



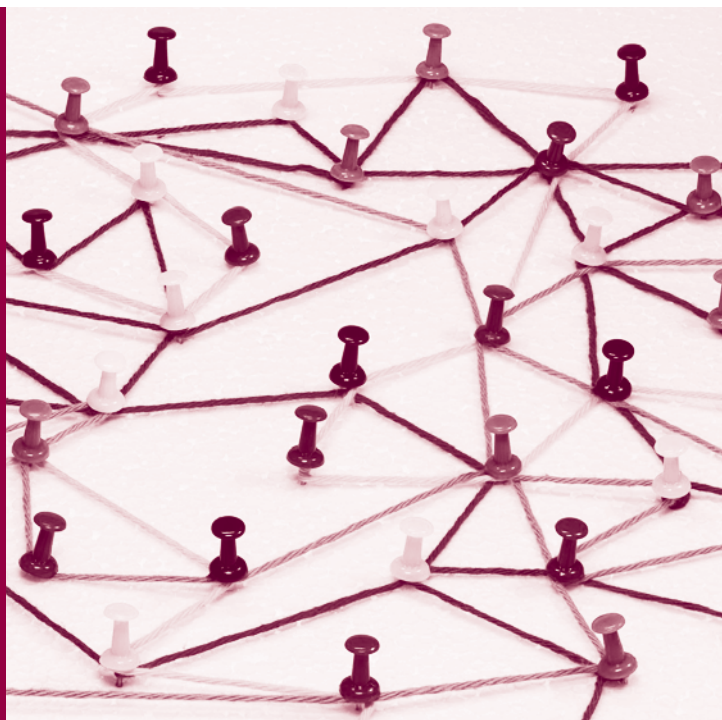
BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG  
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG

Reinhard Grünwald

# Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung

Endbericht zum TA-Projekt

Dezember 2014  
Arbeitsbericht Nr. 162







**Moderne Stromnetze  
als Schlüsselement  
einer nachhaltigen  
Energieversorgung**



Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse seit 1990 in Fragen des technischen und gesellschaftlichen Wandels. Das TAB ist eine organisatorische Einheit des Instituts für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) im Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Hierbei kooperiert es seit September 2013 mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, dem IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH sowie der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH.



Reinhard Grünwald

# **Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung**

Endbericht zum TA-Projekt



Büro für Technikfolgen-Abschätzung  
beim Deutschen Bundestag (TAB)  
Neue Schönhauser Straße 10  
10178 Berlin

Fon: +49 30 28491-0  
Fax: +49 30 28491-119  
[buero@tab-beim-bundestag.de](mailto:buero@tab-beim-bundestag.de)  
[www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de)

2014

Umschlagbild  
Martin Konopka © 123RF.com

ISSN-Print 2364-2599  
ISSN-Internet 2364-2602

# INHALT

|                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| ZUSAMMENFASSUNG                                                 | 9  |
| I. EINLEITUNG                                                   | 25 |
| II. STROMNETZE UND STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND               | 33 |
| 1. Systemdienstleistungen                                       | 36 |
| 2. Trends und Treiber für die zukünftige Entwicklung der Netze  | 39 |
| 3. Smart Grid                                                   | 41 |
| 4. Stromnetz im Verhältnis zu anderen Flexibilisierungsoptionen | 47 |
| III. AUS- UND UMBAUBEDARF DER STROMNETZE                        | 49 |
| 1. Übertragungsnetze                                            | 49 |
| 1.1 Kritik am Verfahren                                         | 52 |
| 1.2 Kritik an Annahmen und Ergebnissen                          | 57 |
| 1.3 Schlussfolgerungen, diskutierte Lösungsvorschläge           | 59 |
| 2. Verteilnetze                                                 | 61 |
| 3. Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus                   | 68 |
| IV. MODERNE TECHNOLOGIEN UND BETRIEBSWEISEN FÜR STROMNETZE      | 71 |
| 1. Übertragungsnetze                                            | 71 |
| 1.1 Freileitungsmonitoring                                      | 71 |
| 1.2 Hochtemperaturleiterseile                                   | 72 |
| 1.3 Erhöhung der Übertragungsspannung                           | 73 |
| 1.4 Leistungselektronik zur Steuerung von Lastflüssen           | 73 |
| 1.5 Wide Area Monitoring Systems                                | 74 |
| 1.6 Erdkabel                                                    | 76 |
| 1.7 Phasenschiebertransformatoren                               | 78 |
| 1.8 Hochspannungsgleichstromübertragung                         | 79 |
| 1.9 Supraleitende Komponenten                                   | 81 |
| 1.10 Gesamtübersicht der Technologien und Verfahren             | 82 |
| 2. Verteilnetze                                                 | 84 |
| 2.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren                           | 84 |
| 2.2 Einspeisenetze                                              | 86 |



## INHALT

|       |                                                                        |     |
|-------|------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.3   | Hochtemperatursupraleiterkabel                                         | 87  |
| 2.4   | Technologien zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen | 88  |
| 2.5   | Sensorik im Netz/Automatisierung                                       | 90  |
| 3.    | Smart Meter                                                            | 91  |
| 3.1   | Warum Smart Meter?                                                     | 92  |
| 3.2   | Ordnungsrahmen                                                         | 95  |
| 3.3   | Kosten-Nutzen-Analyse                                                  | 96  |
| 3.4   | Ländervergleich                                                        | 101 |
| 3.5   | Datenschutz und Datensicherheit bei Smart Meter                        | 102 |
| <hr/> |                                                                        |     |
| V.    | ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DAS STROMNETZ                                    | 109 |
| 1.    | Europäisches Supergrid                                                 | 109 |
| 2.    | Die Szenarien des Umweltbundesamtes                                    | 112 |
| 2.1   | Szenario »International Grosstechnik«                                  | 113 |
| 2.2   | Szenario »Regionenverbund«                                             | 113 |
| 2.3   | Szenario »Lokal autark«                                                | 115 |
| 3.    | Betrieb des Stromnetzes in regionalen Zellen                           | 117 |
| 3.1   | Definition und Abgrenzung                                              | 118 |
| 3.2   | Funktionalität und technische Umsetzung                                | 119 |
| 3.3   | Mögliche technische Varianten                                          | 121 |
| 3.4   | Bewertung                                                              | 123 |
| 3.5   | Möglicher Regelungsbedarf                                              | 131 |
| 3.6   | Fazit                                                                  | 134 |
| 4.    | Digital Grid                                                           | 135 |
| <hr/> |                                                                        |     |
| VI.   | ZUVERLÄSSIGKEIT UND SICHERHEIT                                         | 137 |
| 1.    | Kosten von Stromausfällen                                              | 138 |
| 2.    | Versorgungsqualität                                                    | 141 |
| 2.1   | Smart Grid: »safety« und »security«                                    | 144 |
| 2.2   | Qualität der Stromversorgung als Produktmerkmal                        | 151 |
| <hr/> |                                                                        |     |
| VII.  | UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN                                    | 153 |
| 1.    | Auswirkungen auf die Umwelt                                            | 153 |
| 1.1   | Freileitungen                                                          | 154 |
| 1.2   | Erdleitungen                                                           | 161 |



|                                            |                                                                                    |     |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1.3                                        | Elektromagnetische Felder durch Freileitungen, Erdkabel und gasisolierte Leitungen | 166 |
| 1.4                                        | Fazit                                                                              | 171 |
| 2.                                         | Mögliche Risiken für die Gesundheit                                                | 171 |
| 2.1                                        | Allgemeines zu Feldwirkungen und Grenzwerten                                       | 172 |
| 2.2                                        | Wirkmodelle und Bewertung von Evidenz                                              | 173 |
| 2.3                                        | Wissenschaftliche Bestandsaufnahme und Bewertung biologischer Wirkungen            | 180 |
| 2.4                                        | Grenzwertdiskussion                                                                | 186 |
| 2.5                                        | Forschungsbedarf                                                                   | 192 |
| 2.6                                        | Strategien der Risikobewertung und des Risikomanagements                           | 192 |
| 2.7                                        | Fazit                                                                              | 193 |
| <hr/> VIII. AKZEPTANZ DES STROMNETZAUSBAUS |                                                                                    | 195 |
| 1.                                         | Konfliktfelder beim Netzausbau                                                     | 196 |
| 2.                                         | Öffentliche Wahrnehmung und das Beteiligungsparadoxon                              | 197 |
| 3.                                         | Bürgerbeteiligung bei der Planung des Netzausbaus                                  | 198 |
| 4.                                         | Erfolgsfaktoren für Bürgerbeteiligungsverfahren                                    | 201 |
| 5.                                         | Fazit                                                                              | 203 |
| <hr/> LITERATUR                            |                                                                                    | 205 |
| 1.                                         | In Auftrag gegebene Gutachten                                                      | 205 |
| 2.                                         | Weitere Literatur                                                                  | 205 |
| <hr/> ANHANG                               |                                                                                    | 229 |
| 1.                                         | Tabellenverzeichnis                                                                | 229 |
| 2.                                         | Abbildungsverzeichnis                                                              | 230 |



## ZUSAMMENFASSUNG

Das deutsche Energiesystem befindet sich gegenwärtig mitten in einem Umbruchprozess historischen Ausmaßes. Die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesrepublik bedeuten nichts weniger als eine sukzessive Abkehr von der bisherigen Energieträgerbasis der Stromerzeugung. Derzeit decken fossile kohlenstoffhaltige Energieträger (Braun- sowie Steinkohle, Erdgas und zu einem geringeren Anteil auch Erdöl) deutlich mehr als die Hälfte (etwa 56 %) und Kernenergie ca. 15 % der Stromerzeugung ab. Der Anteil der Kernenergie wird gemäß dem Ausstiegsbeschluss bis Ende 2022 entfallen, und bis zur Mitte des Jahrhunderts sollen erneuerbare Energiequellen (EE) mit etwa 80 % den Löwenanteil der Stromversorgung übernehmen. Ein bedeutender Anteil davon wird aus Windenergie und Photovoltaik (PV) bereitgestellt, deren Stromerzeugung je nach Tages- bzw. Jahreszeit sowie Wetterbedingungen starken Schwankungen unterworfen ist. Hinzu kommt, dass die Erzeugung ausgeprägte regionale Schwerpunkte aufweist und der weitere Zubau von EE-Kapazitäten häufig weit von den Lastschwerpunkten im Westen und Süden Deutschlands entfernt erfolgen wird. Eine weitere wesentliche Entwicklung, die das Gesicht der Stromversorgung heute und in Zukunft immer stärker prägt, ist die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarkts auch im Strombereich. Dies bedeutet, dass auf nationaler Ebene getroffene Maßnahmen direkte Auswirkungen auf die Nachbarländer bzw. das europäische Stromsystem insgesamt haben können.

Die Stromnetze sind ein tragender Pfeiler der Infrastruktur Deutschlands, von der das wirtschaftliche und gesellschaftliche Wohlergehen als Industrienation empfindlich abhängt. Sie stellen das Verbindungsglied zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern dar. Stromnetze haben aus konzeptioneller Sicht zwei übergeordnete Funktionen. Zum einen erfüllen sie eine *Transportaufgabe*, indem sie den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher bringen. Zum anderen vermitteln sie *Flexibilität*. Das heißt, wenn an einer Stelle im Netz etwas Unvorhergesehenes passiert (z. B. Durchzug einer Gewitterfront führt zum Abfall der Photovoltaikerzeugung), kann dies durch eine schnelle Reaktion an einer räumlich weit entfernten Stelle ausgeglichen werden (z. B. durch schnelles Hochfahren einer Gasturbine). Ein hohes Maß an Flexibilität ist eine wichtige Voraussetzung, das Stromsystem zur Aufnahme höherer Anteile fluktuierender EE zu befähigen.

Diese Entwicklungen stellen teilweise völlig neue Anforderungen an die Stromnetze, sodass hier aktuell ein erheblicher Handlungsdruck erwachsen ist, die Netze aus- bzw. umzubauen sowie neue Betriebskonzepte zu entwickeln, damit eine zuverlässige und sichere Stromversorgung auch weiterhin gewährleistet werden kann.

Das enge Zusammenspiel der Teilsysteme Stromerzeugung, Verbrauch und Netze bedeutet, dass diese nicht isoliert voneinander betrachtet werden können. Die Frage: »Welches Stromnetz brauchen wir?«, kann nicht getrennt werden von den Fragen, welche Erzeugungsstruktur auf der Basis welcher Energieträger präferiert wird, wie die zukünftige Rolle der Verbraucher gesehen wird und wie der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch organisiert werden soll.

Die zukünftige Entwicklung des Stromsystems und speziell der Stromnetze vollzieht sich nicht autonom, getrieben von technologischen Entwicklungen und unabweisbaren Sachlogiken, sondern es existiert ein beträchtlicher Gestaltungsspielraum. Daher gilt es, einen offenen Diskurs zu führen, um Präferenzen gesellschaftlich zu definieren und anschließend in politische Gestaltung umzusetzen.

---

## AUS- UND UMBABEDARF DER NETZE

### ÜBERTRAGUNGSNETZE

Der Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen wird seit 2011 in einem neuen strukturierten und formalisierten Verfahren bundesweit einheitlich definiert. Integraler Bestandteil des Verfahrens ist eine breite Konsultation von Stakeholdern und der allgemeinen Öffentlichkeit. Im Ergebnis ist 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erlassen worden, das den Ausbaubedarf für den Zeitraum bis 2022 verbindlich fest schreibt. Der Gesamtumfang beträgt 1.700 km neue Leitungen, 2.800 km Neubauten in bestehenden Trassen sowie Verstärkungen auf 1.300 km. Ein für das deutsche Stromnetz neues technisches Element sind drei geplante, von Nord nach Süd verlaufende Hochspannungsgleichstromleitungen. Als Investitionsvolumen für alle diese Maßnahmen werden etwa 20 Mrd. Euro angegeben. Erklärtes Ziel ist es, die Genehmigung neuer Leitungen zu beschleunigen, von bisher über 10 Jahren auf etwa 4 Jahre.

In der Fachöffentlichkeit wird nahezu unisono das offene und transparente Verfahren begrüßt, das gegenüber den früher üblichen Planungs- und Genehmigungsprozeduren für Übertragungsleitungen einen wesentlichen Fortschritt darstellt. Dennoch wird an zentralen Annahmen und Ergebnissen z.T. grundsätzliche Kritik geübt, was angesichts der Tatsache, dass das Verfahren noch unerprobt ist, nicht verwunderlich ist.

Eine generelle *verfahrenstechnische* Frage lautet, wie die zentrale Rolle der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs einzuschätzen ist. Auf der einen Seite sind sie wegen ihrer Expertise und des tiefen Einblicks in die Details des Netzbetriebs prädestiniert für die Planung der zukünftigen Netzinfrastruktur. Auf der anderen Seite haben sie ein wirtschaftliches Interesse am Ausbau der Netze. Hier könnte ein Anreiz angelegt sein, die Planungen in ihrem Umfang eher großzügig vorzusehen. Selbst wenn derartige Überlegungen bei der Planung de facto keinerlei Rolle spielen, stellt bereits die

theoretische Möglichkeit hierfür in der öffentlichen Debatte einen Stolperstein dar. Falls erwogen würde, die fachlich-kritische Begleitung der Arbeiten der ÜNB im Planungsprozess zu intensivieren bzw. Planungsfunktionen (ganz oder teilweise) durch eine wirtschaftlich unabhängige Institution durchführen zu lassen, wäre hierzu allerdings eine Offenlegung von Detaildaten über den Netzbetrieb erforderlich, die über das heute praktizierte Maß wesentlich hinausgehen würde.

Ein *konzeptioneller* Kritikpunkt ist, dass die Versorgungsaufgabe, die das Netz erfüllen muss, auf der Grundlage von energiewirtschaftlichen Szenarien bestimmt wird, die die »Bandbreite *wahrscheinlicher* Entwicklungen« für die nächsten 10 Jahre abdecken sollen. Dieser Begriff ist höchst problematisch, denn die verwendete Szenariomethodik lässt keine Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Entwicklungen zu. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) fällt damit die Aufgabe zu, zu bestimmen, welche zukünftigen Entwicklungen des Energiesystems sie für wahrscheinlich hält und welche nicht. Letztlich beruhen diese Einschätzungen zwangsläufig auf normativen Entscheidungen. Daher stellt sich die Frage, ob es nicht folgerichtiger und transparenter wäre, diese Wertentscheidungen nach einer offenen gesellschaftlichen Debatte politisch zu treffen. Dadurch würden gesellschaftlich-politisch definierte Zielsetzungen zum Ausgangspunkt des Szenariorahmens gemacht, damit die »Bandbreite *gewünschter* Entwicklungen« abgebildet und zur Grundlage der Zukunftsentscheidungen gemacht werden kann.

Auch auf der *methodischen* Ebene steht eine Reihe von Kritikpunkten im Raum, nicht zuletzt deshalb, weil die methodischen Vorgaben bei der Entwicklung des BBPlG erhebliche Auswirkungen auf Art und Höhe des ermittelten Netzausbaubedarfs haben. Grob vereinfacht ist die Methodik so konzipiert, dass ein konventioneller Kraftwerkspark, ein bestimmter Ausbaupfad für die verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien sowie ein Verbrauchsprofil vorgegeben werden (Szenariorahmen). Zur Deckung der Stromnachfrage wird sodann ein marktgetriebener Kraftwerkseinsatz gemäß der sogenannten Merit-Order unterstellt (d.h., Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten werden zuerst eingesetzt). Daraus wird dann die Transportaufgabe abgeleitet, die das Netz zu erfüllen hat, und ein (Ziel-)Netz geplant, das diese Transportaufgabe möglichst effizient und sicher erfüllen kann (unter Einhaltung der n-1-Sicherheit, d.h. auch wenn ein großes Betriebsmittel ausfällt, z.B. eine Leitung oder ein Kraftwerk). Diese methodische Herangehensweise geht konform mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen und der Organisation des Strommarkts.

Eine grundsätzliche Limitierung dieser Methodik ist, dass auf diese Weise eine gesamtwirtschaftliche (und ökologische) gemeinsame Optimierung der eng miteinander verbundenen Systeme Erzeuger-Netz-Verbraucher nicht angesteuert werden kann. Erzeugungsseitige (bzw. nachfrageseitige) Maßnahmen – z.B. gezielte Lokalisierung von Kraftwerken zur Vermeidung von Netzengpässen, Ab-

regelung von Erzeugungsspitzen von EE-Anlagen – könnten im Prinzip in beträchtlichem Umfang Netzausbau vermeiden helfen. Deren Potenziale sind mit der angewandten Methodik jedoch nicht erschließbar.

Somit werden die Möglichkeiten zur Begrenzung des Netzausbaus, die eine integrierte Planung der Erzeugung und des Verbrauchs gemeinsam mit dem Netz bieten würde, gegenwärtig nicht genutzt. Es muss allerdings betont werden, dass dies eine sehr komplexe Aufgabe darstellen würde, bei der in Fachkreisen keine Einigkeit herrscht, ob bzw. mit welchem Arbeitsaufwand sie überhaupt zu bewältigen wäre. Parallel dazu müsste zusätzlich der Regulierungsrahmen hierfür erst geschaffen werden (z. B. Ermöglichung eines verstärkten Einspeisemanagements). Einige der diesbezüglich diskutierten Instrumente (z. B. die Etablierung regionaler Preiszonen, das sogenannte »market splitting«) stellen teils gravierende Eingriffe in die bestehende Marktorganisation dar. Die vielfältigen (möglicherweise unerwünschten) Rückwirkungen auf die Strommärkte sollten vor einer Einführung dieser oder ähnlicher Instrumente gründlich untersucht und abgewogen werden.

## VERTEILNETZE

Auch bei den Verteilnetzen bestehen ein erheblicher Ausbau- und ein Investitionsbedarf, dessen wesentlicher Treiber zurzeit die sehr dynamische Entwicklung beim Ausbau der Photovoltaik (PV) und der Windenergie an Land ist. Der Netzanschluss dieser Erzeugungsanlagen findet nahezu ausschließlich auf Ebene der Verteilnetze statt. Die Bezifferung des Ausbaubedarfs bei den Verteilnetzen ist eine wesentlich komplexere Aufgabe als bei den Übertragungsnetzen. Der Grund ist die erheblich höhere Vielfalt an Netztopologien (z. B. städtisch vs. ländlich geprägte Netze) und Betreibern (in Deutschland stehen ca. 900 Verteilnetzbetreibern lediglich vier Übertragungsnetzbetreiber gegenüber).

Verschiedene Studien zur Bestimmung des Ausbaubedarfs kommen daher nicht unerwartet zu im Detail stark divergierenden Ergebnissen. Zumindest die Größenordnung des Investitionsbedarfs ist aber in allen Studien ähnlich und bewegt sich bei etwa 25 Mrd. Euro bis 2020. Interessant ist besonders das Ergebnis, dass bei Einsatz innovativer Netztechnologien (z. B. Spannungsblindleistungsregelung von Wechselrichtern, regelbare Ortsnetzstationen, Hochtemperaturleiterseile) der Investitionsbedarf nahezu halbiert werden kann. Auch die Abregelung von EE-Erzeugung und ein netzdienlicher Einsatz von dezentralen Speichern reduzieren den Investitionsbedarf um immerhin fast 20 %. Werden hingegen Speicher zur Optimierung des individuellen Nutzens rein marktgetrieben eingesetzt, so erhöhen sich die Kosten für den Netzausbau um fast 35 %.

---

## SMART GRID

Ein Schlagwort, das immer wieder fällt, wenn es um das Stromnetz der Zukunft geht, ist »Smart Grid«. Meist wird darunter verstanden, dass IKT-Komponenten und -Systeme im Energiesystem allgemein und im Betrieb der Netze eine immer bedeutendere Rolle übernehmen, um den Anforderungen gerecht zu werden, die der immer komplexer werdende Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage stellt. So verstanden wäre Smart Grid eine Reaktion bzw. Lösungsstrategie zur Bewältigung dieser Herausforderungen. Smart Grid kann aber auch als eigenständiger Trend aufgefasst werden: die Durchdringung aller Wirtschafts- und Lebensbereiche mit Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), der auch vor der Energiewirtschaft nicht Halt macht. In einer mittel- bis langfristigen Perspektive hat dieser Wandel das Potenzial, das Gesicht der Energiewirtschaft fundamental zu ändern. Dieser Wandel hat nicht nur technische oder wirtschaftliche Aspekte: Allein die Vorstellung, dass die völlig unterschiedlichen Unternehmenskulturen von Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen auf der einen und Informationstechnologieunternehmen (IT-Unternehmen) auf der anderen Seite aufeinanderprallen, verdeutlicht dies sehr plastisch.

Besonders in den Verteilnetzen wird der Trend zu Smart Grid tief greifende Veränderungen auslösen. Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass die IKT-Ausstattung (Mess-, Steuer-, Kommunikationstechnik) in den Verteilnetzen verglichen mit den Übertragungsnetzen rudimentär ist. In einer kürzlich durchgeführten Analyse kam man zu dem Ergebnis, dass der Aufwand für IKT, den Verteilnetzbetreiber (VNB) zu erbringen haben, sich bis 2030 im ländlichen Bereich verdoppeln und im städtischen Bereich um etwa 60 % erhöhen wird. In absoluten Zahlen entspricht dies einem kumulierten Mehraufwand von 7 Mrd. Euro.

---

## SMART METER

Smart Meter sind digitale »intelligente« Messgeräte zur Bestimmung des Stromverbrauchs. Werden diese in ein Kommunikationsnetz eingebunden und damit eine 2-Wege-Kommunikation zwischen Verbraucher und Versorger ermöglicht, spricht man von einem »intelligenten Messsystem«.

Sowohl für die Kunden als auch für die Netz- bzw. Messstellenbetreiber können Smart Meter von Nutzen sein. Smart Meter können beispielsweise mit Displays (z.B. dem Smartphone) gekoppelt werden und so zu einer Sensibilisierung der Kunden für stromsparendes Verhalten beitragen. Zusammen mit zeit- bzw. lastvariablen Tarifen können finanzielle Einsparungen resultieren, wenn die Kunden ihr Verhalten dem aktuell zur Verfügung stehenden Energieangebot anpassen (z.B. Wäsche waschen, wenn reichlich Windstrom eingespeist wird und somit der Strompreis niedrig ist). Als realistische Größenordnung für diese Einsparungen werden für Haushalte meist etwa 5 % angesehen. In den meisten hierzu bis-



her durchgeführten Studien gingen die anfänglich beobachteten Einsparungen nach einer gewissen Zeit wieder etwas zurück, da sich die angestoßenen Verhaltensänderungen z. T. im Alltag nicht dauerhaft etablieren konnten. Darüber hinausgehende Einsparpotenziale könnten perspektivisch durch die netzseitige Steuerung beispielsweise von Haushaltsgeräten möglich werden. Allerdings wäre die Anschaffung von »intelligenten« Haushaltsgeräten (Stichwort »home automation«) erforderlich, wobei derzeit noch unklar ist, ob sich diese Investitionen durch die damit erzielten Stromkosteneinsparungen rechtfertigen lassen. Zudem besteht bei vielen Kunden eine erhebliche Hemmschwelle, die externe Steuerung ihrer Geräte zu gestatten. Bei Gewerbekunden wird das Einsparpotenzial teilweise deutlich höher eingeschätzt (bis zu 20 %), und die Bereitschaft, die netzseitige Steuerung bestimmter Prozesse (z. B. Kühltage, Druckluft, Laden der Batterien von Gabelstaplern) zuzulassen, ist eher vorhanden, vorausgesetzt, die finanziellen Einsparmöglichkeiten sind substantiell.

Der Hauptvorteil für die Netzbetreiber besteht darin, dass durch die Verfügbarkeit von hochgenauen Verbrauchsdaten der Netzbetrieb wesentlich flexibler gesteuert werden kann. Das betrifft sowohl die Verschiebung von Spitzenlasten in lastschwächere Zeiten als auch die bessere Integration von fluktuierender Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Gegebenenfalls könnte dadurch der Ausbaubedarf des Verteilnetzes reduziert werden. Gleichzeitig könnten durch detailliertere Informationen über den momentanen Netzzustand Kapazitätsengpässe bzw. drohende Überlastungen von Netzkomponenten besser erkannt und rechtzeitig gegengesteuert werden.

