auf ‚neue Anwendung' (Variante 1, siehe oben) oder ‚neuer Anwender' auf ‚alte Anwendung' (Variante 2, siehe oben) trifft.

Wie erläutert, wird der Blickwinkel auf die physischen Einwirkungen auf die Hardware sowie auf das Zusammenspiel von Mensch und IT gelegt. Verwundbarkeiten durch virtuelle Einwirkungen, wie sie beispielsweise durch Hacker-Angriffe denkbar sind, werden an dieser Stelle nicht thematisiert. Eine umfassende Darstellung, wie verschiedene Gefährdungen auf IT-Bausteine wirken können und welche Abwehrmaßnahmen es gibt, liefert zum Beispiel der IT-Grundschutz des BSI.

### 6.2.1 Einordnung

Insgesamt wird die Verwundbarkeit der Stromversorgung durch IT so angesehen, dass IT, obwohl sie kein direkter Bestandteil des Stromkreislaufs ist, doch von unmittelbarer Bedeutung ist. Ein IT-Ausfall wird unmittelbar einen Stromausfall bewirken (können). Obwohl weitere Aspekte von Bedeutung sein können (siehe Ausblick in Kap. 9), wird hier gemäß dem zugrunde liegenden Modell (s. Kap. 2) die direkte Verwundbarkeit von IT durch ‚relevante Szenarien' betrachtet.

### 6.2.2 Bedeutung von ‚Anwender' und ‚Hardware' für die Verwundbarkeit der Stromversorgung

Wie oben bereits dargestellt wurde, wird die Bedeutung von IT für die Verwundbarkeit hier so gesehen, dass ihr Ausfall einen unmittelbaren Einfluss auf den Stromfluss hat. Dies schließt den Bereich der IT, für den Anwender vorgesehen sind, ein. Fällt der Anwender aus oder wird er darin beeinträchtigt, Anwendungen vorzunehmen, wird die IT nicht zwangsläufig sofort ausfallen, sondern typischerweise erst, wenn das Eingreifen des Anwenders notwendig ist. ‚Anwender' und ‚Hardware' sind mit ihrer Interaktion als Faktoren anzusehen, die die Verwundbarkeit der Stromversorgungsstrukturen beeinflussen.

In Kapitel 4 wird gezeigt, dass für die Relevanz von Gefahrenszenarien deren Wirkungsklassen bzw. Wirkungsmechanismen von Bedeutung sind. Untersucht man nun die IT-Aspekte ‚Anwender' und ‚Hardware' dahingehend, gegenüber welchen Wirkungsmechanismen sie verwundbar sind bzw. welche Wirkungsmechanismen einen Einfluss auf sie haben können, kommt man zu dem Ergebnis, dass beide Aspekte weitgehend für dieselben Wirkungsmechanismen empfänglich sind: die Wirkungsmechanismen, die einen Einfluss auf (IT-)Hardware haben, haben auch einen Einfluss auf den (menschlichen) Anwender. Zum Beispiel würde eine Überschwemmung gleichermaßen den Menschen am Zugang hindern wie ggf. die Hardware beschädigen, und eine Explosion könnte sowohl dem Menschen als auch der Maschine Schaden zufügen. Über diese Gemeinsamkeiten hinaus sind für den Anwender noch Wirkungsmechanismen zu beachten, die Einfluss auf ihn haben, ohne dass (IT-)Hardware betroffen ist. In Kapitel 4 wurde dafür eine eigene Wirkungsklasse ‚Mensch' definiert.

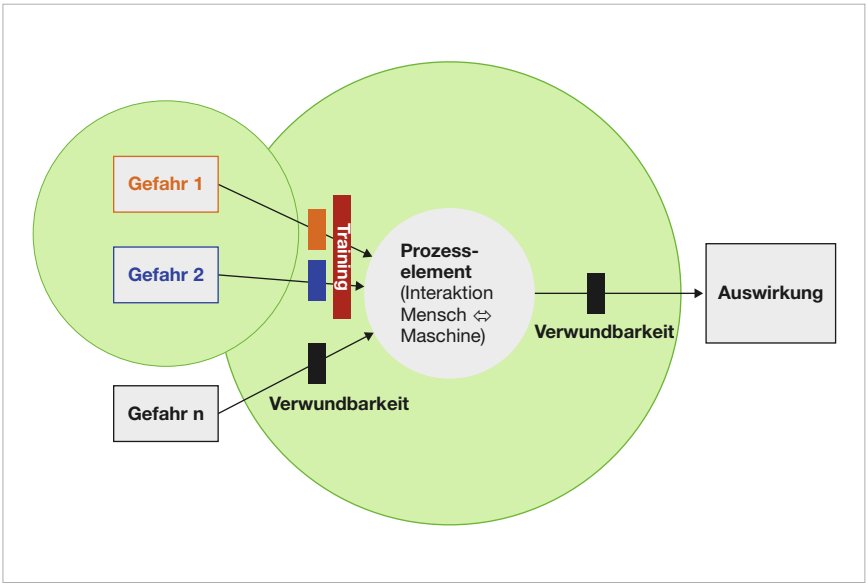



Abb. 6.2.1: Wenn neue Software oder neue Anwender eingesetzt werden sollen, bietet sich als Barriere zum Schutz der Prozesse, die Mensch-Maschine-Interaktionen beinhalten, ein Training an, bei dem die IT-Bedienung im Fall eines Szenarios nach Kap. 4 geübt wird.

Da für ‚Anwender' und ‚Hardware' dieselben Wirkungsklassen relevant sein können (die ‚zentralen Wirkungsklassen'; s. Kap. 4.2.2), lassen sich Barrieren so anlegen, dass sie ‚Anwender' und ‚Hardware' gleichermaßen schützen (können).

Der oben dargestellten Situation, dass beim Zusammenspiel von ‚Anwender' und ‚Anwendung' eine beteiligte Seite neu ist, könnte darüber hinaus z. B. durch darauf abgestimmte Trainings Rechnung getragen werden, bei denen mögliche Reaktionen auf ‚relevante Gefahrenszenarien' geübt werden.

Eine Recherche dazu ergab, dass zwar Trainings angeboten werden, in denen auch Gefahren simuliert und Reaktionen darauf geübt werden. Eine Analyse der simulierten Gefahren zeigt allerdings, dass es sich dabei durchgängig um zwar unterschiedliche Gefahren, aber keine Gefahrenszenarien/-kombinationen handelt, die nach oben dargestellter Methodik entwickelt wurden (s. Kap. 4).

Da für die besondere Situation, dass entweder neue ‚Software' oder neue ‚Anwender' eingesetzt werden (sollen), keine speziellen Trainingsmöglichkeiten für Szenarien im Sinne von Kapitel 4.2 bestehen, kann also eine Barriere ‚Training von Software-Anwendung unter Berücksichtigung von Gefahrenszenarien' potenzielle Verwundbarkeiten deutlich reduzieren (Abb. 6.2.1).

### 6.2.3 Ausblick zu ‚IT-Verwundbarkeit'

Über die oben behandelten Aspekte hinaus sollten unter dem Gesichtspunkt, dass man auch in solchen Fällen auf relevante Szenarien reagieren können sollte, folgende Aspekte (weiter) verfolgt werden:

- Vorgehen bei der Einführung neuer Software bzw. beim Wechsel eines Release-Standes oder beim Software-Update.
- Störeinflüsse von außen auf die logische Ebene von Datennetzen (z. B. durch gezielte botnet attacks vor dem Hintergrund professionalisierter Computer-/Internetkriminalität)

## 6.3 Schwarzstartfähigkeit

*Heiko Klick, Sebastian Meyer*

Eine Eigenschaft, die im Zusammenhang mit Elektrizitätsnetzen vor dem Hintergrund flächenhafter Ausfälle zu diskutieren ist, ist die Schwarzstartfähigkeit, also die Möglichkeit, ein Kraftwerk oder ein Netz aus sich selbst heraus wieder in Betrieb zu nehmen, ohne dass von außen Strom zugeleitet werden muss und ohne dass es von außen gesteuert oder stabilisiert werden muss.

### 6.3.1 Einordnung ins GRASB-Modell

Im Folgenden wird die nachstehende Definition für Schwarzstartfähigkeit benutzt:

„Schwarzstartfähig bedeutet, dass auch dann, wenn die Einspeisung des Eigenbedarfsnetzes ausfällt, noch elektrische Energie bereitgestellt werden kann.“ (Heuck et al. 2007)

Das heißt, dass Schwarzstartfähigkeit tatsächlich erst dann von Bedeutung ist, wenn bereits ein Ereignis stattgefunden hat („wenn die Einspeisung des Eigenbedarfs ausfällt“). Schwarzstartfähigkeit hat daher keine Bedeutung für die Verwundbarkeit einer Struktur, sondern stärkt die ‚Resilienz‘ des Gesamtsystems. Sie stellt einen Schutzmechanismus dar, der greift, wenn es bereits zum Ausfall einer Struktur bzw. eines Prozesses und in Folge zu einem Stromausfall gekommen ist. Durch Schwarzstartfähigkeit kann vermieden werden, dass dieser sich zu einem langandauernden Ausfall entwickelt.

Im Rahmen des Projektes GRASB war es nicht möglich, die tatsächlich vorhandene Schwarzstartfähigkeit und die nach einem großflächigen Stromausfall benötigte Schwarzstartfähigkeit in Erfahrung zu bringen und zu bewerten: Weder die Daten zur vorhandenen noch zur ggf. benötigten schwarzstartfähigen Leistung erwiesen sich als zugänglich.

Allerdings ist Schwarzstartfähigkeit auch nur als ein Element, die letzte Stufe eines mehrteiligen Schutzkonzeptes, anzusehen. Bevor Schwarzstartfähigkeit beansprucht werden muss, wird vorher der sogenannte ‚5-Stufen-Plan' angewendet.

### 6.3.2 Schwarzstartfähigkeit als Teil eines europaweiten Schutzkonzeptes

Die deutsche Stromversorgung ist Teil des europäischen Verbundnetzes, wobei die einheitliche bzw. gemeinsame Frequenz, mit der das Netz betrieben wird, 50 Hz Wechselspannung beträgt. Diese Frequenz ist abhängig vom Gleichgewicht zwischen Leistungserzeugung bzw. ins Netz eingespeister Leistung und angeschlossener Last bzw. angeschlossenen Verbrauchern. Ist dieses Gleichgewicht gestört, stellt sich eine Unter- oder Überfrequenz bei der Netzspannung ein:

- Unterfrequenz ($f_{Netz} < 50$ Hz): erzeugte Leistung < Netzlast
- Überfrequenz ($f_{Netz} > 50$ Hz): erzeugte Leistung > Netzlast

**Unterfrequenz**

Kann die in das Netz eingespeiste Leistung die momentane Leistungsnachfrage nicht decken, kommt es zur Unterfrequenz, die Frequenz sinkt unter den Sollwert von 50 Hz. Um dieses Ungleichgewicht wieder auszugleichen, muss entweder eine Leistungserhöhung oder eine Reduzierung der Last erfolgen. Wie dabei vorzugehen ist, ist insbesondere im Transmission Code für Übertragungsnetzbetreiber (VDN 2007) geregelt.

Der Transmission Code enthält z. B. den oben bereits genannten ‚5-Stufen-Plan', der das Vorgehen in Abhängigkeit von der Frequenzhöhe vorgibt, wobei die in Tabelle 6.3.1 benannten fünf (Netz-)Grenzfrequenzen ($f_{Netz}$) den Plan bestimmen.

Der Lastabwurf erfolgt dabei automatisch mittels sogenannter Schutzrelais. Den Relais wird jeweils die Frequenz, bei der sie den Stromkreis unterbrechen, zugewiesen. Es kommen also im Stromnetz Relais zum Einsatz, die bereits ab einer Frequenz von 49,0 Hz die Versorgung der nachfolgenden Verbraucher unterbrechen (Stufe 2 des 5-Stufen-Plans). Entsprechend gibt es weitere

Relais, die den Stromkreis ab 48,7 bzw. 48,4 Hz unterbrechen (Stufen 3 bzw. 4 des 5-Stufen-Plans). In der Praxis können hier auch zusätzliche Abstufungen vorgenommen werden, um die Netzstabilität nicht durch zu große Lastblöcke zu gefährden. Dann werden nicht nur Flächenlasten (Relais an den Transformatoren), sondern auch Punktlasten (z. B. einzelne Kunden im Mittelspannungsnetz) einbezogen.

| Stufe | Kriterium | Maßnahme |
|---|---|---|
| 1. | fNetz ≤ 49,8 Hz | Alarmierung des Personals und Einsatz zusätzlicher Erzeugungsleistung auf Anweisung des ÜNB, Abwurf von Pumpen |
| 2. | fNetz ≤ 49,0 Hz | Lastabwurf von 10–15 % |
| 3. | fNetz ≤ 48,7 Hz | Lastabwurf von weiteren 10–15 % |
| 4. | fNetz ≤ 48,4 Hz | Lastabwurf von weiteren 15–20 % |
| 5. | fNetz ≤ 47,5 Hz | Abtrennung der Kraftwerke vom Netz |

Tab. 6.3.1: **5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch (nach VDN 2007, S. 65)**

Für die einzelnen Stufen ergibt sich damit die Lastabwurfsituation gemäß Abbildung 6.3.1.

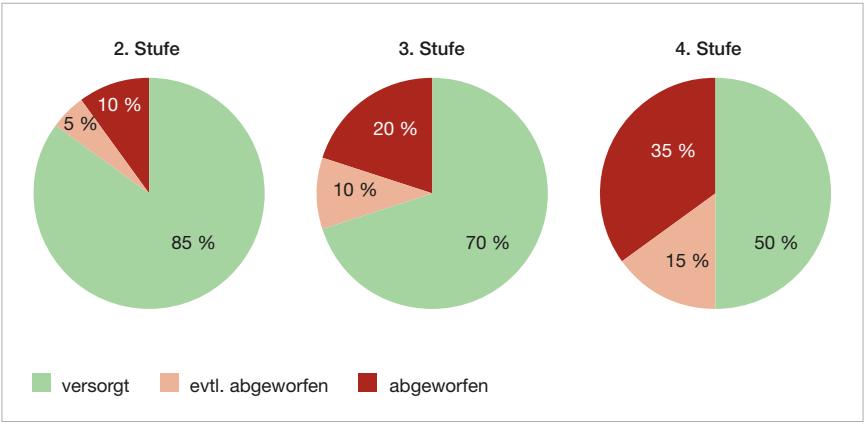



Abb. 6.3.1: **Lastabwurf in den Stufen 2 bis 4 des 5-Stufen-Plans zur Beherrschung von Großstörungen**

Damit die Zuweisung der Auslösefrequenzen diskriminierungsfrei nach dem Gleichbehandlungsgrundsatz erfolgt, können rollierende Umstellungsverfahren verwendet werden. Zum Beispiel wird einem bestimmten Relais, über das bestimmte Verbraucher versorgt werden und das auf der frühen 2. Stufe (49 Hz) ausgelöst hat, anschließend eine Frequenz zugewiesen, bei der es als letztes auslöst (48,4 Hz). Dementsprechend rücken die übrigen Relais in der Auslösefolge auf. Alternativ zur Umstellung nach Ereignissen kann auch eine Umstellung nach vorgegebenen Zeitabständen durchgeführt werden.

Die 5. Stufe ist nicht als Netzstabilisierungsmaßnahme vorgesehen, sie soll vielmehr die leistungserzeugenden Kraftwerke schützen, um so ggf. einen zügigen Netzwiederaufbau zu ermöglichen. Wenn die Frequenz weiter abfällt, drohen Kraftwerksschäden insbesondere an der Turbine aufgrund von Vibrationen bzw. von Betrieb im Resonanzbereich.

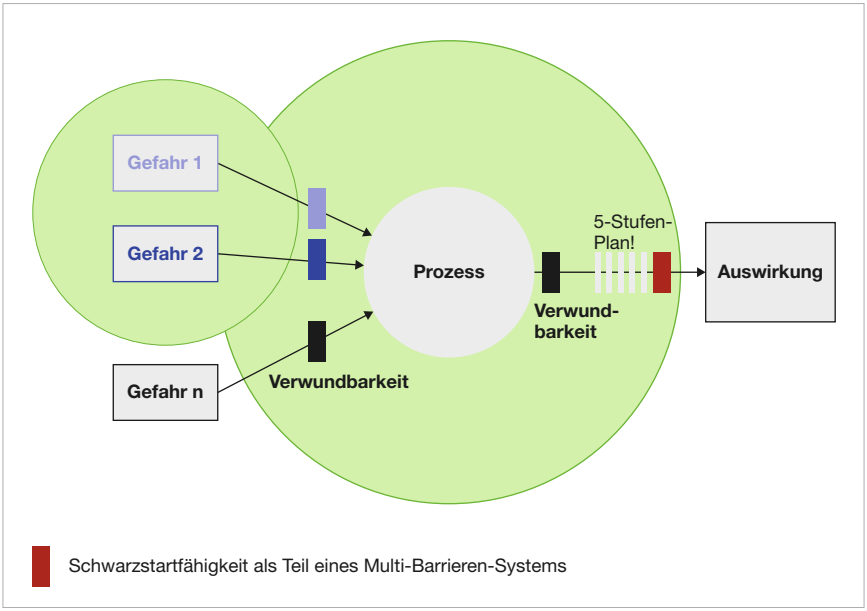



Abb. 6.3.3: Der 5-Stufen-Plan und schließlich die Schwarzstartfähigkeit sind reaktive Maßnahmen, die bei Ausfall eines Prozesses der Stromerzeugung die Auswirkung – lang andauernder und großflächiger Stromausfall – verhindern bzw. mildern können.

Nach ihrer Trennung vom Netz können zumindest Großkraftwerke (mit einer Leistung $P_{el}$ > 100 MW) im sogenannten ‚Inselbetrieb' weiter betrieben werden. Im ‚Inselbetrieb' speisen die Kraftwerke zwar keine Leistung mehr ins Netz ein, da sie vom Netz getrennt sind, aber sie produzieren noch Leistung, um sich selbst ohne fremde Leistung versorgen zu können, den sogenannten Eigenbedarf. Dieses Vorgehen ermöglicht es, das Netz wieder mit Hilfe der noch in Betrieb befindlichen Kraftwerke aufzubauen, wenn die Störung, die zum Ungleichgewicht geführt hat, behoben ist.

Erst wenn nicht (mehr) genügend (Kraftwerks-)Inseln im Betrieb sind (und auch von außerhalb keine Stromlieferungen möglich sind), um den Netzbetrieb wieder aufbauen zu können, wird Schwarzstartfähigkeit benötigt, sodass das Gesamtschutzkonzept gemäß Abbildung 6.3.3 gilt.

## 6.4 Netzsteuerung zwischen den Verteilern

*Aaron Praktiknjo, Arne Grein, Lars Dittmar, Georg Erdmann*

In diesem Kapitel wird analysiert, inwiefern in der Netzsteuerung Verwundbarkeiten bestehen. Darüber hinaus wird insbesondere auch berücksichtigt, wie sich die bereits eingeleitete Energiewende auf das Stromversorgungssystem auswirkt, bei dessen Auslegung die derzeitige Entwicklung nicht absehbar war (s. Kap. 3.1 und 3.2). Es werden organisatorische und technische Verwundbarkeitsaspekte für die Netzsteuerung identifiziert, die sich durch die wachsenden Diskrepanzen zwischen der Auslegungssituation und der sich verändernden Einspeisesituation im Stromversorgungssystem ergeben, und die zu einem Anstieg des Risikos von Stromausfällen führen können. Der Fokus liegt dabei auf dem Anstieg der Erzeugung durch Windkraft und Photovoltaik.

Entscheidend ist im technischen Bereich vor allem die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, also die Übernahme von stabilisierenden Aufgaben im Netz, wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau. Die wachsende Anzahl der fluktuierend erzeugenden Anlagen der Photovoltaik oder Windkraft können nach dem heutigen Stand der Technik keine oder nur in einem stark begrenzten Ausmaß und zu unwirtschaftlichen Bedingungen Systemdienstleistungen anbieten. Diese Systemdienstleistungen sind jedoch notwendig, um eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Auf den Gebieten der Frequenzhaltung, der Spannungshaltung, des Versorgungswiederaufbaus und der Betriebsführung ergeben sich diesbezüglich technische Verwundbarkeitsaspekte. Auf organisatorischer Ebene kann es in Bezug auf das Unbundling und die Stromerzeugung in den Netzen der Verteiler zu einer erhöhten Verwundbarkeit kommen. Im Folgenden werden die genannten Verwundbarkeitsaspekte sowie die Möglichkeiten der Nutzung von Informationstechnologie näher erläutert.

### 6.4.1 Frequenzhaltung

In jeder Regelzone des Verbundnetzes muss, wie bereits in Kapitel 6.3.2 beschrieben, grundsätzlich ein Leistungsgleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme herrschen (VDN 2007). Bei Abweichungen vom Leistungsgleichgewicht drohen ansonsten Abweichungen von der Netzfrequenz (50 Hertz im europäischen Verbundnetz), was letztendlich zur Beschädigung der angeschlossenen elektrischen Anlagen führen kann.

Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch, steigt die Netzfrequenz. Als vorgesehene Maßnahme wird dann die Einspeisung gedrosselt, um das Leistungsgleichgewicht wieder herzustellen. Gegebenenfalls wird auch die Stromentnahme, also der Verbrauch, zusätzlich erhöht. Hierfür steht unter anderem die sogenannte negative Regelenergie zur Verfügung. Überfrequenzen sind derzeit aufgrund der sofortigen Trennung von Photovoltaik-Bestandsanlagen ab einer Netzfrequenz von 50,2 Hz noch problematisch. Wird der Wert erreicht, stellen alle diese Anlagen gleichzeitig die Einspeisung ein. Durch die mittlerweile große Zahl der Anlagen kann dadurch ein erheblicher Anteil der Erzeugung gleichzeitig ausfallen und damit das Netz destabilisieren. Mit der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) 2012 wurde diesem Problem begegnet und die Umrüstung der Wechselrichter wird umgesetzt.

Im umgekehrten Fall, bei Untererzeugung, sinkt die Netzfrequenz. Dem wird begegnet, indem Lasten abgeschaltet werden. Auf Grundlage der Ende 2012 erlassenen Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) erwerben Übertragungsnetzbetreiber das Recht, bestimmte Abnehmer ferngesteuert (oder frequenzgesteuert) vom Netz zu trennen, um somit den Verbrauch zu reduzieren und die Frequenz zu erhöhen. Gelingt dies nicht, greift der 5-Stufen-Plan (s. Kap. 6.3.2), der weitere Maßnahmen zur Erhöhung der Netzfrequenz vorsieht. Kommt es aufgrund des 5-Stufen-Plans zu einem Lastabwurf in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, geschieht dies automatisch über entsprechend parametrierte Frequenzrelais, sobald die festgelegten Frequenzwerte unterschritten werden.

Die Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist abhängig von der Wetterlage. Bei einer höheren Nachfrage (als beispielsweise die prognostizierte) sind diese Anlagen nicht in der Lage, die Erzeugung weiter zu erhöhen.

### 6.4.2 Spannungshaltung

Um in einem Wechselstromsystem die Spannung in den jeweiligen Spannungsebenen des Stromnetzes regeln zu können, ist aufgrund von Induktivität und Kapazität die Verschiebung der Strom- und Spannungsphasen um bestimmte Phasenwinkel wichtig. Für diese Phasenverschiebungen haben bisher vor allem Synchrongeneratoren (rotierende Massen) in Kraftwerken sogenannte Blindleistung für das Netz bereitgestellt. Durch diese Bereitstellung der Blindleistung wird sichergestellt, dass die Verbraucher mit Elektrizität versorgt werden, bei der die Spannung innerhalb von akzeptablen Grenzen liegt, sodass an das Stromnetz angeschlossene Geräte nicht beschädigt werden.

Die vermehrte Einspeisung in das Niederspannungsnetz über Wechselrichter erschwert die Bereitstellung von Blindleistung als Systemdienstleistung zur Spannungshaltung. Eine erschwerte Spannungshaltung erhöht aber das Risiko von Versorgungsproblemen und stellt deshalb eine Verwundbarkeit für die Netzsteuerung dar.