Im Bemühen um ein europaweit koordiniertes Vorgehen bei der Einführung von Smart Metern (sogenannter Rollout) sieht die Richtlinie 2009/72 EG<sup>1</sup> vor, dass bis 2020 80 % der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden sollen. Voraussetzung ist ein positives Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse (KNA), die in allen Mitgliedstaaten durchzuführen ist. Für Deutschland wurde das entsprechende Gutachten im Juli 2013 vorgelegt.

Für Deutschland führte die KNA zu dem Ergebnis, dass ein flächendeckender Rollout gemäß EU-Szenario weder gesamt- noch einzelwirtschaftlich vorteilhaft ist. Empfohlen wurde dagegen ein Rolloutszenario, das sich zunächst auf die Installation von Smart Metern an denjenigen Zählpunkten konzentriert, bei denen der größtmögliche Nutzen gestiftet werden kann. Dies entspräche einer Rolloutquote von 68 % bis 2022, knapp unterhalb der Vorgabe der EU.

Bemerkenswert ist, dass der entscheidende Nutzenzuwachs, der letztlich zu einem positiven Ergebnis der KNA führt, durch die Einbeziehung der Möglichkeit entsteht, im Falle von Netzengpässen oder Spannungsschwankungen EE-Anlagen

---

1 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG



um bis zu 5 % ihrer Jahresenergiemenge ferngesteuert abregeln zu können. Dadurch reduziert sich der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen und generiert einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen. Zur Nutzung dieser Möglichkeit des aktiven Einspeisemanagements durch die VNB müsste allerdings erst der rechtliche Rahmen geschaffen werden.

Es ist allerdings davon abzuraten, das Ergebnis einer KNA als alleiniges Kriterium zur Wahl eines Rolloutszenarios heranzuziehen. Zur Durchführung einer KNA müssen Präferenzen und Zukunftserwartungen der verschiedenen Akteure in ein finanzmathematisches Konzept übersetzt werden. Für diesen Prozess gibt es keine allgemein akzeptierte »objektive« Grundlage, sondern einen erheblichen Gestaltungsspielraum, wovon die Resultate der Analyse empfindlich abhängen. Zum Beispiel wurden in Österreich von zwei verschiedenen Institutionen KNA durchgeführt, die trotz der identischen Ausgangslage zu konträren Ergebnissen kamen.

#### DATENSCHUTZ UND DATENSICHERHEIT BEI SMART METERN

Bei den von Smart Metern ermittelten und gespeicherten Verbrauchsdaten handelt es sich um personenbezogene Daten. Diese können je nach konkreter technischer bzw. verfahrensseitiger Ausgestaltung unterschiedlich sensibel sein. Für die Datensicherheit und den Datenschutz stellen sich durch den großflächigen Rollout von Smart Metern völlig neuartige Herausforderungen.

Es ist offenkundig, dass zwischen Datenschutz und der für eine volle Funktionalität (z.B. Förderung eines netzdienlichen Verbrauchsprofils) bzw. aus Netzbetreibersicht nützlichen Ausgestaltung des Smart Metering erhebliche Zielkonflikte bestehen. Daher müssen die legitimen Datenschutzinteressen sorgfältig gegen die betrieblichen Erfordernisse der Netzbetreiber abgewogen und tragfähige Kompromisse ausgearbeitet werden.

Um eine hinreichende Datensicherheit und einen adäquaten Datenschutz zu gewährleisten, sind nicht nur an die Hard- und Software der Smart Meter hohe Anforderungen zu stellen, sondern auch an deren Einbindung in Kommunikationsnetze und an die Administration der Erhebung, Übertragung, Verarbeitung sowie Speicherung der Daten. Die nachvollziehbar stringente Umsetzung von Datenschutz und -sicherheit stellt eine essenzielle Voraussetzung für die öffentliche Akzeptanz der Einführung von Smart Metern dar.

---

#### ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DAS STROMNETZ

Für die zukünftige Entwicklung der Stromnetze existiert ein beträchtlicher Gestaltungsspielraum. Für die Gestaltung sollten gesellschaftlich zu definierende Präferenzen die Leitlinien vorgeben. Beispiele hierfür sind Fragen wie: Ist die Umsetzung der ökonomisch effizientesten Lösung vorzuziehen oder wird Wert

auf eine Vielfalt der Lösungsansätze und Akteure gelegt? Wird der Schwerpunkt auf Eigenständigkeit gelegt (z. B. Autarkie, Verringerung der Importabhängigkeit) oder auf Kooperation?

Eine wesentliche Dimension, die auch in der öffentlich geführten Debatte eine bedeutende Rolle spielt, ist die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist bzw. konkret der Gegensatz »zentral–dezentral«. Anhand dieses Merkmals hat das Umweltbundesamt (UBA) ausgehend von der Prämisse, dass die Stromversorgung im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, drei »archetypische Szenarien« definiert und auf ihre technisch-ökologische Machbarkeit hin untersucht. Diese Szenarien sind nicht als sich gegenseitig ausschließende Alternativen zu verstehen, sondern im zukünftigen Versorgungssystem könnten durchaus Elemente aus allen drei Szenarien nebeneinander existieren.

Im Szenario »International Großtechnik« werden die großtechnisch leicht erschließbaren EE-Potenziale in Deutschland, Europa und darüber hinaus (z. B. Solarenergiepotenziale in Nordafrika) genutzt. Voraussetzung ist ein gut ausgebautes interkontinentales Übertragungsnetz (Supergrid), das den europaweiten Ausgleich von Einspeise- und Nachfrageschwankungen erlaubt. Der technischen Realisierbarkeit einer solchen Strategie scheinen keine prinzipiellen Hindernisse entgegenzustehen. Als Hauptvorteil wurde die Verringerung des Bedarfs an Stromspeicherkapazitäten identifiziert. Ein gewichtiger Nachteil ist hingegen die höhere Komplexität (technologisch, finanziell, politisch-administrativ) der Errichtung von Erzeugungsanlagen im Ausland und grenzüberschreitender Infrastrukturen.

Das Szenario »Regionenverbund« geht von einer weitgehenden Ausnutzung der regionalen EE-Potenziale aus. Um Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Die Kernbotschaft ist hier, dass mit dieser Strategie eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland mit dem heutigen hohen Niveau an Versorgungssicherheit machbar ist. Es kann jederzeit ausreichend gesicherte Leistung und Regelleistung bereitgestellt werden. Zukünftige technologische Durchbrüche sind hierfür nicht erforderlich. Die Nachfrageseite leistet für eine stabile Versorgung einen unverzichtbaren Beitrag, indem sie auf Knappheitssignale flexibel reagiert (Lastmanagement). Für den in der Zeitperspektive 2050 erforderlichen saisonalen Ausgleich müssen Langzeitspeicher errichtet werden. Hierfür kommen aus heutiger Sicht nur chemische Speicher infrage, v. a. Wasserstoff aus Elektrolyse (mit oder ohne anschließende Umwandlung in Methan, »power to gas«). Sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetze müssen sukzessive ausgebaut werden. Ein wesentlicher Pluspunkt dieses Szenarios wird darin gesehen, dass durch eine regional verankerte Strategie eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren (Kommunen, Regionen, Energieversorgungsunternehmen, die mittelständisch geprägte Wirtschaft, einzelne Bürger und Bürgerinitiativen) aktiviert werden und sich so

Regionen und Kommunen zu einem neuen Gestaltungsfaktor für das nationale Energiesystem entwickeln.

Das dritte Szenario »Lokal autark« fokussiert auf kleinräumige dezentrale Einheiten (Gemeinden oder Stadtteile), die ihre Versorgung autark organisieren. Autarkie wird hier in strengem Sinne als vom Übertragungsnetz abgekoppelte Inselversorgung verstanden. Im Gegensatz dazu ist eine bilanzielle Autarkie, bei der lediglich die jährlich lokal erzeugte Strommenge mindestens so groß wie der Jahresverbrauch ist, wesentlich leichter zu erreichen. In einem (streng) autarken System rücken Speicher als unverzichtbare Komponenten zwangsläufig in den Mittelpunkt, um jederzeit eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Die erforderliche Speichergröße ist selbst unter günstigen Annahmen so hoch, dass sie unter ökonomischen Gesichtspunkten kaum darstellbar erscheint. Hinzu kommt, dass zur Absicherung der Versorgung die Erzeugungsanlagen erheblich überdimensioniert werden müssen, sodass beträchtliche Strommengen – je nach konkreten Annahmen bis zu 50 % und mehr – nicht genutzt werden können.

Dies zeigt sehr anschaulich, dass ein gut ausgebautes Stromnetz zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen, zur gegenseitigen Reserveleistung von Regionen und zur Erschließung von Regionen mit hohen Erzeugungspotenzialen (z.B. Geothermie, Offshorewind) letztlich unverzichtbar ist. Die Schlussfolgerung ist, dass lokale Autarkie in Einzelfällen möglicherweise umsetzbar wäre, ein erfolversprechender Ansatz für eine tragfähige regenerative Energieversorgung ganz Deutschlands ist sie jedoch nicht.

---

#### **BETRIEB DES STROMNETZES IN »REGIONALEN ZELLEN«**

Die Rolle der Verteilnetze im Versorgungssystem unterliegt derzeit einem tief greifenden Wandel. Die größte Herausforderung besteht darin, dass sie stark ansteigende Mengen dezentraler fluktuierender EE-Einspeisung aufnehmen müssen. Dies kann nur gelingen, wenn auf der Ebene der Verteilnetze wesentlich aktiver als bisher für einen stabilen Systembetrieb Sorge getragen wird. Gleichzeitig wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer, und es stehen Fragen im Raum, ob bei einer Fortsetzung der gegenwärtigen Trends das Versorgungssystem insgesamt störungsanfälliger würde und verstärkt Stromausfälle drohen könnten.

Im etablierten europaweiten Synchronverbund der Übertragungsnetze werden Störungen in einem Gebiet (Regelzone) in den allermeisten Fällen durch die benachbarten Regelzonen gestützt, sodass das Funktionieren des Gesamtsystems kaum beeinträchtigt wird. Ist das Störungsausmaß jedoch so groß, dass diese Stützung durch benachbarte Regelzonen nicht gelingt, kann sich in der Folge die Störung kaskadenartig ausbreiten und im ungünstigsten Fall dazu führen, dass auch in weit entfernten Netzregionen die Versorgung zusammenbricht, selbst wenn dort alle Betriebsmittel fehlerfrei funktionieren. Beispielsweise löste die

unzureichend durchdachte Abschaltung einer einzelnen Übertragungsstrasse zwischen Deutschland und den Niederlanden (Conneforde-Diele) am späten Abend des 4. November 2006 eine Großstörung aus, bei der etwa 15 Mio. Haushalte in Europa von Stromausfällen betroffen waren.

Ausgehend von dieser Diagnose wird hier untersucht, wie Verteilnetze konstruiert und betrieben werden müssten, sodass sie im Falle einer Störung auf der Ebene der Übertragungsnetze sich aus dem Verbund abkoppeln und als Inselnetze (»regionale Zellen«) die Versorgung aufrechterhalten könnten. Dieser Ansatz stellt eine fundamentale Abkehr von der bisherigen Praxis dar. Dessen prinzipielle Machbarkeit wurde kürzlich in einem sehr ehrgeizigen Modellprojekt in Dänemark (»Cell Controller Project«) gezeigt. Um diese gegenüber heutigen Verteilnetzen wesentlich erweiterte Funktionalität zu erreichen, müssen regionale Zellen zwingend mit einer höheren Regelfähigkeit und damit einer umfangreichen IKT-Infrastruktur ausgestattet werden. Als erstes muss die Leistungs-frequenzregelung dezentral implementiert werden – diese Funktion wird derzeit vollständig von der Übertragungsebene übernommen (sogenannte Primärregelung). Darüber hinaus müssen sowohl die Erzeugungseinheiten als auch die Lasten von der Netzsteuerung ansprechbar, flexibel regelbar und falls erforderlich auch abschaltbar sein. Außerdem sind Speicherkapazitäten erforderlich, die die Leistungsbilanz während transienter Vorgänge ausgleichen können.

Der kontrollierte Übergang eines Netzabschnitts vom Verbund- in den Inselbetrieb stellt eine nicht zu unterschätzende technologische Herausforderung dar. Wenn sich beispielsweise das Verbundsystem in einem fragilen, aber noch beherrschbaren Zustand befindet, könnte eine verfrühte bzw. unkoordinierte Abkopplung von stabilen Zellen dazu führen, die Störungssituation zu verschärfen bzw. im ungünstigsten Fall einen Blackout gar erst auszulösen. Hier besteht noch erheblicher Untersuchungs- und Entwicklungsbedarf. Insgesamt gesehen erscheint es dennoch nicht unplausibel, dass die technischen und betriebsseitigen Herausforderungen lösbar sind und regionale Zellen somit zur Resilienz und Stabilität der Versorgung sowie einer Einhegung von Großstörungslagen beitragen könnten.

Derzeit lässt sich bei zentralen Akteuren der Branche noch eine ausgeprägte Skepsis gegenüber derartigen Konzepten beobachten. Inwiefern diese Haltung sich zukünftig wandeln könnte, dürfte auch davon abhängen, in welchem Maße künftig Großstörungen im europäischen Synchronverbund auftreten und inwieweit sie durch die Systemverantwortlichen beherrscht und eingegrenzt werden können.

---

## ZUVERLÄSSIGKEIT UND SICHERHEIT

Das Stromnetz stellt eine kritische Infrastruktur dar, von deren Funktionieren das Wohlergehen von Gesellschaft und Wirtschaft empfindlich abhängt. Die

Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung ist daher eine zentrale Zieldimension bei der Ausgestaltung der Stromnetze und des Versorgungssystems insgesamt. Deutschland nimmt hier im internationalen Vergleich eine Spitzenposition ein. Die mittlere Nichtverfügbarkeit für Endkunden betrug im Jahr 2012 lediglich 15,91 Minuten. In dieser Statistik sind allerdings nur Versorgungsunterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer erfasst.

Unter bestimmten Bedingungen können auch kurzfristige Abweichungen (im Sekundenbereich und darunter) von den Normwerten von Spannung, Phasenlage und Frequenz drastische negative Konsequenzen auslösen. Besonders empfindlich sind in dieser Hinsicht Branchen wie z.B. die pharmazeutische Industrie, Banken oder Krankenhäuser. Es weist einiges darauf hin, dass diese Art der Störungen in den letzten Jahren deutlich zugenommen und durch die verstärkte Verletzlichkeit sensibler Geräte bei Industrie und Haushaltskunden (z.B. IT-Anlagen) eine volkswirtschaftlich bedeutsame Größenordnung angenommen hat. Allerdings ist die Datengrundlage hier noch dürftig. Zur Verbesserung dieser Situation wäre es ratsam, auch kürzere Versorgungsstörungen (von weniger als drei Minuten Dauer) in der offiziellen Verfügbarkeitsstatistik zu erfassen und auszuwerten.

Zukünftig müssen vor allem zwei Herausforderungen gemeistert werden, um das gegenwärtige hohe Niveau an Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland zu halten: Zum einen setzt die Integration eines rasch wachsenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien den Betrieb des Stromsystems stark unter Stress. Die Netzbetreiber müssen immer öfter eingreifen, um Erzeugung und Verbrauch auszubalancieren und einen stabilen Betrieb aufrecht zu halten.

Die zweite Herausforderung hat mutmaßlich noch weit stärkere Konsequenzen für die Architektur und Betriebsweisen der Stromnetze: Im Zuge des Trends hin zum Smart Grid verschmelzen energie- und informationstechnische Infrastrukturen. Um das zuverlässige Funktionieren dieser vitalen kritischen Infrastruktur zu sichern, ist es zwingend erforderlich, höchste Anforderungen an die IT-Sicherheit des Smart Grid zu stellen. Besonders in den Verteilnetzen, in denen die Automatisierung von Prozessen und die Nutzung von IT bisher keineswegs zum Standard gehören, stellt dies vielfach absolutes Neuland dar.

Bisher spielten Fragen der Betriebssicherheit (»safety«) die zentrale Rolle bei der Gewährleistung eines zuverlässigen Stromnetzes (Ausfallsicherheit von Komponenten, Bedienungsfehler, Naturereignisse). Im Smart Grid kommen vermehrt auch Sicherheitsaspekte zur Geltung, die sich auf unerwünschte oder kriminelle Manipulationen des IT-basierten Betriebs der Stromnetze und weiterer energie-technischer Anlagen beziehen (»security«). Eine umfassende Bestandsaufnahme und eine Diskussion aller möglichen Angriffsflächen, die in diesem komplexen System existieren, sind hier jedoch nicht möglich. Ganz generell ist anzunehmen,

dass die Verletzbarkeit durch die fortschreitende Vernetzung von Komponenten, Teilsystemen und Domänen weiter ansteigen wird.

Ein auch in der öffentlichen Wahrnehmung prominentes Beispiel ist der 2010 entdeckte »Stuxnet-Wurm«, der offenkundig entwickelt wurde, um iranische Zentrifugen zur Urananreicherung zu stören. Im Prinzip sind seitdem die potenziellen Angriffsflächen von industriellen Standardsystemen und Protokollen zur Prozesssteuerung öffentlich bekannt. Trotzdem sind diese in bestehenden Systemen teilweise nicht behoben, und bis heute sind kaum Anstrengungen unternommen worden, »sichere« oder wenigstens »robuste« Architekturen zu entwickeln.

Es besteht ein dringender Bedarf an einem intensiven Austausch und der Zusammenarbeit aller im Bereich des Smart Grid tätigen Institutionen und Unternehmen in Deutschland, damit ein hohes Sicherheitsniveau erreicht bzw. aufrechterhalten werden kann. Unter anderem sind hohe IT-Sicherheitsstandards durch Politik, Gesetzgebung und Regulierungsinstitutionen zu entwickeln und vorzugeben und Aspekte der IT-Sicherheit bereits in der Planungs- und Normierungsphase von Komponenten und (Teil-)Systemen zu berücksichtigen.

---

## UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN

Der Ausbau neuer Stromtrassen wird regelmäßig von Bürgerprotesten begleitet. Im Vordergrund der Einwände stehen in der Regel mögliche Umwelt- und Landschaftsbildbeeinträchtigungen, aber auch befürchtete Gesundheitsrisiken als Folge der Emission elektromagnetischer Felder. Um möglichen Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen der im Bereich der Hoch- und Höchstspannungsnetze üblichen Freileitungstechnik vorzubeugen, wird in der öffentlichen Debatte oftmals die Verlegung von Stromleitungen in den Boden (Erdkabel) ins Spiel gebracht.

Eine Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln, sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase, zeigt allerdings, dass diese je nach betroffenem Schutzgut – Fauna, Flora, Boden, Wasserhaushalt bzw. Landschaftsbild – differenziert zu betrachten sind. Die Bewertung der Umweltfolgen hängt wesentlich von den lokalen Standort- und Nutzungsbedingungen ab. Oftmals sind schwierige Abwägungen zwischen verschiedenen Schutzgütern zu treffen: Wiegt z. B. eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen schwerer als die Bodenerwärmung durch Erdkabel? Freileitungen können z. B. die bessere Wahl sein, wenn empfindliche Feuchtgebiete gekreuzt werden müssen. Erdkabel kommen eher infrage in Durchzugs- und Rastgebieten von Vögeln oder bei Landschaften mit besonders schützenswertem Landschaftsbild. Jedenfalls lässt sich eine – in der öffentlichen Debatte um den Netzausbau immer wieder zu hörende – Aussage wie »Erdkabel sind umweltverträglicher als Freileitungen« in dieser Pauschalität sicherlich nicht aufrecht halten.



Für die Bewertung ihrer gesundheitlichen Auswirkungen unterscheidet man elektromagnetische Felder nach ihrem Frequenzbereich. Hochfrequente Felder (mehr als 100 kHz) treten u. a. bei Sendeanlagen (Mobilfunk, Rundfunk, Fernsehen) auf und spielen bei der »Elektrosmogdebatte« die Hauptrolle. Bei Geräten und Anlagen der Stromversorgung und -nutzung sind fast ausschließlich niederfrequente Felder relevant, zumeist mit der Netzfrequenz von 50 Hz, oder aber statische (Gleich-)Felder, die in jüngster Zeit wegen der Hochspannungsgleichstromübertragungstechnologie (HGÜ) verstärkt Beachtung finden. Als Feldquellen sind neben Übertragungsleitungen, Umspannstationen und ähnlichen Anlagen auch elektrische Geräte sowie Stromleitungen innerhalb des Hauses relevant.

Neben den gesicherten Feldwirkungen, die die Grundlage der Festsetzung von Grenzwerten bilden, gibt es eine Vielzahl von beobachteten Wechselwirkungen unterschiedlicher Art von niederfrequenten elektromagnetischen Feldern mit biologischen Geweben bzw. Lebewesen. Dies ist ein aktives Feld für wissenschaftliche Forschung und Diskurs, aber vor allem wegen der Bedeutung für die menschliche Gesundheit ein Thema, über das eine lebhaft und kontroverse öffentliche Debatte geführt wird, u. a. bezüglich der Aspekte Risikowahrnehmung und -bewertung, Zumutung und Akzeptanz.

Ein zentraler Fokus dieser Debatte ist der Zusammenhang zwischen niederfrequenten magnetischen Feldern und dem Auftreten von Leukämie im Kindesalter. Aus einer Vielzahl an epidemiologischen Studien lässt sich hinreichend konsistent ein Zusammenhang zwischen einem erhöhten Risiko für Kinder, an Leukämie zu erkranken, und der Exposition gegenüber niederfrequenten schwachen Magnetfeldern ableiten. Ein erhöhtes Risiko wurde für Expositionen oberhalb 0,4 Mikrottesla festgestellt. Zum Vergleich: Der aktuell gültige Grenzwert beträgt 100 Mikrottesla. In absolute Zahlen übertragen würde dieses Risiko der Erkrankung von etwa sechs Kindern pro Jahr in Deutschland aufgrund der Magnetfeldexposition entsprechen. Drei davon wären auf Hochspannungsleitungen zurückzuführen und drei auf das Wohnumfeld (Stromleitungen im Haus und Haushaltsgeräte).

Die zentrale Problematik besteht darin, dass aus epidemiologischen Befunden prinzipiell nicht auf einen kausalen Zusammenhang geschlossen werden darf und der Effekt bislang weder in Tierversuchen überzeugend bestätigt werden konnte noch ein biologischer Wirkmechanismus bekannt ist, der eine kanzerogene Wirkung von Magnetfeldern bei diesen schwachen Intensitäten erklären könnte. Dies ist der Grund, warum beispielsweise die Strahlenschutzkommission die Gesamtevidenz mit »schwach – wissenschaftlicher Hinweis« bewertet. Allein auf Grundlage der Ergebnisse der epidemiologischen Studien müsste hingegen die um eine Stufe »kritischere« Einstufung »unvollständige Evidenz – wissenschaftlicher Verdacht« erfolgen.

Es ist zwar eine etablierte und gut begründete Vorgehensweise bei der wissenschaftlichen Einordnung von Evidenz, alle relevanten Ergebnisse heranzuziehen und zu einer aggregierten Gesamtevidenz zusammenzufassen. Dennoch wird dies von Kritikern vehement infrage gestellt. Sie argumentieren, dass es nicht angemessen sei, das Wissen in einem Feld durch das Nichtwissen in einem anderen Feld zu relativieren, bzw. dass im Zweifel aus Vorsorgeerwägungen heraus die epidemiologischen Befunde höher zu gewichten seien.

Über die Setzung von Grenzwerten hinaus sind wegen der bestehenden wissenschaftlichen Unsicherheiten in der Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV)<sup>2</sup> Vorsorgemaßnahmen vorgeschrieben. So sind beispielsweise bei Errichtung bzw. wesentlicher Änderung von Anlagen die davon ausgehenden Felder nach dem Stand der Technik zu minimieren. Außerdem dürfen neue Hochspannungsleitungen keine Gebäude überspannen, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Die Besorgnis in weiten Kreisen der Bevölkerung, dass Stromleitungen, Umspannstationen und ähnliche Anlagen gesundheitsschädliche Auswirkungen haben könnten, konnte durch diese Vorsorgemaßnahmen bislang allerdings nicht zerstreut werden.

---

## AKZEPTANZ DES STROMNETZAUSBAUS

Auch ein von einer breiten Mehrheit getragener gesellschaftlicher Konsens über die Ziele der Energiewende und die daraus abgeleitete Notwendigkeit des Aus- und Neubaus von Stromleitungen sind keine Garantie dafür, dass konkrete Vorhaben zum Netzausbau vor Ort akzeptiert werden.

Im Zuge der bereits durchgeführten Planungsschritte (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan, Bundesbedarfsplan) hat eine intensive Beteiligung der Öffentlichkeit stattgefunden. Das ist eine erhebliche Verbesserung gegenüber dem früheren Verfahren, bei dem die Öffentlichkeit wesentlich später informiert bzw. eingebunden wurde. Der frühzeitige öffentliche Diskurs kann helfen, die Notwendigkeit der Leitungsbaumaßnahmen zu begründen.

Letzten Endes bleibt es aber schwierig bis unmöglich, die Notwendigkeit jeder einzelnen Leitung unabweisbar zu belegen, da immer Alternativen möglich sind, die in den früheren Planungsstadien aus methodischen bzw. inhaltlichen Gründen nicht weiter verfolgt wurden (z.B. Erdkabel für alle neuen Leitungen) bzw. die auf der Grundlage von getroffenen Annahmen ausgeschlossen wurden, die kritisiert bzw. abgelehnt werden können (z.B. Höhe des Stromverbrauchs, Standorte der Kraftwerke und deren Einsatzreihenfolge nach Merit-Order).