### 6.4.3 Versorgungswiederaufbau

Im Großstörungsfall, wenn Erzeugung und Verbrauch in den regionalen Bilanzkreisen stark auseinandergehen, ist es möglich, dass das Verbundnetz in kleinere Inselnetze zerfällt, sodass die Ausbreitung von kaskadenartigen Stromausfällen begrenzt werden kann. Um die Versorgung nach einem solchen Zerfall wieder aufnehmen zu können, müssen die Inselnetze wieder auf die gemeinsamen Zielwerte geführt werden, bevor sie im Verbund zusammengeschlossen werden können. Von Inselnetzen spricht man auch, wenn in einem schwarzgefallenen Gebiet eine regional begrenzte Versorgung wiederhergestellt ist. Wie auch die Verteilnetzbetreiber (VNB), so erstellt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Systemverantwortlicher für diese Fälle ein Netzwiederaufbaukonzept. Hierfür müssen auch ausreichende schwarzstartfähige Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen (50 Hertz 2008). Der ÜNB schließt dazu bilateral Verträge mit den entsprechenden Kraftwerken. Falls diese Kraftwerke an das Netz eines VNB angeschlossen sind, muss der entsprechende VNB in diesen Prozess integriert werden (für weiterführende Informationen siehe Distribution Code des VDN 2007).

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen für den Fall von großflächigen Stromausfällen in ihren eigenen Versorgungsgebieten ausreichende schwarzstartfähige Kapazitäten zur Verfügung haben. Erneuerbare-Energie-Anlagen wie PV- oder Windkraftanlagen sind zum heutigen Zeitpunkt allerdings technisch nicht in der Lage, die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit anzubieten.

### 6.4.4 Betriebsführung

In der Betriebsführung werden verschiedene Regeln eingesetzt, um das System zu stabilisieren, so zum Beispiel der sogenannte Redispatch zum Engpassmanagement und die Identifikation von Fehlern über sogenannte Kurzschlussleistung.

Redispatches sind eine Möglichkeit, um Netzengpässe zu vermeiden oder zumindest abzuschwächen. Der VDN (2007) definiert Redispatch folgendermaßen: „Unter Redispatch versteht man die präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den ÜNB, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.“ Bei einem Redispatch wird die Erzeugung in dem Bilanzkreis vor dem Netzengpass gedrosselt und die Erzeugung in einem Bilanzkreis hinter dem Netzengpass erhöht.

Die Kurzschlussleistung dient dazu, Kurzschlussstellen im Stromnetz zu identifizieren. An solchen Stellen können messende Schutzsysteme kurzzeitig deutlich erhöhte Stromstärken im betroffenen Netzabschnitt feststellen. Diese Netzabschnitte werden dann von den übrigen getrennt, um die Stabilität des Netzes sicherzustellen. Die Multiplikation der Nennspannung im Normalbetrieb und der Kurzschlussstromstärke ergibt grundsätzlich die Kurzschlussleistung. Die Erfassung der Kurzschlussleistung ist deshalb ein Qualitätskriterium für die Netzstabilität.

Durch die Zunahme von fluktuierenden Erzeugern wird das Engpassmanagement erschwert, da sie einerseits Netzengpässe verursachen, andererseits aber nicht zum Engpassmanagement beitragen können.

Durch die Zunahme der Einspeisung in Mittel- und Niederspannungsnetze sinkt die Bereitstellung von Kurzschlussleistung, was die Fehleridentifikation in Zukunft erschwert und hierdurch die Systemverwundbarkeit insgesamt erhöht.

### 6.4.5 Unbundling

Durch die gesellschaftsrechtliche, operative und informationelle Entflechtung des Strommarktes (s. Kap. 3.2) liegt die Systemverantwortung nach § 13 EnWG nicht mehr bei vertikal integrierten Unternehmen. Solche, über die gesamte Wertschöpfungskette vertikal integrierte Unternehmen hatten unter anderem direkten Zugang zu den relevanten Systeminformationen und konnten auf den Betrieb eines Großteils der Erzeugungsanlagen unmittelbar Einfluss nehmen. Vielmehr liegt die Verantwortung für die Stabilität des Versorgungssystems heute bei Unternehmen (den ÜNB), deren unmittelbarer Einflussbereich sich aufgrund der wettbewerbsrechtlichen Entflechtung nur noch auf einen einzelnen Systemteil beschränkt (die Übertragung). Durch die Trennung von Erzeugung und Übertragung steigt also der Kommunikations- und Koordinationsaufwand der systemverantwortlichen ÜNB, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

### 6.4.6 Stromerzeugung in den Netzen der Verteilnetzbetreiber (VNB)

Auch die vermehrte Einspeisung durch Erzeugungsanlagen in die Verteilnetze führt dazu, dass der Bedarf an Information und Koordination zwischen Systemverantwortlichen und anderen Systemteilnehmern zur Überwachung und Einhaltung der Stabilität in erheblichem Maße weiter steigt.

Diese große Anzahl an Akteuren, welche an der Bewertung und Durchführung von Stabilisierungsmaßnahmen beteiligt sind, erfordert gleichzeitig einen wesentlich komplexeren Koordinationsaufwand für die Systemverantwortlichen. Dies wiederum führt ebenfalls zu einer steigenden Verwundbarkeit in der Netzsteuerung.

### 6.4.7 Informationstechnologie

Mögliche Problemlösungen für die oben genannten Verwundbarkeitsaspekte werden derzeit hauptsächlich in der Implementierung neuer Informationstechnologien gesehen, einem sogenannten intelligenten Stromnetz oder Smart Grid. So schlägt zum Beispiel die Bundesnetzagentur (2007) angesichts des Systemausfalls vom 4. November 2006 zur besseren Kommunikation und Koordination vor, prognostizierte Netzengpässe über digitale Plattformen zu kom-

munizieren. Einerseits wird also die Möglichkeit gesehen, die Verwundbarkeit mit Hilfe eines Smart Grids aufgrund von in Echtzeit abrufbaren Zustandsinformationen oder Steuermöglichkeiten von Anlagen zu beherrschen bzw. zu minimieren. Allerdings steigt mit einer Implementierung solch komplexer Informations- und Kommunikationssysteme gleichzeitig die Verwundbarkeit gegenüber gezielten Angriffen auf diese Infrastrukturen, siehe Eckert & Krauß (2011). Zum jetzigen Zeitpunkt besteht noch erheblicher Forschungs- und Handlungsbedarf bezüglich der IT-Sicherheit von Smart Grids.

### 6.4.8 Verwundbarkeiten der Netzsteuerung im Prozess des Umbaus des Stromversorgungssystems

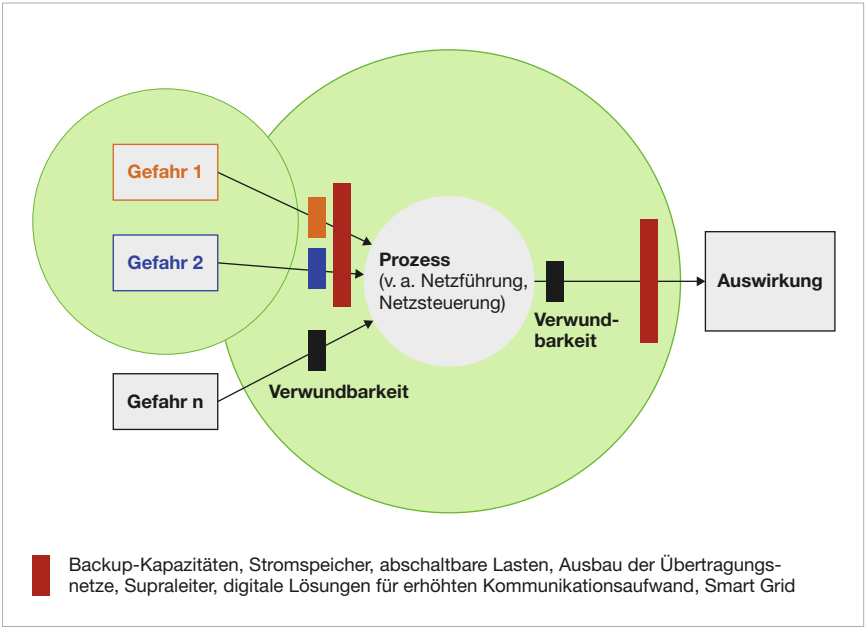



Abb. 6.4.1: **Die Verwundbarkeit der Netzsteuerung in der Darstellung nach Kapitel 2.**

Der Prozess der Netzsteuerung zwischen den Verteilern kann durch die oben genannten Auswirkungen der Zunahme von Photovoltaik- und Windkrafteinspeisung (z. B. erhöhter Koordinationsbedarf, Abnahme von Systemdienst-

leistungen) gegenüber Gefahren verwundbarer werden. In Abbildung 6.4.1 sind in Rot beispielhafte Barrieren dargestellt, die die Verwundbarkeit reduzieren können.

## 6.5 Verwundbarkeit durch systematische Fehler

*Heiko Klick, Sebastian Meyer, Holger Sparmacher*

### 6.5.1 Einordnung

Diesem Kapitel liegt der Gedanke zugrunde, dass systematische Fehler die Resilienz des Systems der Stromversorgung beeinflussen. In diesem Sinne werden systematische Fehler hier nicht als Gefahren gemäß Kapitel 4 angesehen, sondern als Faktoren des Systems, die seine Verwundbarkeit gegenüber Gefahren(szenarien) erhöhen.

### 6.5.2 Definition von systematischen Fehlern

Ein zufälliger Fehler als zufällige Abweichung von spezifizierten Anforderungen ist durch seine Einmaligkeit gekennzeichnet bzw. dadurch, dass er sich ggf. auf einzelne spezifische Strukturen bezieht. Demgegenüber zeichnet sich der systematische Fehler dadurch aus, dass er im System durchgängig bzw. systematisch in einer Reihe gleicher Strukturen (ggf. in allen) vorhanden ist.

Hier ist der systematische Fehler als ein Fehler definiert, der über die vorgenannten Eigenschaften hinaus inhärenter Bestandteil von Systemkomponenten oder Prozessen ist, die an der Stromversorgung beteiligt sind. Ein systematischer Fehler ist also bereits während des Betriebs vorhanden, wird aber zunächst nicht zwangsläufig erkannt, bis er dann z. B. unter dem Einfluss eines Gefahrenszenarios wirksam wird und in diesem Sinne die Verwundbarkeit/Resilienz negativ beeinflusst.

### 6.5.3 Klassifizierung von systematischen Fehlern

Als Ergebnis konnten vier Arten von systematischen Fehlern identifiziert werden (siehe auch Abb. 6.5.1):

- Fehlertyp A: Produkt-Serienfehler
- Fehlertyp B: Fehlerhafte bzw. unvollständige Anforderungen
- Fehlertyp C: Veränderte Rahmenbedingungen
- Fehlertyp D: Fehlerhafte bzw. unvollständige Spezifikation

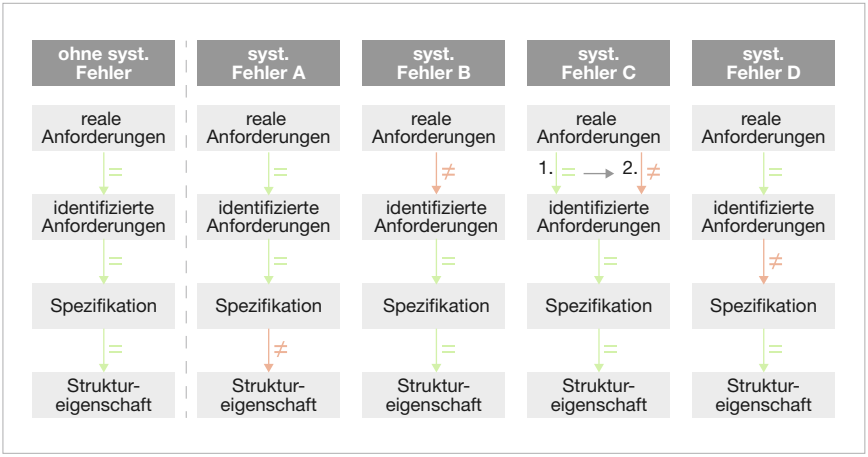



Abb. 6.5.1: Die unterschiedlichen Typen systematischer Fehler

## Systematischer Fehlertyp A: Produkt-Serienfehler

Die Anforderungen an eine Struktur sind zutreffend formuliert und in entsprechenden Spezifikationen festgehalten worden. Die eingesetzte Struktur erfüllt die Spezifikationen jedoch nicht.

Beispiele für solche Fehler sind:

- Einsatz von falschem Material
- Verarbeitung mangelhaft

sowie ggf.

- Lieferung des falschen Produktes (unter einer Bestellnummer wird ein anderes Produkt als das spezifizierte geführt)

Diesem Fehler kann vorgebeugt werden, indem z. B. sowohl bei der Beschaffung der Struktur im Rahmen einer entsprechenden Eingangs-/Annahmekontrolle bzw. vor ihrem ersten Einsatz als auch während des Struktureinsatzes/des Betriebs der Struktur die Erfüllung der geforderten Spezifikationen überprüft wird (z. B. im Rahmen von Kontrollen/Inspektionen; siehe Abb. 6.5.2).

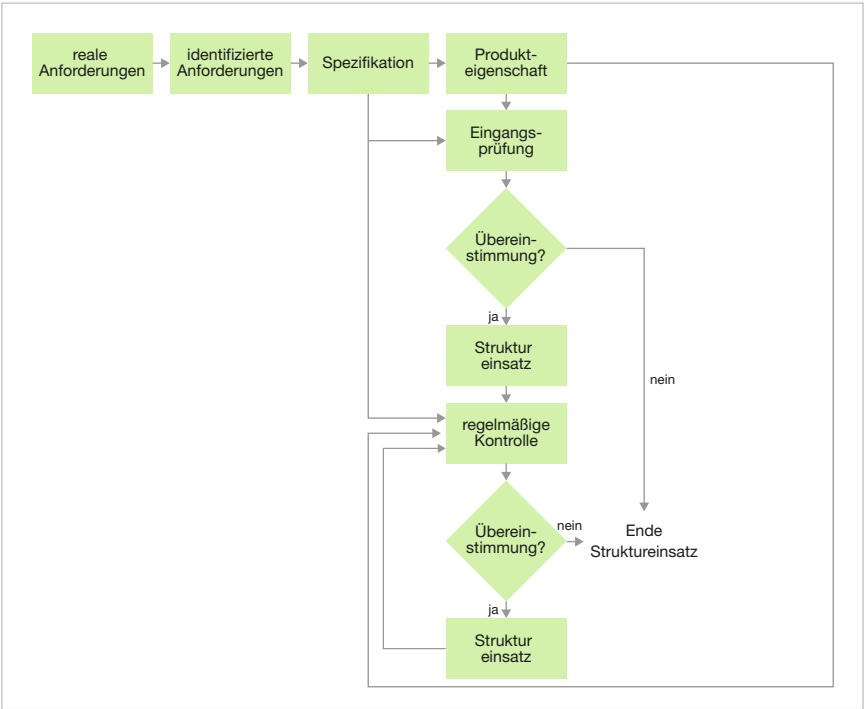



Abb. 6.5.2: Systematische Kontrolle, ob die beschaffte Struktur die Spezifikationen erfüllt

## Systematischer Fehlertyp B: Fehlerhafte bzw. unvollständige Anforderungen

Als Ursache für einen Fehler des Typs B wird eine unzureichende Erfassung oder falsche Einschätzung der Anforderungen angesehen. Die Spezifikation für die Struktur stimmt dementsprechend nicht mit der für den Einsatz vorgesehenen Beanspruchung überein.

Für die systematische Verbreitung einer solchen unzureichenden Anforderungserfassung sind wiederum verschiedene Möglichkeiten denkbar, z. B.:

- Eine spezifisch notwendige Anforderung wird fälschlicherweise ‚systematisch' als irrelevant eingestuft, z. B. bleiben Gefahrenszenarien (siehe Kap. 4) ‚systematisch' unberücksichtigt.
- Die Beschaffung erfolgt ‚systematisch' nach unzureichenden Standards: es werden auch Strukturen zugelassen, die nicht den spezifizierten Anforderungen entsprechen.

Diesem Fehler kann vorgebeugt werden, indem bei der Festlegung der Spezifikationen mindestens nach dem ‚Vier-Augen-Prinzip' verfahren bzw. idealerweise ein möglichst großer (betroffener) Personenkreis bei der Festlegung der Spezifikationen einbezogen wird. Bei der Beschaffung ist ebenso mindestens nach dem ‚Vier-Augen-Prinzip' zu verfahren bzw. es ist so qualifiziertes Personal einzusetzen, dass die Erfüllung der Spezifikationen auch tatsächlich beurteilt werden kann.

**Systematischer Fehlertyp C: Veränderte Rahmenbedingungen**

Eine Struktur entspricht den zunächst als zutreffend anzusehenden Anforderungen. Wenn sich dann ggf. die Rahmenbedingungen (z. B. klimatische Umgebung, Prozesse) ‚systematisch' ändern (oder ‚systematisch' geändert werden) kommt ‚systematisch' eine nicht passende Struktur zum Einsatz: eine Veränderung wirkt sich wie ein Fehler aus.

Diesem Fehler kann vorgebeugt werden, indem vor dem ersten Einsatz und während des anschließenden Einsatzes regelmäßig überprüft wird, ob die (ursprünglichen und realisierten) Strukturanforderungen (noch) den aktuellen ‚realen' Anforderungen entsprechen (Abb. 6.5.3).

**Systematischer Fehlertyp D:**
**Fehlerhafte bzw. unvollständige Spezifikation**

Beim Fehlertyp D sind die identifizierten Anforderungen an die Struktur in der Spezifikation nicht korrekt aufgenommen.

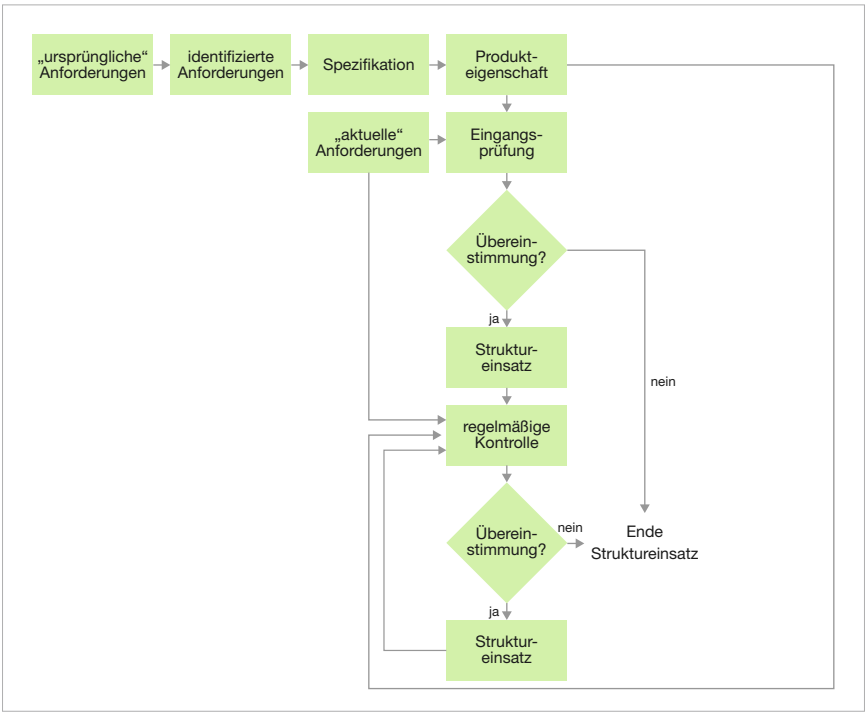



Abb. 6.5.3: **Systematische Kontrolle, ob die Struktur die realen Anforderungen erfüllt**

Ursachen dafür können zum Beispiel sein:

- Übertragungsfehler von Anforderungen in Spezifikationen, sowohl menschlich als auch EDV-technisch (Beispiel: Komponenteneinsatz bei Temperaturen t > -10 °C (also bis -10 °C) wird zu t > 10 °C (Einsatz nur bei Temperaturen über +10 °C)
- Fehlendes Know-how: Während des Bestellprozesses werden vermeintlich unwichtige Angaben weggelassen bzw. Bestell-Daten nicht richtig zusammengestellt

Diesem Fehlertyp kann vorgebeugt werden, indem bei der Erstellung der Spezifikationen und beim Bestellprozess mindestens nach dem ‚Vier-Augen-Prinzip‘ verfahren wird.

### 6.5.4 Grundsätzliche, fehlertypunabhängige Vorbeugungsmaßnahmen

Die möglichen Auswirkungen eines systematischen Fehlers (einer Struktur) sind natürlich umso größer, je häufiger die entsprechende Struktur (bei einem Betreiber oder in der Branche insgesamt) eingesetzt wird. Spezifische Strukturlösungen wirken dem naturgemäß entgegen. Spezifische Lösungen sind aber typischerweise teurer als Standardlösungen. Wenn daher unter Kostengesichtspunkten in einigen Bereichen (z. B. im Rahmen der Ausstattungen von Netzleitwarten) überlegt wird, auch gestützt durch eine wachsende Marktposition eines Anbieters, zunehmend zu standardisieren, so sind flankierende Maßnahmen notwendig, um systematischen Fehlern vorzubeugen/zu begegnen. Dies geschieht in der Branche z. B. schon sinnvollerweise dadurch, dass Usergroups, die vergleichbare Lösungen/Strukturen einsetzen, regelmäßig zum Erfahrungsaustausch zusammenkommen, um so systematische Fehler möglichst früh bzw. überhaupt zu entdecken und diese zu kommunizieren.

## 6.6 Verwundbarkeit von Anlagen und Großstrukturen

*Herbert Friedmann, Dietrich Klein, Alexander Siefert*

Während in den vorherigen Teilkapiteln verschiedene Schwerpunktthemen der Verwundbarkeit betrachtet wurden, soll an dieser Stelle gezeigt werden, wie die Auswirkung von Gefahren auf einzelne Strukturen simuliert und damit bewertet werden kann. Dabei wird ebenfalls der Einfluss der Rahmenbedingungen thematisiert. In Anhang A wird ein Teil der hier beschriebenen Untersuchung detaillierter ausgeführt.

### 6.6.1 Auswahl der Kritischen Infrastruktur im Lichte veränderter Rahmenbedingungen

Unter dem Titel „Strukturbezogenes Risikomanagement für neuralgische Strukturen der Stromversorgung“, StrukturRisiko, wurden solche Anlagen, Großstrukturen und Ereignisse betrachtet, die aufgrund ihres hohen Verflechtungsgrades mit anderen Elementen der Stromversorgung zu Kaskadeneffekten führen können. Diese neuralgischen Punkte sind ausschlaggebend für die Verwundbarkeit der Stromversorgung.

Im Fokus steht hierbei der Aspekt der mechanischen Verwundbarkeit von Strukturen bzw. ihre dauerhafte Zerstörung durch die sog. EVA-Lastfälle, wobei EVA für ‚Einwirkungen von außen‘ steht. Diese EVA-Ereignisse finden ihren Ausgangspunkt vornehmlich in Naturkatastrophen, Unfällen und vorsätzlichen Handlungen. Beispielhaft erwachsen daraus für die Infrastruktur aus dem Bereich der Stromversorgung Lastfälle wie z. B. Erdbeben, Explosionen nach Unfällen oder aus Sabotageakten oder ein durch Hijacking oder technische Probleme herbeigeführter Flugzeugabsturz.

Die Verwundbarkeit der ausgewählten Großstrukturen soll mit Hilfe von numerischen Simulationen untersucht werden. Von entscheidender Bedeutung ist es, in Zusammenarbeit mit den Anlagenbetreibern solche Strukturen zu iden-

tifizieren, die bei ihrem Ausfall als Stufe einer Kaskade zu einem großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall beitragen.

Die Diskussion zur Auswahl geeigneter Strukturen der Versorgungsinfrastruktur wurde mit den Stromversorgern vor den Ereignissen in Fukushima und vor der sog. „Energiewende" im Sinne des beschleunigten Kernenergieausstieges ab 2011 (vgl. Kap. 3) geführt. Damals war es lange Zeit fraglich, ob denn überhaupt eine Struktur gefunden werden könnte, deren plötzlicher Ausfall zu einem lang anhaltenden und großflächigen Stromausfall führen würde. Nach der damaligen Erkenntnis (Mai 2010) konnte wegen der hohen Netzstabilität der Ausfall einer solchen Struktur nur eine von mehreren Stufen einer ganzen Kaskade von Ereignissen sein. Ein einzelnes Kraftwerk oder eine einzelne Umspannanlage besaß nicht die geforderte Kritikalität. Bezüglich der Definition von Kritikalität folgen wir dabei dem Bundesministerium des Innern, nach der diese ein „... relatives Maß für die Bedeutsamkeit einer Infrastruktur in Bezug auf die Konsequenzen [ist], die eine Störung oder ein Funktionsausfall für die Versorgungssicherheit der Gesellschaft mit wichtigen Gütern und Dienstleistungen hat." (BMI 2009a, S. 5) Als Maß lassen sich dafür die in Kapitel 5 vorgestellten Indikatoren ‚Anzahl betroffener Personen' und ‚Zeitdauer zwischen Ausfall des Prozesses und Ausfall des Services' verwenden.

Nach den Beschlüssen zur Energiewende 2011 befindet sich die deutsche Stromversorgung in einem radikalen Wandel, denn die Rahmenbedingungen haben sich grundlegend verändert (vgl. dazu auch Kap. 3): Die Stromerzeugung aus regelbaren Großkraftwerken verliert zunehmend an Bedeutung, während die Stromgewinnung durch fluktuierende Erzeuger wie Windenergieanlagen und Photovoltaik stark ansteigt. Die Betreiber von Übertragungsnetzen, die durch § 13 EnWG verpflichtet sind, in der Bundesrepublik einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, können die ‚Stellschrauben' Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung nicht mehr so nutzen, wie das vor der Energiewende der Fall war (s. auch Kap. 6.4).

Eine angespannte Netz- und Erzeugungssituation, wie sie die Bundesnetzagentur für 2011/2012 diagnostiziert hat (BNetzA 2012, S. 10 f.; BMWi 2012, S. 10), bedeutet, dass Aussagen bezüglich der Verwundbarkeit einzelner Elemente der Versorgungsinfrastruktur noch höheres Gewicht bekommen, denn die Netzauslastung ist durch die Energiewende hochdynamisch geworden. Im Winter 2011/12 sind mehrfach Lagen eingetreten, in denen die Netzsituation so ange-

spannt war, dass der Ausfall einer Umspannanlage oder eines zusätzlichen Kraftwerksblocks in Verbindung mit Netzfehlern zu spannungsabhängigen Lastabwürfen hätte führen können (BNetzA 2012, S. 14). Die Financial Times Deutschland zitiert 50-Hertz-Chef Schucht mit der Aussage, es sei eine Situation eingetreten, in der etwa ein Drittel des Netzes „an der absoluten Belastungsgrenze“ gefahren werde. Vor einigen Jahren seien die ‚Stromautobahnen‘ im Schnitt während zehn Stunden pro Jahr so belastet gewesen, wie heute während bis zu 5.000 Stunden – also während sieben Monaten pro Jahr! (Schucht 2012). Nimmt man dann noch die Einschränkungen von Photovoltaik und Windkraft bezüglich des oben dargestellten Wiederaufbaus der Versorgung hinzu, ist die Gefahr eines Stromausfalles durchaus beim dauerhaften Ausfall weniger Großstrukturen gegeben. Bezogen auf die getroffene Auswahl der Strukturen heißt das, die Kritikalität eines Kraftwerks oder einer Umspannanlage ist heute im Fall einer angespannten Netzsituation sehr viel höher als im Umfeld der sehr viel günstigeren Versorgungssituation, in der sie ausgewählt wurde!

### 6.6.2 Bestimmung der Verwundbarkeit eines Kraftwerkskessels und einer Schaltanlage mit Hilfe numerischer Simulation

Als Prozesselemente wurden sowohl ein modernes Steinkohlekraftwerk mit mehreren Blöcken und einer Leistung von knapp 2.000 MW als auch eine Schaltanlage im großstädtischen Umfeld eines westdeutschen Verdichtungsraumes ausgewählt. Für beide sollte mit Hilfe einer numerischen Simulation die Verwundbarkeit durch Einwirkungen von außen überprüft werden.

Beim Kraftwerk war es vornehmlich die Fragestellung, ob bei einer definierten Druckwelle, z. B. in Folge einer Explosion, verursacht durch eine vorsätzliche Handlung oder durch ein technisch begründetes Problem, ‚nur‘ ein Block des Kraftwerks dauerhaft geschädigt wird oder ob mehrere Blöcke oder das ganze Kraftwerk in Mitleidenschaft gezogen werden und für längere Zeit ausfallen. Eine Druckwelle wurde deshalb gewählt, weil durch den Wirkungsmechanismus Druckwelle mehrere kritische Strukturen gleichzeitig geschädigt werden können und unterschiedliche Gefahren diesen Wirkungsmechanismus auslösen können. Dadurch kann die Untersuchung in verschiedene Szenarien eingebaut werden und die Wahrscheinlichkeit des Auftretens ist relativ zu singulären Ereignissen höher.

Wie schon erwähnt, kann der Wirkungsmechanismus ‚Druckwelle' durch unterschiedliche Gefahren ausgelöst werden. Diese können z. B. aus terroristischen Handlungen erwachsen oder technische Ursachen haben. Da für eine Simulation sowohl die exakte Abbildung der Geometrie einer Struktur als auch die Materialdaten und natürlich die Lasten in Form des Drucks beschrieben werden müssen, wurde ein technisches Versagen des Speisewasserbehälters angenommen. Dieser hochenergetische Behälter ist eine Schlüsselkomponente im Kraftwerk. Er beliefert den Dampfkessel mit Wasser und seine Zerstörung allein würde schon einen lang anhaltenden Ausfall verursachen. Die Annahme war, dass der Speisewasserbehälter wegen Materialermüdung aufreißt und das eingeschlossene Wasser-Dampf-Gemisch freigesetzt wird. Dieses Bersten lieferte die benötigten Initialbedingungen zur numerischen Beschreibung der Druckwelle, die einen oder mehrere Kessel und damit einen oder mehrere Blöcke des Kraftwerks bedroht. Damit konnten die eigentlichen Simulationsziele, nämlich die Verwundbarkeit des Kraftwerkskessels gegenüber Druckwellen und besonders die Schutzwirkung von Barrieren in Form dazwischen liegender Wände (s. Abb. 6.6.1) untersucht werden.

Als zweite Struktur wurde eine Freiluftschaltanlage untersucht. Für die in der Kölner Bucht gelegene Schaltanlage nebst Gebäuden wurde ein standort-

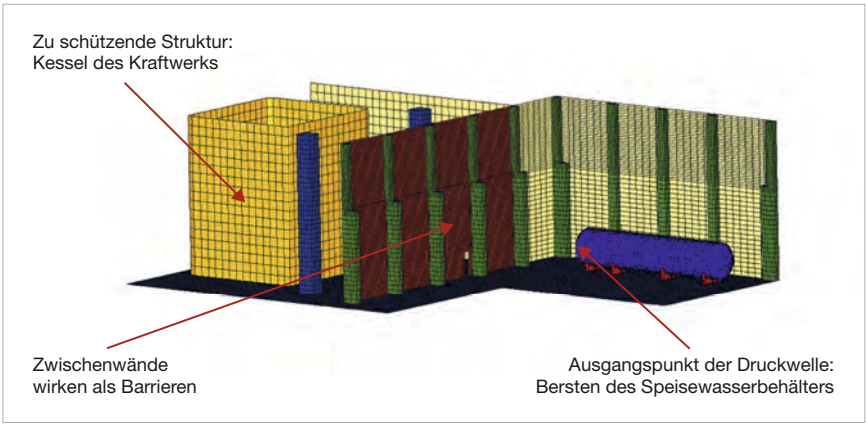



Abb. 6.6.1: **Das Finite-Elemente-Modell eines generischen Kraftwerks verdeutlicht die Lagebeziehungen zwischen Ausgangspunkt der Druckwelle am Speisewasserbehälter, den Barrieren und der zu schützenden Struktur des Kraftwerkskessels.**

spezifisches Erdbeben angenommen. Je nach Lage zum Epizentrum des Bebens können durch ein derartiges Ereignis auch mehrere kritische Infrastrukturelemente der Stromversorgung betroffen werden und dauerhaft ausfallen. Die Bemessungsgrundlagen wurden nach der gültigen Norm angesetzt (DIN EN 1998-1 EC8 2010), das maßgebliche Erdbeben ist im nationalen Anhang definiert (DIN EN 1998-1/NA 2009).

### 6.6.3 Die Schutzfunktion von Barrieren lässt sich beurteilen

Die umfangreichen Simulationen, die jenseits des Standes der Technik neue Wege aufzeigen, ermöglichen die Bewertung der Verwundbarkeit zweier Elemente der Kritischen Infrastruktur gegenüber den Gefahren Erdbeben und Druckwelle mit den zugeordneten vornehmlichen Wirkungsmechanismen Bodenbeschleunigung und transienter Druckverlauf.

**Verwundbarkeit eines Kraftwerkskessels durch Druckwellen**

State of the Art bei der Berechnung von Druckwellen ist nach wie vor die Annahme einer idealen, sich von einer Punktquelle kugelförmig ausbreitenden Detonationswelle (Taylor 1950 und Institut für Bautechnik 1974). Dieses analytische Modell erlaubt zwar die Berechnung des Anschlagdruckes einer Druckwelle, es können jedoch keine Barrieren, die die Wellenausbreitung behindern, berücksichtigt werden.

Im Projekt GRASB (s. Kap. 1) hingegen wurden zwei unterschiedliche numerische Simulationsmethoden gekoppelt. Es wurde eine Finite-Elemente-Berechnung mit einem Lagrange-Code, der in der Kontinuumsmechanik eingesetzt wird, mit einer CFD-Berechnung (computational fluid dynamics) unter Verwendung eines Euler-Codes, der bei Fluidberechnungen Anwendung findet, erprobt. Die Kopplung der beiden Simulationsbereiche, nämlich feste Struktur umgeben vom Strömungsraum, die jeweils dem Lagrange- bzw. dem Euleransatz gehorchen, erfolgt über eine allgemeine Kontaktformulierung. Damit wird es möglich, die abschirmende Wirkung von Barrieren, die zwar der Drucklast nicht standhalten, aber sehr viel Energie aufzehren, zu berücksichtigen.

**Verwundbarkeit einer Schaltanlage durch Erdbeben**

Die Schaltanlage wurde mit drei unterschiedlich aufwendigen Methoden berechnet:

- Quasistatische Ersatzbelastung
- Modales Antwortspektrumverfahren
- Pushover-Analyse

Der Aufwand der Berechnungsmethoden nimmt von der quasistatischen Ersatzbelastung hin zur Pushover-Berechnung stark zu. Allerdings können bei der Pushover-Berechnung die Tragwerksreserven besser ausgenutzt werden. Für die Beurteilung der Standsicherheit der Schaltanlage nebst Gebäuden wurden alle drei Verfahren eingesetzt.

### 6.6.4 Numerische Simulation ermöglicht die Beurteilung der Verwundbarkeit gegenüber Einwirkungen von außen

In beiden Bespielen war es durch moderne Simulationsmethoden möglich, von Vermutungen oder nur qualitativen Aussagen zur Verwundbarkeit einzelner Elemente der Kritischen Infrastruktur zu quantitativen Aussagen und damit zu einer tragfähigen Bewertung zu kommen. Des Weiteren ist es im Fall der Druckwelle gelungen, die schützende Wirkung von Barrieren nachzuweisen (vgl. dazu Abb. 6.6.2).

Bei der Schaltanlage ist es mit der Pushover-Berechnung gelungen, den Nachweis der Standfestigkeit zu führen. Diese Pushover-Analyse ist eine nichtlineare statische Berechnung unter monoton wachsender Verformung des Gebäudes. Dabei wird der Zusammenhang aus horizontaler Erdbebenlast und der Verformung des Gebäudes ermittelt, der in Form einer Pushover-Kurve oder Kapazitätskurve dargestellt werden kann. Da das Gebäudeverhalten wirklichkeitsnäher abgebildet wird, führt das Verfahren im Allgemeinen zu genaueren Ergebnissen als die herkömmlichen kraftbasierten Verfahren. Bei diesen werden Nichtlinearitäten durch einen pauschalen Verhaltensbeiwert berücksichtigt. Bei der Pushover-Analyse dagegen können auch Schnittkraftumlagerungen erfasst und somit plastische Traglastreserven mobilisiert werden. Die genaueren Ergebnisse rechtfertigen damit eine aufwendigere Untersuchung, denn u. U. gelingt ein Nachweis ohne kostspielige Nachrüstmaßnahmen.

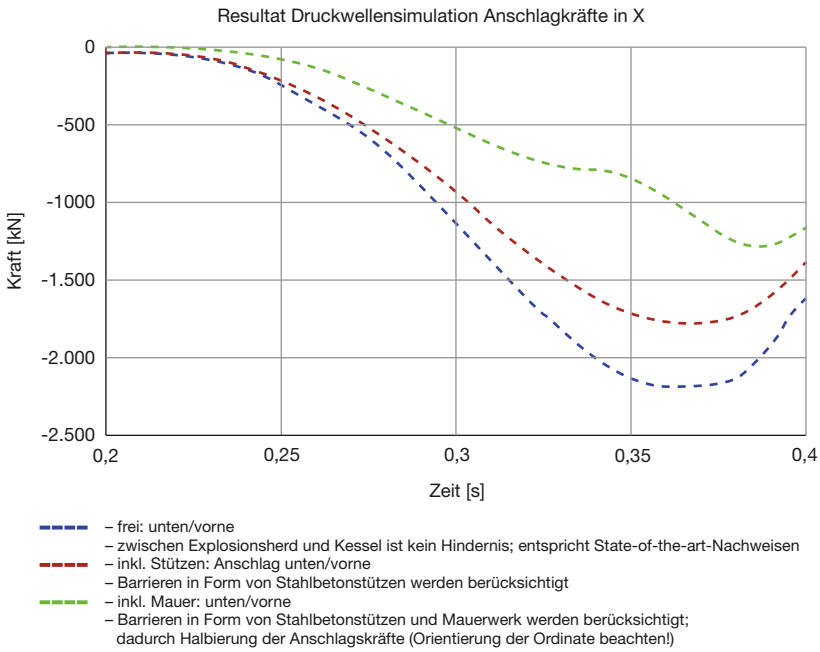



Abb. 6.6.2: **Schutzwirkung von Barrieren**

Insgesamt kann festgestellt werden, dass durch moderne numerische Verfahren eine quantitative Beurteilung der Verwundbarkeit von vielen Elementen der Kritischen Infrastruktur gegenüber von Gefahren, die der mechanischen, thermodynamischen oder elektromagnetischen Wirkungsklassen angehören, möglich wird. Voraussetzung ist allerdings die exakte Beschreibung des Wirkmechanismus. Eine ausführliche Darstellung, wie eine solche Untersuchung durchführbar ist, findet sich in Anhang 1 am Beispiel der seismischen Untersuchung einer Hochspannungsschaltanlage in der Kölner Bucht. Darin wird auch deutlich, dass moderne, innovative Verfahren durch größere Genauigkeit einen Mehrwert gegenüber älteren Berechnungsverfahren darstellen.

# 7

# Risikoermittlung und Risikobewertung

*Christine Eismann, Martin Blümel,*
*Heinz-Willi Brenig, Matthias Link,*
*Simon Ludäscher, Kathrin Stolzenburg*

An Szenarienentwicklung, Kritikalitätsermittlung und Betrachtung der Verwundbarkeit schließt die Risikoermittlung und -bewertung an. Das Ziel ist, bei der Vielzahl der möglichen Ereignisse zu entscheiden, welche Verwundbarkeit zu Handlungsbedarf führt. Sofern Zahlen zu Eintrittswahrscheinlichkeiten und erwartetem Schadensausmaß verfügbar sind, lassen sich konkrete Werte berechnen, anhand derer unterschiedliche Ereignisse gegeneinander abgewogen werden können. Diese liegen jedoch oft nicht vor und eine solche Berechnung ist auch nicht in jedem Fall sinnvoll. Das Mittel der Wahl ist dann eine qualitative Einschätzung der Parameter durch Experten. Die hier vorgestellte Analyse verfolgt einen Ansatz, der auf das Ableiten möglicher Schutzmaßnahmen ausgerichtet ist. Sie orientiert sich am Risikomanagement-Werkzeug ‚Bow-Tie' (vgl. DIN EN 31010), das im Folgenden zunächst allgemein beschrieben wird. Anschließend wird die Anwendung auf das Thema Stromausfall vorgestellt. Dabei werden die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Verfahren in einer Bow-Tie-Analyse für die Stromversorgung zusammengeführt, in der das Ausfallrisiko dargestellt und seine Bewertung ermöglicht wird.

## 7.1 Bow-Tie-Analyse als allgemeines Risikomanagement-Werkzeug

Die Bow-Tie-Analyse als visuelle Methode ist ein Managementwerkzeug. Mit ihr können die Erkenntnisse der Experten ins Management getragen werden, wo dann auf Basis der Ergebnisse und des folgenden Abwägungsprozesses Entscheidungen über Maßnahmen getroffen werden können. Die Bow-Tie-Analyse liefert einen Überblick über die Risikopfade, also die Verbindungen zwischen einwirkenden Gefahren und dem betrachteten Ereignis und zwischen dem Ereignis und seinen Folgen. Als Beispiel aus der Luftfahrt lässt sich hier der Höhenverlust eines Flugzeuges betrachten. Das Ereignis kann durch verschiedene Gefahren oder Gefahrenkombinationen verursacht werden, zum Beispiel kann ein Fehler in der Absprache zwischen der Flugsicherung und dem Piloten in Verbindung mit dem Versagen einer Kontrolle zu dem genannten Höhenverlust führen. Mögliche Folgen sind die Verletzung einer Sicherheitsregel, aber auch die Kollision mit einem anderen Flugzeug (FAA 2008).

Die Bow-Tie-Analyse legt den Fokus auf vorhandene und zeigt damit auch fehlende/mögliche Maßnahmen auf, die ein bestimmtes Ereignis verhindern oder seine Auswirkungen abschwächen können. Die Maßnahmen werden allgemeiner als ‚Barrieren' bezeichnet und es sind damit nicht nur konkrete physische Schutzeinrichtungen oder die Auslegung von Prozessen und Elementen gemeint, sondern auch organisatorische und personelle Maßnahmen. Das Analyseverfahren ist benannt nach dem Aussehen des zu erstellenden Diagramms, das dem einer Fliege/Krawattenschleife (englisch ‚bow tie') ähnelt: In der Mitte wird das zentrale Ereignis als Kreis dargestellt, nach links hin fächern sich die ursächlichen Einwirkungen auf, nach rechts hin die möglichen Auswirkungen. Entlang der Pfade werden die Barrieren eingetragen (Abb. 7.1).

Für Ereignisse, für die bereits ein ausreichender Schutz besteht, wird dies durch die Bow-Tie-Analyse klar darstellbar. Wenn noch Schwachstellen zutage treten, können ausgehend von dieser Überblicksdarstellung Maßnahmen zur Reduzierung der Auswirkungen erarbeitet werden.

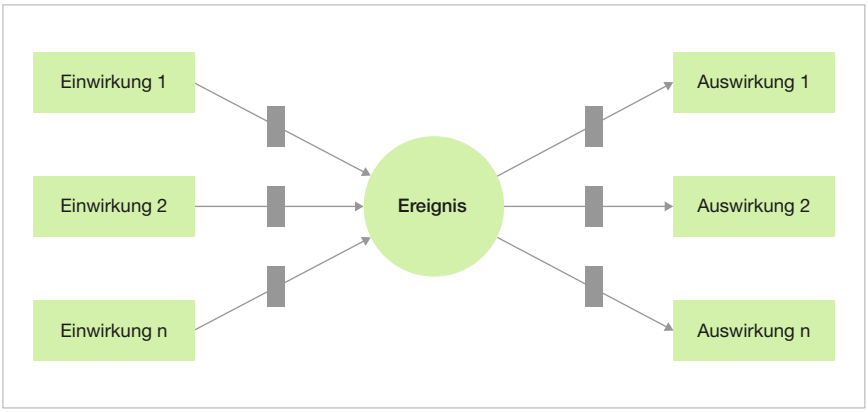



Abb. 7.1.1: **Bow-Tie-Diagramm**

## 7.2 Risikoermittlung und -bewertung durch Anwendung der Bow-Tie-Analyse auf das Stromversorgungssystem

Die Risikoermittlung und -bewertung des Ausfallrisikos der Stromversorgung kann anhand einer im Sinne der Risikomanagement-Systematik aus Kapitel 2 modifizierten Bow-Tie-Analyse durchgeführt werden. Mit ihr können die Zusammenhänge zwischen den einwirkenden Gefahrenszenarien, den kritischen Prozessen und den potenziellen Auswirkungen (z. B. lang anhaltender großflächiger Stromausfall) einfach dargestellt und veranschaulicht werden.

Es gibt zahlreiche Risikodefinitionen, die unterschiedliche Komponenten des Begriffes in den Vordergrund rücken und die über die Betrachtung von Eintrittswahrscheinlichkeit und potenziellem Schadensausmaß hinausgehen (Thywissen 2006, S. 23-26, CEDIM 2005, S. 23-25). Hier wird Risiko verstanden als „Maß für die Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines bestimmten Schadens an einem Schutzgut unter Berücksichtigung des potenziellen Schadensausmaßes“ (BBK 2011, S. 22). Dieses Maß kann jedoch für die Untersuchung Kritischer Infrastrukturen nur relativ verstanden werden. Ziel ist eine Abschätzung der potenziellen Folgen einerseits und der Möglichkeit, dass es dazu kommt, andererseits. Dafür ist für Kritische Infrastrukturen die Verwundbarkeit entscheidend (Lenz 2009, BMI 2011). Somit sind, wie bereits in Kapitel 2 aufgeführt, die Komponenten Gefahr, Verwundbarkeit und Kritikalität zu betrachten.

Für die Risikoerfassung sind demnach alle Kombinationen der als relevant eingestuften Gefahrenszenarien und der als kritisch eingestuften Prozesse aufzulisten, die diesen Szenarien gegenüber verwundbar sind. Anschließend folgt die Risikobewertung.

Dies kann anhand eines solchen, an Bow-Tie angelehnten Risikodiagramms erfolgen, wobei auf die zuvor durchgeführten Schritte zurückgegriffen wird. Anstelle der offenen Vorgehensweise beim reinen Bow-Tie-Verfahren, wo in diesem Schritt alle möglichen Einwirkungen und Auswirkungen aufgelistet werden, erfolgt hier eine Darstellung für jedes Paar aus kritischem Prozess (s. Kap. 5), dessen Ausfall das zentrale im Bow-Tie betrachtete Ereignis darstellt, und

relevantem Gefahrenszenario (= Kombination aus zwei oder mehr Gefahren, s. Kap. 4). Eine beispielhafte Darstellung findet sich in Abbildung 7.2.1. Es können auch extreme Einzelgefahren, die in bisherige Analysen der Unternehmen nicht aufgenommen waren, mit dem Verfahren betrachtet werden; der Schwerpunkt wird hier jedoch auf Gefahrenkombinationen gelegt.

Der Ausfall des betrachteten kritischen Prozesses wird als zentrales Ereignis im Zentrum dargestellt. Das ausgewählte Szenario aus zwei G0-(also unmittelbar einwirkenden Gefahren, s. Kap. 4) wirkt vor dem Hintergrund der definierten Rahmenbedingungen (s. Kap. 3) auf den Prozess (und seine Elemente) ein und wird somit auf der linken Seite des Diagramms dargestellt. Auf der rechten Seite ist die Auswirkung des Prozessausfalls, nämlich der ‚Stromausfall' angegeben. Um der Zeit- und der Raumdimension durch unterschiedliche Barrieren Rechnung tragen zu können, wird dabei unterschieden in die Folgen ‚lang anhaltender Stromausfall' und ‚großflächiger Stromausfall'.

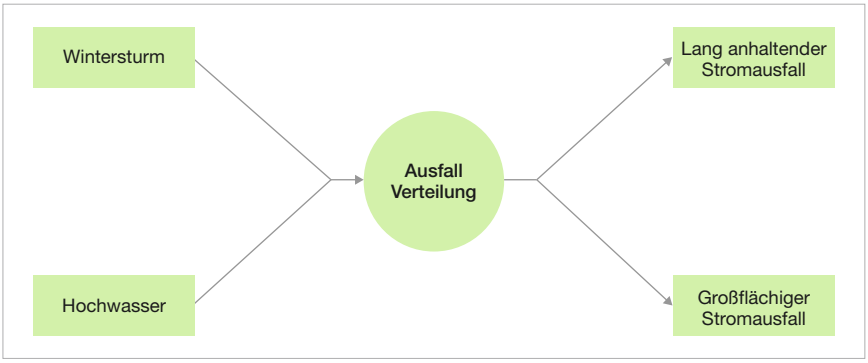



Abb. 7.2.1: Bow-Tie-Darstellung: Der kritische Prozess der Stromverteilung ist dem Szenario ‚Wintersturm und Hochwasser' ausgesetzt. Die Elemente, die den Prozess der Stromverteilung ausmachen, sind gegenüber den Wirkungsmechanismen von Wintersturm und Hochwasser verwundbar.