---

2 Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3266)



Eines der erklärten Ziele einer frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit ist es, dass auf dieser Grundlage in den folgenden Planungsschritten das Verfahren beschleunigt werden kann. Ob dieses Ziel allerdings tatsächlich erreicht werden kann, muss die Praxis erst zeigen. Andererseits würde eine herkömmliche Planung, die auf frühe Einbeziehung der Öffentlichkeit verzichtet, dagegen absehbar zu größeren Problemen bei der Umsetzung führen. Die Erfolgsaussichten für gut gestaltete und durchgeführte Beteiligungsverfahren sind sehr vielversprechend. Im Kern geht es dabei um den Aufbau von gegenseitigem Vertrauen.

Eine prinzipielle Problematik bei der öffentlichen Wahrnehmung und Partizipation an Entscheidungen ist das sogenannte Beteiligungsparadoxon. Demnach ist am Anfang des Planungsprozesses (d.h. bei der Bedarfsplanung) der Gestaltungsspielraum am größten. Gleichzeitig können Bürger wegen des hohen Abstraktionsgrads und fehlender Informationen in diesem Stadium nicht einschätzen, in welcher Weise bzw. wie sehr sie selbst durch die Planungen betroffen sind. Wenn sie ihre Betroffenheit einschätzen können und sich zu engagieren beginnen, ist oft ein Verfahrensstand erreicht, bei dem wesentliche Entscheidungen bereits getroffen worden sind und so der weitere Entscheidungsspielraum und die Möglichkeiten der Einflussnahme erheblich eingeschränkt sind.

Es liegt in der Zwischenzeit eine Reihe von Best-Practice-Beispielen für die frühzeitige Einbeziehung von Stakeholdergruppen und der allgemeinen Öffentlichkeit bereits vor dem Beginn von förmlichen Genehmigungsverfahren vor. Allerdings wäre es ein Kurzschluss, zu denken, dass daraus simple Rezepte für erfolgreiche Verfahren abgeleitet werden können. Jedes Projekt und jede Betroffenheit vor Ort ist einzigartig. Tragfähige Kompromisse müssen daher immer wieder unter neuen Voraussetzungen neu ausgehandelt werden. Hierfür sind faire Formen der Bürgerbeteiligung »auf Augenhöhe« eine unabdingbare Voraussetzung. Eine Garantie für Akzeptanz sind sie jedoch nicht.



## EINLEITUNG

### I.

Das deutsche Energiesystem befindet sich gegenwärtig mitten in einem Umbruchprozess historischen Ausmaßes. Die langfristige klimapolitische Zielsetzung der EU, bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu mindern, bedeutet eine sukzessive Abkehr von der Nutzung fossiler kohlenstoffhaltiger Energieträger. Derzeit beruht die Stromerzeugung in Deutschland zu etwa 55 % auf diesen Quellen (Braunkohle 25,5 %, Steinkohle 19,3 %, Erdgas 10,7 %). Gemäß dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie entfällt bis Ende 2022 auch deren Anteil an der Stromerzeugung (zurzeit noch 15,4 %).

Erklärtes Ziel ist es, die Stromversorgung bis 2050 weitgehend auf erneuerbare Energiequellen (EE) umzustellen. Deren heutiger Anteil von 23,4 % an der Stromerzeugung wird daher dynamisch ansteigen und soll gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung im Jahr 2025 40 bis 45 % betragen, im darauffolgenden Jahrzehnt auf 55 bis 60 % ansteigen und bis 2050 mit etwa 80 % den Löwenanteil der Stromversorgung übernehmen. Dieser Umbruch in der Energieträgerbasis der Stromversorgung stellt teilweise völlig neue Anforderungen an die Stromnetze, sodass hier aktuell ein erheblicher Handlungsdruck erwachsen ist, die Netze aus- bzw. umzubauen sowie neue Betriebskonzepte zu entwickeln, damit eine zuverlässige und sichere Stromversorgung auch weiterhin gewährleistet werden kann.

Die Stromnetze sind ein tragender Pfeiler der Infrastruktur Deutschlands, von der das wirtschaftliche und gesellschaftliche Wohlergehen als Industrienation empfindlich abhängt. Sie stellen das Verbindungsglied zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern dar. Das enge Zusammenspiel der Teilsysteme Stromerzeugung, Verbrauch und Netze bedeutet, dass diese nicht isoliert voneinander betrachtet werden können, sondern dass eine integrierende Systemperspektive erforderlich ist.

Damit das Stromversorgungssystem zuverlässig funktioniert, muss zu jedem Zeitpunkt exakt die gleiche Strommenge in das Netz eingespeist werden, wie von den Verbrauchern entnommen wird. Diesen Ausgleich zu ermöglichen, ist die zentrale Aufgabe der Stromnetze.

Stromnetze haben aus konzeptioneller Sicht zwei übergeordnete Funktionen. Zum einen erfüllen sie eine *Transportaufgabe* indem sie den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher bringen. Zum anderen vermitteln sie *Flexibilität*. Das heißt, wenn an einer Stelle im Netz etwas Unvorhergesehenes passiert (z. B. Durchzug einer Gewitterfront führt zum Abfall der PV-Erzeugung), kann dies durch eine schnelle Reaktion an einer räumlich weit entfernten Stelle ausgeglichen werden (z. B. schnelles Hochfahren einer Gasturbine). Ein hohes Maß an Flexibilität ist eine wichtige Voraussetzung, das Stromsystem zur Aufnahme höherer Anteile fluktuierender EE zu befähigen.

Derzeit ist eine Reihe von Trends zu beobachten, die sich zum Teil gegenseitig verstärken bzw. bedingen und die in der Summe eine starke Triebkraft für eine tief greifende Umgestaltung der Netze darstellen. Als erstes ist hier die bereits erwähnte Notwendigkeit zu nennen, eine steil ansteigende Menge an EE-Einspeisung in die Stromnetze zu integrieren. Ein bedeutender Anteil davon wird aus Windenergie und Photovoltaik bereitgestellt, deren Stromerzeugung je nach Tages- bzw. Jahreszeit sowie Wetterbedingungen starken Schwankungen unterworfen ist. Hinzu kommt, dass die Erzeugung ausgeprägte regionale Schwerpunkte aufweist – Windenergie wird vorwiegend im Norden und Osten Deutschlands erzeugt, Photovoltaik hingegen im Süden – die von den Verbrauchschwerpunkten im Westen und Süden teilweise etliche Hundert Kilometer entfernt sind. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten reichen nicht aus, um die auftretenden Lastflüsse von der Erzeugung zu den Verbrauchszentren zu bewältigen. Bereits heute treten in bestimmten Regionen Deutschlands regelmäßig Engpässe in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen auf. Da der weitere Zubau von EE-Kapazitäten häufig weit von Lastschwerpunkten entfernt erfolgen wird, werden sich derartige Einschränkungen ohne geeignete Ausbaumaßnahmen in Zukunft verstärken. Besonders deutlich wird dies bei der geplanten Nutzung der Windenergie vor den Küsten auf See.

Für die Verteilnetze auf lokaler und regionaler Ebene ist die Entwicklung von Bedeutung, dass immer mehr kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen werden müssen. Neben den EE-Anlagen sind hier auch Blockheizkraftwerke relevant, die kombiniert Strom und Wärme bereitstellen. Zur Aufnahme dieser Stromerzeugung müssen die Verteilnetze ertüchtigt und ausgebaut werden. Wenn die lokal erzeugte Strommenge größer ist als der Verbrauch, kehrt sich die übliche Richtung des Stromflusses von den Übertragungs- zu den Verteilnetzen um und es kommt zu Rückspeisungen von den niedrigen zu den höheren Spannungsebenen.

Auch auf der Verbraucherseite gibt es substanzielle Veränderungen. Zum einen finden die Möglichkeiten der Erzeugung von Strom zum Eigenverbrauch inzwischen breiten Anklang. Des Weiteren kommen mit elektrischen Wärmepumpen und zunehmend mit Elektromobilen und dezentralen Stromspeichern neue Komponenten ins Spiel, die die üblichen Verbrauchsmuster verschieben und eine aktive Steuerung des Verbrauchs möglich machen. Aus Verbrauchern werden »prosumer« (ein Hybridbegriff aus »producer« und »consumer«). Eine Herausforderung ist es dabei sicherzustellen, dass die neuen Möglichkeiten der individuellen Abstimmung von Eigenerzeugung und Verbrauch nicht den Anforderungen an einen stabilen, sicheren und effizienten Systembetrieb entgegenlaufen.

Unterdessen tritt eine Vielzahl neuer Akteure auf den Plan – Energiegenossenschaften, die die Eigenerzeugung vorantreiben, Stromhändler zur Direktvermarktung von EE-Strom, Aggregatoren, die dezentrale Anlagen zu Pools bündeln und deren Fähigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) vermarkten,

um nur einige zu nennen – was die Koordinierung des Gesamtsystems und die Zuweisung von Verantwortlichkeiten erheblich komplexer als bisher macht.

Eine weitere wesentliche Entwicklung, die das Gesicht der Stromversorgung heute und in Zukunft immer stärker prägt, ist die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarkts auch im Strombereich. Dies hat sowohl technische als auch ökonomische Implikationen. Es führt nicht nur zu einem verstärkten Stromaustausch über Ländergrenzen hinweg (Import- und Export), sondern auch zu einem einheitlichen Großhandelspreis für Strom, solange die Kapazität der grenzüberschreitenden Leitungen ausreicht. Dies bedeutet, dass auf nationaler Ebene getroffene Maßnahmen direkte Auswirkungen auf die Nachbarländer bzw. das europäische Stromsystem insgesamt haben können.

Diese Entwicklungen haben zur Folge, dass gegenwärtig ein erheblicher Handlungsdruck für den Aus- und Umbau der Netze besteht. Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze werden vor große Herausforderungen gestellt, diesen zu gestalten, damit ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann.

---

## BEAUFTRAGUNG

Vor diesem Hintergrund wurde das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) vom Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages beauftragt, ein TA-Projekt durchzuführen mit der zentralen Zielsetzung, technologische Perspektiven und Optionen für Umbau und Betrieb des zukünftigen Stromnetzes bei einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont (2030 und darüber hinaus) aufzuzeigen.

Im TA-Projekt wurde ein breiter Analyseansatz verfolgt, um einen Überblick über den Stand des Wissens und der Diskussion zu vielen der mit dem Aus- und Umbau der Stromnetze verbundenen relevanten Fragestellungen bieten zu können. Da eine Fokussierung allein auf technologische Aspekte zu kurz greifen würde, um die zukünftige Entwicklung der Stromnetze untersuchen und beschreiben zu können, wurde eine Reihe weiterer relevanter Einflussfaktoren und Themenbereiche in den Blick genommen.

Der Umfang des Aus- und Umbaubedarfs sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetze wird ausführlich diskutiert. Daneben nimmt die Identifikation von modernen Technologien und Betriebsweisen für Stromnetze, der Beschreibung ihres Entwicklungsstands und ggf. des weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarfs, deren Potenziale zur Flexibilisierung sowie zur Kapazitäts- bzw. Effizienzsteigerung des Netzbetriebs einen breiten Raum ein.

Darüber hinaus werden ökonomische Aspekte thematisiert, sowohl was den Umfang der zukünftig erforderlichen Aufwendungen für Stromnetze anbetrifft

als auch die Kosten und Nutzen des Einsatzes bestimmter Technologien, beispielsweise von sogenannten Smart Metern.

Einige Dimensionen der Folgewirkungen, die mit dem Netzausbau bzw. dem Einsatz moderner Technologien verbunden sind, wurden untersucht. Dazu gehören insbesondere Datenschutzfragen in modernen Stromnetzen, die mehr und mehr mit Informationsnetzen verschmelzen (Smart Grid), aber auch mögliche Auswirkungen auf die Umwelt bzw. die Gesundheit.

Seit dem Start der Bearbeitung des TA-Projekts im Herbst 2011 haben sich sowohl die energiepolitischen Rahmenbedingungen substantiell verändert als auch wesentliche energiewirtschaftliche Entwicklungen – teils in hoher Geschwindigkeit, man denke an den kaum vorhersehbaren Ausbauboom der Photovoltaik in den letzten Jahren – vollzogen, die es erforderlich gemacht haben, den Fokus der Untersuchungen neu zu justieren. Manche der zum Zeitpunkt der Beauftragung des TAB im Mittelpunkt stehenden Zielsetzungen und Forschungsfragen sind weitgehend beantwortet oder in ihrer Relevanz nach hinten gedrängt worden, manche stellen sich mit verschärfter Dringlichkeit oder neuer Akzentuierung, einige völlig neue Aspekte sind hinzugekommen.

All diese Entwicklungen haben zusammen mit der hohen Publikationsdynamik in den großen Feldern »Stromnetze« und »Transformation des Energiesystems« dazu geführt, dass das TAB vor erhebliche Herausforderungen gestellt war. Allein mit dem Tempo der in großer Geschwindigkeit erscheinenden Veröffentlichungen Schritt zu halten, hat erhebliche Ressourcen gebunden.

Beispielsweise lagen 2011 zur Einschätzung des Aus- und Umbaubedarfs der Netze nur einzelne Untersuchungen vor. Daher war ursprünglich vorgesehen, eigenständige Analysen zu diesem Themenbereich durchzuführen. In der Zwischenzeit wurden für die Verteilnetze mehrere umfassende Studien vorgelegt. Für die Übertragungsnetze ist der Ausbaubedarf nach einem strukturierten Verfahren von der Bundesnetzagentur unter Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber und mit umfangreicher wissenschaftlicher Unterstützung bestimmt und verbindlich im Bundesbedarfsplangesetz festgeschrieben worden. Zusätzliche eigenständige Berechnungen des TAB hätten hier mit vertretbarem Aufwand kaum neue Erkenntnisse hervorgebracht. Daher wurde dies nicht weiter verfolgt und stattdessen das Verfahren zur Erstellung des Bundesbedarfsplans eingehend untersucht und die Kritik, die verschiedene Akteure an den Annahmen, der Methodik und auch an den Ergebnissen geäußert haben, zusammengetragen, ausgewertet und daraus Vorschläge für die mögliche Weiterentwicklung des Verfahrens entwickelt. Ähnliches gilt für den Bereich des Smart Meters, bei dem auf eine eigenständige Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) verzichtet wurde, da in der Zwischenzeit die offizielle autoritative KNA vorgelegt worden ist.

Da in der öffentlichen Diskussion Fragen der Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität gemeinsam mit dem Thema Resilienz kritischer Infrastrukturen

stärker in den Fokus gerückt sind – nicht zuletzt durch den 2010 vorgelegten TAB-Bericht »Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung« –, wurde dieser Bereich eingehender unter die Lupe genommen als anfänglich geplant. Als eine Möglichkeit, die Resilienz zu steigern, wurde ein (technologisches) Szenario entworfen: der Betrieb des Stromnetzes in »regionalen Zellen«.

Hinzu gekommen ist auch, dass das Thema »Öffentliche Akzeptanz des Stromnetzausbaus« durch die immer konkreter werdenden Planungen von großen Stromtrassen eine ganz praktische Dimension erhalten hat. Zurzeit treten die ersten Bauvorhaben aus dem Bundesbedarfsplan in die Phase des förmlichen Planungs- und Genehmigungsverfahrens ein (beispielsweise steht zum Zeitpunkt der Vorlage des TAB-Berichts die Antragsstellung für das förmliche Planungsverfahren der Hochspannungsgleichstromtrasse SuedLink von Schleswig-Holstein nach Bayern unmittelbar bevor). Das bedeutet, dass die Thematik der Akzeptanz verstärkt nicht mehr nur konzeptionell bzw. theoretisch behandelt werden kann, sondern dass dies auch eine praktische Bedeutung von großer gesellschaftlicher und politischer Relevanz erhält. Dies ist natürlich ganz besonders für diejenigen Abgeordneten virulent, in deren Wahlkreisen Ausbauvorhaben möglicherweise anstehen.

Aus diesem Grund hat der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages das TAB beauftragt, ein Projekt parallel durchzuführen mit dem Titel: »Interessenausgleich bei Infrastrukturprojekten: Handlungsoptionen für die Kommunikation und Organisation vor Ort«. Die Ergebnisse werden im Frühjahr 2015 vorgelegt.

Die Fragestellung, wie eine gesicherte Stromversorgung bei einem dynamisch ansteigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien organisiert werden kann (mit einem Schwerpunkt auf dem Bereich der Stromerzeugung), wurde vom TAB kürzlich untersucht (TAB 2012). Da die Systembereiche Netz, Erzeugung und Verbrauch eng miteinander verzahnt sind, sind Überschneidungen mit dem vorliegenden TAB-Bericht unvermeidbar.

---

## GLIEDERUNG DES BERICHTS

### STROMNETZE UND STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND (KAP. II)

Zum Einstieg in das Themenfeld wird ein Überblick über die Struktur der Stromversorgung allgemein und besonders der Netze gegeben. Unter anderem wird der Begriff der »Systemdienstleistungen« erläutert. Diese spielen für den sicheren Betrieb der Netze eine überragende Rolle. Im Anschluss werden die unterschiedlichen Trends und Treiber der derzeitigen Entwicklung des Stromsystems untersucht. Einer der bedeutenderen Trends ist der hin zu Smart Grids, der





## I. EINLEITUNG

derzeit in der Diskussion nicht nur in der Fachwelt, sondern auch in der breiten Öffentlichkeit eine wesentliche Rolle spielt.

### AUS- UND UMBAUBEDARF DER STROMNETZE (KAP. III)

Bei den Übertragungsnetzen wird das Verfahren der Erstellung des Bundesbedarfsplans beschrieben und dargestellt, welche Ergebnisse daraus resultierten. Da in der Fach- und auch in der allgemeinen Öffentlichkeit – trotz der unbestrittenen Fortschritte dieses Vorgehens gegenüber früher üblichen Planungsmethoden – zum Teil fundamentale Kritik am Verfahren, an dort getroffenen Annahmen und auch an den Ergebnissen geäußert wird, werden die wesentlichen Kritikpunkte zusammengeführt, diskutiert und daraus Schlussfolgerungen für eine mögliche zukünftige Weiterentwicklung des Verfahrens zur Bestimmung des Übertragungsnetzausbaubedarfs abgeleitet.

Bei den Verteilnetzen werden aktuelle Studien, in denen der Ausbaubedarf quantifiziert wurde, gegenübergestellt und miteinander verglichen.

### MODERNE TECHNOLOGIEN UND BETRIEBSWEISEN FÜR STROMNETZE (KAP. IV)

Die Funktionsweise, der Einsatzbereich sowie der Entwicklungsstand bzw. Forschungs- und Entwicklungsbedarf wesentlicher Technologien, die derzeit in Deutschland noch nicht breit in der Praxis eingeführt sind, denen aber in absehbarer Zeit ein substantielles Potenzial zugeschrieben wird, werden beschrieben und diskutiert. Für die Übertragungsnetze sind dies z.B. das Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile, leistungselektronische Komponenten (v.a. sogenannte »flexible alternating current transmission systems« [FACTS]) oder die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), für die Verteilnetze werden u.a. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONTs), Einspeisenetze und Technologien zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen untersucht. Einen breiten Raum nimmt auch die Thematik rund um sogenannte Smart Meter ein, das sind digitale intelligente Messgeräte zur Bestimmung des Stromverbrauchs.

### ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DAS STROMNETZ (KAP. V)

Da die zukünftige Entwicklung der Stromnetze nicht nur technologisch getrieben wird, sondern sich letztlich entlang gesellschaftlich zu definierender Präferenzen vollzieht, werden hier einige Zukunftsbilder entwickelt mit der Intention, den Möglichkeitsraum der zukünftigen Entwicklung zu explorieren. Als wesentliches Unterscheidungsmerkmal wird hier die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist, genutzt. Die Frage »zentral« vs. »dezentral« nimmt auch in der öffentlichen Diskussion eine prominente Rolle ein. Unter diesem Aspekt werden drei »archetypische« Szenarien vorgestellt, die vom Umweltbundesamt entwickelt worden sind: »International Großtechnik«, »Regionenverbund«, sowie »Lokal autark«.



Darüber hinaus wird hier die Vision entwickelt, den Betrieb des Netzes in regionalen Zellen zu organisieren, die die Versorgung bei einer Störung auf der Verbundebene auch unabhängig im Inselbetrieb aufrechterhalten können. Dies würde eine radikale Abkehr von bisher üblichen Betriebsstrategien bedeuten, könnte aber eine Strategie zur Verbesserung der Widerstandsfähigkeit des Systems gegen Großstörungen darstellen. Die mögliche technische Ausgestaltung wird beschrieben, und es wird untersucht, ob diese Betriebsweise geeignet ist, die Integration erneuerbarer Energien zu unterstützen, den Netzausbaubedarf zu dämpfen bzw. zur Resilienz des Versorgungssystems beizutragen.

#### **ZUVERLÄSSIGKEIT UND SICHERHEIT (KAP. VI)**

Nicht nur bei kompletten Blackouts, sondern auch bei kurzzeitigen Abweichungen der Betriebsparameter (Spannung, Stromstärke etc.) von den Normwerten können erhebliche betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Schäden resultieren. Die Kosten von Stromausfällen bzw. Schwankungen der Versorgungsqualität werden thematisiert. Darüber hinausgehend werden die neuartigen Herausforderungen erörtert, die die verstärkte Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien im Stromversorgungssystem hervorrufen können, v. a. hinsichtlich unerwünschter oder krimineller Manipulationen, die das zuverlässige Funktionieren der Infrastruktur gefährden könnten.

#### **UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN (KAP. VII)**

Mögliche Auswirkungen des Baus und Betriebs von Stromleitungen auf die Tier- und Pflanzenwelt, den Boden bzw. den Wasserhaushalt sowie das Landschaftsbild werden untersucht. Die diesbezüglichen Eigenschaften von Freileitungen und Erdkabeln werden einander gegenübergestellt.

Da die Besorgnis in der Öffentlichkeit, dass die von Stromleitungen ausgehenden elektromagnetischen Felder möglicherweise gesundheitsschädlich sein könnten, deutlich spürbar ist, wird hier der Stand der wissenschaftlichen Kenntnisse und deren Evidenz dargelegt und charakterisiert.

#### **AKZEPTANZ DES STROMNETZAUSBAUS (KAP. VIII)**

Dass der Bau einer Stromtrasse in der betroffenen Bevölkerung akzeptiert wird, ist nicht selbstverständlich, auch wenn die Entscheidung auf demokratischem Wege und nach Recht und Gesetz einwandfrei zustande gekommen ist. Nach einer kurzen Zusammenfassung der Konfliktfelder, auf denen sich diesbezügliche Auseinandersetzungen typischerweise abspielen, werden die Konsultations- und Beteiligungsverfahren beleuchtet, wie sie derzeit im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungs- bzw. Bundesbedarfsplans angewendet werden. Im Anschluss werden einige Erfolgsfaktoren für Bürgerbeteiligungsverfahren identifiziert.

---

## GUTACHTER UND DANKSAGUNG

Im Auftrag des Deutschen Bundestages wurden vier Gutachten zu spezifischen Themenbereichen erstellt, deren Ergebnisse neben den eigenen Recherchen, Literaturauswertungen, Analysen und Bewertungen in die Erstellung des TAB-Berichts eingeflossen sind:

- › TÜV SÜD AG in Gemeinschaft mit der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Moderne Technologien zur Optimierung von Stromnetzen (Autoren: Dr. R. von Hahn, Dr. K. Weber, Dr. T. Störtkuhl, Ch. Dirmeier, L. Deser, P.R. Schmidt, T. Raksha)
- › WIK-Consult GmbH: Wirtschaftliche Aspekte (Autoren: C. Müller, Dr. A. Schweinsberg), Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen (Autoren: Dr. F. Büllingen, Dr. F. Gollnick), Nutzerakzeptanz (Autoren: Dr. F. Büllingen, A. Stetter)
- › Ecofys Germany GmbH: Betrieb des Stromnetzes in »regionalen Zellen« (Autoren: R. Kuwahata, Dr. Ing. K. Burges, D. Maron, F. Neumann)
- › ECOLOG-Institut für sozial-ökologische Forschung und Bildung gGmbH: Diskursanalyse zu möglichen gesundheitlichen Auswirkungen von niederfrequenten Feldern (Autoren: S. Kleinhückelkotten, H.-P. Neitzke)

Diese Gutachten bilden eine wesentliche Basis des Berichts. Im laufenden Text ist vermerkt, welche Passagen sich schwerpunktmäßig auf welche Gutachten stützen. Die Verantwortung für die Auswahl und Strukturierung der darin enthaltenen Informationen sowie ihre Zusammenführung mit weiteren Quellen liegen beim Autor des vorliegenden Berichts. Den Gutachtern sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich für die Ergebnisse ihrer Arbeit, die exzellente und stets angenehme Zusammenarbeit und die ausgeprägte Bereitschaft zu inhaltlichen Diskussionen gedankt.

Ein besonderer Dank gebührt den TAB-Kollegen Dr. Franziska Börner und Dr. Claudio Caviezel für ihre Unterstützung bei der Erstellung von Teilkapiteln sowie Dr. Christoph Kehl, Dr. Christoph Revermann und Dr. Arnold Sauter für die kritische Durchsicht und konstruktive Kommentierung von Entwürfen. Nicht zuletzt geht ein herzliches Dankeschön an Johanna Kern, die in umsichtiger Weise die Aufbereitung der Abbildungen übernommen hat.