Es besteht nun die Möglichkeit, anhand von Barrieren einerseits darzustellen, wie die Wirkung des Szenarios auf den kritischen Prozess verhindert werden kann (linke Seite) und andererseits, wie ein Stromausfall in Konsequenz des Ausfalls des kritischen Prozesses verhindert werden kann (rechte Seite). Als Darstellungsform der Barrieren werden bei der Bow-Tie-Analyse in der Regel

senkrecht zum Wirkungszusammenhang stehende Blöcke gewählt. Anstelle des kritischen Prozesses werden nun dessen Bestandteile ins Zentrum gestellt. Um dem Einwirken von Wirkungsmechanismen auf eine Struktur entgegenzuwirken, werden wie bereits beschrieben Schutzmechanismen definiert.

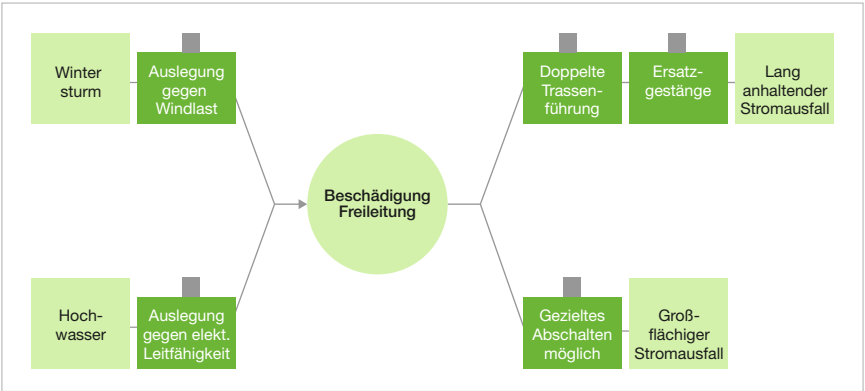



Abb. 7.2.2.a): **Zwischen den einwirkenden Gefahren und dem zentralen Ereignis sowie zwischen dem zentrale Ereignis und den Auswirkungen werden die vorhandenen Barrieren eingetragen.**

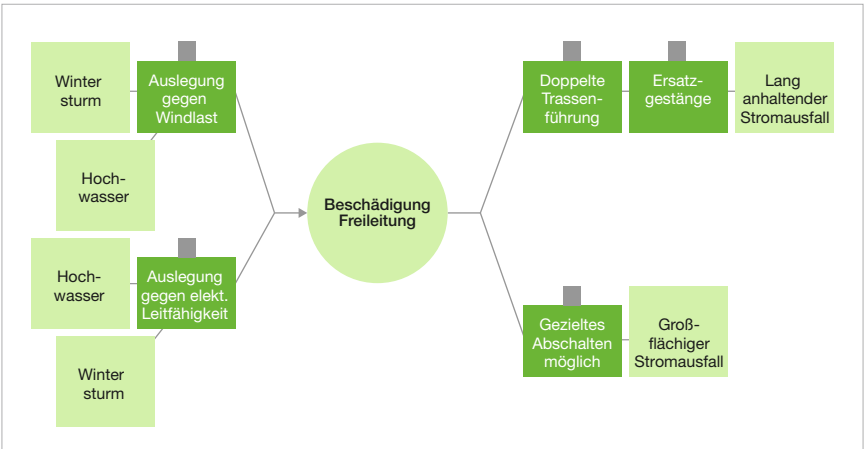



Abb. 7.2.2.b): **Die jeweils zweite einwirkende Gefahr wird als ‚Escalation Factor' auf die Barrieren der jeweils anderen Gefahr bezogen.**

Zunächst wird, wie beschrieben, auf der linken Seite für jedes Risikoelement aufgetragen, welche Barrieren/Schutzmechanismen vorhanden sind, um eine Schädigung des Elementes durch das Szenario zu verhindern. Anschließend wird die zweite Gefahr als sogenannter ‚Escalation Factor' definiert, der auf die Barriere einwirkt (s. Abb. 7.2.2). Es wird überprüft, ob die Barriere, die nur gegen eine der Gefahren wirkt, gleichzeitig gegenüber der anderen (gleichzeitig wirkenden) Gefahr geschützt ist. Zudem muss jeweils überprüft werden, ob die Barrieren auch unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirksam sind, sodass hier ggf. weitere ‚Escalation Factors' definiert werden. Sofern Einzelgefahren von den Betreibern bereits ausreichend berücksichtigt werden (auch unter den spezifischen Rahmenbedingungen), genügt es, wenn eine der Gefahren wirksam verhindert wird. Jede Barriere muss außerdem die Bedingung erfüllen, dass sie die jeweils anderen Barrieren innerhalb des Pfades nicht untergräbt und dass sie einen wirksamen, rechtlich und unternehmensphilosophisch angemessenen Schutz gegenüber der Gefahr darstellt.

Die Wirksamkeit der Barrieren kann über verschiedene Verfahren ermittelt werden. Dies kann rein qualitativ-beschreibend sein (Dokumentation), es kann ein semi-qualitatives Vorgehen gewählt werden, beispielsweise eine Experteneinschätzung auf einer fünfstufigen Skala, es kann aber auch eine exakte Berechnung der Wirksamkeit einer Barriere vorgenommen werden. Wie eine solche Berechnung mit neuartigen, hochgenauen Methoden aussehen kann, wird in einem Beispiel in Anhang A dokumentiert.

Die Darstellung der Barrieren erfordert eine gute Kenntnis des kritischen Prozesses und seiner Voraussetzungen und sollte ausschließlich durch entsprechendes Fachpersonal erfolgen. Wenn nach Abbildung/Eintragen der vorhandenen Barrieren ersichtlich ist, dass für (mindestens) ein Element des kritischen Prozesses kein ausreichender Schutz besteht, werden im Diagramm entlang des betreffenden Pfades Markierungen eingetragen, die auch schon entsprechende Vorschläge für mögliche Barrieren enthalten können. So können innerhalb derselben Grafik bereits Ansätze zur Risikoreduzierung eingebracht werden.

Auf der rechten Seite des Diagramms werden schließlich Barrieren eingetragen, die greifen, falls es trotz der Sicherheitsmaßnahmen zum Ausfall des kritischen Prozesses kommt. Diese sind speziell darauf ausgerichtet, dass sich der Ausfall des betrachteten Prozesses nicht zu einem großflächigen und lang anhaltenden Ausfall der Stromversorgung ausweitet. Großflächigkeit und Dauer werden

getrennt betrachtet, um spezifische Maßnahmen besser darstellen zu können. Wie auf der linken Seite können hier vorhandene und „fehlende“ Maßnahmen unterschiedlich dargestellt werden (andere Farbe oder in getrennten Diagrammen).

Für Prozesse und Szenarien, für die bereits ein guter Schutz besteht, wird dies durch das Risikodiagramm klar darstellbar. Für die Kombinationen, die noch Schwachstellen aufweisen, werden Maßnahmen identifiziert, die zur Reduzierung des Stromausfallrisikos getroffen werden können. Bei kontinuierlicher Durchführung der Analyse wird das Diagramm um entsprechend veränderte Barrieren ergänzt.

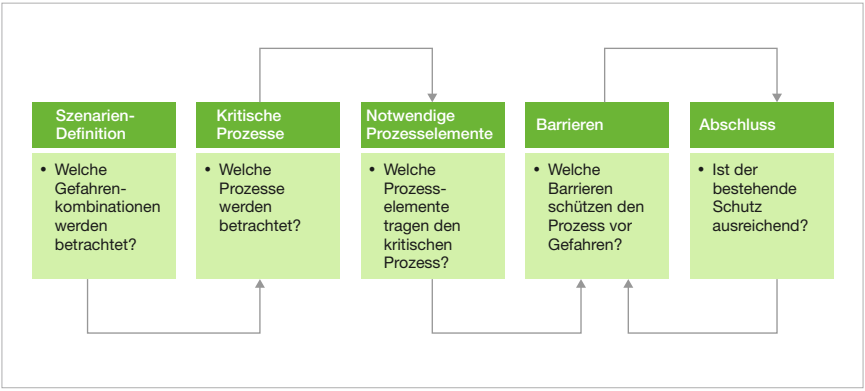



Abb. 7.2.3: **Durch das Durchlaufen der hier dargestellten Schritte wird ein erfolgreiches Risikomanagement sichergestellt (Link, Ludäscher).**

In Abbildung 7.2.3 ist das Verfahren des vorgestellten Risikomanagements in seinen einzelnen Schritten dargestellt. Der letzte Schritt beinhaltet die Risikobewertung. Anhand der Schutzziele des Unternehmens wird bewertet, welches verbleibende Risiko akzeptabel ist bzw. ob weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen. Ist Letzteres der Fall, wird wieder auf die Bow-Tie-Darstellung zurückgegriffen und es werden geeignete Barrieren entwickelt, um bestehende Lücken zu schließen. Wenn identifizierte Maßnahmen in einem kontinuierlichen Prozess umgesetzt werden und die Analyse immer wieder durchlaufen wird, kann so auch bei sich ändernden Rahmenbedingungen stets ein ausreichender Schutz gewährleistet werden.

# 8

# Kommunikationskonzept für einen großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall

*Martin Blümel, Heinz-Willi Brenig*

Die Bewältigung eines lang anhaltenden, großflächigen Stromausfalls erfordert eine umfassende Risiko- und Krisenkommunikation aller Beteiligten. Im Folgenden werden zunächst einige Empfehlungen zur Risikokommunikation gegeben. Der Schwerpunkt wird dann auf die Krisenkommunikation und hier insbesondere auf die Behandlung der Schnittstellen zwischen den beteiligten Partnern gelegt. Die wesentlichen Kommunikationspartner, Kommunikationswege sowie der eigentliche Kommunikationsprozess und die Inhalte werden dargestellt. Ausgehend von der Darstellung des Ist-Zustandes werden die erkannten Optimierungsmöglichkeiten bezüglich eines großflächigen und lang anhaltenden Stromausfalls aufgezeigt, bewertet und Lösungsansätze aufgezeigt.

## 8.1 Abgrenzung zwischen Risiko- und Krisenkommunikation

Für die erfolgreiche Bewältigung einer Krise bedarf es einer vorangegangenen umfassenden Betrachtung und Kommunikation der Risiken. Dabei muss zwischen der Risikokommunikation im Rahmen der Risikovorsorge und der Krisenkommunikation zur Bewältigung der Krise unterschieden werden.

Risikokommunikation dient dem „Austausch von Informationen und Meinungen über Risiken zur Risikovermeidung, -minimierung und -akzeptanz“ (BBK 2011, S. 23). Krisenkommunikation ist eine „Managementstrategie, die bei akuten Krisen zum Einsatz gebracht wird, und ist demnach ein Teilbereich der Krisenbewältigung“ (BMI 2008, S. 17).

Basis für die Krisenkommunikation ist die vorangegangene Risikokommunikation. Aus der Kommunikation der Risiken ergeben sich die Zuständigkeiten, Verantwortlichkeiten, Vorbereitungen und Vorgehensweisen für die Krisenkommunikation.

Sowohl hinsichtlich der Kommunikationspartner und der Wege als auch der Kommunikationsmittel und der Inhalte bestehen deutliche Unterschiede zwischen der Risiko- und Krisenkommunikation. Ein wesentlicher Punkt ist dabei die Verfügbarkeit der Kommunikationsmittel während eines Stromausfalls.

## 8.2 Empfehlungen zur Risikokommunikation

Risikokommunikation kann stattfinden, indem die Unternehmen Ergebnisse aus ihrer Kritikalitätsanalyse, die ihrer Meinung nach relevanten Szenarien, die Verwundbarkeiten und die möglichen wie ergriffenen Schutzmaßnahmen an die staatlichen Stellen kommunizieren, mit denen sie im Katastrophenfall zusammenarbeiten müssen. Dies hilft den Einrichtungen der Gefahrenabwehr, die Risiken für die Gebietseinheit besser einzuschätzen und notwendige Maßnahmen zu erkennen. Auch können so gemeinsame Schutzziele und Schutzmaßnahmen entwickelt werden. Für die Bevölkerung sind gerade auch die Grenzen der Gefahrenabwehr durch die Unternehmen und Behörden wichtig zu kennen, da diese Grenzen für die Bevölkerung die Notwendigkeit zum Selbstschutz festlegen.

Zur Risikokommunikation zählt ebenso, dass die staatlichen Stellen Szenarien, die sie als relevant ansehen, an die Unternehmen weitergeben. Auch sollten Informationen über Ortsteile oder Einrichtungen gegeben werden, die gegenüber einem Stromausfall besonders verwundbar sind, wie zum Beispiel Altenheime, sodass die Unternehmen dies in ihrem Risikomanagement berücksichtigen können. Wenn Schwachstellen ehrlich kommuniziert werden, können sich alle Beteiligten realitätsnah auf einen möglichen Krisenfall einstellen, ihm vorbeugen und Vorbereitungen treffen.

## 8.3 Krisenkommunikation – Ist-Zustand

Im Falle einer Katastrophe stehen heutzutage vielfältige Kommunikationsmöglichkeiten zur Verfügung. Mithilfe der Kommunikationstechnik können, zeitnah und über große Distanzen hinweg, verschiedenste Informationen ausgetauscht werden. Mit der Komplexität der genutzten Technologie ist diese zunehmend abhängiger von einer sicheren Stromversorgung. Vor dem Hintergrund eines lang anhaltenden und großflächigen Stromausfalls konzentriert sich dieses Kapitel auf die Darstellung des Ist-Zustandes bei allen Beteiligten. Es gliedert sich auf Basis der vier genannten Punkte: Kommunikationspartner, Kommunikationswege, Kommunikationsprozess und Inhalte.

Grundlage für die Beschreibung des Ist-Zustandes sind rechtliche Rahmenbedingungen sowie Dokumente und Vorgaben der Beteiligten, z. B. das Energiesicherungsgesetz (EnSiG), Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Operational Handbook der Netzbetreiber (ENTSO-E 2010), Krisenhandbuch Stromausfall des Innenministeriums Baden-Württemberg (IM BW & BBK 2010), Leitfaden Krisenkommunikation (BMI 2008), Empfehlungen zur Sicherstellung des Zusammenwirkens zwischen staatlichen Ebenen des Krisenmanagements und den Betreibern Kritischer Infrastrukturen (BMI 2010). Das Kommunikationskonzept setzt den Fokus auf drei Interessengruppen. Diese bestehen aus den zuständigen Behörden, den Betreibern der Energieversorgung sowie der betroffenen Bevölkerung. Die Auswirkungen eines Stromausfalls betreffen dabei vorrangig die Verfügbarkeit der Kommunikationswege zwischen den Akteuren. Diese Kommunikationswege werden überwiegend von privaten Telekommunikationsanbietern betrieben. Die Kommunikation zwischen den genannten drei Akteuren ist hier in Form eines Dreiecks (Abb. 8.3.1) dargestellt. Die Kommunikation mit der Bevölkerung reduziert sich dabei über die Massen-medien auf einen in der Regel einseitigen Informationsfluss, da die bekannten Kommunikationsmittel wie Telefonfestnetz und Mobilfunk durch Überlastung aufgrund des gestiegenen Kommunikationsbedarfs im Krisenfall nur bedingt und bezogen auf eine durch Stromausfall verursachte Krise voraussichtlich nur kurzfristig verfügbar sind.

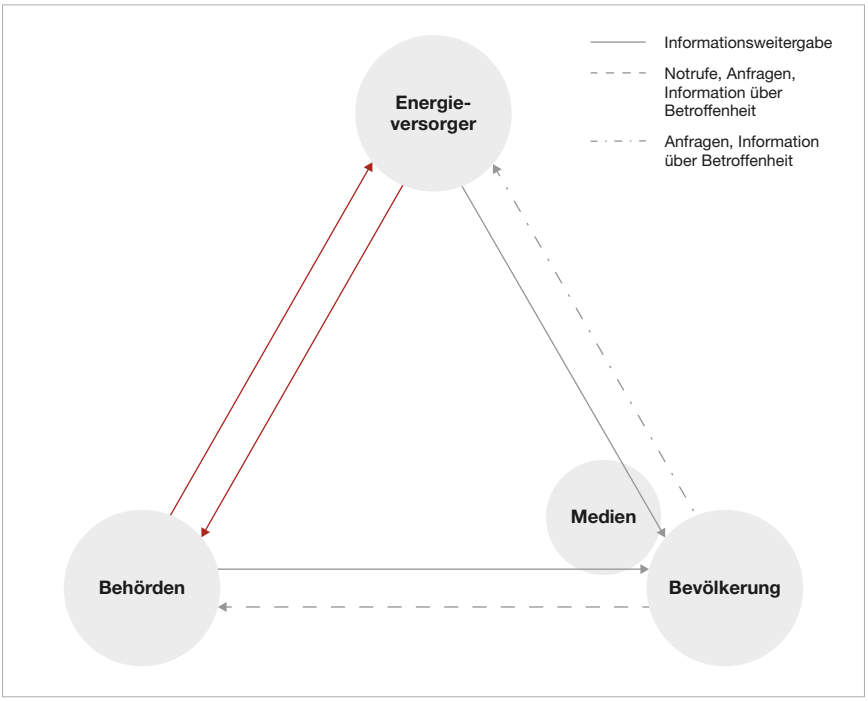



Abb. 8.3.1: **Kommunikationsdreieck der Akteure**

Die Kommunikation zwischen Behörden und Energieversorgern ist in Abbildung 8.3.1 in Rot hervorgehoben, um ihre besondere Bedeutung in Bezug auf Kritische Infrastrukturen zu kennzeichnen. Sie wird daher in den folgenden Betrachtungen vorrangig berücksichtigt.

### 8.3.1 Kommunikationspartner und Kommunikationswege

In § 11 des EnWG sind die grundlegenden Sicherheitsanforderungen an die technischen Informationsinfrastrukturen seitens der Netzwerkbetreiber festgelegt. Detaillierte Anforderungen an die einheitlichen und mehrfach redundanten Systeme finden sich im Operational Handbook der ENTSO-E. Angepasst wurden diese um einheitliche Regelungen im Umgang mit Risiken im europäischen Stromtransfer, nachdem bei einer Schiffsüberführung im Emsland

2006 Kommunikationsdefizite zu einem Stromausfall in weiten Teilen Europas führten (BNetzA 2007).

Zur Sicherstellung der Kommunikation in der Krise beschreiben die technischen Hinweise des VDE-FNN (2011) Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Kommunikation im Krisenmanagement der Netzbetreiber. Demnach bedarf es neben der Regel- und einer Rückfallebene auch einer Notfallebene für die Kommunikation. So sollen mindestens zwei unabhängige Kommunikationsmittel für den Austausch sensibler Daten innerhalb der Netzwerkbetreiber zur Verfügung stehen. Des Weiteren weisen diese Empfehlungen Verbesserungsmöglichkeiten durch die Schaffung einer gemeinsamen Ressourcendatenbank unter Netzbetreibern zur Unterstützung bei lokaler Krisenbewältigung auf. Über diese Datenbank können auch Kommunikationsmittel wie Satellitentelefone angefordert werden.

Zur Verbesserung der Krisenbewältigung wurde aus Sicht der Behörden vom BMI der Leitfaden „Krisenkommunikation“ herausgegeben, der Hinweise für die Kommunikation zwischen Behörden und Bevölkerung gibt (BMI 2008). Im Standard des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI 2008) werden zur Krisenbewältigung Verbindungspersonen zwischen den einzelnen örtlichen Krisenstäben gefordert. An die zuständigen Behörden in Baden-Württemberg richtet sich das Krisenhandbuch Stromausfall des dortigen Innenministeriums. Auch die Stromversorger und andere Infrastrukturbetreiber sind darin angesprochen. Dieses beinhaltet Krisenverlaufspläne und Maßnahmenkataloge und regt die Etablierung sogenannter Informationskoordinatoren in den verantwortlichen Krisenstäben an. Damit soll der Informationsfluss für eine zügige Krisenbewältigung verbessert werden. Vorkehrungen für die Kommunikation mit Betreibern und der Bevölkerung sind für unterschiedliche Krisenlagen mittels Checklisten aufgestellt worden. Damit kann die Bevölkerung in Baden-Württemberg bedarfsgerecht und am Krisenverlauf ausgerichtet informiert werden. Wenngleich es am Beispiel Baden-Württemberg erarbeitet worden ist, findet das Handbuch – mit entsprechenden Anpassungen – auch in anderen Bundesländern Verwendung.

Kommunikationsverbindungen seitens der Behörden werden durch notstromversorgte Kommunikationsmittel und eine batteriegepufferte Telekommunikationsinfrastruktur für eine begrenzte Zeit sichergestellt.

Zur Information der Bevölkerung existieren verschiedene Flyer zur Notfallvorsorge (BBK 2009), unter anderem für den Fall eines Stromausfalles. Informationen fließen einseitig und stellen nicht sicher, dass die Bevölkerung auf einen entsprechenden Krisenfall eingestellt ist.

Für die Zusammenarbeit zwischen den verschiedenen Behörden und den Energieversorgungsunternehmen geben die „Empfehlungen zur Sicherstellung des Zusammenwirkens zwischen staatlichen Ebenen des Krisenmanagements und den Betreibern Kritischer Infrastrukturen“ (BMI 2010) Auskunft. Diese stellen den Bedarf von wenigen, zentralen Ansprechpartnern, sogenannten ‚Single-Points-of-Contacts‘ (SPOC), heraus, welche den Informationsaustausch zwischen Behörden und Betreibern vereinfachen und beschleunigen können. Die so definierten Kontaktstellen versorgen außerdem die Bevölkerung mit Informationen über die für den Großteil der Bevölkerung nutzbaren Informationsmedien wie Radio und Informationsblätter. Wie im Einzelnen informiert wird, ist abhängig von vorhandenen Maßnahmen und Aktionsplänen des Krisenmanagements vor Ort.

Die Bundesnetzagentur wiederum arbeitet eng mit den Übertragungsnetzbetreibern zusammen. Im Falle eines großen Stromausfalles, der die Anwendung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) rechtfertigt, sind die Vertreter der Bundesnetzagentur als Lastverteiler in der Verbundleitwarte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vertreten und koordinieren ihre Handlungen gemeinsam mit diesen.

### 8.3.2 Kommunikationsprozess und Inhalte

Über die verschiedenen Kommunikationsmittel erhalten die Beteiligten die für sie relevanten Informationen zum weiteren Vorgehen und zur Einleitung nächster Schritte für die Krisenbewältigung. Von wesentlichem Einfluss sind dabei der Informationsinhalt, der Zeitpunkt der Informationsweitergabe und die Art der Information.

Auch die Aktualität einer Information ist für die Krisenbewältigung von entscheidender Bedeutung. Die verfügbaren Informationen sind für die Krisenbewältigung umso verwertbarer, je aktueller diese sind bei gleichzeitig kurzen Übertragungszeiten. Damit steigen auch die Anforderungen an die Kommunika-

tionstechnik. Mit dem zunehmenden Einsatz moderner Kommunikationstechnik, z. B. webbasierten Plattformen, nehmen aber die Komplexität und damit auch die Abhängigkeit der Technik von der sicheren Stromversorgung zu. Bei einem lang andauernden und großflächigen Stromausfall stehen diese Kommunikationsmittel bei gleichzeitig steigendem Informationsbedürfnis, insbesondere seitens der Bevölkerung, voraussichtlich nicht mehr zur Verfügung, da die zur Absicherung häufig vorhandenen Ersatzstromversorgungen nur zeitlich begrenzt (in der Regel im Stundenbereich) funktionsfähig sind. Zudem sind diese IT-basierten Systeme anfällig gegenüber Hackerangriffen und ihre Anfälligkeit erhöht sich derzeit noch, z. B. durch die Verwendung standardisierter Übertragungsprotokolle.

Fallen die Kommunikationsmittel aus, können notwendige Informationen nicht mehr ausgetauscht werden, sodass sich die Akteure auf eine deutlich reduzierte Kommunikation auf Basis der langfristig verfügbaren Kommunikationsmittel, z. B. personenbezogene Meldesysteme, einstellen müssen.