## STROMNETZE UND STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

### II.

Die zur öffentlichen Versorgung dienenden Stromnetze werden üblicherweise anhand ihrer Betriebsspannung in Teilnetze untergliedert (Abb. II.1): Die *Übertragungsnetze* mit einer Betriebsspannung von 220 kV bzw. 380 kV (die sogenannte *Höchstspannungsebene*) dienen zur Fernübertragung größerer Strommengen und zum überregionalen Ausgleich. An sie sind die konventionellen Großkraftwerke, aber auch große Offshorewindparks angeschlossen. Bei den *Verteilnetzen* lassen sich drei Spannungsebenen unterscheiden: die *Hochspannungsebene* (60 bis 110 kV), die *Mittelspannungsebene* (6 bis 30 kV) und die *Niederspannungsebene* (230 bis 440 V). Auf der Hochspannungsebene sind mittelgroße Kraftwerke (konventionelle, aber auch z. B. große Onshorewindparks) angeschlossen sowie nachfrageseitig bestimmte Großverbraucher (z. B. stromintensive Industrieanlagen). Die Mittelspannungsebene dient zum Anschluss kleinerer Erzeugungseinheiten sowie industrieller Verbraucher. Auf der Niederspannungsebene sind alle Haushalts- und die typischen Gewerbekunden (Handwerk, Handel, Dienstleistungen) angeschlossen sowie kleine dezentrale Erzeuger, z. B. Blockheizkraftwerke oder PV-Dachanlagen.

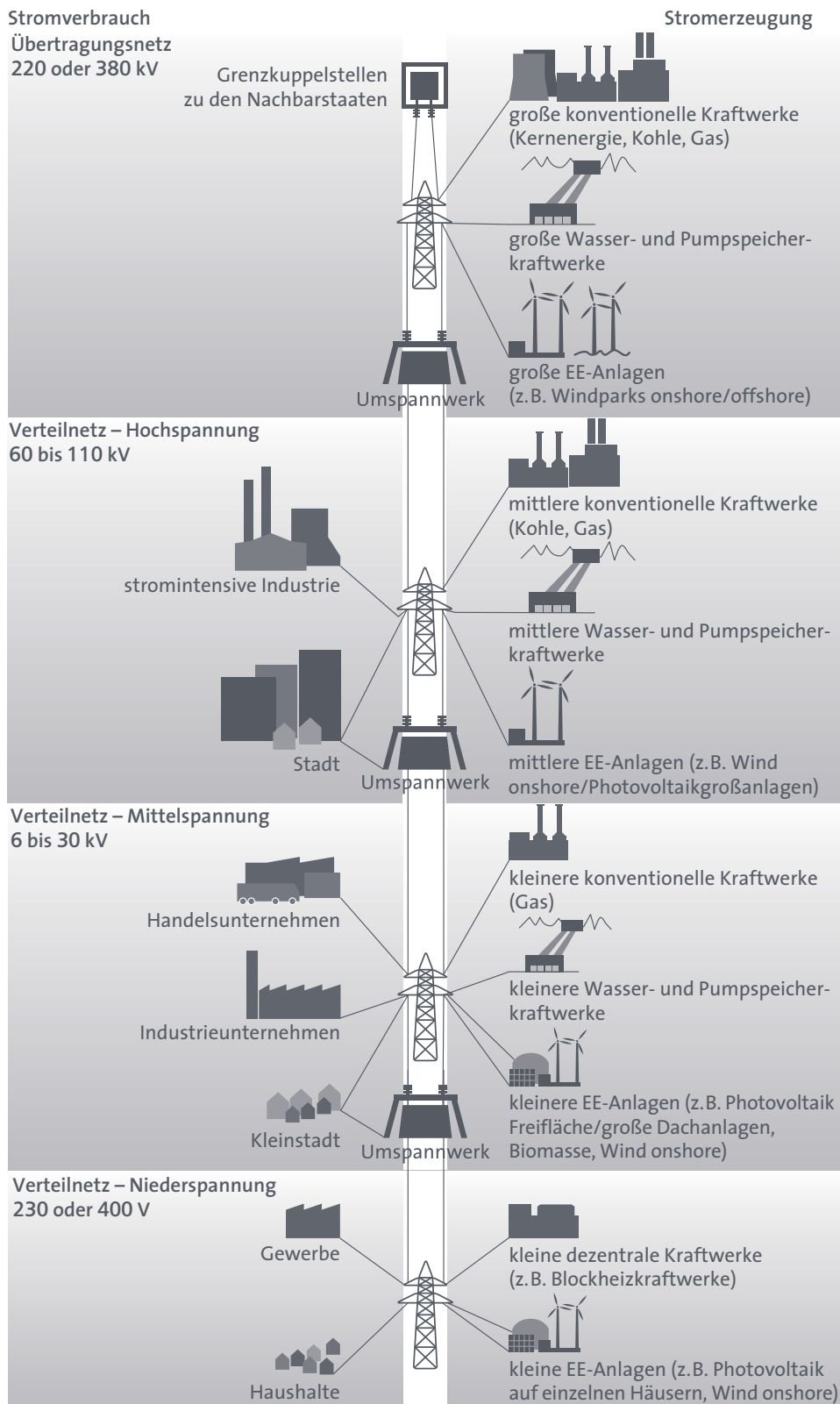
Die Netze werden mit Wechselstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz betrieben. Dreiphasenwechselstrom (sogenannter Drehstrom) wird für alle Netzebenen verwendet mit Ausnahme der 230-V-Ebene. Diese wird mit Einphasenwechselstrom betrieben. In jüngster Zeit wird für die Fernübertragung großer Strommengen die Gleichstromtechnik (Hochspannungsgleichstromübertragung [HGÜ]) diskutiert. In Deutschland gibt es bislang lediglich einzelne HGÜ-Leitungen zur Verknüpfung mit dem dänischen bzw. schwedischen Stromnetz (»Kontek«, »Baltic Cable«) sowie zum Anschluss von Windparks auf See (»BorWin«, »DolWin« u. a.). Es sind aber im Rahmen des Netzentwicklungsplans aktuell drei von Nord nach Süd verlaufende HGÜ-Korridore geplant (Kap. III.1).

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH tragen in Deutschland für ca. 35.000 km Höchstspannungsleitungen die Verantwortung. Dem gegenüber stehen 806 Verteilnetzbetreiber (VNB), die insgesamt ca. 1,8 Mio. km Stromkreise in Hoch-, Mittel- und Niederspannung betreuen (Tab. II.1).

Um das Volumen des im Kapitel III beschriebenen Aus- und Umbaubedarfs für die deutschen Stromnetze besser einordnen zu können, werden die Investitionen und Aufwendungen, die die ÜNB (Abb. II.2) bzw. VNB (Abb. II.3) bisher jährlich zum Erhalt und Ausbau der Infrastruktur aufgebracht haben, dargestellt (BNetzA/BKartA 2013, S. 53 f.).

ABB. II.1

STRUKTUR DES STROMNETZES



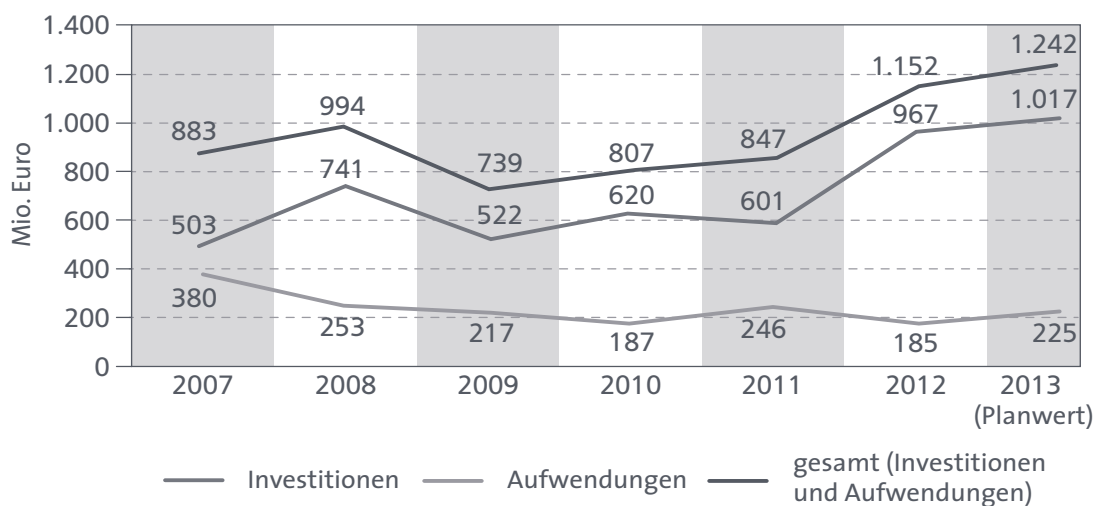
Quelle: nach BMWi 2012, S. 17

TAB. II.1 STRUKTUR DER DEUTSCHEN STROMNETZE

|                   |                | Betriebsspannung<br>(kV) | Stromkreislänge<br>(ca. km) |
|-------------------|----------------|--------------------------|-----------------------------|
| Übertragungsnetze | Höchstspannung | 220/380                  | 35.000                      |
| Verteilnetze      | Hochspannung   | 60–110                   | 95.000                      |
|                   | Mittelspannung | 6–30                     | 510.000                     |
|                   | Niederspannung | 0,23–0,44                | 1.150.000                   |

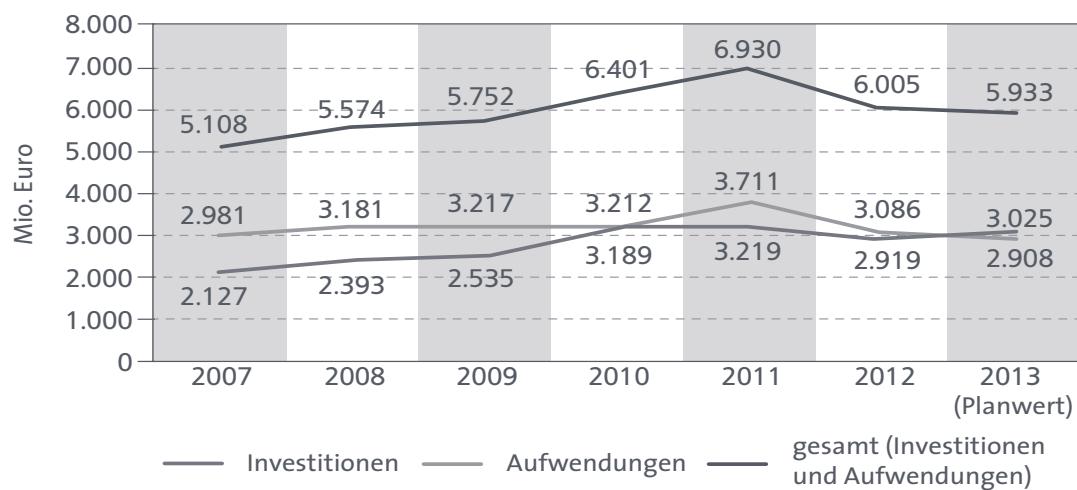
Quelle: BNetzA/BKartA 2013, S.23 (Daten Stand 2012)

ABB. II.2 INVESTITIONEN UND AUFWENDUNGEN DER ÜNB



Quelle: BNetzA/BKartA 2013, S.53

ABB. II.3 INVESTITIONEN UND AUFWENDUNGEN DER VNB



Quelle: BNetzA/BKartA 2013, S.54

## SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

1.

Für eine zuverlässige Stromversorgung müssen wichtige Betriebsparameter (Spannung, Frequenz, Phasenlage<sup>3</sup>) in eng definierten Grenzen konstant gehalten werden. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromerzeugung exakt gleich dem Verbrauch sein muss. Unvorhergesehene Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch müssen umgehend ausgeglichen werden, damit die Stromversorgung bzw. deren Qualität (Frequenz, Spannung) aufrechterhalten werden kann. Hierfür spielen die sogenannten Systemdienstleistungen (SDL) eine entscheidende Rolle. Verantwortlich dafür, dass im Netz stets ausreichend SDL vorgehalten werden, sind die Übertragungsnetzbetreiber. Die wichtigste SDL ist die Bereitstellung von sogenannter Regelleistung. Dies wird derzeit überwiegend von großen Kraftwerksblöcken (konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher) übernommen.

Genauso wie die reine Stromerzeugung (die »Herstellung von Kilowattstunden«) ist die Bereitstellung von SDL ein »Produkt«, das Kraftwerksbetreiber anbieten und vermarkten können. Die Beschaffung und Vergütung der Regelleistungsprodukte (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) erfolgt durch die ÜNB in einem Ausschreibungsverfahren.

Die verschiedenen Regelleistungsprodukte unterscheiden sich insbesondere in der geforderten Bereitstellungsgeschwindigkeit und der Bereitstellungsdauer:

- › Die *Primärregelung* dient dazu, durch Leistungsdifferenzen hervorgerufene Frequenzschwankungen im Sekundenbereich zu begrenzen. Jedes Kraftwerk mit mehr als 100 MW installierter Leistung muss technisch so ausgerüstet sein, dass es zur Abgabe von Primärregelleistung fähig ist (VDN 2007, S. 27).
- › Die *Sekundärregelleistung* löst die Primärregelleistung ab und muss im Zeitraum von 30 bis 300 Sekunden auf Anforderung voll einsatzfähig sein (FNN 2009). Sie hat die Aufgabe, die Frequenz wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen.
- › Die *Minutenreserve* wird zur »Vermeidung größerer, länger andauernder Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch und/oder zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes« eingesetzt (VDN 2007, S. 52).

Für den Ausgleich von Ungleichgewichten, die länger als eine Stunde andauern, sind nicht mehr die ÜNB, sondern die Bilanzkreisverantwortlichen zuständig (Abb. II.4).

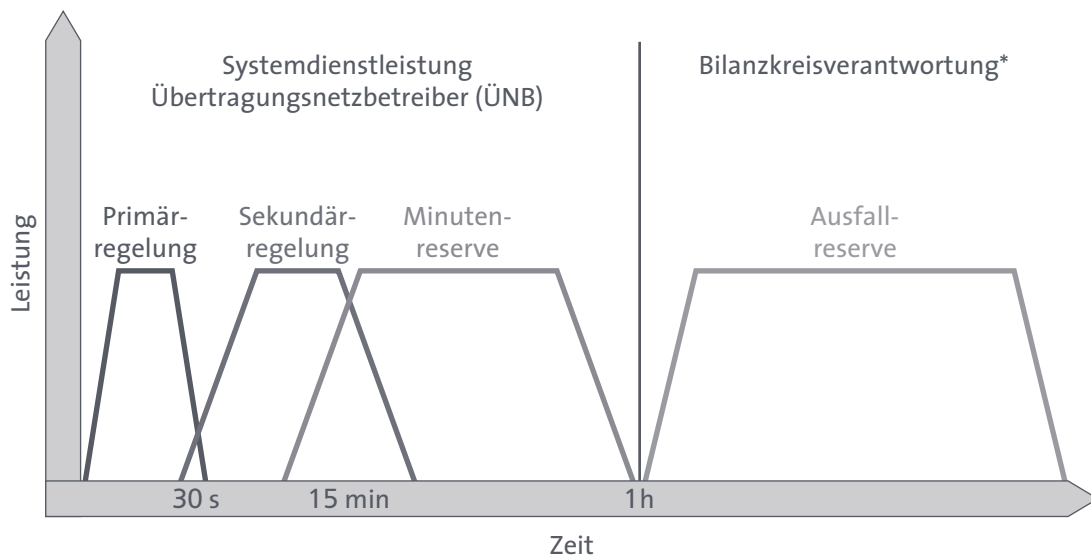
Aufgrund der geforderten schnellen Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelleistung werden diese (und weitere Systemdienstleistungen, wie z.B. Span-

3 Die Phasenlage kennzeichnet die zeitliche Relation zwischen den Schwingungen von Spannung und Stromstärke.

nungs- und Blindleistungsregelung<sup>4</sup>) durch am Netz befindliche, zum Teil ange-drosselte Kraftwerke erbracht. Diese sind für die Sicherheit des Netzbetriebs essenziell (sogenannte Must-run-Kraftwerke) und können auch z. B. in Zeiten hoher EE-Einspeisung nicht einfach vom Netz genommen werden.

ABB. II.4

STRUKTUR DER RESERVEN FÜR DEN SYSTEMBETRIEB



\* In der Regel bilden die Kunden eines Stromhändlers einen Bilanzkreis. Dieser verantwortet als Schnittstelle zwischen Netznutzern und ÜNB Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

Quelle: TAB 2012

Einerseits kann dies unter Umständen die Aufnahmekapazität des Netzes für EE begrenzen. Andererseits müssen bei hoher Durchdringung des Systems mit EE-Anlagen diese auch zunehmend Systemverantwortung (mit)tragen und Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen.

Dies bedeutet, dass verstärkt Pools von kleineren Erzeugungsanlagen (unter Einbeziehung von EE-Anlagen und ggf. Speichersystemen) eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von SDL übernehmen werden (Kap. IV.2.4). Darüber hinaus wird auch die Bedeutung von flexibel steuerbaren Lasten zur Bereitstellung von Regelleistung perspektivisch wachsen.

Derzeit hemmen allerdings die aktuellen Rahmenbedingungen den Eintritt neuer Akteure in den Markt für SDL. Vor allem die hohen Anforderungen für die

4 Im Gegensatz zur Wirkleistung verrichtet die Blindleistung keine nutzbare Arbeit beim Verbraucher, sondern pendelt nur zwischen Erzeuger und Verbraucher hin und her. Die Blindleistung ist klein (und die Wirkleistung hoch), wenn Spannung und Strom ihr Maximum zur selben Zeit erreichen, und wächst an, wenn die Maxima zeitlich auseinander fallen.





Präqualifikation<sup>5</sup> von SDL-Anbietern sowie die relativ langen Ausschreibungs- und Vorlaufzeiten sind für kleinere Akteure nur schwer zu realisieren.

Die dena gibt in einer aktuellen Studie im Hinblick auf die Rahmenbedingungen für SDL u. a. folgende Handlungsempfehlungen, die für die zukünftige Gewährleistung der Stabilität des Versorgungssystems (Zeithorizont 2030) erforderlich seien (dena 2014a, S. 20 ff.):

- › Der regulatorische Rahmen sollte so angepasst werden, dass künftige EE-Erzeugungsanlagen, (v. a. Windenergieanlagen und Freiflächensolarkraftwerke, aber auch Großbatterien) technisch zur Erbringung von Primärreserve ausgestattet werden.
- › Es ist zu prüfen, wie die Teilnahme am Regelleistungsmarkt für neue Akteure vereinfacht werden kann.
- › Die Netzanschlussbedingungen und technische Ausstattung v. a. von größeren dezentralen Energieanlagen sind so weiterzuentwickeln, dass sie unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung Blindleistung bereitstellen können.
- › Hinsichtlich der Bereitstellung von SDL aus den Verteilnetzen sind für die Koordinierung und den Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern Lösungen zu entwickeln.

Zur Stabilisierung des Netzbetriebs gibt es über die Beschaffung und den Abruf von Regelleistung hinaus folgende weitere Eingriffsmöglichkeiten:

- › *Redispatch- oder Countertradingmaßnahmen* sind kurzfristige Änderungen des Kraftwerkseinsatzes entweder direkt auf Anweisung der ÜNB oder durch an der Strombörse platzierte Handelsgeschäfte zum Ausgleich von absehbaren Ungleichgewichten.
- › Beim *Einspeisemanagement* werden gemäß dem EEG einspeisende Anlagen aufgrund von lokalen Netzüberlastungen abgeregelt.
- › Die *Blindleistungsregelung* ist durch bestimmte elektrotechnische Komponenten (z. B. sogenannte Phasenschieber) erforderlich, da ansonsten die Netze über Gebühr belastet würden.
- › Die Netzbetreiber sind auch dafür verantwortlich, dass nach einem lokalen oder regionalen Netzzusammenbruch genügend Kraftwerke verfügbar sind, die ohne äußere Stromzufuhr den Betrieb wieder aufnehmen können. Dies wird *Schwarzstartfähigkeit* genannt.
- › Darüber hinaus kaufen die Netzbetreiber eine Strommenge hinzu, die der in den Stromleitungen verlorenen Energie entspricht.

Alle diese Maßnahmen verursachen Kosten, die auf die Netzentgelte umgelegt werden, die die Verbraucher zu entrichten haben (Abb. II.5).

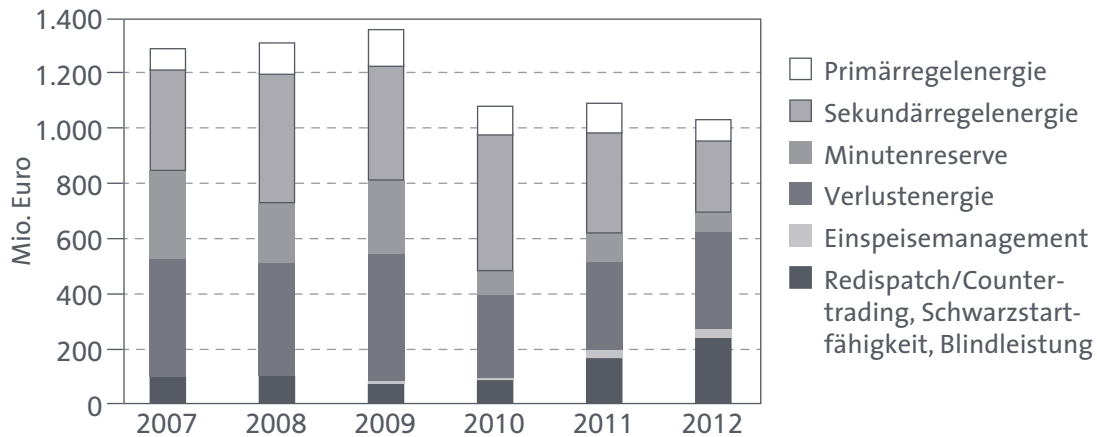
---

5 Potenzielle Anbieter müssen den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen erfüllen.



ABB. II.5

## KOSTEN FÜR SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN



Quelle: BMWi 2014a, S. 61

Diese machen gegenwärtig etwa 6 % der Netzkosten aus. Seit 2009 sind die Kosten für Systemdienstleistungen deutlich gesunken, obwohl im selben Zeitraum der EE-Anteil an der Stromerzeugung von ca. 16 auf 23 % gestiegen ist. Gründe hierfür sind die Nutzung von Synergien zwischen den vier deutschen Regelzonen und wettbewerbslichere Beschaffungsverfahren (BMWi 2014a, S. 62).

## TRENDS UND TREIBER FÜR DIE ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER NETZE

### 2.

In den letzten Jahren ist in der Stromversorgung Deutschlands eine Reihe von Trends zu beobachten, die sich zum Teil gegenseitig verstärken bzw. bedingen und die in der Summe eine starke Triebkraft für eine dynamische und tief greifende Umgestaltung der Netze darstellen. Diese Entwicklung bedeutet gleichzeitig, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze vor große Herausforderungen gestellt werden, den Aus- und Umbau der Netze zu gestalten sowie innovative Betriebsweisen zu entwickeln, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb aufrechtzuerhalten. Die wichtigsten dieser Trends sind:

- > eine zunehmende Integration des europäischen Binnenmarkts auch im Strombereich;
- > ein steiler Anstieg der Einspeisung durch fluktuierende erneuerbare Energien (EE), vor allem Wind- und Solarenergie;
- > ein starker Zuwachs dezentraler Erzeugung (v. a. EE-Anlagen und BHKW);
- > die Zunahme lastferner Erzeugung durch große Windparks (on- und offshore) (die Erzeugungsschwerpunkte liegen in Nord- bzw. Ostdeutschland, Verbrauchsschwerpunkte dagegen in Süd- bzw. Westdeutschland);



## II. STROMNETZE UND STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

- › ein erheblicher Anstieg der Eigenerzeugung bzw. des Eigenverbrauchs bei Privatkunden (»consumer« werden zu »prosumern«);
- › Stromflüsse im Netz kehren die konventionelle Richtung von den hohen zu den niederen Spannungsebenen immer häufiger um (wenn die Einspeisung in die Verbrauchsnetze die regionale Abnahme übersteigt);
- › Verbraucher passen ihren Strombezug der aktuellen Produktion bzw. dem aktuellen Strompreis an (Demand-Side-Management [DSM] ermöglicht durch lastvariable Tarife und Smart Meter).

Die zentrale Herausforderung, die das »neue« Stromsystem bewältigen muss, ist, dass Stromangebot und -nachfrage wesentlich besser als bisher aufeinander reagieren können müssen. Hierfür ist Flexibilität auf allen Ebenen gefordert. Es müssen nicht nur alle technischen Möglichkeiten zu einer Verbesserung der Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch ausgelotet werden. Auch die konventionellen Rollen etlicher Akteure (bzw. Teilnehmer am Marktgeschehen) sind dadurch im Wandel begriffen (Tab. II.2). Hinzu kommt, dass eine Vielzahl neuer Akteure auf den Plan tritt, die bestimmte Funktionen ausfüllen, die im neuen Stromsystem erst möglich (oder gar erforderlich) werden: Stromhändler zur Direktvermarktung von EE-Strom, Aggregatoren, die dezentrale Anlagen zu Pools bündeln und deren Fähigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen vermarkten, Energiegenossenschaften, die die Eigenerzeugung vorantreiben, Smart-Meter-Administratoren (Kap. IV.3) und andere.

TAB. II.2 AKTEURE IM STROMSYSTEM UND IHRE ROLLEN

| Akteur                | konventionelle Rolle         | Trends                                          | neue Rolle                            |
|-----------------------|------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Haushalte             | Abnehmer (»consumer«)        | Eigenerzeugung (PV, BHKW)<br>Smart Meter        | »prosumer«                            |
| Industrie und Gewerbe | Abnehmer                     | DSM                                             | Bereitsteller von SDL                 |
| Windpark              | »produce and forget«         | Auseinanderfallen von Einspeisung und Verbrauch | Anbieter von SDL, flexible Reaktionen |
| Braunkohlekraftwerk   | Bereitstellung von Grundlast | fluktuierende Einspeisung von EE                | Lastfolgebetrieb                      |
| ÜNB                   | Systemverantwortlicher       | Nutzung von Flexibilität aus dem Verteilnetz    | Kooperationspartner und Koordinator   |
| VNB                   | Stromverteiler               | Systemintegration von EE                        | Übernahme von Systemverantwortung     |

eigene Zusammenstellung

---

**BSMART GRID****3.**

Ein Schlagwort, das immer wieder fällt, wenn es um das Stromnetz der Zukunft geht, ist »Smart Grid«. Meist wird darunter ganz generell verstanden, dass IKT-Komponenten und -Systeme im Energiesystem allgemein und im Betrieb der Netze eine immer bedeutendere Rolle übernehmen, um den Anforderungen gerecht zu werden, die der immer komplexer werdende Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage stellt. Smart Grid wird somit als Reaktion bzw. Lösungsstrategie zur Bewältigung der zuvor genannten Herausforderungen verstanden.