Ob eine Nachricht beim Empfänger richtig ankommt und dieser die Information in der gewünschten Form versteht und umsetzt, hängt von verschiedenen sozialen Faktoren ab, z. B. von persönlichen Interessen, Emotionen, Kultur und Mentalität. Die jeweiligen Ansprechpartner sollten daher bekannt sein, und Interessen und Defizite fachlicher und persönlicher Art abgeglichen werden. Wenn notwendige Informationen vorab aufeinander abgestimmt sind, können in einer Krisensituation die Erwartungen und Interessen beider Kommunikationspartner besser erfüllt werden. Soweit die verbleibenden Kommunikationsmittel dieses ermöglichen, können durch vorher getroffene Absprachen zwischen den beteiligten Akteuren, z. B. in Form von vereinbarten Codes, gemeinsame Vorgehensweisen eingeleitet werden. Neben dem Wissen um Zuständigkeiten auf lokaler und regionaler Ebene ist insbesondere länderübergreifende Abstimmung in grenznahen Gebieten sinnvoll.

Die wesentlichen Empfehlungen und Vorgaben zur Krisenbewältigung sind ausgehend von den Maßnahmen zur Risikovorsorge in Tabelle 8.3.1 dargestellt. Zuständigkeiten und Maßnahmen beschränken sich in dieser Darstellung im Hinblick auf einen großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall auf die Bundesebene. Dies betrifft gleichermaßen auch die unternehmensübergreifende Krisenkommunikation seitens der Stromerzeuger und -verteiler.

Diese bisherigen Inhalte dienen als Grundgerüst für weitere Empfehlungen im Hinblick auf einen lang andauernden und großflächigen Stromausfall.

| Ist-Zustand | Grundlagen zur Risikokommunikation (vor und zu Beginn der Krise) sowie zur Krisenkommunikation (während der Krise) |
|---|---|
| Bevölkerung | • Faltblatt Stromausfall;<br>Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) 2008 |
| Behörden | • Krisenhandbuch Stromausfall<br>Baden-Württemberg,<br>Handbuch mit Planungshilfen 2010<br>  • Technischer Hinweis S 1002 „Sicherheit in der Stromversorgung – Hinweise für das Krisenmanagement des Netzbetreibers“,<br>  VDE-FNN 2011<br>  • Krisenkommunikation (Leitfaden für Behörden und Unternehmen),<br>  BMI 2008<br>  • Empfehlungen zur Sicherstellung des Zusammenwirkens zwischen staatlichen Ebenen des Krisenmanagements und den Betreibern, BMI 2010 |
| Energie-versorgungs-unternehmen | • ENTSO-E Operational Handbook,<br>European Network of Transmission System Operators for Electricity 2010<br>• Krisenhandbuch Stromausfall<br>Baden-Württemberg,<br>Handbuch mit Planungshilfen 2010<br>• Technischer Hinweis S 1002 „Sicherheit in der Stromversorgung – Hinweise für das Krisenmanagement des Netzbetreibers“,<br>VDE-FNN 2011<br>• Krisenkommunikation (Leitfaden für Behörden und Unternehmen),<br>BMI 2008<br>  • Empfehlungen zur Sicherstellung des Zusammenwirkens zwischen staatlichen Ebenen des Krisenmanagements und den Betreibern, BMI 2010 |

Tab. 8.3.1: **Dokumente mit Anforderungen/Hinweisen für die Krisenkommunikation**

## 8.4 Empfehlungen für die Krisenkommunikation beim großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall

Bei einem großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall kommt es zu einer Krise, die sowohl unternehmens- als auch länderübergreifende Auswirkungen annimmt. Die zu treffenden Vorsorge- und Bewältigungsmaßnahmen gehen in einem solchen Fall, insbesondere für die privatrechtlichen Beteiligten, z. B. Unternehmen im Bereich der Telekommunikation, über die bisher aufgrund rechtlicher Vorgaben zu treffenden Maßnahmen hinaus.

Die Zuständigkeit zur Bewältigung einer solchen Krise liegt aufseiten des Bundes und im Hinblick auf den Stromausfall insbesondere bei der Bundesnetzagentur. Die Zusammenarbeit der Länder wird über eine interministerielle Koordinierungsgruppe sichergestellt. Das Krisenmanagement obliegt dem Krisenstab des entsprechenden Fachressorts. Aufbau und Funktion beschreiben die Leitfäden Krisenmanagement des BMI (BMI 2009b, BMI 2010).

### 8.4.1 Kommunikationspartner und Kommunikationswege

Auf Länderebene existieren keine einheitlichen Vorgehensweisen für einen solchen Stromausfall. Länder und Kommunen verfügen über jeweils eigene Katastrophenschutzpläne, die auf lokale Ereignisse zugeschnitten und in der Regel auf andere Gebiete und Ereignisse nicht unmittelbar übertragbar sind. Für den Fall der Übertragung müssen regionale Anpassungen auf Basis der vorliegenden Rahmenbedingungen und Gegebenheiten vorgenommen werden. Als Beispiel sei hier der Leitfaden ‚Krisenhandbuch Stromausfall' des Innenministeriums Baden-Württemberg angeführt. Dieser Leitfaden ist auf die Rahmenbedingungen in diesem Bundesland zugeschnitten und kann nicht vollständig direkt in anderen Bundesländern angewendet werden, sondern muss, insbesondere in Bezug auf den Aufbau des Katastrophenschutzes, abgewandelt werden.

Die vorzuhaltenden Ressourcen zur Krisenbewältigung, z. B. mobile Notstromerzeugungsanlagen, aufseiten der behördlichen Gefahrenabwehr sind – siehe

Stromausfall im Münsterland (Menski & Gardemann 2009) – nicht auf eine nationale Katastrophe ausgelegt. Wesentlicher Bestandteil der Krisenkommunikation innerhalb der Länder und Behörden muss daher die Koordination der zu treffenden Maßnahmen und der effiziente Einsatz der vorhandenen Ressourcen sein.

Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BOS) verwenden einen nichtöffentlichen Funkdienst, der zunehmend digitalisiert wird. Für Aufbau, Betrieb und Sicherstellung der Funktionsfähigkeit wurde die Bundesanstalt für den Digitalfunk bei Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BDBOS) geschaffen. Nach dem Post- und Telekommunikationssicherstellungsgesetz (PTSG) gibt es zudem die Möglichkeit einer Bevorrechtigung im Mobilfunk. Da diese Möglichkeit jedoch vielen Stellen offensteht, es keine Abstufungen gibt und ein zumindest eingeschränkt funktionierendes Mobilfunknetz die Voraussetzung ist, kann nicht gewährleistet werden, dass im Krisenfall alle bevorrechtigten Verbindungen auch tatsächlich hergestellt werden können. Die behörden- und länderübergreifende Kommunikation findet zwar auch in eigenen Netzen statt, ist zumindest teilweise jedoch auf diese Kommunikationswege angewiesen. Laut TAB-Bericht (Petermann et al. 2010) sind die notwendigen Vorsorgemaßnahmen für einen langfristigen und großflächigen Stromausfall in den relevanten Rechtsnormen nur unzureichend berücksichtigt. Konkrete Aufgaben und Maßnahmen, z. B. hinsichtlich der geforderten Dauer einer zuverlässigen Ersatzstromversorgung, lassen sich daraus nicht ableiten. Diese Aussagen sind auf die Kommunikationswege zwischen den Behörden und den Unternehmen der Stromerzeugung und -verteilung unmittelbar übertragbar. Zur Sicherstellung der Verfügbarkeit der Kommunikationsinfrastruktur ist die Berücksichtigung von Ansprechpartnern aus dem Telekommunikations- und IT-Infrastruktursektor im Krisenmanagement zu empfehlen.

Für das Krisenmanagement der Netzbetreiber sind die Technischen Hinweise S1002 des VDE-FNN zu beachten. Diese enthalten u. a. eine Empfehlung für eine gemeinsame Ressourcendatenbank für Reparatur-, Ersatz- und Wiederherstellungsgeräte und -anlagen. Für die Kommunikationsmittel wird im Krisenfall ein 3-Ebenen-Konzept gefordert. Diese Redundanzen gewährleisten neben der Notfallebene noch eine Rückfallebene zur Sicherstellung der Kommunikation innerhalb der Energieversorgungsunternehmen, sofern die Stromversorgung durch eigene Mittel sichergestellt ist. Dieses Redundanzkonzept sollte gleichermaßen aufseiten der Behörden Anwendung finden, sodass

eine Kommunikation untereinander, mit den Energieversorgungsunternehmen sowie weiteren relevanten Infrastrukturbetreibern aufrechterhalten werden kann. Mit der Veränderung der nationalen Stromversorgung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bedarf es einer erweiterten Einbindung von Betreibern auf der Mittelspannungsebene. Die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie erfordert im Hinblick auf die Sicherstellung der Netzstabilität einen deutlich höheren Kommunikationsaufwand.

Die im Allgemeinen einseitige Information und Kommunikation mit der Bevölkerung, vor allem aus Sicht der Behörden, erfolgt bei einem großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall in der Anfangsphase einer solchen Krise zurzeit überwiegend noch über elektronische Medien, wie Fernsehen, Radio und Internet.

Die Medien Fernsehen und Radio stehen bei einem Stromausfall nur wenige Stunden bis maximal einige Tage zur Verfügung. Ihre Wirkung ist zudem darauf angewiesen, dass die Menschen batteriebetriebene Empfänger, wie zum Beispiel Autoradios, nutzen können. Der gesamte Sektor ‚Informationstechnik und Telekommunikation' ist von einem Stromausfall massiv betroffen, sodass auch Festnetz- und Mobiltelefone nach relativ kurzer Zeit nicht mehr genutzt werden können. Damit entfällt z. B. auch die Möglichkeit betroffener Bürger, im Notfall Behörden und Einrichtungen mit Sicherheitsaufgaben, z. B. die Feuerwehr, zu alarmieren. Erfahrungen aus dem Stromausfall im Münsterland zeigen, dass im Krisenfall lokale Anlaufstellen der Behörden eine Einbindung und Information der Bevölkerung ermöglichen. Durch eine solche Einbindung kann zum Beispiel der lokale Bedarf an Hilfs- und Ersatzmitteln besser erfasst und gesteuert werden. Zudem können über diese Anlaufstellen auch die Selbsthilfepotenziale der Bürger in die geplanten Bewältigungsmaßnahmen eingebunden werden.

### 8.4.2 Kommunikationsprozess und Inhalte

Der Kommunikationsprozess, einschließlich der Informationsinhalte, ist von zentraler Bedeutung für jede Organisation, insbesondere jedoch in Krisenlagen. Informationsinhalte und Informationsbedarf sowie die verfügbaren Kommunikationsmittel verändern sich während der Dauer eines großflächigen Stromausfalls. Während zu Beginn der Krise die reine Sachinformation aller

Beteiligten im Vordergrund steht, nimmt mit zunehmender Dauer des Stromausfalls der Bedarf an Informationen zur Bewältigung der Krise und zur Wiederherstellung des Normalbetriebs zu. Netzwerkbetreiber und Behörden benötigen zur gegenseitigen Abstimmung während eines großflächigen und lang anhaltenden Stromausfalls vorrangig technische Informationen im Hinblick auf z. B. die Zuschaltung von Kraftwerksleistung zur Netzstabilisierung während des Wiederaufbaus der Versorgungsnetze. Das ursprünglich vom BSI für die Sicherheit der kritischen IT-Strukturen entwickelte Konzept der ‚Single-Points-of-Contact' (SPOC) stellt eine Möglichkeit dar, diese Kommunikationswege, auch unter Einbindung der Telekommunikationsbranche, zu ermöglichen. Alternative Kommunikationsarten, die weitgehend unabhängig von der Stromversorgung sind, müssen für diesen Kommunikationsprozess gleichfalls eingeplant werden. Beispielsweise könnte die Informationsübertragung mittels Boten erfolgen, sofern die dafür notwendigen Transportinfrastrukturen verfügbar sind.

Im Rahmen der Krisenbewältigung muss die Bevölkerung, auch zur Vermeidung möglicher Unruhen, ausreichend über die Lage informiert werden. Maßnahmen, Orte und Zeitpunkte zur Versorgung der Bevölkerung, z. B. mit Nahrung und Trinkwasser, müssen mit ausreichender Vorlaufzeit bekanntgemacht und mit den zuständigen Einrichtungen vor Ort abgestimmt werden. Eine solche Information könnte z. B. über Printmedien erfolgen. Durch vorbereitete Aktions- und Handlungspläne kann das notwendige Kommunikationsaufkommen im Vorfeld begrenzt und der Ablauf der Krisenbewältigung verbessert werden. Grundlegende Maßnahmen und Handlungsmöglichkeiten zur Selbsthilfe der Bevölkerung sollten über die gängigen Informationsmedien kommuniziert werden. So können neben den Anweisungen über das Radio auch Informationen auf mobilen Geräten zum Abruf ab Werk integriert werden. Diese können weitere Hinweise bezüglich örtlicher Anlaufstellen und Prioritäten bei der gemeinsamen Krisenbewältigung vermitteln.

In Tabelle 8.4.1 sind die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Verbesserung der Krisenkommunikation für den Fall eines großflächigen und lang anhaltenden Stromausfalls zusammenfassend dargestellt.

| Empfehlungen | Grundlage Risikokommunikation *(vor und zu Beginn der Krise)* | Schwerpunkt Krisenkommunikation *(während der Krise)* |
|---|---|---|
| Bevölkerung | • Integration in genutzten Kommunikationsplattformen aktueller Medien, wie Mobiltelefone, Smartphones, Tablets und weitere neue Endgeräte | • Informationsaustausch über lokale Anlaufstellen (SPOC)<br>• organisatorische Handlungspläne für Selbsthilfe und Berücksichtigung dieser Potenziale im Krisenmanagement |
| Behörden | • Einbindung der Telekommunikationsbranche in das Krisenmanagement<br>• Abstimmung Redundanzen der Kommunikationmittel | • Länderübergreifender Informationsaustausch über definierte Anlaufstellen (SPOC)<br>• definierte Anlaufstellen zwischen Behörden und Betreibern (SPOC)<br>• zentrale Ressourcendatenbank |
| Energieversorgungsunternehmen | • Stärkere Einbindung der Mittelspannungsebene in das ENTSOE Network (Wind- und Sonnenenergie) | • definierte Anlaufstellen zwischen Behörden und Betreibern (SPOC).<br>• redundante Kommunikationsmittel einschließlich der notwendigen Ersatzstromversorgung<br>• zentrale Ressourcendatenbank |

Tab. 8.4.1: **Maßnahmen zur Verbesserung der Krisenkommunikation**

Die Empfehlungen zur Verbesserung der Kommunikationsverfügbarkeit bei einem lang andauernden Stromausfall betreffen vor allem die Kommunikationswege zwischen den Energieversorgern und den eingebundenen Behörden sowie die einseitige Information der Bevölkerung. Die Bevölkerung muss ihrerseits in der Lage sein, in Notfällen die verantwortlichen Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben zu erreichen.

Bezüglich der Verfügbarkeit wird dabei in Abbildung 8.4.1 zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Zeiträumen im Krisenverlauf unterschieden. Diese unterstellen den Ausfall der Stromversorgung im Stundenbereich (kurzfristig), eintägig (mittelfristig) und mit einer langfristigen Verfügbarkeit von Kommunikationsmitteln bei mehrtägigem Stromausfall.

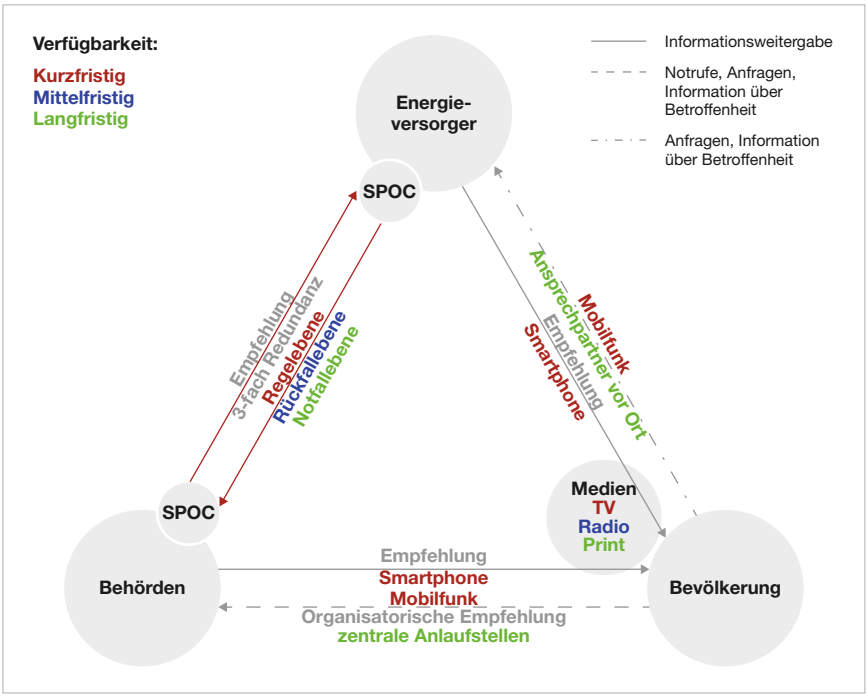



Abb. 8.4.1: Absicherung der Kommunikationswege

Die Kommunikationsmedien stehen unter Berücksichtigung der nötigen Verbindung und der Möglichkeiten der Bereitstellung des Endgerätes zur Verfügung.

## 8.5 Fazit und Schlussfolgerungen

Die Auswirkungen eines lang anhaltenden und großflächigen Stromausfalls auf die Kommunikationsprozesse zwischen den beteiligten Partnern Behörden, Betreibern und der betroffenen Bevölkerung sind nur schwer abzuschätzen. Durch die Interdependenzen der Kommunikationsinfrastrukturen, die insbesondere auf der Stromversorgung beruhen, ist die Kommunikation bei nicht ausreichender Reserve- und Ersatzenergieversorgung stark eingeschränkt. Andere Kommunikationsarten, die weitgehend von einer sicheren Stromversorgung unabhängig sind, sollten bei einem lang andauernden Stromausfall zur Verfügung stehen, um eine Mindestversorgung mit Informationen sicherzustellen. Alternativ kann die Zuverlässigkeit sowie zeitliche Verfügbarkeit notwendiger Ersatzenergieversorgungen verbessert werden.

Die zusätzlichen Empfehlungen als Ergänzung für die bestehenden Rechtsnormen, Leitfäden und Handbücher zielen auf eine Verbesserung der Kommunikationsabläufe zwischen den beteiligten Partnern in der Krisenbewältigung ab. Der Kommunikationsprozess kann durch Abstimmung der Ansprechpartner untereinander, nicht erst in der Krise, sondern bereits in der vorhergehenden Risikokommunikation, verbessert werden. Neben der Nutzung gemeinsamer Kommunikationsmittel können Ressourcen und Maßnahmen in Kooperation entwickelt werden, die über den Krisenverlauf die Risiken mindern und die Bewältigung verbessern.

# 9

# Zusammenfassung und Ausblick

*Heinz-Willi Brenig, Christine Eismann,*
*Herbert Friedmann, Heiko Klick, Kathrin Stolzenburg*

Mit Hilfe der vorgestellten Methoden können in einem systematischen Vorgehen folgende Fragen zu möglichen Stromausfällen in Deutschland beantwortet werden: Welche Gefahren-Szenarien können Auslöser für Stromausfälle sein? Welche Prozesse des Stromversorgungssystems sind kritisch? In welche Rahmenbedingungen ist das deutsche Stromversorgungssystem eingebettet? Welche Verwundbarkeiten bestehen? Wie kann Kommunikation der Risiko- und Krisenmanagement betreibenden Akteure stattfinden? Insgesamt dienen die Ausführungen zur Beantwortung der zentralen Frage: Welches Risiko besteht und wie können Schutzmaßnahmen definiert und angepasst werden, um das Ausfallrisiko zu reduzieren?

Die vorgestellten Erkenntnisse des Forschungsprojektes GRASB können von den einzelnen Handlungsträgern im Stromversorgungssystem, insbesondere den Betreibern der Infrastrukturen, für ihr Risikomanagement aufgegriffen werden. Ausgehend von einer detaillierten Aufstellung der möglichen Gefahren wurden Methoden zur Szenarienbildung und Verfahren zur risikotechnischen Bewertung entwickelt. Die Betreiber können die vorgelegten Projektergebnisse nutzen, um ihr präventives Risikomanagement zur Verhinderung von Stromausfällen zu optimieren und sich darüber mit den Vertretern der staatlichen Gefahrenabwehr auszutauschen. Auch für Handlungsträger der staatlichen Gefahrenabwehr können die Ergebnisse genutzt werden, beispielsweise um sich ihres Kommunikationsbedarfes mit den Betreibern gewahr zu werden und Kommunikationswege zu definieren, die auch bei Stromausfall verfügbar sind. Darüber hinaus kann für diese Stellen insbesondere der Überblick über die Rahmenbedingungen sowie über die Verwundbarkeiten im Stromversorgungssystem eine wichtige Hilfestellung sein.

Die Versorgungssicherheit mit Strom ist in Deutschland sehr hoch und große Stromausfälle sind in der Vergangenheit kaum vorgekommen. Vor dem Hintergrund wachsender Abhängigkeiten und sich ändernder Gefahrenlagen

sowie der möglichen Schwere der Folgen gilt es aber, die bestehenden Präventionsmaßnahmen weiterzuentwickeln, um auch zukünftig den erreichten Versorgungsstand aufrechterhalten zu können. Die Ergebnisse des Forschungsprojektes GRASB sollen als Anregungen für alle dienen, deren Arbeit zu einer sicheren Stromversorgung in Deutschland beiträgt. Die Projektpartner werden sich auf dieser Grundlage zukünftig weiter mit Fragen einer gesicherten Stromversorgung beschäftigen.

So werden im BBK zum Thema lang andauernder, großflächiger Stromausfall Schutzkonzepte entwickelt, die von präventivem Risikomanagement bis hin zu einem Gesamtkonzept für eine Notstromversorgung reichen. Das Thema wird mit Vorträgen, Veranstaltungen und Veröffentlichungen weiter in die (Fach-) Öffentlichkeit getragen und es werden Plattformen für die Vernetzung relevanter Akteure geboten. Während die Bewältigung eines großen Stromausfalls in den meisten der denkbaren Fälle bei den Krisenstäben der Katastrophenschutzbehörden und -organisationen in den kreisfreien Städten, Landkreisen und Ländern liegt, hat der Bund eine eher unterstützende Aufgabe. In dieser Funktion gibt das BBK zum Beispiel gemeinsam mit dem Bundesministerium des Innern (BMI) den Leitfaden „Schutz Kritischer Infrastrukturen – Risiko- und Krisenmanagement“ für Unternehmen und Behörden heraus. Im Ereignisfall laufen im Gemeinsamen Melde- und Lagezentrum von Bund und Ländern (GMLZ) aktuelle Daten zur Lage im Bevölkerungsschutz zusammen. Zudem finden an der Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ) Angebote zur Ausbildung von Stäben statt sowie auch für das Risikomanagement und die Notfallvorsorge im Bereich Kritischer Infrastrukturen.

TÜV Rheinland Consulting wird auch weiterhin Unternehmen unterstützen, sich ‚organisationssicher‘ aufzustellen, wozu auch Präventivmaßnahmen wie Optimierung des Risiko- und Notfallmanagements zählen. Insbesondere sollen die im Rahmen des Forschungsprojektes GRASB für die Stromsparte gewonnenen Grundlagenerkenntnisse auch in den Arbeiten für die weiteren Versorgungssparten wie Gas, Wasser und Fernwärme genutzt werden.

Die im Rahmen des Projektes eingebrachten Ergebnisse dienen der Fachhochschule Köln unmittelbar zur Erweiterung der Wissensbasis und Entwicklung neuer Methoden. Die gewonnenen Erkenntnisse lieferten einen Beitrag zur Verbesserung der Qualität der Lehre in den Bachelor- und Masterstudiengängen „Rettungsingenieurwesen und Gefahrenabwehr“ sowie „Bandschutzinge-

nieurwesen“ am Institut für Rettungsingenieurwesen und Gefahrenabwehr. Insbesondere in die zum Wintersemester 2013/2014 neu aufgesetzten bzw. überarbeiteten Fächer „Menschliche und technische Gefahren und Risiken“ sowie „Kritische Infrastrukturen und Bevölkerungsschutz“ in den Bachelorstudiengängen und „Großschadenslagen“ und „Analyse vernetzter kritischer Infrastrukturen“ im Masterprogramm wurden die Erkenntnisse aus dem Projekt aufgenommen.

WBI wird das im Projekt gewonnene Know-how nutzen, um sein Angebot für die Energiewirtschaft auszubauen und die verwendeten Simulationstechniken besonders bezüglich der sogenannten „Einwirkungen von außen“ weiterzuentwickeln. Dazu gehört besonders die Untersuchung der Resilienz bei den Lastfällen wie Erdbeben, Druckwellen oder Flugzeugabsturz. Aus den im Projekt erarbeiteten Methoden ergibt sich ein Dienstleistungsangebot „Risikomanagement im Bereich konventioneller Stromversorgung“ und speziell Ingenieurdienstleistungen zur Reduzierung des Ausfallrisikos für konventionelle Kraftwerke und die damit verbundenen Netze. Es wird den Betreibern von entsprechenden Anlagen angeboten und trägt damit zu einer sichereren Versorgung bei.

Weiterer Forschungsbedarf zur Kritischen Infrastruktur Stromversorgung besteht noch in Bezug auf die Auswirkungen eines Ausfalls auf die öffentliche Sicherheit. Das Verhalten der Bevölkerung in einem großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall ist noch nicht ausreichend bekannt. Unterschiedliche Studienergebnisse und fehlende Referenzereignisse erschweren hier eine Vorhersage. In Bezug auf die Versorgung mit Notstrom bei eingetretenem Stromausfall sind ebenfalls noch zahlreiche Fragestellungen offen. Unterschiedliche konzeptionelle Ansätze und technische Lösungen sind in der Entwicklung. Wenn sie gut ineinandergreifen und umgesetzt werden, kann die Anfälligkeit gegenüber Stromausfall maßgeblich reduziert werden. Ein weiteres Thema ist die priorisierte Versorgung Kritischer Infrastrukturen. In diesem Zusammenhang sind auch die wechselseitigen Abhängigkeiten von Bedeutung. Fragen der IT-Sicherheit werden mit der Entwicklung des Netzes hin zu einem Smart Grid ebenfalls zunehmend wichtiger werden. Hiermit befasst sich unter anderem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Die Schaffung von einheitlichen und verbindlichen Standards ist in vielen Bereichen eine Aufgabe, die weiterzuführen ist.

Erheblichen Forschungsbedarf gibt es auch zum Thema Erdbeben. Einerseits werden in der noch jungen, aufblühenden Seismologie mit neuen Methoden die anzusetzenden Designerdbeben häufig höher, andererseits zeigt die Auswertung der Schadensfälle nach einem Beben, dass die Resilienz von Strukturen oft größer ist als ursprünglich angenommen.

Die Stromversorgung ist eine Basisinfrastruktur unserer Gesellschaft. Ihre Sicherung zu gewährleisten, ist eine wichtige Aufgabe, an der viele Menschen mitwirken. Die hier vorgestellten Forschungsergebnisse können zu dieser Aufgabe beitragen und daran mitwirken, Wissen über das Risikomanagement in der Stromversorgung zu verbreiten und unterschiedliche Blickrichtungen zusammenzuführen, damit das gemeinsame Ziel einer funktionierenden Stromversorgung optimal erreicht werden kann.

# Anhang A

## Seismische Untersuchung einer Hochspannungsschaltanlage in der Kölner Bucht

Autoren:
Friedmann, Herbert[1];
Henkel, Fritz-Otto[1];
Klein, Dietrich[1];
Rittmeier, Uwe[2];
Roth, Michael[3];
Schubert, Thomas[1];
Weber, Franca[1].

1) Wölfel Beratende Ingenieure GmbH + Co. KG.
2) WESTNETZ GmbH Spezialservice Strom, Stationen; Planen/Bau Rhein-Sieg
3) RheinEnergie AG Köln, Fachbereich Netzführung und Entstörmanagement

## A.1 Einführung und Zielsetzung

Die vorliegende Untersuchung soll veranschaulichen, wie eine Verwundbarkeitsanalyse im Detail an einer als kritisch identifizierten Anlage und bei einer gegebenen Gefahr (auch ein Szenario als Gefahrenkombination im Sinne von Kap. 4 wäre möglich) durchgeführt werden kann. Es werden anhand eines Beispiels verschiedene Berechnungsmethoden verglichen und es wird gezeigt, wie neue Verfahren die Realität besser abbilden und deshalb genutzt werden können, um präzisere Ergebnisse zu erhalten und u. U. Nachrüstkosten zu sparen.

### A.1.1 Kontext zum Projekt GRASB

Die Motivation der Netzbetreiber, sich an dem vom BMBF geförderten F + E-Vorhaben GRASB „Szenarienorientierte Grundlagen und innovative Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Bevölkerung“ zu beteiligen, lag im Wesentlichen in den dadurch eröffneten Möglichkeiten, sich über die Projektarbeit in der methodischen Vorgehensweise bei notfallrelevanten Szenarien, denen Netzbetreiber ausgesetzt werden können, zu verbessern und als assoziierter Partner die Praxisnähe in der forschungsgeprägten Projektarbeit zu sichern.

Es gehört zu den originären Aufgaben eines Netzbetreibers, sich in der Daseinsvorsorge mit dem Management notfallrelevanter Szenarien konsequent zu befassen und es systematisch weiterzuentwickeln. Im Projekt GRASB gab es deshalb eine hohe Erwartung, dazu entscheidende Impulse für eine weitere praktische Umsetzung in den einzelnen Unternehmen zu gewinnen. In der Vielzahl notfallrelevanter Szenarien sticht der großflächige lang anhaltende Stromausfall in seiner Bedeutung für die gesellschaftliche Infrastruktur und den Wirtschaftsstandort Deutschland besonders heraus. Im Projekt wurde dieser Stromausfall als überregionaler Stromausfall festgesetzt. Die Erwartung war, dass sich die ermittelten Projektergebnisse auf die einzelnen Netzbetreiber mit den Verantwortlichkeiten für deren betriebene Verteilnetze herunterbrechen

lassen. Die entsprechenden methodischen Ansätze sind in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellt worden.

Die Ursachen für einen großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall sind vielfältig und unter anderem von geologischen Gegebenheiten abhängig. Der gewählte Lastfall „Erdbeben“ ist zwar äußerst selten und liegt deshalb auch oft außerhalb der allgemeinen Wahrnehmung und Untersuchung, hat aber seit Fukushima eine besondere Aufmerksamkeit erfahren. Es ist naheliegend, sofort eine Proportionalität zwischen der Zeitdauer eines großflächigen Stromausfalls und dem Schadensbild innerhalb der Kritischen und öffentlichen Infrastruktur zu unterstellen. Ein Netzwiederaufbau mit einer Wiederversorgung wird unter anderem abhängig sein vom Zerstörungsgrad der Verteilnetz- und Erzeugungsanlagen. Die Erfahrungen mit den Szenarien Elbehochwasser und den Orkanen Lothar oder Kyrill bestätigen dies. Um exemplarisch die Verwundbarkeit einer Anlage zu bestimmen, wurden zunächst solche Strukturen identifiziert, die bei ihrem Ausfall als Stufe einer Kaskade zu einem großflächigen und lang anhaltenden Stromausfall beitragen (GRASB, WBI Zwischenbericht, unveröffentlicht). Im Rahmen des Projektes GRASB bot sich die Möglichkeit, in Zusammenarbeit von Wölfel Beratende Ingenieure (WBI) und RheinEnergie AG die besonderen geologischen Auswirkungen, die in der seismischen Zone der Kölner Bucht gelten, auf eine Verteilnetzanlage zu untersuchen und den Versuch zu unternehmen, Gefährdungsgrade oder gar Schäden zu ermitteln, die bei Erdbeben bestimmter Stärke eintreten können. Auf diese Weise konnten alle Beteiligten gewinnen:

- Der Betreiber erhält die Ergebnisse für einen Lastfall mit sehr geringer Auftretenswahrscheinlichkeit;
- WBI wendet neue numerische Untersuchungsmethoden und Vorgehensweisen an, die so nicht zur gängigen Auslegungspraxis gehören, und entwickelt daraus für die Branche neue Dienstleistungen;
- Die allgemeinen – als exemplarisch anzusehenden – Ergebnisse gehen in das F + E-Vorhaben ein.

Ein Erdbeben in der Rheinischen Bucht mit einer Stärke von M = 5,9 auf der nach oben offenen Richterskala trat zuletzt am 13. April 1992 auf. Es hat aber nicht zu Schäden an Betriebsmitteln des zuständigen Netzbetreibers geführt. Bei diesem Erdbeben lag das Epizentrum etwa 70 km entfernt bei Roermond, also in größerer Entfernung. Es war das stärkste Erdbeben in der Region seit

dem Dürener Beben von 1756. Im statistischen Mittel tritt ein derartiges Beben in dieser Region etwa alle 150 Jahre auf (Geologischer Dienst NRW 1992).

Die Beschreibung eines Erdbebens mit Angaben zu seiner auf der Richterskala erreichten Stärke ist sehr gebräuchlich, jedoch für die Beurteilung der Vulnerabilität einzelner Gebäude oder Anlagen wenig geeignet. Denn die Richterskala ist eine Magnitudenskala, die in der Seismologie zum Vergleich der Energiefreisetzung eines Erdbebens verwendet wird. Für die Untersuchung der Vulnerabilität entscheidend ist jedoch die Frage, mit welchen Amplituden und Frequenzen kommen die Erdbebenwellen am Standort des Gebäudes an? Denn die überwiegend horizontalen Bodenbeschleunigungen, die am Fundament eines Gebäudes ankommen, entfalten dort ihre zerstörerische Wirkung. In der Regel liegt zwischen Epizentrum, also dem Punkt an der Erdoberfläche, der genau über dem Erdbebenherd liegt, und dem Standort ein größerer Übertragungsweg, auf dem die Erdbebenwellen je nach geologischen Gegebenheiten abgeschwächt oder verstärkt werden können. Für Untersuchungen der Verwundbarkeit wird häufig die Intensität eines Bebens mit der Makroseismischen Skala beschrieben, das ist ein Maß für die Auswirkung eines Bebens am Standort eines Gebäudes. Das für die Bemessung maßgebliche Erdbeben wird in der Form eines Erdbebenspektrums dargestellt (vgl. Abbildung A.4).

Für die exemplarische Untersuchung ausgewählt wurde eine 110-kV-Freiluftanlage, deren erste Inbetriebnahme auf 1965 datiert und die bis heute diverse Modernisierungsmaßnahmen erfuhr. Ein gewisser repräsentativer Ansatz wurde unterstellt, da in den 60er-Jahren eine beträchtliche Netzentwicklung stattfand, die zu einer Realisierung von mehreren bautechnisch ähnlichen Schaltanlagen führte. Man kann davon ausgehen, dass damals der Netzzubau pro Jahr ca. 10 % des Netzbestandes ausmachte. Diese Schaltanlagen haben außerdem eine gewisse versorgungstechnische Relevanz, da sie Kuppelstellen zum übergeordneten Verbundnetz darstellen.

Im Zeitraum von November 2011 bis Oktober 2012 wurde diese Schaltanlage von WBI untersucht. Die Autoren berichten über die Herausforderungen und die Ergebnisse dieser Untersuchung.

Abb. A.1: Beispiel für eine 110-kV-Freiluftschaltanlage. Foto: Wölfel Beratende Ingenieure GmbH + Co. KG

### A.1.2 Auslegungskriterien der Betriebsmittel in der Stromversorgung

Entsprechend den aktuell gültigen Auslegungskriterien werden die Berechnungen auf Basis der aktuell gültigen Vorschrift Eurocode 8 (DIN EN 1998-1 2010, Eurocode 8) durchgeführt. Die Eurocodes sind europäische Bemessungsregeln im Bauwesen. Diese europäischen Normen (EN) treten an die Stelle der nationalen DIN-Vorschriften, die in Zukunft nur noch nationale Besonderheiten regeln. Für die national festzulegenden Parameter wird deshalb der nationale Anhang (DIN EN 1998-1/NA 2011) herangezogen.

Nach der Karte zur Erdbebengefährdung (Bild NA.1, DIN EN 1998-1/NA 2011) liegt der untersuchte Standort im Grenzbereich von Erdbebenzone 1 und 2b. Somit ist nach heutigen Vorschriften ein Nachweis für die Standsicherheit im Erdbebenfall erforderlich. Er erfolgt für die Freiluftschaltanlage mit den Werten der Erdbebenzone 2b, die einen Referenz-Spitzenwert der Bodenbeschleunigung agR = 0,6 m/s² definiert, und für das Gebäude mit den Werten der Erdbebenzone 1, die eine Bodenbeschleunigung agR = 0,4 m/s² festlegt (DIN EN 1998-1/NA 2011). In Ergänzung zum EC 8 wird in Deutschland die seismische Gefährdung innerhalb der oben genannten Erdbebenzonen genauer gefasst durch Angaben zum geologischen Untergrund. Dabei werden die Klassen R, T und S unterschieden. Der geologische Untergrund ist der Klasse T zuzuordnen, das steht für flache Sedimentbecken und Übergangsbereiche. Der Baugrund selbst wird nach EC 8 in 3 Bodenklassen von Fels bis zu weichen Sedimenten plus zwei Sonderklassen eingeteilt. Beim anstehenden Boden handelt es sich um mitteldicht gelagerten Kies und Sand, der zur Bodenklasse C gehört. Aus geologischer Untergrundklasse und Baugrund- bzw. Bodenklasse ergeben sich die Untergrundverhältnisse C-T, anhand derer Parameter zur Beschreibung des elastischen horizontalen Antwortspektrums aus der Vorschrift (Tabelle NA.4, DIN EN 1998-1/NA 2011) abgelesen werden können. Zur vollständigen Beschreibung des Antwortspektrums ist nun noch eine Einordnung in eine Bedeutungskategorie nötig. Wegen der Größe des Versorgungsgebietes besitzt das Umspannwerk eine hohe Kritikalität. Dieser Gesichtspunkt geht über den Bedeutungsbeiwert in die Auswahl der Lastfunktion ein. Die Unversehrtheit des Umspannwerks ist im Erdbebenfall von hoher Bedeutung für den Schutz der Allgemeinheit. Deshalb wird es in die Bedeutungskategorie IV eingeordnet und ein entsprechender Bedeutungsbeiwert $\gamma_I = 1{,}4$ vergeben. Damit ist eine Wiederkehrperiode von ca. 1.225 Jahren anzusetzen. Je nach Bauart ist die Gebäudeantwort auf eine Erdbebenanregung mehr oder weniger nichtlinear. Dieses Verhältnis wird durch

den Verhaltensbeiwert beschrieben. Beschleunigungsspektren oder elastische Antwortspektren sind die allgemeinen Vorgaben des EC 8, mit der die Erdbebenbelastung, in der Fachterminologie der Lastfall, beschrieben werden. Aus diesen allgemeinen Vorgaben muss dann in der hier beschriebenen Weise die tatsächlich anzusetzende Last in Form des Designspektrums abgeleitet werden. Für das überwiegend aus Mauerwerk bestehende Gebäude wird für die linearen Berechnungen ein Verhaltensbeiwert von q = 1,5 angenommen, um ein Bemessungsspektrum aus dem elastischen Antwortspektrum zu erhalten. Für die vorliegenden Stahlkonstruktionen der Freiluftschaltanlage wird ein Verhaltensbeiwert von q = 1,5 für Einzelstützstrukturen (Kragarm) und von q = 3 für Rahmenstrukturen angenommen.

Bei der Betrachtung eines älteren Gebäudes aus dem Blickwinkel der heute gültigen Auslegungskriterien muss man gerade beim Lastfall Erdbeben die Entwicklung der rechentechnischen Möglichkeiten und der einschlägigen Vorschriften beachten, denn eine Auslegung, wie sie hier dargestellt wird, war früher in dieser Art nicht möglich.

### A.1.3 Entwicklung von Auslegungsmethoden und Normung

Der Lastfall Erdbeben erhielt erst durch einige schwere Beben und durch das Aufkommen der Kernkraftnutzung in den 60er- und 70er-Jahren des letzten Jahrhunderts die Aufmerksamkeit, die ihm heute zukommt. Vorrangig durch die Anforderungen der Kerntechnik wurden Berechnungsmethoden entwickelt, die eine dynamische im Gegensatz zur einfacheren quasistatischen Auslegung von Gebäuden und Komponenten erlauben. Zur Notwendigkeit für derartige Berechnungen kommt die Entwicklung der technischen Möglichkeiten, derartige Untersuchungen anzustellen. Zu nennen ist hier die Entwicklung von Computern und von entsprechenden numerischen Verfahren wie der Finite-Elemente-Methode, FEM, die heute das wichtigste Werkzeug des Ingenieurs bei der Auslegung gegen den Lastfall Erdbeben ist.

- Was die FEM angeht, hat Hrennikoff 1941 ein Stabwerk als Ersatzmodell für eine Scheibe vorgelegt und Argyris hat 1956/57 die Matrizenformulierung der Statik und Dynamik entwickelt. Schließlich hat Clough 1956 den Begriff der Finiten Elemente eingeführt. Die beiden ersten FEM-Programme waren ASKA und STRUDL, die etwa ab 1960 vornehmlich an Hochschulen im Einsatz

waren. Das erste kommerziell verfügbare FEM-Programm, das auch für die Simulation von Erdbeben verfügbar war, hieß STARDYNE. Es kam ab 1965 zur Anwendung (vgl. zur Geschichte der Finite-Elemente-Methode Groth 2002 und Müller & Groth 1997).

- Computer waren in den 70er-Jahren fast ausschließlich als Großrechner an wenigen Hochschulen und Rechenzentren vorhanden. Die Leistungsfähigkeit der damaligen Rechner sei am Beispiel des Random Access Memory, RAM, heute als Hauptspeicher bekannt, kurz angerissen. RAM war in der Anfangszeit in dieser Form gar nicht vorhanden, in den 80er-Jahren wurde dieser Speicher noch in kB beschrieben wobei k für Kilo, also $10^3$ steht, heute sind Gigabyte $10^9$ oder Terabyte $10^{12}$ das gängige Maß.

Zu diesen technischen Rahmenbedingungen kommen der damalige seismologische Kenntnisstand bezüglich der Erdbebengefährdung verschiedener Regionen in Deutschland und vor allem der Stand der Bauvorschriften in Form von Normen und Vorschriften, die der Gebäudeauslegung zugrunde liegen.

Da Deutschland nicht zu den Ländern mit einer sehr hohen Erdbebengefährdung gehört, wurde mit der einschlägigen Normsetzung erst relativ spät begonnen. Auslöser war ein stärkeres Beben bei Euskirchen im Jahr 1951 mit einer Magnitude von 5,8 auf der Richterskala. Dabei wurden 11 Personen verletzt und es entstand erheblicher Sachschaden. Nach diesem Beben wurde die DIN 4149 erarbeitet. Diese Norm „Bauten in deutschen Erdbebengebieten – Richtlinien für Bemessung und Ausführung“ wurde 1957 veröffentlicht. In dieser ersten DIN 4149 war eine Karte enthalten, die in Deutschland die erdbebengefährdeten Regionen abgrenzte und in zwei Gefährdungszonen einteilte. In Abhängigkeit von der Lage eines Bauwerks in Zone 1 oder 2 und den örtlichen Baugrundverhältnissen sollte ein Gebäude für einen bestimmten Prozentsatz der Vertikallasten auch horizontal bemessen werden. Das Schwingungsverhalten des Bauwerks spielte dabei noch keine Rolle. Schließlich wurde die Anwendung der Norm dem Bauherrn freigestellt (DIN 4149, 1957).

Erst nach weiteren schweren Beben – zu nennen sind die Erdbeben auf der Schwäbischen Alb 1969 und 1970 – wurde in Baden-Württemberg im Jahr 1971 eine „Vorläufige Richtlinie für das Bauen in Erdbebengebieten des Landes Baden-Württemberg“ zur verbindlichen Norm erklärt. Eine Neufassung der DIN 4149 folgte im Jahr 1981. In dieser Norm werden in Deutschland 4 Erdbebenzonen ausgewiesen und das Schwingungsverhalten des Bauwerks kann in einem Näherungsverfahren berücksichtigt werden. Die Neuauflage der Norm

im Jahr 2005 benennt das Antwortspektrenverfahren und lässt die Berücksichtigung einer plastischen Energiedissipation zu. Es wurden auf wahrscheinlichkeitstheoretischer Grundlage 3 Erdbebenzonen ausgewiesen. Ab 2013 gelten die in Kap. 1.2 für diese Untersuchung genannten Vorschriften (vgl. dazu Henkel & Bauer 2012; Schneider 2006 und Vorläufige Richtlinien).

## A.2 Das Notfallmanagement eines Verteilnetzbetreibers

### A.2.1 Prinzip der Notfallorganisation und Szenarien

Wie schon in der Einführung erwähnt, gehört es zu den originären Aufgaben und Pflichten eines Netzbetreibers, sich im Rahmen der Vorsorgemaßnahmen auf störungsbedingte Situationen oder außergewöhnliche Lagen (Lastfälle) organisatorisch und technisch einzustellen. Dies wird auch gesetzlich z. B. über das EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), EnSiG (Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung) oder das KonTraG (Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich) vorgeschrieben. Diese Gesetze legen den Grundstein für ein unternehmensinternes Notfallmanagement, welches die Regelungen bereithält für die

- Vergabe von Verantwortlichkeiten innerhalb einer Notfallorganisation;
- Ablauforganisation im Notfall;
- Ressourcen, Maßnahmenbereitstellung;
- Zusammenarbeit zwischen verantwortlichen Fachbereichen;
- Szenarienbehandlung;
- Risikoeinschätzung und -bewertung.

Im Allgemeinen sind notwendige Festlegungen für die Bewältigung von Notfallsituationen in einschlägigen Handbüchern der Unternehmen zusammengefasst. Dieses Handbuchwesen gliedert sich beispielsweise speziell in übergeordnete strategische oder administrative Inhalte und operative, einsatztaktische Ausführungen für die zuständigen Fachbereiche. Im beschriebenen Fall eines großflächigen lang anhaltenden Stromausfalls gelten weitergehende Festlegungen, z. B. für die Ausführung eines unternehmensspezifischen Netzwiederaufbaukonzeptes. Wenn notwendig, ist dies spartenübergreifend, wie es bei einem großstädtisch orientierten Querverbundunternehmen obligatorisch ist. Um einen Überblick über verschiedene Szenarien zu erhalten, die die Energie- und Wassernetze treffen können, unterscheidet man zwischen:

- den Szenarien, die eine direkte Auswirkung auf die Verfügbarkeit von Netzen haben, wie z. B. Störungen im Energiehaushalt durch Fehlbedienungen oder Anlagenausfälle (siehe auch Berechnungsbeispiel Ausfall einer Erzeugungsanlage durch Explosion) und
- indirekten Auswirkungen, die durch äußere Einflussfaktoren (sog. EVA-Lastfälle, Einwirkungen von außen) wie Erdbeben, meteorologische Unbilden oder pandemieartige Phänomene, die die Verfügbarkeit von Energie- und Wassernetzen beeinträchtigen.

Wesentlich für das Notfallmanagement sind eine möglichst genaue Klassifizierung der Szenarien, die Festlegung möglicher Indikatoren, die zur Eskalation und Deeskalation führen und die Katalogisierung von Maßnahmen. Die Notfallhandbücher beinhalten diese Festlegungen und legen damit die Schwellen für das Ausrufen eines Notfalls und das Starten einer Notfallorganisation fest. Die Einbindung der Energiewirtschaft in die Vorsorge für Kritische Infrastrukturen der Bundesrepublik Deutschland (vgl. BMI 2009a) führt dazu, dass das eigene Notfallmanagement viele Verbindungsstellen zu behördlichen Notfall- und Krisenorganisationen aufweist und mit diesen eng verzahnt ist.