Smart Grid kann aber auch als eigenständiger Trend aufgefasst werden: die Durchdringung aller Wirtschafts- und Lebensbereiche mit Informations- und Kommunikationstechnologien, der auch vor der Energiewirtschaft nicht Halt macht.

Nicht nur in Deutschland, sondern auch international ist Smart Grid derzeit en vogue. Allerdings variieren die Ziele und Erwartungen, die damit verbunden werden. In Deutschland wird vom Smart Grid zuallererst ein Beitrag zur Lösung für die Problematik der Integration der sehr dynamisch anwachsenden Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen (v. a. Wind und Photovoltaik) erwartet (BNetzA 2011c, S. 4). In Ländern mit einer weniger auf fluktuierende Energieträger setzenden Erzeugungsstruktur, beispielsweise den USA, ist dieser Problemdruck nicht so ausgeprägt. Dennoch wird auch dort intensiv über Smart Grid diskutiert, wenn auch mit einer etwas anderen Stoßrichtung. Dort steht die Erhöhung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung allgemein durch verbesserte Diagnose- und Eingriffsmöglichkeiten auf den Netzzustand (»wide-area situational awareness«) im Mittelpunkt, darüber hinaus werden Kostensenkungspotenziale erwartet sowie verbesserte Fähigkeiten, um mögliche Angriffe auf das Netz schneller zu entdecken und darauf reagieren zu können (GAO 2012, S. 4 ff.).

**DEFINITIONEN**

Der Begriff Smart Grid wird oft als »Universalmetapher« (BNetzA 2011c, S. 4) für ein modernes »intelligentes« Stromsystem verwendet. Demzufolge existiert keine einheitliche Definition, sondern eine Vielzahl unterschiedlicher Varianten, die je nach Blickwinkel, Rolle und Intention der Urheber deutlich unterschiedliche Akzente setzen (Bichler 2012, S. 8 ff.). Eine Gruppe von Definitionen stellt den Einsatz neuer technischer Komponenten in den Stromnetzen in den Mittelpunkt. Teilweise werden dabei einzelne »smarte« Technologien hervorgehoben, die spezifische Funktionen übernehmen sollen. Diese Perspektive geht eher davon aus, dass die Netze sich evolutionär weiter entwickeln werden (»Update der Netze«). Ein Beispiel hierfür ist die »Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz« (Energynautics et al. 2014, S. 263): »Die in der Studie verwendete Definition eines Smart Grids zielt auf die Aktivierung und intelligente Nutzung von Flexibilitäts-

potenzialen in der Mittel- und Niederspannungsebene. Im Einzelnen kommen in der Simulation die Technologieoptionen Batterien an Photovoltaikanlagen, »power to heat«, Lastmanagement und Weitbereichsspannungsregelung sowie regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz.«

Bei den technisch geprägten Definitionen gibt es solche, die die Kommunikation zwischen Systemkomponenten in den Mittelpunkt stellen. Dadurch könnten sich neue Möglichkeiten mit unvorhersehbaren Auswirkungen eröffnen (»break-through«). Ein Beispiel hierfür findet sich auf der Website des BMWi ([www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler.html) [23.2.2015]): »Der Begriff »intelligentes Stromnetz« (»smart grid«) beschreibt die kommunikative Anbindung der Akteure des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport, die Speicherung und die Verteilung bis hin zum Verbrauch an das Energieversorgungsnetz. Grundgedanke ist, jedes Gerät, das an das Stromnetz angeschlossen ist, im Sinne von »plug and play« in das System aufzunehmen. So entsteht ein integriertes Daten- und Energienetz mit völlig neuen Strukturen und Funktionalitäten.«

Eine weitere Gruppe von Definitionen fokussiert weniger auf die Technik, sondern stellt eher auf die Funktionen ab, die das Smart Grid erfüllen soll. In dieser Gruppe kommt der Definition der Bundesnetzagentur (BNetzA 2011c) eine prominente Rolle zu. Der Kerngedanke ist hier eine klare begriffliche Differenzierung zwischen der Netzsphäre (Smart Grid) und der Marktsphäre (Smart Market) zu etablieren. Zu diesem Zweck schlägt die BNetzA vor, Fragen, die die Netzkapazität betreffen (Kilowatt), dem Bereich Smart Grid zuzuordnen sowie alles, was Energiemengen betrifft (Kilowattstunden), dem Bereich Smart Market.

Allerdings ist eine trennscharfe Abgrenzung anhand dieses Kriteriums für etliche relevante Themenbereiche nicht eindeutig zu treffen, u. a. beim Bezug von Regenergie, der Vermarktung erneuerbarer Energien bzw. beim Ausgleich von Netzverlusten (BNetzA 2011c, S. 6). Andererseits konzidiert die BNetzA selbst, dass Themen von der Netz- in die Marktsphäre verlagert werden können, z. B. das Demand-Side-Management. Es wird explizit das Ziel formuliert, die Marktsphäre so weit wie möglich auszuweiten, solange der sichere Netzbetrieb gewährleistet ist. Dem Netz wird somit eine dienende Rolle für das Funktionieren von marktbasierten Aktivitäten zugeschrieben (BNetzA 2011c, S. 8). Insgesamt gesehen ist das Kriterium Netzkapazität vs. Energiemengen als Heuristik zur ersten Einordnung durchaus nützlich, als abschließende Definition aber nicht geeignet.

Auf diesem Ansatz der BNetzA aufbauend hat der BDEW (2013b) ein Ampelkonzept entwickelt, das die Abgrenzung der Markt- von der Netzsphäre, aber auch die Interaktion der beiden Sphären miteinander beschreiben soll. Die »grüne Ampelphase« bedeutet, dass dem Marktgeschehen Priorität eingeräumt wird. Alle Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt

werden. Es liegen keine kritischen systemischen Netzzustände vor. Demgegenüber liegt in der »roten Ampelphase« eine evidente Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit vor. Der verantwortliche Netzbetreiber muss unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel und den Markt (Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchseinheiten) eingreifen. Für die beiden Netzzustände »grün« und »rot« sind bereits heute Instrumente im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)<sup>6</sup> sowie im Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)<sup>7</sup> verankert.

Dazwischen befindet sich der Bereich der »gelben Ampelphase«. Hier liegen lokale und/oder überregionale Netzengpässe vor. Der Grundgedanke zur Bewältigung dieser Situationen ist, die Engpässe durch ein wettbewerbliches, intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt zu bewirtschaften. In dieser Phase sind die Verantwortlichkeiten, Schnittstellen und Abläufe ganz überwiegend noch nicht ausreichend geregelt. Vor allem im Verteilnetzbereich besteht hier akuter Regelungsbedarf.

Auf europäischer Ebene setzt die breit angelegte Definition Maßstäbe, die die EU-Kommission durch die »Smart Grids Task Force« erstellen lassen hat (EU-Kommission 2010): »A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.

Though elements of smartness also exist in many parts of existing grids, the difference between a today's grid and a smart grid of the future is mainly the grid's capability to handle more complexity than today in an efficient and effective way. A Smart Grid employs innovative products and services together with intelligent monitoring, control, communication, and self-healing technologies in order to:

- › Better facilitate the connection and operation of generators of all sizes and technologies.
- › Allow consumers to play a part in optimising the operation of the system.
- › Provide consumers with greater information and options for how they use their supply.
- › Significantly reduce the environmental impact of the whole electricity supply system.
- › Maintain or even improve the existing high levels of system reliability, quality and security of supply.

<sup>6</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

<sup>7</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist

- > Maintain and improve the existing services efficiently.
- > Foster market integration towards European integrated market.«

Diese Definition erhält nicht zuletzt deshalb ihre große Bedeutung, weil die EU-Kommission sie bei ihren regulativen und Förderinitiativen zugrunde legt. So bezieht sich beispielsweise die Mitteilung »Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung« (EU-Kommission 2011a) ganz explizit auf diese Definition (EU-Kommission 2011b).

Wegen seiner Vielschichtigkeit bzw. Unschärfe wird der Begriff Smart Grid in diesem Bericht nur sparsam verwendet und primär auf die verstärkte Nutzung von IKT bei Netzinfrastruktur und -betriebsweisen bezogen, die es ermöglichen soll, auf intelligente und effiziente Weise eine Vielzahl von neuen Akteuren und Technologien sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite zu einem sicheren und zuverlässigen Gesamtsystem zu integrieren.

#### ZUSAMMENHANG ZWISCHEN SMART GRID UND SMART METER

Eine wichtige Fragestellung ist, wie der Zusammenhang bzw. die Abgrenzung zwischen Smart Grid und Smart Meter (intelligentes Messsystem) verstanden wird. Hier gibt es ebenfalls unterschiedliche Nuancierungen. Auf der einen Seite sieht die EU-Kommission Smart Meter »in der Regel« als Bestandteil von Smart Grids: »Intelligente Netze lassen sich als modernisiertes Stromnetz beschreiben, das um eine bidirektionale digitale Kommunikation zwischen Versorgern und Verbrauchern sowie intelligente Mess- und Überwachungssysteme ergänzt wurde. Intelligente Messsysteme sind in der Regel Bestandteil intelligenter Netze.« EU-Kommission (2011a)

Auf der anderen Seite vertrat beispielsweise die Vereinigung European Regulators Group for Electricity and Gas<sup>8</sup> (ERGEG 2010, S. 19) die Auffassung, dass Smart-Grid- und Smart-Meter-Infrastrukturen unabhängig voneinander aufgebaut werden können. Die BNetzA wird hier noch deutlicher, indem sie darauf verweist, dass Smart Meter weniger eine netzdienliche Funktion haben, sondern vielmehr dem Bereich des Smart Markets zugeordnet werden müssen (BNetzA 2011c).

Der vorliegende Bericht schließt sich dieser Auffassung insofern an, dass technologisch zwischen Smart Meter und Smart Grid kein zwingender Zusammenhang gesehen wird, da beide Konzepte ohne das jeweils andere implementiert werden können. Da sowohl Smart Meter als auch Smart Grid zur Optimierung und Flexibilisierung der Netzsteuerung beitragen sollen, bestehen dennoch erhebliche Berührungspunkte. So lässt sich beispielsweise das Potenzial von Smart Metering hinsichtlich des Lastmanagements nur im Zusammenwirken mit einem Smart Grid ausschöpfen.

---

<sup>8</sup> Dies ist eine Vorläuferorganisation der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), bei der von deutscher Seite die BNetzA mitwirkt.

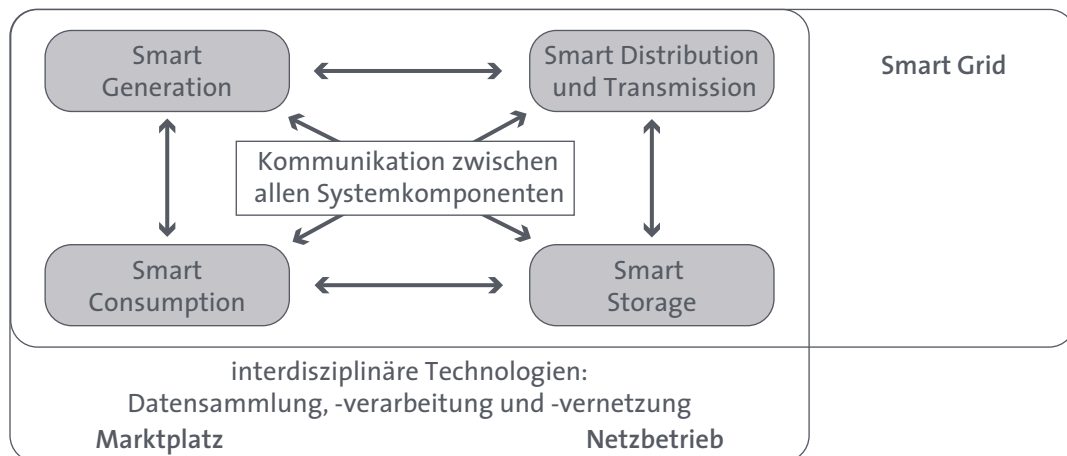


### CHARAKTERISTIKA DES SMART GRID

Im Folgenden soll aufgezeigt werden, welchen Einfluss das Smart-Grid-Paradigma (breiter Einsatz von IKT, zunehmende Vernetzung und 2-Wege-Kommunikation zwischen allen Beteiligten am Stromsystem; Abb. II.6), auf beispielhafte Sektoren und Anwendungsbereiche der Stromnetzes konkret ausüben könnte.

ABB. II.6

SMART GRID: VERNETZUNG UND KOMMUNIKATION



Quelle: DKE 2010, S. 14

Hierfür wird in Tabelle II.3 gegenübergestellt, wie sich in diesen Anwendungsbereichen die heute übliche Vorgehensweise darstellt und wie diese Charakteristika sich bei einer (weitgehenden) Umgestaltung in Richtung auf ein Smart Grid zukünftig verändern würden.

In einer mittel- bis langfristigen Perspektive hat dieser Wandel das Potenzial, das Gesicht der Energiewirtschaft fundamental zu ändern. In der Fachöffentlichkeit besteht weitgehend Einigkeit, dass besonders in den Verteilnetzen der Trend zu Smart Grid tief greifende Veränderungen auslösen wird. Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass die IKT-Ausstattung (Mess-, Steuer-, Kommunikationstechnik) in den Verteilnetzen, verglichen mit den Übertragungsnetzen, rudimentär ist.

In einer kürzlich durchgeführten Analyse kommt man zu dem Ergebnis, dass sich der Aufwand für IKT, den VNB zu erbringen haben, bis 2030 im ländlichen Bereich verdoppeln und im städtischen Bereich um etwa 60 % erhöhen wird. In absoluten Zahlen entspricht dies einem kumulierten Mehraufwand von 7 Mrd. Euro bis 2030 (davon 2 Mrd. Euro bis 2020) (KEMA 2012, S. 4 f.).

Gegenwärtig macht sich diese Zukunftserwartung allerdings noch nicht signifikant beim Investitionsverhalten der VNB bemerkbar. Deren Investitionen in Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen sind in den letzten Jahren nahezu stabil geblieben mit einem nur leichten Aufwärtstrend ab 2010 (Abb. II.7).



TAB. II.3

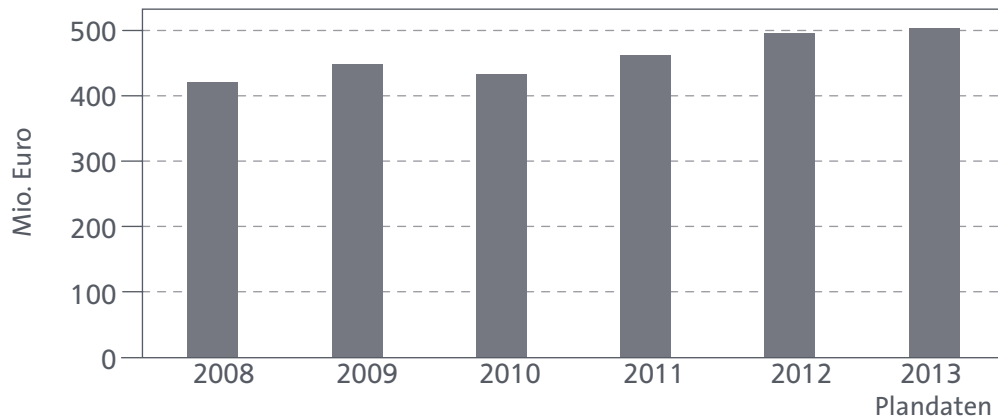
CHARAKTERISTIKA DES SMART GRID

|                                         | heute übliches Netz                                                                                         | Smart Grid                                                                                                                              |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Automatisierung                         | begrenzter Einsatz hauptsächlich in den Übertragungsnetzen, Verteilnetze weitgehend manuell                 | massive Integration von Sensorik und Automatisierungstechnik auf allen Spannungsebenen                                                  |
| »Selbstheilung«                         | Schutz bestimmter Komponenten bei Fehlfunktionen des Netzes                                                 | kontinuierliches Netzmonitoring und automatisierte Prävention von Störungen bzw. Wiederherstellung des Betriebs nach Störungen          |
| Betriebsführung                         | Steuerung von zentraler Leitwarte                                                                           | verteilte, dezentrale, adaptive Netzführung                                                                                             |
| Mitwirkung von Verbrauchern             | kein Informationsfluss vom/zum Verbraucher, keine netzdienliche Beeinflussung des Verbrauchs                | aktive Teilnahme der Verbraucher (DSM), netzdienliches Verbraucherverhalten stimuliert durch »real time pricing«                        |
| dezentrale Erzeugung                    | gering                                                                                                      | Integration eines großen Anteils dezentraler Erzeugung, koordiniert von Signalen aus dem Smart Grid                                     |
| Betriebssicherheit                      | hohe Verletzbarkeit                                                                                         | schnelle selbstständige Behebung von Störungen z. B. nach Naturereignissen oder Angriffen                                               |
| Nachfrage-management                    | nur bei industriellen Großverbrauchern                                                                      | intelligente (Haus-)Geräte reagieren auf Preissignale und auf vordefinierte Fahrpläne                                                   |
| Versorgungsqualität                     | Minimierung von Blackouts, wenig Handhabe bei Spannungseinbrüchen und anderen kurzzeitigen Qualitätsmängeln | Versorgung nach maßgeschneiderten Qualitätsstandards für unterschiedliche Verbrauchergruppen, selbstständige Korrektur von Schwankungen |
| Elektromobile                           | Ladestationen ohne (bzw. mit begrenzter) Fähigkeit zum Lademanagement                                       | Ladestationen mit dynamischem Lademanagement und Möglichkeit der Rückspeisung (Nutzung der Batterie als Netzspeicher)                   |
| Integration von EE/Speicher             | Anschluss dezentraler EE-Ressourcen z. T. schwierig                                                         | volle Netzintegration dezentraler EE, Beitrag zur Netzstabilität, Plug-and-Play-Philosophie                                             |
| effizienter Einsatz von Betriebsmitteln | minimale Nutzung von Betriebsdaten/Wartung anhand vordefinierter Zeitintervalle                             | permanente und vollständige Überwachung des Betriebszustands/automatisierte zustandsabhängige Wartung                                   |

Quelle: basierend auf Ricci et al. 2012, S.36



ABB.II.7

 INVESTITIONEN DER VNB IN MESS-, STEUER- UND  
 KOMMUNIKATIONSEINRICHTUNGEN


Quelle: BMWi 2014a, S. 65

 STROMNETZ IM VERHÄLTNIS ZU ANDEREN  
 FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN

4.

Stromnetze haben aus konzeptioneller Sicht zwei übergeordnete Funktionen: Zum einen erfüllen sie eine *Transportaufgabe*, indem sie den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher bringen. Zum anderen vermitteln sie *Flexibilität*. Das heißt, wenn an einer Stelle im Netz etwas Unvorhergesehenes passiert (z.B. Durchzug einer Gewitterfront führt zum Abfall der PV-Erzeugung), kann dies durch eine schnelle Reaktion an einer räumlich weit entfernten Stelle ausgeglichen werden (z.B. schnelles Hochfahren einer Gasturbine). Ein hohes Maß an Flexibilität ist eine wichtige Voraussetzung, das Stromsystem zur Aufnahme höherer Anteile fluktuierender EE zu befähigen (hierzu auch TAB 2012, S. 63 ff.).

Über den Ausbau der Stromnetze hinaus gibt es noch weitere Möglichkeiten, die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen:

- › Konventionelle sowie regelbare EE-Kraftwerke können so ausgelegt und betrieben werden, dass sie sich schnell starten und abschalten lassen und ihre Produktionsmenge dynamisch an die jeweiligen Anforderungen anpassen.
- › Das Einspeisemanagement (»Abregelung«) kann greifen, wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt EE-Strom produziert wird, der nicht gebraucht wird und auch nicht an einen anderen Ort transportiert werden kann.
- › Beim Nachfragemanagement richten sich Stromverbraucher am Angebot aus. Beispielsweise können Kühlgeräte zeitweilig abgeschaltet werden, wenn die Stromproduktion gerade nicht ausreicht, oder Elektrofahrzeuge können dann geladen werden, wenn viel Strom zur Verfügung steht.



- › Speicher können bei hoher Produktion und niedrigem Bedarf geladen und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Nachfrage die aktuelle Produktion übersteigt, wieder entleert werden.

Die hier genannten Optionen können einander ergänzen, sich aber auch in gewissem Umfang substituieren. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es sinnvoll, zuerst diejenigen Flexibilitätsoptionen einzusetzen, die mit den geringsten Kosten verbunden sind. Der Netzausbau ist nach allgemeiner Auffassung eine der kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen (Consentec/IAEW 2011, dena 2012a). Aber auch beispielsweise beim Nachfragemanagement, vor allem bei industriellen Verbrauchern, existieren ökonomisch vorteilhaft umsetzbare Potenziale.

Dagegen sind Speichertechnologien im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen zumeist teurer. In der (fach)öffentlichen Diskussion nehmen Speicher dennoch eine prominente Rolle ein, u. a. gipfelnd in der oft gehörten These, »ohne Speicher ist die Energiewende unmöglich«.

Aktuelle Untersuchungen zeigen demgegenüber, dass bis zu einem EE-Anteil von etwa 40 bis 60 % kaum ein zusätzlicher Speicherbedarf entsteht, wenn günstig erschließbare Flexibilitätsoptionen genutzt werden, z. B. die Abregelung von EE-Einspeisespitzen bis zu einer Strommenge von 1 bis 3 % im Jahr (Agora Energiewende 2014, S. 5; Fraunhofer IWES et al. 2014a, S. 8; TAB 2012, S. 64 ff.).

Generell stellen Speicher aufgrund ihrer hohen Investitionskosten keine kosteneffiziente Option zur Vermeidung von Netzausbau dar. Lediglich auf der Niederspannungsebene kann dies in speziellen Fällen möglich sein (Agora Energiewende 2014, S. 4; TAB 2012, S. 68).

Der Markt für dezentrale Speichersysteme (beispielsweise kombinierte Photovoltaik-Batterie-Systeme) zur Optimierung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom wird sich in den nächsten Jahren voraussichtlich dennoch entwickeln. Ein wesentlicher Treiber hierfür ist die sogenannte »grid parity«. Wenn die Stromgestehungskosten, z. B. eines PV-Batteriesystems, unter den Preis fallen, den Endkunden an ihren Versorger zu entrichten hätten, ist eine Investition in ein solches System aus Kundensicht ökonomisch vorteilhaft (auch wenn dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht der Fall sein sollte).

Damit dezentrale Speicher einen Beitrag zur Flexibilität des Stromsystems leisten können, ist es entscheidend, dass eine netzdienliche Betriebsführung umgesetzt werden kann. Wird dagegen der Speicher so betrieben, dass der Eigenverbrauch von selbsterzeugtem Strom maximiert wird – wie das beispielsweise einem ausgeprägten Autarkiedenken entsprechen würde – können sie aus Systemsicht sogar kontraproduktiv wirken (Hollinger et al. 2013).

## AUS- UND UMBBAUBEDARF DER STROMNETZE

### III.

Die zuvor genannten Trends und Treiber (Energiewende, EE-Durchdringung, Integration des EU-Binnenmarkts im Strombereich) bedingen einen erheblichen Aus- und Umbaubedarf sowohl für die Übertragungs- als auch für die Verteilnetze.

Im Folgenden werden für die Übertragungsnetze der Prozess der Definition des Ausbaubedarfs beschrieben und dessen Ergebnisse dargestellt, wie sie im Bundesbedarfsplangesetz festgeschrieben sind. Dieser seit 2011 erstmalig durchgeführte Prozess hat zu einer lebhaften Diskussion in Fachkreisen Anlass gegeben. Sowohl an der Gestaltung und den Grundannahmen des Verfahrens als auch an den Ergebnissen wurde bzw. wird von verschiedenen Akteuren aus Wissenschaft, Energiewirtschaft und Umwelt- und Verbraucherverbänden Kritik geübt. Die vorgebrachten Argumente werden hier analysiert und daraus einige Schlussfolgerungen abgeleitet.

Für die Verteilnetze existiert kein vergleichbares einheitliches Verfahren zur Bestimmung des Ausbaubedarfs. Dies ist angesichts der Vielfalt bzw. Heterogenität der Netze (Topologie, technische Ausstattung, Versorgungsaufgabe) und der Netzbetreiber auch nicht verwunderlich. Zur Ermittlung des Ausbau- und des Investitionsbedarfs der Verteilnetze wird daher üblicherweise eine kleine Anzahl idealtypischer Verteilnetze untersucht und die Ergebnisse auf ganz Deutschland hochgerechnet. Die Ergebnisse aus einschlägigen aktuellen Studien werden hier zusammengefasst und gegenübergestellt.

## ÜBERTRAGUNGNETZE

### 1.

Das seit 2011 vorangetriebene Verfahren zur Feststellung des Ausbaubedarfs soll dazu beitragen, dass Netzausbau und Netzausbauplanung möglichst effizient erfolgen und die Interessen betroffener Akteure angemessen berücksichtigt werden. Erklärtes Ziel ist es, die Genehmigung neuer Leitungen von bisher über 10 Jahren auf etwa 4 Jahre zu beschleunigen (BMWi 2012, S.21). Die wesentlichen Schritte des Prozesses sind in Stichworten: Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan (NEP)<sup>9</sup>, Bundesbedarfsplan, Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)<sup>10</sup> (Kasten).

<sup>9</sup> Nach einem ähnlichen Verfahren wird auch der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) erarbeitet, der den Ausbaubedarf des Offshorenetzes zum Anschluss von Windparks auf See definiert ([www.netzentwicklungsplan.de/content/o-nep](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/o-nep)).

<sup>10</sup> Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148), das durch Art. 11 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

#### VERFAHREN ZUR ERSTELLUNG DES BUNDESBEDARFSPLANGESETZES

Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (§ 12a bis d EnWG) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dazu verpflichtet, jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erarbeiten, in dem alle technischen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze zusammengestellt sind, die aus ihrer Sicht bundesweit »in den nächsten 10 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind« (§ 12b EnWG).

Als erster Schritt in dem Verfahren ist die Erstellung eines *Szenariorahmens* vorgesehen, der »die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung« (§ 12a EnWG, Kritik) für die nächsten 10 Jahre abdeckt. Dieser wird nach einer öffentlichen Konsultation von der Bundesnetzagentur (BNetzA) »unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung« genehmigt (§ 12a EnWG). Auf dieser Grundlage wird zunächst ein erster Entwurf des *Netzentwicklungsplans* erstellt, der nach Konsultation der Öffentlichkeit überarbeitet und finalisiert wird.

Gemeinsam mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans wird der Umweltbericht öffentlich konsultiert, der von der Bundesnetzagentur erarbeitet wird (BNetzA 2012b). Dieser dient als Grundlage für die strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan. Entsprechend dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung<sup>11</sup> (§ 14g UVPG) werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans ermittelt, beschrieben und bewertet (BNetzA/BKartA 2012, S.48).

Alle 3 Jahre übermittelt die BNetzA den Netzentwicklungsplan als Entwurf eines *Bundesbedarfsplans* der Bundesregierung, die diesen dem Deutschen Bundestag vorlegt (§ 12e Abs. 1 Satz 1 EnWG). Nach seiner Verabschiedung sind damit »für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf« verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 Satz 1 EnWG).

Eine Besonderheit des Verfahrens ist die intensive Beteiligung der Öffentlichkeit schon in frühen Phasen des Prozesses. Bis zur Verabschiedung des NEP wurden drei öffentliche Konsultationen durchgeführt: zum Szenariorahmen, nach Vorstellung des ersten NEP-Entwurfs und nach dessen Überarbeitung bzw. Erstellung des finalen NEP-Entwurfs (50Hertz et al. 2012, S. 12 f.).

Zu dem hohen Standard an Transparenz trägt die Internetpräsenz wesentlich bei, auf der der gesamte Prozess dokumentiert ist und sämtliche Dokumente zum Download bereitgestellt sind ([www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)).

11 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das zuletzt durch Art. 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist

Das Bundesbedarfsplangesetz, das auf dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 (BNetzA 2012a) beruht, ist am 27. Juli 2013 in Kraft getreten und umfasst 36 Netzausbaumaßnahmen für den Zeitraum bis 2022. Eine Karte dieser Ausbaumaßnahmen zeigt Abbildung III.1. Der Gesamtumfang beträgt 1.700 km neue Leitungen, 2.800 km Neubauten in bestehenden Trassen sowie erforderliche Verstärkungen auf 1.300 km. Als Investitionsvolumen für diese Maßnahmen werden etwa 20 Mrd. Euro angegeben (ÜNB 2012, S. 130).

Mit Stand vom Dezember 2014 haben die ÜNB den zweiten Entwurf des NEP 2014 der Bundesnetzagentur vorgelegt und veröffentlicht. Dieser berücksichtigt die im Zuge der Novellierung des EEG erfolgte grundlegende Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Der daraus resultierende Ausbaubedarf (im Zeitraum 2014 bis 2024, für das Szenario »B 2024«) wird wie folgt beziffert: 3.800 km neue Leitungstrassen (davon ca. 2.300 km HGÜ-Korridore), 5.300 km Netzverstärkungen auf Bestandstrassen. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt ca. 23 Mrd. Euro (50Hertz et al. 2014, S. 81 f.). Im Anschluss an die Prüfung durch die BNetzA wird der NEP 2014 zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Gleichzeitig haben die ÜNB schon den Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 vorgelegt, der ebenfalls im Konsultationsverfahren ist.

#### NETZAUSBAUBEDARF: EUROPÄISCHE DIMENSION

Nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa besteht ein erheblicher Ausbaubedarf bei den Transportnetzen. Der zukünftige Netzausbaubedarf aus europäischer Perspektive wird in einem zweijährlichen Turnus vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) erhoben. In der aktuellen Ausgabe, dem »Ten Year Network Development Plan« (TYNDP) (ENTSO-E 2012) werden für das Jahr 2020 etwa 100 »Flaschenhälse« im europäischen Netz identifiziert. Davon werden etwa 60 % primär mit der Integration des europäischen Binnenmarkts im Elektrizitätsbereich assoziiert, 30 % mit dem Anschluss neuer Erzeugungsanlagen sowie 10 % mit der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. 80 % der Flaschenhälse sind mindestens zum Teil auf die Integration von EE zurückzuführen, entweder unmittelbar wegen des Netzanschlusses von EE-Kapazitäten oder indirekt, da der Netzabschnitt bzw. Korridor einen Engpass zwischen EE-Anlagen und Lastzentren darstellt (die Prozentzahlen addieren sich nicht zu 100, da eine Ausbaumaßnahme gleichzeitig mehreren Zielen dienen kann).

Um diese Flaschenhälse zu beheben, wurden 100 Ausbauprojekte für Übertragungsleitungen mit paneuropäischer Bedeutung identifiziert (davon sind 40 % Interkonnektoren über Ländergrenzen hinweg). Diese addieren sich zu 52.300 km Höchstspannungsleitungen, die neu zu bauen bzw. instand zu setzen sind (das sind 25 % mehr als im vorherigen Plan (ENTSO-E 2010). Hierfür

werden Investitionen in Höhe von 104 Mrd. Euro (bis 2020) veranschlagt, davon 23 Mrd. Euro allein für Unterseekabel. Umgelegt auf den Stromverbrauch in Europa machen die Investitionen etwa 1,5 bis 2 Euro/MWh aus, weniger als 1 % des Strompreises für Endkunden.

Für Deutschland werden notwendige Investitionen in Höhe von 30,1 Mrd. Euro angegeben. Durch die unterschiedlichen Betrachtungszeiträume sind diese Zahlen nicht direkt mit denen des NEP vergleichbar. Da sich NEP und TYNDP wechselseitig aufeinander beziehen, ist aber davon auszugehen, dass beide miteinander im Einklang stehen.<sup>12</sup>

## KRITIK AM VERFAHREN

### 1.1

Nahezu unisono wird in den Kommentaren, die im Rahmen der öffentlichen Konsultation zum Szenariorahmen und zum NEP abgegeben wurden, das offene und transparente Verfahren begrüßt, das gegenüber den früher üblichen Planungs- und Genehmigungsprozeduren für Übertragungsleitungen einen wesentlichen Fortschritt darstelle. Die breite Beteiligung an den Konsultationen – beispielsweise sind über 3.300 Stellungnahmen zum NEP 2012 und dem zugehörigen Umweltbericht eingegangen, überwiegend von Privatpersonen – dokumentiert die hohe Aufmerksamkeit, die das Thema Netzausbau in der Bevölkerung hervorruft. Darüber hinaus ist dies auch ein starker Indikator für einen dringenden Bedarf an der kontinuierlichen Fortführung des gesellschaftlichen Diskurses über die Zukunft der Stromversorgung in Deutschland.

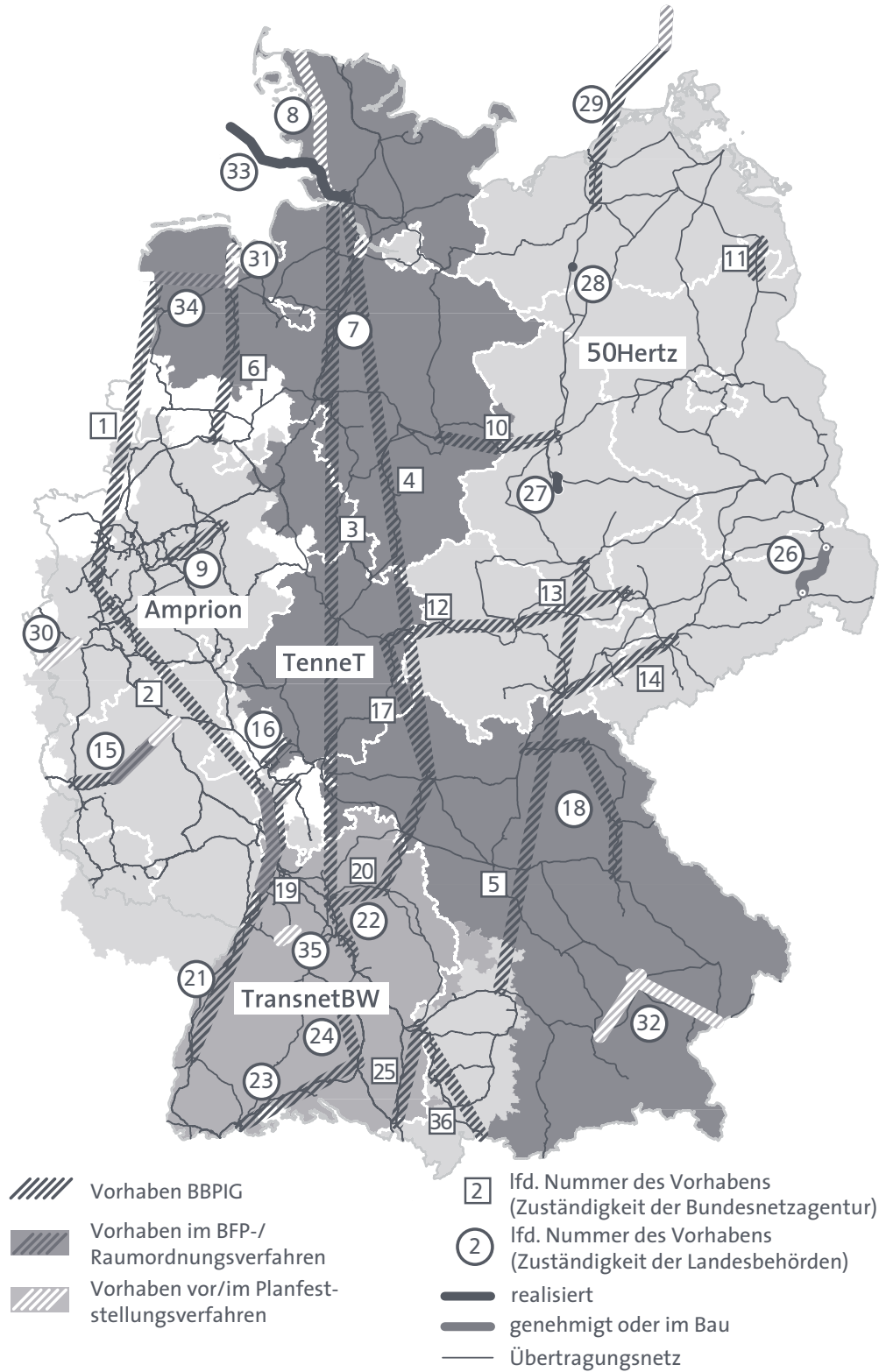
Im Folgenden steht die Kritik am Verfahren, an den getroffenen Annahmen sowie den daraus abgeleiteten Ergebnissen im Mittelpunkt. Auf dieser Basis werden Vorschläge für die zukünftige Weiterentwicklung des Verfahrens entwickelt. Aus diesem Grund kommen positive Aspekte in der Diskussion naturgemäß etwas zu kurz. Trotz der starken Fokussierung auf die Kritik sollte daher die positive Gesamtbewertung des Verfahrens nicht aus den Augen verloren werden.

12 Dies ist auch im EnWG festgeschrieben: »Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan.« (§ 12b EnWG) »Bestehen Zweifel, ob der Netzentwicklungsplan mit dem gemeinschaftsweit geltenden Netzentwicklungsplan in Einklang steht, konsultiert die Regulierungsbehörde die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.« (§ 12c EnWG)



ABB. III.1

LEITUNGSVORHABEN AUS DEM BBPLG



Quelle: © GeoBasis-DE/BKG 2014, Datenbasis BNetzA (Stand: 31.3.2014)

## SZENARIORAHMEN UND »DIE BANDBREITE WAHRSCHEINLICHER ENTWICKLUNGEN«

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans stützt sich maßgeblich auf Szenarien, die die zukünftige Entwicklung des Stromsektors beschreiben sollen, und auf deren Grundlage der Netzausbaubedarf ermittelt wird. Energieszenarien werden in der öffentlichen und der Fachdiskussion regelmäßig verwendet, um über die Zukunft des Energiesystems möglichst strukturiert und anschaulich diskutieren zu können. Oftmals werden dabei die spezifischen Limitierungen der Szenariomethode nicht angemessen berücksichtigt.

Szenarien können Aussagen über plausible »mögliche« zukünftige Zustände des Energiesystems treffen und in die Zukunft gerichtete Entscheidungen unterstützen. »Möglich« bedeutet hierbei, dass die getroffenen Aussagen auf einem Set von Annahmen beruhen, das in sich und mit dem aktuell verfügbaren relevanten Wissen konsistent ist. Szenarien können dagegen *keine* Vorhersagen treffen; es sind keine Prognosen! Ganz explizit können die üblicherweise verwendeten Energieszenarien keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens bestimmter Entwicklungen liefern.

Dennoch können Szenarien – richtig interpretiert – wertvolle Orientierungen geben, z. B. können beim Vergleich eines Szenarios »mit« und eines »ohne« den Einsatz einer bestimmten politischen Maßnahme deren Wirkungen (und Nebenwirkungen) besser eingeschätzt werden (Dieckhoff et al. 2014; Voigt 2012).

Die konkrete Art der Verwendung von Szenarien bei der Erstellung des NEP ist dagegen höchst problematisch. Im § 12a Abs. 1 EnWG heißt es: »Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten 10 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darstellen.« Weder definiert der Gesetzestext, was unter »die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen« konkret zu verstehen ist, noch liefert der Gesetzgeber Hinweise, wie mit der Problematik umgegangen werden soll, dass Szenarien keine Wahrscheinlichkeitsaussagen begründen können. So wird es letztlich der BNetzA überlassen, diesen Begriff zu operationalisieren, also zu entscheiden, wie *wahrscheinliche* von *bloß möglichen* Entwicklungen abzugrenzen sind. Die hierfür verwendeten Kriterien bzw. Heuristiken sind z. T. unklar und in sich widersprüchlich bzw. erklärungsbedürftig (Voigt 2012).<sup>13</sup> Dass z. B. eine zentrale Annahme der BNetzA (2011a, S. 36), die »vom heutigen Stand der

13 Eines der Kriterien lautet z. B.: »... ist ein Szenario als »wahrscheinlich« zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist« (BNetzA 2011a, S. 34), ohne dass der Begriff »Realisierungswahrscheinlichkeit« erklärt bzw. beschrieben wird, auf welche Weise diese quantifiziert sowie nach welchen Kriterien entschieden wird, was »hinreichend hoch« ist und was nicht.



rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen« ausgeht und diesen für den Betrachtungszeitraum von 10 (bzw. 20) Jahren als konstant unterstellt, per se nicht sehr »wahrscheinlich« ist, wird durch die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen seit der Bundestagswahl 2013 nur allzu deutlich.

Letztlich beruhen Abgrenzungen und Annahmen dieser Art zu einem erheblichen Teil auf Wertentscheidungen. Die diversen Festlegungen, was eine »wahrscheinliche Entwicklung« jeweils in den verschiedenen Bereichen konkret bedeuten soll (z.B. Verringerung des Stromverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen, Ausbau der PV, Nutzung von Demand-Side-Management, Ausbaudynamik von On-shorewindkraft etc.), entfalten somit eine erhebliche normative Kraft. Die beim hier beschriebenen Vorgehen suggerierte Objektivierbarkeit kann in letzter Konsequenz nicht eingehalten werden. Es stellt sich daher die Frage, ob es nicht folgerichtiger und transparenter wäre, diese Wertentscheidungen expliziter zu formulieren und nach einer offenen Debatte politisch zu treffen. Dadurch würden gesellschaftlich-politisch definierte Zielsetzungen zum Ausgangspunkt des Szenariorahmens gemacht, damit die »Bandbreite gewünschter Entwicklungen« abgebildet und zur Grundlage der Zukunftsentscheidungen gemacht werden kann.

#### WECHSELWIRKUNGEN VON REGULIERUNGSRAHMEN UND NEP-METHODIK

Die methodischen Vorgaben bei der Entwicklung des NEP haben erhebliche Auswirkungen auf Art und Höhe des ermittelten Netzausbaubedarfs. Grob vereinfacht verläuft die Methodik so, dass ein konventioneller Kraftwerkspark, ein bestimmter Ausbaupfad für die verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien sowie ein Verbrauchsprofil vorgegeben werden (Szenariorahmen). Zur Deckung der Stromnachfrage wird sodann ein marktgetriebener Kraftwerkseinsatz (gemäß Merit-Order) unterstellt. Daraus wird dann die Transportaufgabe abgeleitet, die das Netz zu erfüllen hat, und ein (Ziel-)Netz geplant, das diese Transportaufgabe möglichst effizient und sicher erfüllen kann. Diese methodische Herangehensweise geht konform mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen und der Organisation des Strommarktes.<sup>14</sup>

Eine grundsätzliche Limitierung dieser Methodik ist allerdings, dass auf diese Weise eine gesamtwirtschaftliche (und ökologische) Optimierung der eng miteinander verbundenen Systeme Erzeuger – Netz – Verbraucher nicht angesteuert werden kann. Erzeugungsseitige (bzw. nachfrageseitige) Maßnahmen – z.B. gezielte Lokalisierung von Kraftwerken zur Vermeidung von Netzengpässen, Abregelung von Erzeugungsspitzen – könnten im Prinzip in beträchtlichem Umfang

---

14 Derzeit wird intensiv über eine Neugestaltung der Marktordnung nachgedacht. Eine öffentliche Konsultation zu diesem Thema ist im Oktober 2014 vom BMWi im Zuge der Veröffentlichung eines »Grünbuchs« angestoßen worden (BMWi 2014b). Dessen ungeachtet kann die Netzausbauplanung nur auf Basis des derzeit gültigen Rahmens erfolgen.

Netzausbau vermeiden helfen, werden in der angewandten Methodik jedoch nicht berücksichtigt.

Dies liegt zu einem erheblichen Anteil daran, dass die Kosten für den Netzausbau aus der Perspektive eines Investors bzw. Betreibers einer Erzeugungseinheit »extern« sind, d.h., sie werden bei betrieblichen Entscheidungen nicht ins Kalkül gezogen. Dieser Effekt hat oft gesamtwirtschaftlich ungünstige Resultate zur Folge und kann hier zu einer Überdimensionierung der Netzausbauplanung führen. Die folgenden Beispiele verdeutlichen dies:

- › Eine Installation von Offshorewindenergieanlagen vor der Küste Norddeutschlands einschließlich der zum Abtransport des Stroms Richtung Süden erforderlichen HGÜ-Leitung könnte insgesamt volkswirtschaftlich ungünstiger sein als Windenergie im Binnenland nahe an den Verbrauchszentren, obwohl Offshorewindenergie für sich betrachtet wesentlich effizienter ist als Onshorewindenergie.
- › Ein analoges Argument kann auch für Erdgaskraftwerke nahe süddeutschen Ballungszentren im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken beispielsweise im anhaltinischen Revier plus der erforderlichen Leitungsverbindung in den Süden Deutschlands vorgebracht werden (Jarass/Obermair 2013, S.5 f.).
- › Das Netz muss so ausgelegt werden, dass (im Prinzip) jede erzeugte Kilowattstunde von fluktuierend einspeisenden EE-Anlagen auch aufgenommen werden kann. Durch die Kappung von Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, könnten möglicherweise Netzausbaukosten in erheblicher Höhe eingespart werden. Diese Einsparungen könnten unter Umständen wesentlich höher sein als der Wert des verworfenen (nichteingespeisten) Stroms (50Hertz et al. 2013, S.23, Jarass/Obermair 2013, S.5).

Wenn die hier angedeuteten Potenziale im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Stromsystems realisiert werden sollen, müssten allerdings der Regulierungsrahmen angepasst (z.B. zur Ermöglichung der Abregelung von Windstromspitzen zur Vermeidung von Netzausbau) bzw. wirksame wirtschaftliche Anreize zu netzdienlichen Entscheidungen bei Investitionen bzw. beim Kraftwerkseinsatz gesetzt werden.

Zu dieser Schlussfolgerung gelangten auch die Autoren der Studie »Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung« (P3 energy/IFHT 2012) auf der Grundlage von Berechnungen der Investitions- und Betriebskosten bei einem gesamtwirtschaftlich optimierten Ansatz für die Netzplanung: »Anstatt das Netz auf jede realistische Belastungssituation engpassfrei auszulegen, kann es aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sein, eine Reduzierung der Ausbaukosten durch ein Erzeugungs- und Engpassmanagement zu erreichen. ... Vor diesem Hintergrund ist zu überlegen, langfristig einen Paradigmenwechsel zu diskutieren und die politischen und regulativen Rahmenbedingungen für einen langfristigen Netzausbau anzupassen. Insbesondere bei einer europaweiten Betrachtung könn-

te eine engpassfreie Netzauslegung ansonsten zu wirtschaftlich nicht tragbarem Netzausbaubedarf führen.« (P3 energy/IFHT 2012, S. 60)

---

## KRITIK AN ANNAHMEN UND ERGEBNISSEN

## 1.2

### ÜBERGREIFENDE KRITIK

Ein gewichtiger Kritikpunkt bezieht sich darauf, dass der Szenariorahmen Entwicklungspfade »im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung« abdecken soll (§ 12a Abs. 1 EnWG), aber im Widerspruch dazu das Effizienzziel der Bundesregierung beim Stromverbrauch (Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber 2008; BMU/BMWi 2010) nicht übernommen wird mit der Begründung: »Ein Rückgang des Stromverbrauchs auf die Werte entsprechend der Ziele der Bundesregierung [sei] mittelfristig nicht zu erwarten« (BNetzA 2011a, S. 34 f.). Die BNetzA versucht den Konflikt zwischen der politischen Zielsetzung und der Einschätzung, dass ihr Erreichen nicht hinreichend wahrscheinlich sei, insofern abzuschwächen, als dass ein Rückgang des Stromverbrauchs immerhin zum Gegenstand von Sensitivitätsanalysen gemacht wird.

Das Dilemma, in dem sich die BNetzA hier befindet, tritt immer dann auf, wenn die begründete Einschätzung besteht, dass die getroffenen Maßnahmen zur Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen nicht ausreichen. Im Falle des Effizienzziels beim Stromverbrauch wird diese Einschätzung von den meisten Experten geteilt. Unter anderem diagnostiziert die »Expertenkommission zum Monitoringprozess »Energie der Zukunft«, dass eine »Verdopplung des Produktivitätstempos«<sup>15</sup> erforderlich sei, um die gesetzten Einsparziele zu erreichen (Löschel et al. 2012, S. 26).

Ein weiteres systematisches Defizit ergibt sich daraus, dass die Ermittlung des Netzausbaubedarfs mit einem Zeithorizont von 10 Jahren erfolgt (wobei eines der Szenarien auch einen Ausblick auf 20 Jahre bieten soll). Bezogen auf die Zielvorstellung eines dekarbonisierten und sich nahezu komplett auf EE stützenden Stromsystems bis zum Jahr 2050, stellt dies einen relativ kurzen Zeitraum dar. Eine längerfristige Perspektive hätte den grundlegenden Vorteil, dass Ausbaumaßnahmen, die sich als robust gegenüber unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen erweisen, sich wesentlich leichter identifizieren ließen.

Hinzu kommt, dass bei der Fokussierung auf einen 10-Jahres-Horizont leicht Diskussionen aufkommen können, ob nicht diese oder jene Leitung mit erzeu-

---

15 Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (erwirtschaftetes Bruttoinlandsprodukt je kWh Stromeinsatz) müsste pro Jahr um 1,5 % gesteigert werden, in der Vergangenheit (Durchschnitt der Jahre 1991 bis 2011) wurden aber lediglich 0,7 % erreicht.

gungs- oder nachfrageseitigen Maßnahmen überflüssig gemacht werden könnte, auch wenn sie in einer langfristigeren Betrachtung zwingend erforderlich wäre. Diese Art der Diskussionen könnte sich schnell in Scheinalternativen verzetteln und ein Gesamtbild für das Zielsystem bis zur Mitte des Jahrhunderts aus dem Auge verlieren. Durch das Ausblenden einer längerfristigen Perspektive, aber auch durch die (implizite) Annahme der Konstanz des gegenwärtigen Regulierungsrahmens wird der Blick für die Prüfung weiter gehender Alternativen verengt.

#### DETAILKRITIK

Von einer Vielzahl von Akteuren aus Wirtschaft und Unternehmen, Energiesystemforschung und -beratung, Umwelt- und Verbraucherverbänden etc. ist Kritik an einzelnen Annahmen bzw. Ergebnissen bei der Erstellung von Szenariorahmen und NEP geäußert worden. Eine übersichtliche Zusammenfassung der Positionen findet sich in Schleicher-Tappeser/Piria (2012).