## A.3 Überlegungen zu den Auswirkungen eines Erdbebens beträchtlicher Stärke auf die Flächenversorgung in einem großstädtisch geprägten Ballungsraum

### A.3.1 Auswirkungen auf die eigene bzw. öffentliche Infrastruktur

Die große Energie- und Verbrauchsdichte in großstädtisch geprägten Ballungsräumen führt zu einer hohen Konzentration von Verteilnetzanlagen, sei es in der Verlegung von Leitungsnetzen oder der Verbreitungsdichte von Stationen, die der Verteilung der Energie oder auch des Wassers dienen. An dieser Stelle verweisen die Autoren nicht nur auf die Stromnetze, sondern auch auf ähnlich ausgeprägte und dichte Infrastrukturen in den Medien Wärme, Gas, Wasser oder Telekommunikation. Aus den Strukturdaten von 2011 eines großstädtischen Ballungsraumes ergibt sich beispielsweise eine mittlere Einwohnerdichte von ca. 2.500 Einwohnern/km² mit einem entsprechend hohen Energie-, Wasser- und Kommunikationsbedarf.

Für die Betrachtung eines großflächigen lang anhaltenden Stromausfalls, ausgelöst durch ein Szenario ‚Erdbeben', gelten allgemein folgende Rahmenbedingungen:

- Der begrenzte Trassierungsraum im Bereich öffentlicher Flächen führt zu einer hohen Bündelungsdichte von Versorgungsleitungen;
- in deutschen Großstädten treffen wir, am Beispiel der Stromnetze, einen Verkabelungsgrad von > 99 % an, der in den Übergängen zu den regionalen Netzen mit der Orientierung zu Freileitungsnetzen abnimmt;
- erdverlegte Stromnetze unterscheiden sich in Schadensbildern signifikant von Freileitungsnetzen;
- hohe Standardisierungsgrade von Stationen und Leitungsnetzen ergeben gleichartige Auslegungsgrenzen.

Hier öffnet sich ein Spekulationsraum, dass bei einem flächenmäßig ausgeprägten Erdbeben einer Stärke außerhalb der Auslegungsgrenzen ein Common Mode Fehler (s. Kap. 6.5) in Netzen möglich ist, der die eigene und öffentliche Infrastruktur großflächig beschädigt. Der Untersuchungsgegenstand einer

110-kV-Freiluftanlage erlaubt es sicher nicht, allgemeingültige Aussagen zur Widerstandskraft von Netzen insgesamt zu treffen. Ein umfangreiches Schadensbild durch Zerstörung in einer bedeutenden Anlage und deren anschließender Rekonstruktion wird allerdings, wie oben bereits grundsätzlich hergeleitet, die Wiederversorgung nachhaltig zeitlich beeinflussen (vgl. dazu auch BAFU 2009).

## A.4 Analyse der Hochspannungsschaltanlage auf kritische Betriebsmittel

### A.4.1 Check-up

Bezüglich des Lastfalls Erdbeben sind zunächst die unter Punkt 1.2 bereits dargestellten globalen Auslegungskriterien für die Betriebsmittel zu klären. Dazu gehören die Ermittlung der standortspezifischen Erdbebengefährdung inklusive Baugrundklassifizierung und die Festlegung von Bedeutungsbeiwerten etc.

Im nächsten Schritt werden bei einer Anlagenbegehung die am stärksten gefährdeten Anlagen- und/oder Gebäudeteile identifiziert. Diese Klassifizierung der Anlagen- und Gebäudeteile nach ihrem Gefährdungsgrad geschieht auf der Grundlage von Erfahrungswissen und führt zu einer begründbaren Reduktion des Berechnungsaufwandes. Das Ziel der Berechnungen ist die Bewertung von stromführenden Anlagenteilen und Gebäuden hinsichtlich ihrer strukturellen Anfälligkeit bei Erdbebenbelastung. Idealerweise werden die Festigkeitsberechnungen so durchgeführt, dass auch ein Tragfähigkeitsnachweis erbracht werden kann und somit sichergestellt ist, dass die berechneten Anlagenteile einem Erdbeben der angenommenen Stärke widerstehen.

### A.4.2 Datenbeschaffung

Grundlage der seismischen Untersuchungen sind numerische Simulationen mit der Finite-Elemente-Methode (FEM). Das setzt ein Rechenmodell der zu untersuchenden Strukturen voraus. Dieses Rechenmodell beinhaltet exakte Angaben zu:

- Geometrie der Struktur: Baupläne, Konstruktionszeichnungen, Massen …
- Materialdaten: E-Moduli aller verwendeten Materialien, Querdehnung, Fließspannungen, Druckspannungen …
- Randbedingungen: Gründung, Abstützungen …
- Lasten: Erdbeben mit welcher Bodenbeschleunigung?

Da viele Freiluftschaltanlagen bereits Mitte der 60er-Jahre errichtet wurden, stellt die Datenbeschaffung oft eine erste Bearbeitungshürde dar. Nach umfangreichen Recherchen und mit Hilfe von Analogieschlüssen ist es möglich, ein rechenfähiges FEM-Modell eines Strom- und Spannungswandlers zu erstellen.

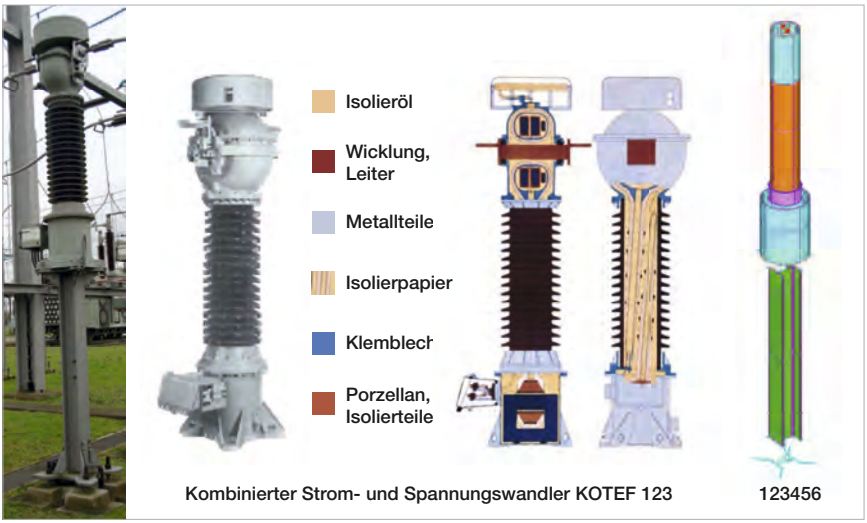



Abb. A.2: V. l. n. r: Aufgeständerter Strom- und Spannungswandler in der Anlage, verschiedene Konstruktionszeichnungen und FEM-Modell. Foto: Wölfel Beratende Ingenieure GmbH + Co. KG

Ähnlich aufwendig kann die Datenbeschaffung für die Berechnung von älteren Gebäuden sein. Voraussetzung ist ein gut geführtes Planarchiv, in dem auch alle späteren Umbauten dokumentiert sind. In der Regel müssen die Plandaten durch die Erhebung weiterer Daten, z. B. über die Ausführung von Mauerwerk, Deckenanschlüssen usw. bei einer Begehung ergänzt werden.

### A.4.3 Berechnungsverfahren

Für die Beurteilung der Standsicherheit stehen nach EC 8 mehrere Berechnungsmethoden zur Verfügung. Die unterschiedlichen Verfahren sollen am Beispiel des Gebäudes dargestellt werden. Denn nur für den Gebäudenachweis musste die ganze Bandbreite der Möglichkeiten ausgeschöpft werden.

- Das vereinfachte Antwortspektrenverfahren darf bei Hochbauten angewendet werden, deren Strukturantwort nicht wesentlich durch Beiträge von höheren Schwingungsformen als der Grundeigenform in jeder Hauptrichtung beeinflusst wird. Hierbei wird für jede horizontale Richtung die Gesamterdbebenkraft Fb aus der Ordinate des Bemessungsspektrums Sd bei der Eigenschwingungsdauer des Bauwerks T1 multipliziert mit der Gesamtmasse des Gebäudes m und gegebenenfalls einem Korrekturbeiwert $\lambda$ wie folgt berechnet: $Fb = Sd(T1) \cdot m \cdot \lambda$
  Die horizontale Gesamterdbebenkraft wird über verteilte Einzelkräfte aufgebracht, die entweder über die Höhe linear zunehmen oder anhand der Verschiebungen in der Grundeigenform gewichtet sind.
- Das modale Antwortspektrenverfahren wird als Referenzmethode für die Bestimmung der Beanspruchungsgrößen infolge Erdbeben angegeben. Es ist für alle Arten von Hochbauten anwendbar. Die Antworten aller Modalformen, die wesentlich zur Gesamtantwort beitragen, werden berücksichtigt. Der Höchstwert der seismischen Beanspruchung wird dann in der Regel mittels einer Überlagerung nach der „vollständigen quadratischen Kombination“ (CQC) aus den Beanspruchungsgrößen der Modalbeiträge bestimmt.
- Im Gegensatz zur DIN 4149 sind im Eurocode 8 außerdem nichtlineare Berechnungsverfahren zugelassen (DIN EN 1998, 2010). Vor allem die „pushover“-Berechnung steht hier im Vordergrund. Nichtlineare Zeitverlaufsberechnungen hingegen sollten nur in Ausnahmefällen verwendet werden. Die „pushover“-Berechnung ist eine nichtlineare statische Berechnung, bei der die Horizontalkräfte bei konstanten Gewichtslasten gesteigert werden. Aus der Beziehung der Gesamterdbebenkraft und der Kontrollverschiebung infolge der „pushover“-Berechnung erhält man die Kapazitätskurve, anhand derer die Zielverschiebung bestimmt werden kann. Die Zielverschiebung bildet dann die Grundlage für die Bemessung oder für die Überprüfung bestehender Gebäude.

Der Aufwand der Berechnungsmethoden nimmt vom vereinfachten Antwortspektrenverfahren hin zur „pushover“-Berechnung stark zu. Allerdings können bei der „pushover“-Berechnung die Tragwerksreserven besser ausgenutzt werden. Für die Beurteilung der Standsicherheit des Umspannwerks wurden alle drei beschriebenen Berechnungsmethoden, das vereinfachte Antwortspektrenverfahren, das modale Antwortspektrenverfahren und die „pushover“-Berechnung, verwendet.

## A.5 Ergebnisse

### A.5.1 Primärtechnik der Schaltanlage

Die Analyse der freien Schwingungen zur Bestimmung der Eigenformen und Eigenfrequenzen ergibt, dass die Struktur zwei tiefe Eigenfrequenzen von $f_1$ = 3,8 Hz und $f_2$ = 6,1 Hz aufweist. Die Schwingungsrichtungen der beiden zugehörigen Eigenformen sind horizontal und stehen im rechten Winkel zueinander. Eigenform 1 mit 3,8 Hz schwingt in die globale X-Richtung und Eigenform 2 mit 6,1 Hz in die globale Y-Richtung.

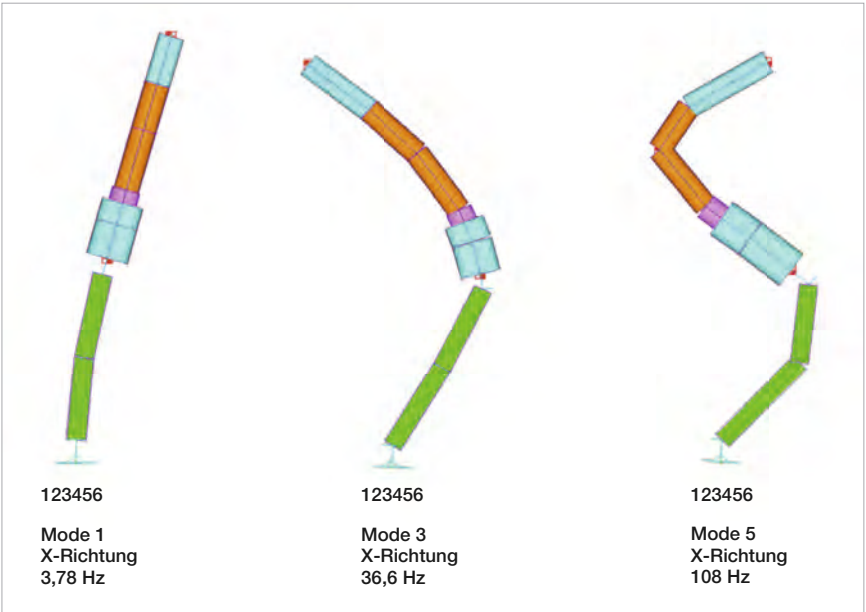



Abb. A.3: Schwingungsformen des Strom- und Spannungswandlers bei der ersten, dritten und fünften Eigenfrequenz

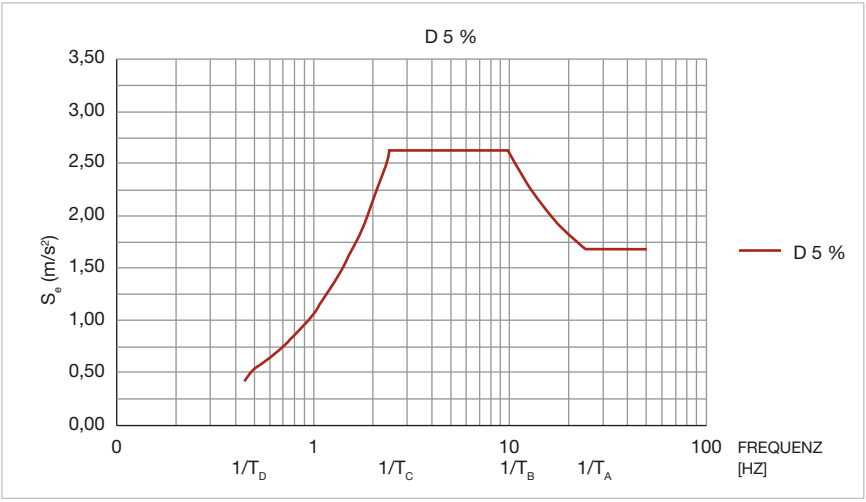



Abb. A.4: **Maßgebliches horizontales Antwortspektrum**

Alle weiteren Eigenfrequenzen mit horizontaler und vertikaler Bewegungsrichtung haben eine Frequenz größer 30 Hz und befinden sich im Hinblick auf die Bemessungsspektren nicht mehr im Überhöhungsbereich. Daraus ergibt sich, dass alle Eigenformen bzw. Eigenfrequenzen größer 30 Hz mit der gleichen Ordinate des Antwortspektrums in der RSMA-Berechnung berücksichtigt werden. Dies geschieht in der FE-Berechnung anhand der Starrkörper-Formen (Residual Modes oder Missing Mass Mode). Der Ansatz der Starrkörper-Formen ist in der DIN EN 1998 nicht explizit genannt, entspricht aber dem Stand der Technik bei Erdbebennachweisen.

Eine RSMA-Berechnung für jede der drei orthogonal zueinander stehenden Raumrichtungen X, Y und Z, unter Anwendung der in 4.3 angegebenen Antwortspektren, liefert die Dynamik-Resultate bezüglich der Eigenformbeiträge. Diese werden mit Hilfe der CQC-Methode und der „missing-mass-option“ zum Gesamtergebnis je Raumrichtung kombiniert.

Aufgrund der Kombinationsregeln in DIN EN 1998-1 sind horizontale Erdbebeneinwirkungen als gleichzeitig wirkend anzunehmen. Somit ergibt sich in horizontaler Ebene eine resultierende Komponente mittels der Quadratwurzel der Summe der quadrierten Ergebnisse einer Raumrichtung. In DIN EN 1998 wird

für Hochbauten vorgeschlagen, die vertikale Komponente bei $a_{vg} < 2{,}5\ m/s^2$ (DIN EN 1998-1, 2010) nicht zu berücksichtigen, jedoch wird hier im Hinblick auf die Bauteilsicherheit eine Kombination aller drei Wirkungsrichtungen durchgeführt.

Für das Anlagenbauteil Kombiwandler ergeben sich die maximalen Schnittkräfte aus dem Erdbebenlastfall am Fußpunkt der Tragstruktur. Allerdings ist die verbaute Stahlstütze aufgrund ihrer großen Querschnittsfläche bei diesen Kräften nur sehr gering ausgelastet. Der Anschluss zum Fundament weist durch seine vier Gewindebolzen eine viel kleinere Querschnittsfläche auf. Deshalb wird ein Verbindungsnachweis am Auflagerpunkt geführt. Die berechneten Auflagerkräfte erzeugen jedoch in den Gewindebolzen Zug- und Scherkräfte, welche weit unter den maximal möglichen Anschlusskräften liegen.

Zusätzlich zu den Nachweisen am Fußpunkt der Konstruktion wurden auch die Spannungen am Porzellanisolator des elektrischen Gerätes überprüft. Eine Gegenüberstellung der einwirkenden Erdbebenkräfte und der Bruchkräfte im Porzellanwerkstoff wies jedoch schon auf eine ausreichende Widerstandsfähigkeit hin.

### A.5.2 Gebäude

Das Gebäude wurde Mitte der 60er-Jahre des letzten Jahrhunderts als Massivbau mit Stahlbetondecken und mit als Mauerwerk ausgeführten Wänden errichtet. Von diesem Gebäude wurde nur der schlechter gegen horizontale Lasten ausgesteifte 3-geschossige Teil modelliert und berechnet. Um auch Torsionseffekte zu erfassen, wurde ein 3-D-Schalenmodell erstellt. Das Bauwerk wurde ab Oberkante Decke über dem Kellergeschoss abgebildet:

- Rissbildung wird pauschal über die Abminderung der Steifigkeit berücksichtigt (nach DIN EN 1998-1, 2010);
- Wandbereiche mit Fenster- oder Türöffnungen im Modell werden nur mit ihrer Masse berücksichtigt;
- Eckverbindungen der Mauerwerkswände bleiben unberücksichtigt;
- Wandscheiben mit $l/h \leq 0{,}27$ bleiben unberücksichtigt (sekundäre seismische Bauteile);
- Verkehrslast auf Decke über EG: $P_{Erdbeben} = 60\ \%$ von $P_{Statik} = 3{,}0\ kN/m^2$

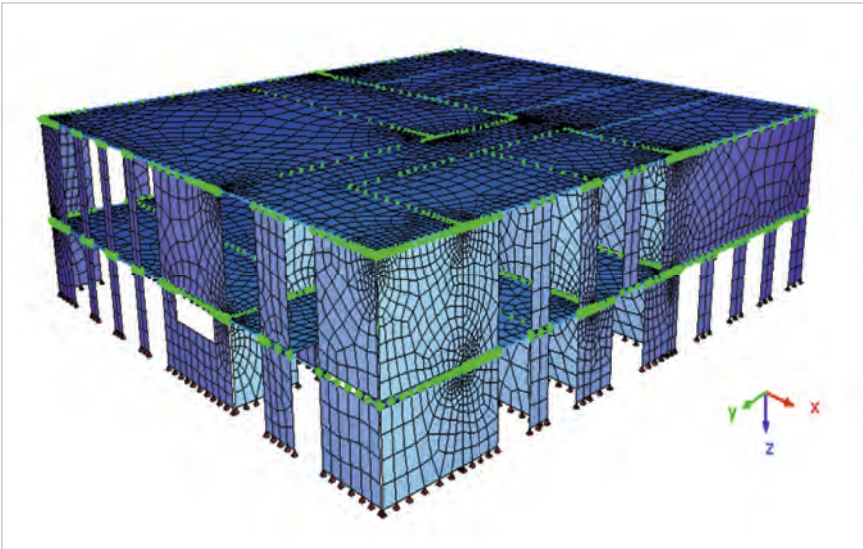



Abb. A.5: **FEM-Modell des Gebäudes**

Bei Verwendung des vereinfachten Antwortspektrenverfahrens und des modalen Antwortspektrenverfahrens ist es nicht möglich, den Nachweis der Standsicherheit des Umspannwerks im Erdbebenfall zu erbringen. Dies war zu erwarten, da das Umspannwerk ursprünglich nicht gegen Erdbeben ausgelegt wurde (vgl. dazu auch Kap. A.1.3).

Erst bei Verwendung der neueren „pushover"-Analysen, bei denen die plastischen Traglast- und Umlagerungsreserven genutzt werden, kann der Nachweis erbracht werden. Jedoch ist eine Reihe von weiteren Faktoren zu beachten, auf die an dieser Stelle nicht eingegangen wird.

## A.6 Fazit

### A.6.1 aus Sicht des Netzbetreibers

Die Schaltanlagen gliedern sich in die Auslegungsdisziplinen:

- statische Auslegung der Gebäude;
- Auslegung der Primärtechnik in der elektrischen Schaltanlage inkl. der statischen Auslegung des vorhandenen Stahlbaus;
- Auslegung der Sekundärtechnik an den Betriebsmitteln der Schaltanlage.

In der Abstimmung mit WBI standen für den Anlagenbetreiber die Ergebnisse zu der statischen Auslegung der Gebäude und der Primärtechnik sowie deren Belastungsgrenzen im Szenario ‚Erdbeben' im Vordergrund.

Die Untersuchungsergebnisse ermittelten die Auslegungsgrenze der Gebäude im statischen Verbund und zeigten die unterschiedliche Verwundbarkeit für verwendete Baustoffe und Betriebsmittel der Primärtechnik in bestimmten Phasen der technischen Entwicklung von Schaltanlagen auf. Über den Check-up der Schaltanlage und der dazugehörenden Gebäude konnten die besonders gefährdeten Betriebsmittel identifiziert und bewertet werden. Die Untersuchungsergebnisse sensibilisierten den Netzbetreiber für die Auslegung von Schaltanlagen und die möglichen Auswirkungen eines Erdbebens auf Anlagen ähnlicher Bauart. Die Auslegung von Stromversorgungsnetzen nach dem n-1-Prinzip weist bereits eine inhärente Toleranz gegenüber lokal begrenzten Phänomenen auf. Ein Erdbeben mit seiner flächigen Ausbreitung wird gegebenenfalls dieses Prinzip überfordern, wie Beispiele aus wesentlich gefährdeteren Erdbebengebieten zeigen. Es obliegt dem Risikomanagement der einzelnen Unternehmen, entsprechende Gegenmaßnahmen im Notfallmanagement zu planen. Dazu können Ergebnisse der hier beschriebenen Art herangezogen werden. Im einschlägigen Notfallmanagement des Netzbetreibers ist das Erdbeben als Szenario berücksichtigt.

Im Fazit sei abschließend noch erwähnt, dass es eine Herausforderung für die Beteiligten war, mit der Bereitstellung aller notwendigen Konstruktionszeichnungen, Pläne und Statiken eine gute Grundlage für eine wissenschaftlich orientierte Untersuchung zu schaffen.

### A.6.2 aus Sicht der Firma Wölfel

Eine Verwundbarkeitsuntersuchung von älteren Gebäuden und Anlagen mit Lastannahmen und Auslegungskriterien, die sich an heute gültigen Vorschriften orientieren, stellt aus mehreren Gründen eine Herausforderung dar, denn:

- eine Auslegung gegen den Lastfall ‚Erdbeben' war zur Bauzeit nicht zwingend vorgeschrieben;
- die heute anzusetzenden Lasten sind anders als die Lastannahmen zur Planungs- und Bauzeit;
- die heutigen Rechenverfahren und -möglichkeiten waren zur Planungs- und Bauzeit nur in Ansätzen vorhanden. Entsprechend liegen auch nicht alle heute benötigten Daten vor.

Dennoch sind derartige Untersuchungen notwendig, denn die Erdbebengefährdung wird mit dem heutigen Kenntnisstand zutreffender beschrieben, d. h. eine vor 50 Jahren ausgelegte Struktur kann entweder sehr weit auf der sicheren Seite liegen oder den Anforderungen nicht mehr genügen.

Die Betrachtung der beiden untersuchten Strukturen Schaltanlage und Gebäude ergibt im Einzelnen:

- Die Schaltanlage ist so dimensioniert, dass bei einem nach den Vorschriften anzunehmenden Erdbeben nach aktuellen wie auch nach älteren Berechnungsverfahren keine Schäden zu erwarten sind, weil die Belastungsgrenzen am Wandler nicht überschritten werden.
- Anders ist es bei dem untersuchten Gebäude. Hier reichen herkömmliche Methoden wie das vereinfachte Antwortspektrenverfahren oder das modale Antwortspektrenverfahren nicht aus, um den Nachweis zu führen, dass das angenommene Erdbeben überstanden wird. Erst mit der wesentlich aufwendigeren neuen Methode, einer sog. „pushover"-Berechnung, kommen die Analyseergebnisse in Bereiche, wo man annehmen darf, dass das anzu-

setzende Erdbeben mit geringen Schäden überstanden wird. Denn die neue Berechnungsmethode ermöglicht die Berücksichtigung der tatsächlich im Gebäude vorhandenen Tragreserven. Nur durch diese genauere Berechnung kann gezeigt werden, dass das Sicherheitsniveau ausreichend ist.