Kritikpunkte beziehen sich u. a. darauf, dass

- > die Annahmen zum Anteil der einzelnen EE-Technologien und zur regionalen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen nicht akzeptiert werden,
- > die Optionen für Flexibilität bei Erzeugung und Verbrauch nicht hinreichend berücksichtigt seien (z.B. flexible Fahrweise von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern, flexiblere Fahrweise von Biogasanlagen, Lastmanagement bei Industrie und Gewerbe),
- > zur Beseitigung struktureller Netzengpässe, die nur für wenige Stunden im Jahr bestehen, Redispatchmaßnahmen<sup>16</sup> effizienter seien als der Aus- bzw. Neubau von Netzen,
- > im Ergebnis des NEP zu viel Kohlestrom (v. a. Braunkohle) im System vorhanden sei, was die nationalen Klimaschutzziele konterkariere,
- > die Analyse die Übertragungs- und Verteilnetze gemeinsam betrachten müsse, um die Rückwirkungen von Maßnahmen auf Verteilnetzebene (z.B. eine stärker netzdienliche Fahrweise von Erzeugungsanlagen und zukünftig dezentralen Speichern bzw. Lastmanagement) erfassen zu können,
- > die vorgenommene nationale Betrachtungsweise nicht zielführend sei, da der verstärkten Integration der europäischen Netze (und Strommärkte) Rechnung getragen werden müsse,
- > es erforderlich sei, die identifizierten Netzausbaumaßnahmen in eine Rangfolge ihrer Priorität einzuordnen und die Projekte zuerst anzugehen, die für einen Erfolg der Energiewende tatsächlich kritisch seien.

16 Beim Redispatch fallen Kosten an, da die Kraftwerksbetreiber, die von einer Anpassung ihrer Einspeisung betroffen sind, eine »angemessene Vergütung« (§ 13 Abs. 1a EnWG) erhalten: im Jahr 2010 bundesweit ca. 40 Mio. Euro und im Jahr 2011 ca. 125 Mio. Euro. Für das Jahr 2012 liegen noch keine belastbaren Daten vor (Bundesregierung 2013b).

## SCHLUSSFOLGERUNGEN, DISKUTIERTE LÖSUNGSVORSCHLÄGE 1.3

Eine generelle Frage lautet, wie die zentrale Rolle der ÜNB bei der Erstellung des Szenariorahmens und der NEP-Entwürfe eingeschätzt wird. Auf der einen Seite sind sie wegen ihrer Expertise und des tiefen Einblicks in die Details des Netzbetriebs (v. a. da sie über vollständige und präzise Lastflussdaten verfügen) prädestiniert für die Planung der zukünftigen Netzinfrastruktur. Auf der anderen Seite haben sie ein wirtschaftliches Interesse am Ausbau der Netze, nicht aber an einer Minimierung des Ausbaubedarfs. Hier könnte ein Anreiz angelegt sein, die Planungen in ihrem Umfang eher großzügig vorzusehen (Schleicher-Tappeser/Piria 2012, S. 41). Zur fachlichen kritischen Begleitung der Arbeiten der ÜNB im Planungsprozess bzw. alternativ zur (ganz oder teilweisen) Übernahme von Planungsfunktionen durch eine wirtschaftlich unabhängige Institution wäre allerdings eine Offenlegung von Detaildaten über den Netzbetrieb erforderlich, die über das heute praktizierte Maß wesentlich hinausgehen würde.

Wie ausgeführt ist erkennbar, dass das (pseudo)prognostische Instrumentarium der Szenarios an seine Grenzen stößt, wenn es darum geht, eventuelle Widersprüche zwischen politischen Intentionen bzw. Beschlusslagen und »wahrscheinlichen« Entwicklungen aufzulösen. Da bei der Erstellung des Szenariorahmens weitreichende Annahmen über energiepolitische Weichenstellungen für die Zukunft getroffen werden müssen, steht die Frage im Raum, ob diese Aufgabe nicht konsequenterweise in die Zuständigkeit der Bundesregierung zu verlagern wäre (Hermes 2014).

Um das Volumen des benötigten Netzausbaubedarfs zu begrenzen, ist ein naheliegender Ansatz, Erzeugung und Verbrauch in engeren räumlichen Bezug zueinander zu bringen. Um den Bau von Erzeugungsanlagen nahe den Verbrauchszentren zu begünstigen bzw. die verbrauchsferne Erzeugung zu pönalisieren, werden daher in Fachkreisen diverse Instrumente diskutiert (Regulierung, ökonomische Signale). Diesen Vorschlägen ist gemeinsam, dass sie alle über den bestehenden Energierechts- und Regulierungsrahmen mehr oder weniger weit hinausgehen. Konkret bedeutet dies, dass sie teils gravierende Eingriffe in die bestehende Marktordnung darstellen würden. Beispiele für solche Instrumente sind:

- › Eine *räumlich differenzierte Einspeisevergütung*: Das heutige EEG bietet EE-Anlagen an möglichst ertragreichen Standorten die bestmögliche Vergütung, unabhängig davon, ob der Strom regional verbraucht wird oder zu dessen Abtransport ein umfangreicher Netzausbau erforderlich ist. Durch eine höhere Einspeisevergütung für EE-Anlagen (vor allem Windenergie) an Standorten, die keinen oder nur einen geringen Netzausbaubedarf induzieren, könnte deren Errichtung an solchen aus Netzsicht günstigen Standorten gefördert werden (IZES et al. 2013).
- › Eine *erzeugungsseitige Erhebung von Netznutzungsgebühren* (sogenannte G-Komponente, G für »Generation«): Bislang werden in Deutschland die

Netzkosten vollständig auf die Verbraucher umgelegt. Mit Einführung einer G-Komponente würden Erzeugungsanlagen an den Netzkosten beteiligt. Die Höhe dieses Entgelts wäre abhängig von ihrem Netzanschlusspunkt. Je verbrauchsferner die Anlage einspeist, desto höher wäre das zu entrichtende Entgelt. Dieses Instrument würde auch für konventionelle Erzeugungsanlagen Anreize setzen, bei der Standortwahl netzseitige Faktoren zu berücksichtigen (BET 2002; Bieberbach et al. 2012; Frontier Economics/Consentec 2008).

- > *Etablierung regionaler Preiszonen* (»market splitting«, »nodal pricing«): Um regionale Knappheitssignale (z. B. bezüglich der Übertragungskapazität) für die Marktteilnehmer sichtbar zu machen, werden Instrumente wie das »nodal pricing« vorgeschlagen. Bei diesem Ansatz wird der Strompreis in Abhängigkeit von Netzengpässen für jeden Netzknoten individuell bestimmt. Weniger aufwendig in der Umsetzung wäre eine Auftrennung des Marktgebiets in mehrere Preiszonen (z. B. Norddeutschland und Süddeutschland), das sogenannte »market splitting«. Ein ähnlicher Mechanismus existiert bereits bei der Verknüpfung des deutschen Elektrizitätsmarktes mit denen der Nachbarländer (»market coupling«). Wenn die mögliche Übertragungsleistung zwischen den Zonen ausreicht, etabliert sich ein einheitlicher Preis, bei Knappheit der Kopplungskapazität bildet sich ein höherer Preis in dem Gebiet aus, in dem Erzeugungskapazität fehlt. Der höhere Preis fungiert als Anreiz, hier die Erzeugung in bestehenden (aber ohne »market splitting« unwirtschaftlichen) Erzeugungsanlagen zu steigern bzw. neue Anlagen zu errichten (Löschel et al. 2013; TAB 2012).

Mit einigen dieser Instrumente sind bereits praktische Erfahrungen im Ausland gemacht worden. Allerdings stellen sie einen Bruch zur bisherigen Marktorganisation dar. Die vielfältigen (möglicherweise unerwünschten) Rückwirkungen auf die Strommärkte sollten vor einer Einführung dieser oder ähnlicher Instrumente gründlich untersucht und abgewogen werden.

Darüber hinaus sind auch noch wesentlich weiter gehende Vorschläge gemacht worden, die eine Optimierung des Gesamtsystems anstreben, indem ein planerischer Ansatz nicht nur für die Netzplanung, sondern auch für die (bisher marktwirtschaftlich organisierten) Bereiche Errichtung bzw. Betrieb von Erzeugungsanlagen verfolgt wird. Der Ausgangspunkt dieser Argumente ist, dass die Teilsysteme »Netz« und »Erzeugung« so interdependent sind, dass diese nur gemeinsam betrachtet und zusammen – ggf. iterativ – optimiert werden können. Ein Vorschlag, wie dies rechtlich umgesetzt werden könnte, wurde kürzlich von Hermes (2014) entwickelt. Konsequenz zu Ende gedacht, bedeutet dies allerdings eine Abkehr von der marktwirtschaftlichen Grundorientierung im Sektor der Stromerzeugung.

Insgesamt ist offenkundig, dass der Versuch, durch die Methodik des NEP den allgemeinen energiepolitischen Diskurs von der spezifischen Diskussion um den Aus- und Umbaubedarf der Stromnetze zu trennen, indem die politischen und



rechtlichen Rahmenbedingungen als gesetzt angenommen werden, nur bedingt geglückt ist. Viele der während und nach der öffentlichen Konsultationen vorgebrachten Kritikpunkte beziehen sich darauf, dass die Netze nicht isoliert, sondern im Zusammenhang mit der Umgestaltung des gesamten Elektrizitätssystems – sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite – gesehen werden müssen. Für eine gemeinsame Optimierung des Gesamtsystems sind der Regulierungsrahmen, die Marktordnung und ggf. weitere Instrumente zu gestalten und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Im Bundesbedarfsplangesetz ist verbindlich geregelt, dass für die dort aufgeführten Trassen eine »energiewirtschaftliche Notwendigkeit« und ein »vordringlicher Bedarf« bestehen. Auf der anderen Seite erwarten von einer bestimmten Ausbaumaßnahme betroffene Bürger, dass der Bedarf für genau diese Leitung schlüssig und nachvollziehbar begründet wird. Der Verweis darauf, dass diese Frage mit dem Erlass des Gesetzes abschließend beantwortet ist, hilft hier weder kommunikativ noch inhaltlich weiter. Sowohl die Vorhabensträger (d.h. die verantwortlichen Netzbetreiber) als auch die Bundesnetzagentur sind hier gefordert, das Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu erläutern, aber auch für jede einzelne Leitung eine plausible Argumentation zu entwickeln.

Dies ist eine äußerst anspruchsvolle Aufgabe, die durch die Tatsache enorm erschwert wird, dass es in letzter Konsequenz unmöglich ist zu beweisen, dass der Bedarf für eine bestimmte Leitung absolut zwingend ist. Denn letztlich kann jede Stromleitung durch eine Kombination anderer technischer oder energiewirtschaftlicher Maßnahmen ersetzt und damit überflüssig gemacht werden: Bau neuer Kraftwerke oder Speicherkapazitäten an vorgegebenen Standorten, Eingriff in die marktgesteuerte Einsatzreihenfolge von Kraftwerken (Redispatch), Abregelung von EE-Erzeugung, Abschaltung bestimmter Kraftwerke, Steuerung der Nachfrage, Verstärkung bzw. Neubau von Leitungen anderswo, um nur einige zu nennen.

---

## VERTEILNETZE

## 2.

Der wesentliche Treiber für den Ausbau- und den Investitionsbedarf in den Verteilnetzen ist zurzeit unbestritten die sehr dynamische Entwicklung beim Ausbau der Photovoltaik (PV) und der Onshorewindenergie. Praktisch alle PV- und 95 % der Onshorewindenergieanlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen. Lediglich größere Windparks speisen in die Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene ein (BWE 2012, S. 31). Dieser Trend könnte dazu führen, dass in wenigen Jahren in vielen Niederspannungsnetzen die Spannungshaltung nicht mehr gewährleistet werden kann. Dies betrifft vor allem ländliche und vorstädtisch geprägte Netze (Hinz 2012b, S. 11).



Um die Höhe des aus diesen Entwicklungen resultierenden Ausbaubedarfs zu ermitteln, wurden in den letzten Jahren zwei größere Studien durchgeführt, deren Ergebnisse hier zusammengefasst und verglichen werden sollen (dena 2012a, E-Bridge et al. 2011). Verglichen mit den Übertragungsnetzen sind die Verteilnetze mit ihrer Vielfalt an Netztopologien (z. B. unterscheidet sich ein städtisches Verteilnetz stark von einem ländlich geprägten) und Betreibern (in Deutschland gibt es fast 900 Verteilnetzbetreiber; BNetzA 2014a) wesentlich komplexer und schwieriger zu beschreiben. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzen existiert z. B. kein bundesweites vollständiges Netzmodell, das alle Anschlusspunkte und Stromflüsse abbildet. Daher wird üblicherweise in Verteilnetzstudien nur eine überschaubare Anzahl idealtypischer Netzstrukturen analysiert und deren Ergebnisse auf ganz Deutschland hochgerechnet.

In den Szenarien und Berechnungen zum Ausbaubedarf der Verteilnetze ist von wesentlicher Bedeutung, welcher Ausbaupfad bei Wind und PV angenommen wird. In der im Auftrag des BDEW durchgeführten Studie von E-Bridge et al. (2011) werden zum einen die Energieszenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung und zum anderen das BMU-Leitszenario zugrunde gelegt. In der dena-Verteilnetzstudie (2012a) werden ebenfalls zwei Varianten untersucht: zum einen die auf bundespolitischer Ebene angestrebte Entwicklung (analog dem Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom; 50Hertz et al. 2012) und zum anderen die von den Bundesländern bekanntgegebenen Ausbauziele, die in der Summe höher liegen als die bundespolitische Zielsetzung. Was diese Szenarien für den Ausbau der PV und Wind (onshore) für die Analysejahre 2020 bzw. 2030 bedeuten, ist in Tabelle III.1 gegenübergestellt.

In Tabelle III.2 sind die Resultate von E-Bridge et al. (2011) und dena (2012a) zum Ausbaubedarf der Verteilnetze bis 2020 auf den unterschiedlichen Spannungsebenen (HS, MS, NS) zusammengefasst. In den beiden Studien wurden sehr unterschiedliche Ergebnisse erzielt, was besonders bei der Gegenüberstellung der ermittelten Ausbaubedarfe im BMU-Leitszenario (E-Bridge et al. 2011) und im Szenario NEP B 2012 (dena 2012a) auffällt. Da der angenommene EE-Ausbaupfad in beiden Szenarien sehr ähnlich ist, würde man nahe beieinander liegende Ergebnisse erwarten. Dies ist jedoch nicht der Fall. E-Bridge et al. (2011) konstatieren einen wesentlich höheren Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene (240.000 km versus 44.700 km bei dena (2012a) und in der Mittelspannungsebene (140.000 km versus 42.900 km), aber einen deutlich geringeren in der Hochspannungsebene (650 km versus 6.200 km neue Stromkreise zuzüglich der Modifizierung von 19.200 km bestehender Stromkreise).

Ähnlich deutliche Unterschiede machen sich auch beim ermittelten Investitionsbedarf auf den verschiedenen Spannungsebenen bemerkbar (Tab. III.3). Das zentrale Ergebnis beider Studien – auch in der öffentlichkeitswirksamen Kommunikation – ist sicherlich der Gesamtinvestitionsbedarf in die Verteilnetze, der durch den Ausbau der dezentral installierten EE (PV und Wind) induziert wird.

TAB. III.1 EE-AUSBAUSZENARIEN IN STUDIEN ZUM AUSBAUBEDARF DER VERTEILNETZE

| installierte Leistung in GW | Stand 2012<br>(BMU 2013b) | Energiekonzept der Bundesregierung<br>(Prognos/EWI/GWS 2010) | BMU-Leitszenario 2010<br>(Nitsch et al. 2010) | analog dem Szenario NEP B 2012<br>(dena 2012a) | Bundesländer-szenario<br>(dena 2012a) |
|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Photovoltaik 2020           | 32,6                      | 33,3                                                         | 51,8                                          | 48,0                                           | 52,0                                  |
| 2030                        |                           | 33,7                                                         | 63,0                                          | 62,8                                           | 71,7                                  |
| Wind (onshore) 2020         | 30,9                      | 33,3                                                         | 35,8                                          | 44,1                                           | 77,0                                  |
| 2030                        |                           | 37,5                                                         | 37,8                                          | 61,1                                           | 107,9                                 |
| Summe PV und Wind 2020      | 63,5                      |                                                              |                                               |                                                |                                       |
| 2030                        |                           | 66,6<br>71,2                                                 | 87,6<br>100,8                                 | 92,1<br>123,9                                  | 129,0<br>179,6                        |

Eigene Zusammenstellung

TAB. III.2 AUSBAUBEDARF DER VERTEILNETZE BIS ZUM JAHR 2020

|                  | Energiekonzept der Bundesregierung<br>E-Bridge et al. (2011) | BMU-Leitszenario 2010 | analog dem Szenario NEP B 2012<br>dena (2012a) | Bundesländer-szenario |
|------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------|-----------------------|
| HS neu (km)      | 350                                                          | 650                   | 6.200                                          | 10.300                |
| HS modifiz. (km) | n.a.                                                         | n.a.                  | 19.200                                         | 14.600                |
| MS (km)          | 55.000                                                       | 140.000               | 42.900                                         | 71.000                |
| NS (km)          | 140.000                                                      | 240.000               | 44.700                                         | 47.600                |
| HS/MS (MVA)      | 7.000                                                        | 30.000                | 49.700                                         | 51.900                |
| MS/NS (MVA)      | 19.000                                                       | 33.000                | 6.900                                          | 14.100                |

HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung; HS/MS: Transformator Hoch-/Mittelspannung; MS/NS: Transformator Mittel-/Niederspannung; MVA: Megavolt-ampere; n.a.: nicht angegeben

Ausbaubedarf 2020 bezogen auf 2009

Eigene Zusammenstellung nach E-Bridge et al. 2011, S.30, u. dena 2012a, S.8

E-Bridge et al. (2011) konstatiert für den EE-Ausbaupfad gemäß Energiekonzept der Bundesregierung einen Investitionsbedarf in die Verteilnetze von 10 bis



### III. AUS- UND UMBBAUBEDARF DER STROMNETZE

13 Mrd. Euro, bei einem dynamischeren EE-Ausbau (BMU-Leitszenario) entsprechend mehr: 21 bis 27 Mrd. Euro (E-Bridge et al. 2011, S. 37). dena (2012a) gibt für den EE-Ausbau gemäß Szenario NEP B 2012 18,4 Mrd. Euro an, für das deutlich ambitioniertere Bundesländerszenario 26,8 Mrd. Euro.

**TAB. III.3 INVESTITIONSBEDARF FÜR DEN AUSBAU DES VERTEILNETZES  
VERGLEICH DER SZENARIEN (ZIELJAHR 2020)**

|        | Energiekonzept<br>der Bundes-<br>regierung | BMU-<br>Leitszenario<br>2010 | analog dem<br>Szenario<br>NEP B 2012 | Bundesländer-<br>szenario |
|--------|--------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
|        | E-Bridge et al. (2011)                     |                              | dena (2012a)                         |                           |
| HS     | 0,07                                       | 0,1                          | 10,2                                 | 15,8                      |
| MS     | 3,0–4,7                                    | 8,5–12,7                     | 5,2                                  | 7,7                       |
| NS     | 6,9–8,3                                    | 11,9–14,3                    | 3,0                                  | 3,2                       |
| gesamt | 10–13                                      | 21–27                        | 18,4                                 | 26,8                      |

in Mrd. Euro

HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung; NS inklusive Umspannebene NS/MS, MS inklusive Umspannebene MS/HS

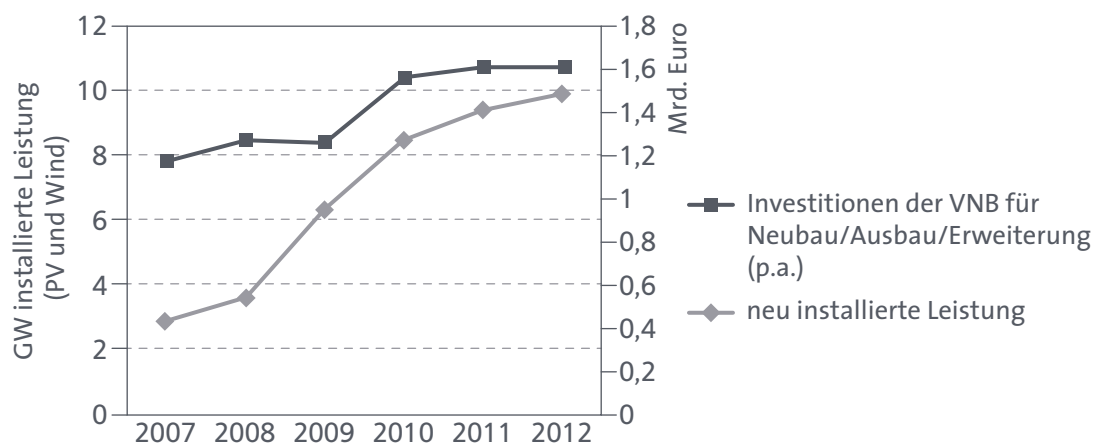
Eigene Zusammenstellung nach E-Bridge et al. 2011, S. 37, u. dena 2012a, S. 8

Die stark divergierenden Ergebnisse kommen offenbar wegen der unterschiedlichen methodischen Ansätze der beiden Studien zustande: E-Bridge et al. (2011) verwenden eine indirekte Methodik zur Bestimmung des Ausbaubedarfs in der Niederspannungsebene. Es wird von der Fiktion ausgegangen, dass der Anschluss einer PV-Anlage (mit einer Leistung von 4,46 kWp) der Erweiterung der Versorgungsaufgabe des VNB um einen Hausanschluss entspricht, um daraus mit dem in der Anreizregulierung verfolgten Ansatz der Kostenermittlung die anrechenbaren Investitionen zu bestimmen (E-Bridge et al. 2011, S. 28 ff.). Im Gegensatz dazu wurden in der dena-Verteilnetzstudie reale Netzdaten verwendet, die von VNB zur Verfügung gestellt wurden, die rund 50 % der deutschen Verteilnetze betreiben (dena 2012a, S. 21)

Ein weiterer Vergleich ist recht instruktiv: Der Ausbau von PV und Wind (on-shore) ist in den letzten Jahren wesentlich schneller erfolgt, als dies im Energiekonzept der Bundesregierung 2010 eingeschätzt wurde. De facto erreichte die installierte Leistung bereits 2012 annähernd das Niveau, das im Energiekonzept für das Jahr 2020 angepeilt wurde (Tab. III.1). Daher sollte der von E-Bridge et al. (2011) auf der Basis des Energiekonzepts errechnete Ausbaubedarf im Verteilnetz im Prinzip das Ausmaß der real getätigten Investitionen im Zeitraum 2009 bis 2012 widerspiegeln, da beide von derselben Menge an PV und Wind

ausgehen, die in die Verteilnetze zu integrieren sind (Abb. III.2). Dies ist jedoch nicht der Fall: Die durch die VNB getätigten Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung der Verteilnetze summieren sich von 2009 bis 2012 auf etwa 6 Mrd. Euro. Die errechneten Werte von E-Bridge et al. (2011) sind mit 10 bis 13 Mrd. Euro etwa doppelt so hoch. Diese Diskrepanz ist schwer erklärlich, besonders in Anbetracht der Tatsache, dass es sich bei den errechneten Werten um konservative (d.h. sich am unteren Rand des Möglichen bewegend) Werte handeln sollte, da ausschließlich der durch den EE-Ausbau getriebene Netzausbaubedarf in den Blick genommen und Netzausbau aus anderen Gründen (Änderungen in der Siedlungsstruktur, neue Verbraucher (z.B. Elektromobile), turnusgemäßer Ersatzbedarf) nicht berücksichtigt wurde.

ABB. III.2 INSTALLIERTE LEISTUNG (PV, WIND) UND INVESTITIONEN  
DER VNB FÜR NETZAUSBAU



Eigene Darstellung nach BMU 2013a u. BNetzA/BKartA 2012, S. 52

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass der durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung mittels EE induzierte zukünftige Ausbaubedarf der Verteilnetze nicht einfach zu bestimmen ist. Es deutet einiges darauf hin, dass wegen der Komplexität der Materie und der methodischen Schwierigkeiten eine erhebliche Bandbreite bei derartigen Prognosen anzunehmen ist und mehr als grobe Anhaltspunkte für die Größenordnung des Ausbaubedarfs nicht zu erwarten sind.