Durch verbesserte Berechnungsmethoden können eventuell notwendige Nachrüstmaßnahmen, die sich aus den herkömmlichen Berechnungsmethoden ergeben, auf ein vertretbares Maß reduziert werden:

- Beim herkömmlichen Antwortspektrenverfahren wird die Kraft, die die Struktur sicher abtragen kann, mit der einwirkenden Kraft verglichen. Wird bei einem Bauteil die aufnehmbare Kraft überschritten, ist ein Sicherheitnachweis nicht mehr möglich. Mögliche Lastumlagerungen dürfen nicht berücksichtigt werden.
- Bei der „pushover"-Analyse werden die Verformungen, die infolge eines Erdbebens auftreten, mit der zulässigen Verformung verglichen. Wenn ein Bauteil seine Grenzverformung überschreitet, ist der Nachweis nicht mehr möglich. Das Verfahren lässt die Berücksichtigung von Lastumlagerungen zu und ermöglicht auf diese Weise, zusätzliche Tragreserven zu berücksichtigen.

Zusätzlich gilt für derartige alte Gebäude ein Bestandsschutz. Sie müssen nicht nachgebessert werden. Für Neubauten müssen jedoch die aktuellen Vorschriften DIN bzw. EC 8 angewendet werden.

# 10

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| BAuA | Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin |
| BBK | Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe |
| BCI | The Business Continuity Institute |
| BCM | Business Continuity Management |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft |
| BIA | Business Impact Analysis |
| BMBF | Bundesministerium für Bildung und Forschung |
| BMI | Bundesministerium des Innern |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BSI | Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik |
| BStMAS | Bayerisches Staatsministerium für Arbeit und Sozialordnung, Familie und Frauen |
| BStMUG | Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz |
| BStMWIVT | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie |
| CEDIM | Center for Disaster Management and Risk Reduction Technology |
| EC | Eurocode |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| FAA | Federal Aviation Administration |

| | |
|---|---|
| GRASB | Szenarienorientierte Grundlagen und innovative Methoden zur Reduzierung des Ausfallrisikos der Stromversorgung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Bevölkerung |
| IEA | International Energy Association |
| IM BW | Innenministerium Baden-Württemberg |
| INL | Idaho National Laboratory |
| MTTR | Mean Time to Repair (mittlere Dauer der Wiederherstellung nach einem Ausfall) |
| OECD | Organisation for Economic Co-operation and Development |
| PV | Photovoltaik |
| RTE | Réseau de transport d'électricité |
| TAB | Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag |
| UCTE | Union of the Co-ordnation of Transmission of Electricity |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VDE | Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik |
| VDE-FNN | Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE |
| VDN | Verband der Netzbetreiber |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |

# 11

# Literatur

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (BStMWIVT): *Aktuelle normierte Managementsysteme. Qualitäts-, Umwelt-, Energie-, Arbeitsschutz-, Risiko- und Nachhaltigkeitsmanagement. Ein Überblick für kleine und mittlere Unternehmen.* Online verfügbar unter http://www.stmwivt.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/Managementsysteme_aktuell_normiert.pdf, zuletzt abgerufen am 26.03.2013; 2011

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (BStMWIVT), Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (BStMUG): *Integriertes Managementsystem. Ein Leitfaden für kleine und mittlere Unternehmen.* Miesbach 2002
[Broschüre kann bei BStMWIVT und BStMUG angefordert werden.]

Bayerisches Staatsministerium für Arbeit und Sozialordnung, Familie und Frauen (BStMAS): *Das OHRIS-Gesamtkonzept. Managementsysteme für Arbeitsschutz und Anlagensicherheit. Occupational Health and Risk Managment System,* 2. Auflage, München (Managementsysteme für Arbeitsschutz und Anlagensicherheit). Online verfügbar unter http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000004?SID=425712483&ACTIONxSESSxSHOWPIC%28BILDxKEY:10010295,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF%29, zuletzt abgerufen am 28.10.2013; 2010

Behrendt I, König HJ und Krystek U: *Zukunftsorientierter Wandel im Krankenhausmanagement.* Springer-Verlag; Berlin 2009

Bontrup HJ und Marquardt RM: *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Branchenentwicklung, Unternehmensstrategien, Arbeitsbeziehungen.* (Forschung aus der Hans-Böckler-Stiftung Nr. 112) Edition Sigma; Berlin 2010

BS OHSAS 18001: *Arbeits- und Gesundheitsschutz – Managementsysteme – Anforderungen* (OHSAS 18001:2007); 2007

Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Schutzkonzepte Kritischer Infrastrukturen im Bevölkerungsschutz. Ziele, Zielgruppen, Bestandteile und Umsetzung im BBK.* (Wissenschaftsforum 11). Online verfügbar unter http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/Wissenschaftsforum/Bd_11_Schutzkonzepte_KRITIS.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 31.10.2013; 2013a

Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Kapazitäten der Bevölkerung zur Bewältigung eines lang anhaltenden flächendeckenden Stromausfalles. Empirische Untersuchung für das Bezugsgebiet Deutschland.* (Praxis im Bevölkerungsschutz 12) Bonn 2013b

Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *BBK-Glossar. Ausgewählte zentrale Begriffe des Bevölkerungsschutzes.* (Praxis im Bevölkerungsschutz 8) Bonn. Online verfügbar unter http://bbk/Publikationen/120716_BBK_Glossar_bf_abA7.pdf, zuletzt abgerufen am 10.08.2012; 2011

Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Methode für die Risikoanalyse im Bevölkerungsschutz.* (Wissenschaftsforum 8.) Online verfügbar unter http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/Wissenschaftsforum/Bd8_Methode-Risikoanalyse-BS.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2010

Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Für den Notfall vorgesorgt.* Broschüre. Online verfügbar unter http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/Broschueren_Flyer/Brosch_FdN.pdf;jsessionid=34F30B2101191BA1C7113B192310A49D.1_cid355?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 13.08.2013; 2009

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): *IT-Grundschutz.* Online verfügbar unter www.bsi.bund.de/grundschutz, zuletzt abgerufen am 29.07.2013; 2013

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): *Notfallmanagement. BSI-Standard 100-4*. Version 1.0. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/cae/servlet/contentblob/471456/publicationFile30746/standard_1004.pdf, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2008

Bundesamt für Umwelt (BAFU): *Erdbebensicherheit der elektrischen Energieverteilung in der Schweiz*. 1. Zwischenbericht, erstellt von RÉSONANCE Ingénieurs-Conseils SA; Bern 2009

Bundesministerium des Innern (BMI): *Schutz Kritischer Infrastrukturen – Risiko- und Krisenmanagement. Leitfaden für Unternehmen und Behörden*. 2. Auflage, Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/2008/Leitfaden_Schutz_kritischer_Infrastrukturen.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2011

Bundesministerium des Innern (BMI): *Empfehlungen zur Sicherstellung des Zusammenwirkens zwischen staatlichen Ebenen des Krisenmanagements und den Betreibern Kritischer Infrastrukturen;* Berlin 2010

Bundesministerium des Innern (BMI): *Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie)*. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Themen/Sicherheit/SicherheitAllgemein/kritis.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 12.07.2012; 2009a

Bundesministerium des Innern (BMI): *Hinweise zur Bildung von Stäben der administrativ-organisatorischen Komponente (Verwaltungsstäbe - VwS)*. Online verfügbar unter http://www.bmi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Themen/Sicherheit/BevoelkerungKrisen/Bildung_von_Staeben.pdf?__blob=publicationFile. Zuletzt abgerufen am 08.03.2013; 2009b

Bundesministerium des Innern (BMI): *Krisenkommunikation. Leitfaden für Behörden und Unternehmen;* Berlin 2008

Bundesministerium des Innern (BMI); Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Schutz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Studie und Handlungsempfehlungen;* Stuttgart 2007

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): *Bewilligte Projekte aus dem Themenfeld „Schutz vor Ausfall von Versorgungsinfrastrukturen“*. Online verfügbar unter http://www.bmbf.de/de/13827.php, zuletzt abgerufen am 04.04.2013; 2013

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Online verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-versorgungssicherheit-im-bereich-leitungsgebundener-versorgung-2012,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 27.03.2013; 2012

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Umbau der Energieversorgung in Deutschland. Wichtige nächste Schritte*. Dezember 2011. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/umbau-der-energieversorgung-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 18.02.2013; 2011

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Smart Energy Regions*. http://www.e-energy.de/de/modellregionen.php, zuletzt abgerufen am 05.04.2013; 2013

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 05.04.2013; 2012

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende*. Online verfügbar unter www.bmu.de/P1691/, zuletzt abgerufen am 18.02.2013; 2011

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 28. September 2010. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 18.02.2013; 2010

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Stromnetzbetreiber*. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/AllgemInformation/UebersichtGasStromnetzbetreiber/UerbersichtStromnetzbetreiberpdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 23.05.2013; 2013

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12*. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 13.08.2013; 2012

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2010*. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWertStrom2010/SAIDIWertStrom2010_node.html, zuletzt abgerufen am 10.08.2012; 2011

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich*. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/GutachtenErmittlungProzesskosten/GutachtenErmittlgProzesskostenEnergie_node.html, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2008

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Bericht der BNetzA über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006*; Bonn 2007

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Untersuchungsbericht über die Versorgungsstörungen im Netzgebiet des RWE im Münsterland vom 25.11.2005*. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/Versorgungsstoerung Muensterland05/UntersuchungsberichtId6420pdf.pdf?__blob=publication File, zuletzt abgerufen am 13.07.2012; 2006a

Bundesnetzagentur (BNetzA): *Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE (Anlage zum Beschluss BK6-06-009)*. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2011/BK6-11-101bis200/BK6-11-150/Konsolidierte_Lesefassung_GPKE.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 15.03.2013; 2006b

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Brutto-Stromerzeugung 2012 nach Energieträgern in Deutschland*. Online verfügbar unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&ccm=500030030, zuletzt abgerufen am 28.10.2013; 2013

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Energiedaten*. Online verfügbar unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten, zuletzt abgerufen am 02.04.2013; 2012

Business Continuity Institute (BCI): *Good Practice Guidelines 2005. A Framework for Business Continuity Management*. Online verfügbar unter http://www.norwich.gov.uk/Business/documents/Businesscontinuity goodpracticeguide.pdf, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2005

Center for Disaster Management and Risk Reduction Technology (CEDIM): *Glossar. Begriffe und Definitionen aus den Risikowissenschaften*. Online verfügbar unter http://www.cedim.de/download/glossar-gesamt-20050624.pdf, zuletzt abgerufen am 21.01.2013; 2005

Council of European Energy Regulators (CEER): *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*. Brussels. Online verfügbar unter http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/CEER_5thBenchmarking_Report.pdf, zuletzt abgerufen am 13.07.2012; 2012

DIN 4149: *Bauten in deutschen Erdbebengebieten, Richtlinien für Bemessung und Ausführung;* Berlin 1957

DIN EN 1998-1, EUROCODE 8: *Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten;* 2010

DIN EN 1998-1/NA: *Nationaler Anhang - National festgelegte Parameter – Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten;* 2009

DIN EN 31010; VDE 0050-1: *Risikomanagement – Verfahren zur Risikobeurteilung (IEC/ISO 31010:2009);* 2010

DIN EN ISO 9001: *Qualitätsmanagementsysteme - Anforderungen (ISO 9001:2008);* 2008

DIN EN ISO 14001: *Umweltmanagementsysteme - Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung (ISO 14001:2004 + Cor. 1:2009);* 2009

DIN EN 31010; VDE 0050-1: *Risikomanagement – Verfahren zur Risikobeurteilung (IEC/ISO 31010:2009);* 2010

ENBW: *Einsatz der EnBW nach Orkan in Südfrankreich*. Online verfügbar unter http://www.enbw.com/content/de/presse/pressemitteilungen/2009/01/PM_20090130_reg/index.jsp, zuletzt abgerufen am 14.01.2013; 2012

EURACOM: *Common Areas of Risk Assessment Methodologies*. (Deliverable D2.1). Online verfügbar unter http://www.eos-eu.com/Files/Documents/EURACOM/Common_areas_for_Risk_Assessment_methodologies.pdf, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; oJ

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E): *Operation Handbook*. 2. Auflage; Brüssel 2010

FEDREAL AVIATION ADMINISTRATION (FAA): *Safety Management System Manual*. Version 2.1. Online verfügbar unter http://www.faa.gov/air_traffic/publications/media/atosmsmanualversion2-1_05-27-08_final.pdf, zuletzt abgerufen am 30.10.2013; 2008

FRONTIER ECONOMICS: *Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen. Studie im Auftrag der RWE AG. Ergebnispräsentation.* London. Online verfügbar unter http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf, zuletzt abgerufen am 10.08.2012; 2008

GEOLOGISCHER DIENST NRW: *Erdbeben bei Roermond am 13.* April 1992. Online verfügbar unter http://www.gd.nrw.de/zip/l_yroer.pdf, zuletzt abgerufen am 01. 06. 2013; 1992

GRASB: *Unveröffentlichte projektinterne Unterlagen und Berichte aus dem Zeitraum 2009-2013*

GROTH P: *FEM-Anwendungen, Statik-, Dynamik- und Potenzialprobleme mit professioneller Software lösen;* Berlin, Heidelberg 2002

GUY CARPENTER: *Windstorm Erwin/Gudrun – January 2005.* In: Specialty Practice Briefing (2). Online verfügbar unter http://www.dmi.dk/dmi/8januarstormguycarprapport.pdf, zuletzt abgerufen am 10.08.2012; 2005

HARNSER GROUP: *A Reference Security Management Plan for Energy Infrastructure.* Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2010_rsmp.pdf, zuletzt abgerufen am 14.01.2013; 2010

HENKEL FO UND BAUER T: *Standsicherheit im Erdbebenfall nach DIN EN 1998-1.* Vortrag bei Rheinenergie am 16. 10. 2012; 2012

HEUCK K, DETTMANN KD UND SCHULZ D: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis;* Wiesbaden 2007

ICF CONSULTING: *The Economic Cost of the Blackout. An Issue Paper on the NorthEastern Blackout*, August 14, 2003; Fairfax, USA 2003

IDAHO NATIONAL LABORATORY (INL): *Critical Infrastructure Interdependency Modeling: A Survey of U. S. and International Research.* Online verfügbar unter http://cip.management.dal.ca/publications/Critical%20Infrastructure%20Interdependency%20Modeling.pdf, zuletzt abgerufen am 15.01.2013; 2006

Innenministerium Baden-Württemberg (IM BW); Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Krisenmanagement Stromausfall. Kurzfassung. Krisenmanagement bei einer großflächigen Unterbrechung der Stromversorgung am Beispiel Baden-Württemberg*. Online verfügbar unter http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/PublikationenKritis/Krisenhandbuch_Stromausfall_Kurzfassung_pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 12.07.2012; 2010
[Langfassung kann beim BBK angefordert werden.]

Innenministerium Baden-Württemberg (IM BW); Bundesamt für Bevölkerungschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Krisenhandbuch Stromausfall Baden-Württemberg. Handbuch mit Planungshilfen;* Heidelberg 2010

Institut für Bautechnik: *Richtlinie für die Bemessung von Stahlbetonbauteilen von Kernkraftwerken für äußere Belastungen;* Berlin 1974

ISO 31000: *Risk management -- Principles and guidelines; 2009*

Kölner Stadtanzeiger: *Neue Anlage in Neurath musste vom Netz gehen, RWE-Kraftwerk ausgefallen, Ausgabe vom 04.09.2012;* 2012

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: *Grünbuch. Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*. (KOM(2006) 105 endgültig.) Online verfügbar unter http://europa.eu/documents/comm/green_papers/pdf/com2006_105_de.pdf, zuletzt abgerufen am 13.08.2013; 2006

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: *Grünbuch über Energieeffizienz oder Weniger kann mehr sein*. (KOM(2005) 265 endgültig/2.) Online verfügbar unter http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2005/com2005_0265de01.pdf, zuletzt abgerufen am 13.08.2013; 2005

Krause F, Bossel H und Müller-Reißmann KF: *Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran; ein Alternativ-Bericht des Öko-Instituts*; Fischer, Frankfurt am Main 1980

Lauwe P und Riegel C: *Schutz Kritischer Infrastrukturen – Konzepte zur Versorgungssicherheit*. In: Informationen zur Raumentwicklung, H. 1/2, 113-125; 2008

Lenz S: *Vulnerabilität Kritischer Infrastrukturen*. (Forschung im Bevölkerungsschutz 4.) Online verfügbar unter http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/PublikationenForschung/FiB_Band4.html, zuletzt abgerufen am 21.01.2013; 2009

Lorenz F: *Kritische Infrastrukturen aus Sicht der Bevölkerung*. (Schriftenreihe Forschungsforum Öffentliche Sicherheit 3) Berlin. Online verfügbar unter http://www.sicherheit-forschung.de/schriftenreihe/sr_v_v/sr_3.pdf, zuletzt abgerufen am 14.01.2013; 2010

Menski U und Gardemann J: *Auswirkungen des Ausfalls Kritischer Infrastrukturen auf den Ernährungssektor am Beispiel des Stromausfalls im Münsterland in 2005*. Empirische Untersuchung im Auftrag der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); 2009

Müller G und Groth C: *FEM für Praktiker*. 4. Aufl.; Renningen 1997

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD); International Energy Association (IEA): *Learning from the Blackouts. Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*. Paris. Online verfügbar unter http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Blackouts.pdf, zuletzt abgerufen am 11.06.2013; 2005

Petermann T, Bradke H, Lüllmann A, Poetsch M und Riehm U: *Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung*. Berlin (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht 141). Online verfügbar unter http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab141.pdf, zuletzt abgerufen am 21.05.2012; 2010

Praktiknjo A: *Verwundbarkeitsaspekte der Netzsteuerung,* Vortrag beim GRASB-Verbundtreffen am *14.03.2012* in Köln; 2012

Praktiknjo A, Hähnel A und Erdmann G: *Assessing energy supply security. Outage cost in private households*. In: Energy Policy 39 (12), 7825-7833; 2011

Reichenbach G, Göbel R, Wolff H und Stokar von Neuforn S: *Risiken und Herausforderungen für die Öffentliche Sicherheit in Deutschland. Szenarien und Leitfragen. Grünbuch des Zukunftsforums Öffentliche Sicherheit,* Berlin; 2008

Réseau de Transport d'Électricité (RTE): *The French Electricity Report 2009*. Online verfügbar unter http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/rte-be09-en-02.pdf, zuletzt abgerufen am 09.10.2012; 2010

Romeike F und Hager P: *Erfolgsfaktor Risiko-Management 2.0. Methoden, Beispiele, Checklisten. Praxishandbuch für Industrie und Handel*, 2. Auflage; 2009

Schneider H : *Regelungen für erdbebensicheres Bauen in Deutschland*. In: Erdbebensicheres Bauen – Hilfestellung für die Anwendung der neuen DIN 4149, Tagungsband der RWTH-LBB/Regierungspräsidium Freiburg/DIN-Gemeinschaftstagung; Berlin 2006

Schucht B, zitiert in Gassmann M: *Energiewende: Netzbetreiber warnt vor Blackouts*. In: Financial Times Deutschland vom 16.01.2012; 2012

Siems TF und Ratner AS: *Do What You Do Best, Outsource the Rest?* In: Southwest Economy, H. 6, 13-14; 2003

SPIEGEL ONLINE: *Überraschender Orkan. „Lothar" wütet über Mitteleuropa hinweg*. SPIEGEL ONLINE vom 26.12.1999. Online verfügbar unter http://www.spiegel.de/panorama/ueberraschender-orkan-lothar-wuetet-ueber-mitteleuropa-hinweg-a-57782.html, zuletzt abgerufen am 09.10.2012; 1999

Sticher B und Köppe M : *Wie wahrscheinlich sind Plünderungen?* In: CD Sicherheits-Management, H. 2, 88-105; 2011

Svenska Kraftnät: *Annual Report 2003*. Online verfügbar unter http://www.svk.se/Global/10_Press_Info_eng/Pdf/Annual_2003.pdf, zuletzt abgerufen am 20.07.2012; 2004

Taylor G: *The formation of a blast wave by a very intense explosion, I. Theoretical discussion*. In: Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences, Vol. 201, No. 1065. (Mar. 22, 1950), 159-174; 1950

Thywissen K : *Components of Risk. A Comparative Glossary*. (‚Studies Of the University: Research, Counsel, Education' – Publication Series of UNU-EHS 2/2006) Bornheim; 2006

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): *Final Report – System Disturbance on 4 November 2006*. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/other-reports, zuletzt abgerufen am 19.07.2012; 2007

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Black-out in Italy*. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/other-reports, zuletzt abgerufen am 19.07.2012; 2004

Verband der Netzbetreiber (VDN): *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1*, Berlin. Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/Documents/TransmissionCode%202007_engl.pdf, zuletzt abgerufen am 27.03.2013; 2007

VDE-FNN: *S 1002 – Sicherheit in der Stromversorgung. Hinweise für das Krisen-management des Netzbetreibers;* Berlin 2011

VDE-FNN: *S 1001 – Sicherheit in der Stromversorgung. Hinweise für das Risiko-management des Netzbetreibers;* Berlin 2012

*Vorläufige Richtlinien für das Bauen in Erdbebengebieten des Landes Baden-Württemberg*, in: GABl. 1972, Nr. 40, 1394-1400, Stuttgart 1972

# 12

# Bisherige Publikationen im WissenschaftsForum

Auf den folgenden Seiten finden Sie eine komplette Liste aller bisher erschienenen Bände der Veröffentlichungen, die in unserer Schriftenreihe „WissenschaftsForum“ von der Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz erschienen sind. Die Bände 2, 3 und 4 sind bereits vergriffen.

## Schriften des WissenschaftsForums

1 **Kehren die Seuchen zurück?**
(Neue) Gefahren durch biologische Kampfstoffe, Workshop I
*Bundesverwaltungsamt, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ) und Deutsche Gesellschaft für Katastrophenmedizin e. V. (DGKM)*

2 **Stress im Katastrophenschutz**
Zwischenbilanz und Forschungsbedarf, Ergebnisse eines Workshops
*Bundesverwaltungsamt, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ) und Deutsche Gesellschaft für Katastrophenmedizin e. V. (DGKM)*

3 **Kehren die Seuchen zurück?**
(Neue) Gefahren durch biologische Kampfstoffe, Workshop II
*Bundesverwaltungsamt, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ) und Deutsche Gesellschaft für Katastrophenmedizin e. V. (DGKM)*

4 **Neue Strategie zum Schutz der Bevölkerung**
*Bundesverwaltungsamt, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*

5 **Anpassungsstrategien an den Klimawandel**
Anforderungen an den Bevölkerungsschutz
*Alexander Fekete, Klaus-Henning Rosen, Prof. Dr. Johann Georg Goldammer und Julian J. Zemke, Daniela Niehoff, Dr. Monika John-Koch (Redaktion)*
ISBN-13: 978-3-939347-23-1

6 **Problemstudie: Risiken für Deutschland, Teil 1**
Gefahrenpotentiale und Gefahrenprävention für Staat, Wirtschaft und Gesellschaft aus Sicht des Bevölkerungsschutzes – Auszug –
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*

7 **Problemstudie: Risiken für Deutschland, Teil 2**
Gefahrenpotentiale und Gefahrenprävention für Staat, Wirtschaft und Gesellschaft aus Sicht des Bevölkerungsschutzes – Auszug –
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*

8 **Methode für die Risikoanalyse im Bevölkerungsschutz**
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*
ISBN-13: 978-3-939347-28

8 **Method of Risk Analysis for Civil Protection**
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*
ISBN-13: 978-3-939347-41-5

8 **Méthode d'analyse de risques dans la protection civile**
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*

9 **Schutz Kritischer Infrastrukturen**
Studie zur Versorgungssicherheit mit Lebensmitteln
*Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Akademie für Krisenmanagement, Notfallplanung und Zivilschutz (AKNZ)*
ISBN-13: 978-3-939347-43-9

10 **Katastrophenorganisationsrecht**
Prinzipien der rechtlichen Organisation des Katastrophenschutzes
*Dr. Andreas Walus*
ISBN-13: 978-3-939347-46-0

11 **Schutzkonzepte Kritischer Infrastrukturen im Bevölkerungsschutz**
Ziele, Zielgruppen, Bestandteile und Umsetzung im BBK
*Peter Lauwe*
ISBN-13: 978-3-939347-47-7

www.bbk.bund.de

ISBN-13: 978-3-939347-60-6