Von hohem Interesse und erheblicher politischer Relevanz sind Variantenberechnungen, die in der dena-Studie (2012a) durchgeführt wurden. Die bisher diskutierten Ergebnisse beruhen auf den heute geltenden Rahmenbedingungen, den etablierten Grundsätzen der Netzentwicklungsplanung und dem Einsatz konventioneller Betriebsmittel. Nicht berücksichtigt wurden Optimierungsmöglichkeiten, die ggf. zur Reduktion des Ausbaubedarfs führen könnten. Dies wurde für einen längeren Zeithorizont bis 2030 untersucht. Ausgehend von den

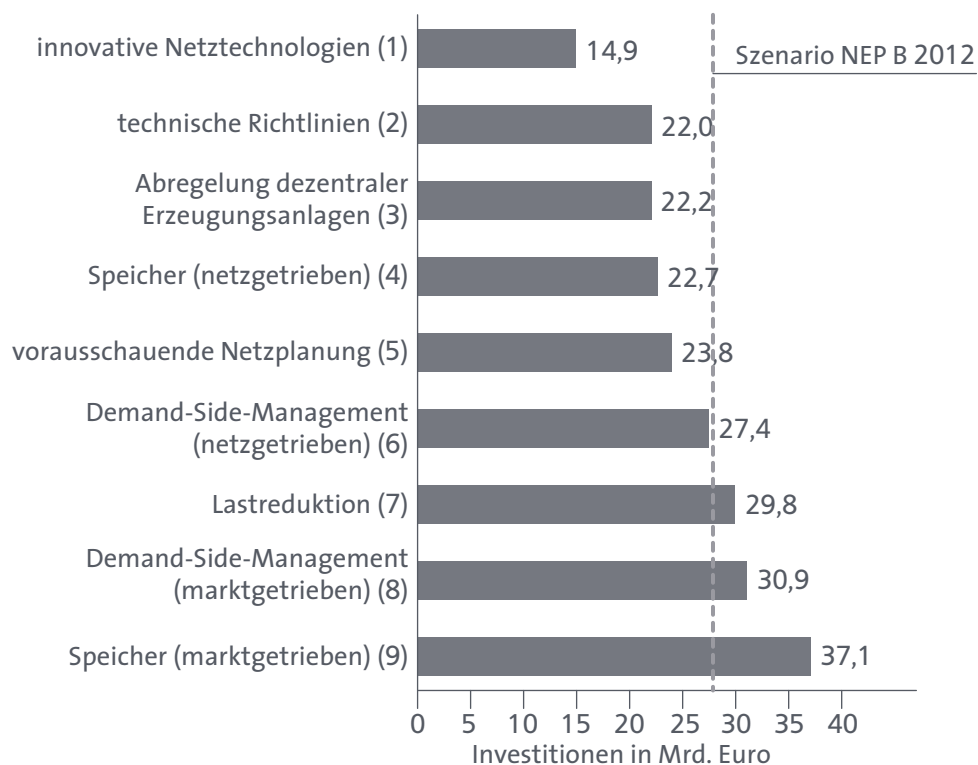


### III. AUS- UND UMBBAUBEDARF DER STROMNETZE

Grundannahmen des Szenarios NEP B 2012 wurden folgende Varianten berechnet (Abb. III.1) (dena 2012a, S. 30 ff.):

1. Einsatz innovativer Netztechnologien, z.B. Spannungsblindleistungsregelung von Wechselrichtern, regelbare Ortsnetzstationen, Hochtemperaturleiterseile
2. Anpassung technischer Richtlinien, v.a. die Aufhebung des 2 %- und 3 %-Spannungskriteriums gemäß den Nieder- und Mittelspannungsanschlussrichtlinien (Kap. IV.2.1) (BDEW 2008)
3. Abregelung von PV- und Windenergieanlagen (maximal rund 2 % der verfügbaren Energie)
4. Netzgetriebener Speichereinsatz
5. Vorausschauende Netzausbauplanung: Dadurch werden längerfristig sinnvolle Ausbaumaßnahmen vorgezogen und solche vermieden, die in einem folgenden Zeitintervall durch andere Maßnahmen überflüssig werden.
6. Intelligentes (netzdienliches) Lastmanagement (Demand-Side-Management [DSM])
7. Reduktion der Nachfragelast durch Effizienzsteigerung
8. Marktgetriebenes Lastmanagement (DSM)
9. Marktgetriebener Speichereinsatz

ABB. III.3 AUSBAUBEDARF DER VERTEILNETZE: VARIANTENBERECHNUNG



Quelle: nach dena 2012a, S. 36

Interessant ist besonders, dass sich der Investitionsbedarf beim Einsatz innovativer Netztechnologien (Variante 1) um nahezu die Hälfte verringern lässt. Die Abregelung der EE-Erzeugung und ein netzgetriebener Einsatz von dezentralen Speichern reduzieren den Investitionsbedarf um immerhin fast 20 %, wohingegen der marktgetriebene Speichereinsatz einen kontraproduktiven Effekt hat: Der Netzausbaubedarf erhöht sich um fast 35 %! Der Grund hierfür ist, dass Situationen auftreten können, in denen bei einem hohen Marktpreis in einer Region gleichzeitig PV-Anlagen und Speicher mit hoher Leistung einspeisen und das Netz auf diese Leistungsspitzen hin ausgelegt werden müsste.

#### AKTUELLE STUDIE »MODERNE VERTEILNETZE FÜR DEUTSCHLAND« (E-BRIDGE et al. 2014)

Wegen der Aktualität und Relevanz sollen hier einige zentrale Ergebnisse dieser Studie referiert werden. Da diese erst im September 2014 erschienen ist, waren eine eingehende Analyse und ein Vergleich mit den beiden zuvor genannten Studien allerdings nicht möglich.

Der Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen in Deutschland wurde für drei Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2032 ermittelt. Das Szenario »EEG 2014« gibt dabei die aktuellen Ziele der Bundesregierung wieder, das Szenario »NEP« orientiert sich an den Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2013, und das Szenario »Bundesländer« spiegelt die kumulierten Ziele und Prognosen der Bundesländer wider (Tab. III.4).

**TAB. III.4**                      **INSTALLIERTE EE-LEISTUNG IN DEN SZENARIEN (BEZUGSJAHR 2032)**

|                | EEG 2014 | NEP | Bundesländer |
|----------------|----------|-----|--------------|
| Wind (GW)      | 60       | 65  | 111          |
| PV (GW)        | 59       | 65  | 85           |
| sonstige (GW)  | 9        | 9   | 10           |
| EE gesamt (GW) | 128      | 139 | 206          |

Quelle: E-Bridge et al. 2014, S. II

Unter Berücksichtigung der konventionellen Planungsgrundsätze wurde das in Tabelle III.5 wiedergegebene Ausbauvolumen berechnet. Im Szenario EEG 2014 beläuft sich dieses auf 131.000 km Leitungslänge und rund 48.000 MVA Transformatorenkapazität. Im Bundesländerszenario sind es mehr als doppelt so viele Leitungen (ca. 280.000 km) sowie beinahe dreimal so viel Transformatorkapazität (126.000 MVA). Dieser Ausbau ist mit Gesamtinvestitionen von ca. 23 bis 49 Mrd. Euro (je nach Szenario) verbunden.



### III. AUS- UND UMBBAUBEDARF DER STROMNETZE

Es wurde untersucht, ob dieses Netzausbauvolumen sich durch die Anwendung »innovativer Planungskonzepte« (damit ist die Berücksichtigung von Erzeugungs-, Blindleistungs- sowie Lastmanagement bei der Netzplanung gemeint) und »intelligenter Technologie« (z.B. Hochtemperaturleiterseile [Kap. IV.1.2], regelbare Ortsnetztransformatoren; Kap. IV.2.1]) verringern lässt.

TAB. III.5 KONVENTIONELLER NETZAUSBAU DES VERTEILNETZES (2012–2032)

|             | EEG 2014 | NEP    | Bundesländer |
|-------------|----------|--------|--------------|
| HS neu (km) | 11.000   | 13.000 | 22.000       |
| MS (km)     | 70.000   | 79.000 | 138.000      |
| NS (km)     | 50.000   | 74.000 | 118.000      |
| HS/MS (MVA) | 33.000   | 40.000 | 87.000       |
| MS/NS (MVA) | 15.000   | 22.000 | 39.000       |

HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung

Quelle: E-Bridge et al. 2014, S. 178

Ein wesentliches Ergebnis lautete, dass der Netzausbaubedarf um 30 % reduziert werden kann, wenn bei der Netzplanung eine Abregelung von Windenergie- und PV-Anlagen von 1 % der Jahresenergie berücksichtigt werden darf. Gestattet man eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie, erhöht sich das Einsparpotenzial auf über 40 %. Dagegen tragen eine Weiterentwicklung des Blindleistungs- sowie ein netzdienliches Lastmanagement kaum zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs bei. Der Hauptgrund dafür ist, dass der Ausbaubedarf in den meisten Netzen von der installierten Leistung dezentraler Einspeiser getrieben wird. Nur in den Netzen, in denen die Nachfragelast höher als die Einspeisespitze ist und somit auslegungsrelevant wird, kann Lastmanagement eine sinnvolle Maßnahme sein, um den Netzausbaubedarf zu dämpfen.

Bei den innovativen Technologien hat der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONTs) ein spürbares Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus und der damit verbundenen Kosten. Der Ausbau der Niederspannungsnetze kann fast vollständig vermieden werden, und die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten für den Netzausbau sinken damit um knapp 10 %.

### AUSWIRKUNGEN EINES VERZÖGERTEN NETZAUSBAUS 3.

In der öffentlichen und politischen Diskussion wird oft die These vertreten, dass der – absehbar – gegenüber den ursprünglichen Planungen verzögerte Netzausbau sich zum Flaschenhals für den Ausbau der erneuerbaren Energien oder gar





für das gesamte Vorhaben der Energiewende auswirken könnte.<sup>17</sup> So sind beispielsweise von den insgesamt im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG)<sup>18</sup> vorgesehenen 1.855 km Leitungen erst 268 km realisiert. Das ursprüngliche Ziel, einen Großteil dieser Vorhaben bis zum Jahr 2015 zu verwirklichen, ist voraussichtlich nicht mehr erreichbar. Als realistisch wird angenommen, dass bis 2016 etwa 50 % dieser Leitungen errichtet werden können (BNetzA/BKartA 2013, S.18).<sup>19</sup> Wenn die Prämisse stimmen würde, dass diese Leitungen für die Netzintegration von Wind- und PV-Strom zwingend notwendig sind, würde dies bedeuten, dass der EE-Ausbau aufgrund des verzögerten Netzausbaus abgebremst werden müsste.

Allerdings ist die entscheidende Voraussetzung dafür, dass eine große Menge fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem integriert werden kann, eine ausreichend große Flexibilität im System. Der Netzausbau ist zwar unbestritten die kostengünstigste, beileibe aber nicht die einzige technische Option, um die erforderliche Flexibilität im Stromsystem bereitzustellen (Kap. II.3). Der Netzausbau kann daher – zumindest in gewissem Umfang – durch andere Flexibilitätsoptionen (z. B. flexible Fahrweise von konventionellen und steuerbaren EE-Erzeugungsanlagen, Erzeugungs- und Nachfragemanagement, Speicher) substituiert werden. Die Frage, die somit zu beantworten ist, lautet: Welche anderen Flexibilitätsoptionen müssen genutzt werden, und welche Zusatzkosten werden dadurch verursacht, wenn der Netzausbau nicht im geplanten Umfang bzw. Tempo vonstattengeht?

Dieser Frage wurde sich in zwei aktuellen Studien gewidmet. Ecofys (2013b) kommt zu dem Ergebnis, dass bis zum Jahr 2030 ein EE-Anteil von 72 % ins deutsche Stromsystem integriert werden könnte, selbst wenn der Netzausbau auf die Projekte beschränkt würde, die Ende 2012 bereits in Bau waren. Je nach konkreten Bedingungen erhöhen sich die Gesamtkosten für das Stromsystem um etwa 0,8 bis 3 %. Beispielsweise war ein Szenario mit einem verstärkten Ausbau von Windenergie im Süden Deutschlands und dafür weniger On- und Offshorewindenergie im Norden robuster gegenüber einem verzögerten Ausbau der Übertragungsnetze.

Dieses Ergebnis wird von den Resultaten der Studie der Agora Energiewende (2013) gestützt. Ein gegenüber der derzeitigen Netzplanung um 10 Jahre verzögerter Netzausbau hat demnach kaum Auswirkungen auf die Gesamtkosten des

17 z. B. die Debatte im Deutschen Bundestag am 13. Februar 2014 (Deutscher Bundestag 2014b, S.1032 ff.)

18 Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S.2870), das zuletzt durch Art. 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S.2543) geändert worden ist

19 Derzeit vollzieht sich der weitere Ausbau schleppend: »Im Jahr 2014 wurden im Rahmen der Netzausbauvorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes bisher 97 Kilometer realisiert.« (Antwort des Staatssekretärs Rainer Baake vom 17. Juli 2014 auf die schriftliche Frage des Abg. Oliver Krischer [Bündnis 90/Die Grünen]; Deutscher Bundestag 2014a, S.2)



### III. AUS- UND UMBAUBEDARF DER STROMNETZE

Stromsystems. Die Kosten für eine etwas höhere Menge an Windstrom, die abgeregelt werden muss, werden in etwa aufgewogen durch vermiedene Investitionen in die Netze (Agora Energiewende 2013, S. 17).

In eine ähnliche Richtung gehen auch die Ergebnisse der Studie von EWI/energynautics (2011), die dieselbe Fragestellung aus einer europäischen Perspektive untersucht haben. In einem Szenario wird angenommen, dass der transeuropäische Netzausbau nur verzögert bzw. reduziert umgesetzt werden kann (die für 2020 geplante Kapazität der Verknüpfungspunkte zwischen den Ländern – sogenannte Interkonnektoren – wird erst 2050 erreicht), konnten dennoch die europaweiten Ziele für 2050 (80 % CO<sub>2</sub>-Reduktion, 80 % EE-Anteil) erreicht werden. Die wesentlichen Maßnahmen, die hierfür im Vergleich mit einem Szenario mit optimiertem Netzausbau getroffen werden müssen, sind ein stärkerer Ausbau von Speichern (55 GW in 2050) und Back-up-Erzeugungsanlagen (53 GW Gasturbinen in 2050). Mit ca. 4 % Steigerung sind die dadurch verursachten Zusatzkosten für das Gesamtsystem jedoch vergleichsweise moderat (EWI/energynautics 2011, S. 79 ff.).

## MODERNE TECHNOLOGIEN UND BETRIEBSWEISEN FÜR STROMNETZE

### IV.

Die Leistungsfähigkeit der Stromnetze kann gesteigert werden durch (1) Optimierung des Netzbetriebs, (2) Netzverstärkungsmaßnahmen sowie (3) Netzausbau, wobei die Investitionsintensität der Maßnahmen in der genannten Reihenfolge zunimmt. Daher ist hier das sogenannte »NOVA-Prinzip« etabliert (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Viele der im Folgenden untersuchten Technologien werden mit dem Ziel entwickelt, die Möglichkeiten der Optimierung und Verstärkung zu erweitern, um im günstigsten Fall den kostspieligen und mit erheblichen Eingriffen in die Lebensumwelt von Menschen und die Natur verbundenen Netzausbau dämpfen zu können. So können beispielsweise höhere Übertragungsleistungen durch »mehr Kupfer« erreicht werden, also den Neubau von Leitungen, oder aber durch »mehr Intelligenz«, beispielsweise das sogenannte »Freileitungsmonitoring« (Kap. IV.1.1).

Stand in der Vergangenheit vor allem die Erhöhung von Übertragungskapazitäten im Mittelpunkt, sind in den letzten Jahren darüber hinaus Technologien in den Fokus gerückt, die die Flexibilität des Betriebs der Netze erhöhen. Im Bereich der Übertragungsnetze sind das z. B. sogenannte »flexible alternating current transmission systems« (FACTS), mit denen Leistungsflüsse gesteuert werden können (Kap. IV.1.4). Hierzu gehören auch Systeme zur Echtzeitüberwachung des Netzzustands, sogenannte »wide area monitoring systems« (WAMS) (Kap. IV.1.5). Für Verteilnetze werden hier u. a. »intelligente Ortsnetzstationen« diskutiert (Kap. IV.2.1).

Im Folgenden werden einige Technologien und Betriebsweisen für Stromnetze untersucht. Als wesentliches Kriterium für die Auswahl wurde herangezogen, ob den Technologien ein Innovationspotenzial gegenüber etablierten Technologien und Verfahren sowie das Potenzial, zu einer stabilen Versorgung substanziell beizutragen, zugetraut wurde. Diese Einschätzung wurde vom TAB in Kooperation mit den Gutachtern von TÜV SÜD/LBST getroffen. Einige der folgenden Passagen stützen sich demzufolge wesentlich auf dieses Gutachten (TÜV SÜD/LBST 2012).

## ÜBERTRAGUNGSNETZE

### 1.

### FREILEITUNGSMONITORING

#### 1.1

Stromführende Leiterseile erwärmen sich im Betrieb und ihre thermische Ausdehnung führt dazu, dass sie stärker durchhängen. Der vorgeschriebene Mindestabstand des Leiters zum Boden begrenzt somit die Strombelastbarkeit von

Freileitungen. Dafür werden nach der geltenden Norm (DIN EN 50182) zur Sicherheit sehr ungünstige Wetterbedingungen vorausgesetzt (hohe Lufttemperatur [35 °C], geringe Windgeschwindigkeit [0,6 m/s], starke Sonneneinstrahlung [900 W/m<sup>2</sup>]). Bei günstigeren Wetterverhältnissen bleiben daher bei Betrieb nach geltender Norm bestehende Leistungsreserven ungenutzt. Diese können durch Freileitungsmonitoring, d.h. Echtzeitbestimmung der Strombelastbarkeit der Leiterseile, erschlossen werden (z.B. durch Monitoring der Temperatur oder der mechanischen Zugspannung der Leiterseile).

So treten beispielsweise in Norddeutschland Netzengpässe häufig bei hoher Einspeisung aus Windenergie auf, gleichzeitig werden die Leiterseile aber durch höhere Windgeschwindigkeiten gekühlt. Durch Freileitungsmonitoring ist eine Steigerung der übertragenen Leistung einer Leitung im Bereich von 40 % bis zu 200 % unter günstigen Wetterbedingungen erreichbar (Lange/Focken 2008, S.6 f., Schmale 2012). In der Praxis des Netzbetriebs könnte die Strombelastbarkeit bei starker Windenergieeinspeisung in Küstennähe um bis zu 50 %, in Norddeutschland um ca. 30 % und in Süddeutschland um ca. 15 % erhöht werden (dena 2010, S.10).

Derzeit wird die Technik in Pilotvorhaben erprobt, u.a. auf ca. 900 km zwischen Hamburg und Gießen (TenneT TSO 2010).

Perspektivisch erscheint eine Verknüpfung mit Wettervorhersagedaten für die Planung der Auslastung und Betriebsführung der Leitungen interessant, hierfür sind aber noch einige Herausforderungen (u. a. Steigerung der Präzision und Zuverlässigkeit von Windvorhersagen) zu bewältigen.

---

## HOCHTEMPERATURLEITERSEILE

## 1.2

Leiterseile, z.B. aus hochtemperaturfestem Aluminium (TAL), können bei bis zu 150 °C (gegenüber den üblichen etwa 80 °C) betrieben werden. Dadurch kann die Kapazität von Freileitungen um bis zu 50 % gesteigert werden. Leiterseile aus TAL sind Stand der Technik und werden bei deutschen ÜNB je nach Bedarf eingesetzt (dena 2010, S.127). Die Investitionskosten liegen etwa um 50 % über denen von Standardleitern (Ensslin et al. 2008, S.11). Allerdings hängen TAL-Seile im erwärmten Zustand so weit durch, dass ggf. höhere Masten erforderlich werden, was den Aufwand und die Kosten dieser Netzverstärkungsoption ansteigen lässt.

Neuere Materialien – Aluminiumleiter mit einem Kern aus Kohlefaser (»aluminum conductor composite core« [ACCC]) oder Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff (»aluminum conductor composite reinforced« [ACCR]) – weisen diesen Nachteil nicht auf und können Betriebstemperaturen über 200 °C und eine Verdopplung der Leitungskapazität erreichen. Sie sind aber teurer, und in Deutschland liegen noch kaum Betriebserfahrungen damit vor.

Da der elektrische Widerstand und damit die Leitungsverluste mit der Betriebstemperatur von Leiterseilen ansteigt, eignet sich die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen vor allem dann, wenn Leitungen für die Übertragung von kurzzeitig auftretenden Spitzenleistungen, z.B. aufgrund hoher installierter Windenergieleistungen, dimensioniert werden müssen (Ensslin et al. 2008, S. 10).

---

## ERHÖHUNG DER ÜBERTRAGUNGSSPANNUNG

1.3

Die auf einer bestehenden Trasse übertragbare Leistung kann durch Umrüstung auf eine höhere Übertragungsspannung gesteigert werden. Wenn die Spannung wesentlich über die in Deutschland üblichen 380 kV hinaus erhöht werden soll, sind wegen der größeren erforderlichen Isolationsabstände im Normalfall höhere Masten und breitere Trassen erforderlich. Solange jedoch Höhe und Breite der Trasse nicht wesentlich zunehmen, kann das den Genehmigungsprozess vereinfachen. Entsprechende Mastentwürfe werden gegenwärtig durch verschiedene europäische Übertragungsnetzbetreiber erprobt oder eingeführt (z.B. Dänemark, Irland, Niederlande). Durch optimierte Mastentwürfe können als positiver Nebeneffekt auch elektromagnetische Felder entlang der Trasse reduziert werden (Ecofys 2009b, S.28).

---

## LEISTUNGSELEKTRONIK ZUR STEUERUNG VON LASTFLÜSSEN

1.4

Leistungselektronische Komponenten (v.a. FACTS) können zur Steuerung elektrischer Leistungs- bzw. Lastflüsse in Wechselstromnetzen eingesetzt werden<sup>20</sup>. Unter anderem kann mit FACTS (z.B. mit »unified power flow controller« [UPFC] oder »convertible static compensator« [CSC]) der Betrag der übertragenen Wirkleistung eingestellt oder Blindleistung kompensiert werden. Durch diese Steuerungsmöglichkeiten können Netzkapazitäten, die heute vorwiegend als Sicherheitsreserve vorgehalten werden müssen, besser genutzt bzw. die Netze näher an den Stabilitätsgrenzen betrieben werden, was die Netzkapazität erhöht. Übertragungsengpässe könnten auf diese Weise zumindest zeitweise überbrückt werden. Auch die dynamische Leistung (z.B. Reaktion auf und Dämpfung von Netzschwankungen) kann mit FACTS verbessert werden (Ensslin et al. 2008, S.21).

Insbesondere wenn kurze Reaktionszeiten erforderlich sind und häufige Leistungsänderungen auftreten, sind FACTS konventionellen Lösungen (z.B. Reihenkapazitoren, Phasenschiebertransformatoren) weit überlegen (Ensslin et

---

20 In Abgrenzung dazu treten in der im Consumerbereich verbreiteten (Schwachstrom-) Elektronik, z.B. bei Computerhardware, nur geringe elektrische Ströme bzw. Spannungen auf und werden ausschließlich zur Signal- und Datenübertragung bzw. -verarbeitung genutzt.

al. 2008, S.21 f., TÜV SÜD/LBST 2012, S.90). Ihr volles Potenzial entfalten FACTS, wenn sie mit der Schutz- und Leittechnik des Netzes über IKT-Komponenten verknüpft und koordiniert gesteuert werden, beispielsweise auf der Basis von WAMS (Appelrath et al. 2012, S.110 f.).

Die Technologie kann als ausgereift bezeichnet werden; weltweit sind mehrere hundert FACTS-Kontrollelemente installiert. Dennoch konnte sie sich bisher – vor allem aus Kostengründen – noch nicht breit durchsetzen (Ensslin et al. 2008, S.22).

Relativ neue Einsatzbereiche für FACTS eröffnen sich beispielsweise bei der Anbindung von Multi-MW-Windturbinen oder großen Windparks an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz. Sowohl die technischen Richtlinien für den Netzanschluss (BDEW 2008, VDN 2004 u. 2007) zur Sicherung der Systemstabilität als auch die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)<sup>21</sup> und die damit verbundene Förderung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (derzeit mittels des sogenannten SDL-Bonus bei der Einspeisevergütung) befördern den vermehrten Einsatz von FACTS. Von einigen Experten wird die Meinung vertreten, dass FACTS in wenigen Jahren für den stabilen Netzbetrieb zwingend notwendig werden (Buchholz et al. 2012).

Das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) hat kürzlich FACTS zu einer der »Top-11-Technologien des Jahrzehnts« gewählt (u.a. gemeinsam mit Smartphones, Cloud Computing und LED-Beleuchtungssystemen) und zitiert eine Prognose, die ein Wachstum des FACTS-Weltmarkts von gegenwärtig 330 Mio. US-Dollar auf 775 Mio. US-Dollar im Jahr 2017 vorhersagt (Fairley 2011).

---

## WIDE AREA MONITORING SYSTEMS

## 1.5

Das Ziel der Überwachung des Netzes mit WAMS ist es, dynamisch das Verhalten des Netzes aufzuzeichnen, damit kritische Netzzustände rechtzeitig erkannt und stabilisiert werden können, um damit Störungen und Blackouts zu vermeiden. Für die Überwachung eines großräumigen Gebiets in Echtzeit sind zeitlich synchronisierte Messungen von relevanten elektrotechnischen Größen (Spannung, Strom und Phasenwinkel) an geografisch verteilten Orten notwendig.

Mit sogenannten »phasor measurement units« (PMUs) können diese Messungen vorgenommen werden. Zur zeitlichen Synchronisation wird üblicherweise das Zeitsignal des Global-Positioning-Systems (GPS) verwendet. Eine mit dem Zeitsignal verknüpfte Messung wird »Synchrophasor« genannt. Diese Messdaten können in regionalen Kontrollzentren gesammelt und vorverarbeitet und dann

---

<sup>21</sup> Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Art. 3 der Verordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108) geändert worden ist



zu einer Leitwarte gesendet werden, wo sie aufbereitet und als Grundlage für Steuerbefehle genutzt werden. Es ist aber auch eine dezentralere Systemarchitektur denkbar, die mit »verteilter Intelligenz« Schalthandlungen auf lokaler Ebene durchführen kann. In Verbindung mit schneller Auswertungs-, Steuerungs- und Schalttechnik (Hard- und Software, FACTS) kann ein WAMS sukzessive zu einem automatisierten Wide Area Control System (WACS) bzw. Protection System (WAPS) ausgebaut werden (ENTSO-E 2011, S.44 f).

Konventionelle Systeme auf der Basis der Supervisory-Control-and-Data-Acquisition-Technologie (SCADA-Technologie) erlauben es, den Netzzustand alle 4 bis 6 Sekunden festzustellen. Dies ist bei Weitem zu wenig, um dynamische Ereignisse (z. B. Spannungssoszillationen) abbilden zu können (NERC 2010, S.11). PMUs können dagegen bis zu 60 Messwerte pro Sekunde aufnehmen (Appelrath et al. 2012, S.107) und sind somit auch zur Kontrolle sehr schneller Systemveränderungen geeignet.

Einen entscheidenden Mehrwert bieten WAMS, wenn die Daten zwischen verschiedenen Netzbetreibern weiträumig, im besten Falle international, ausgetauscht werden, denn es hat sich gezeigt, dass Störungen weit außerhalb des Verantwortungsbereiches eines ÜNB sehr wohl gravierende Auswirkungen auf dessen Netzbetrieb haben können (Heidl 2009).

Seit einigen Jahren werden PMUs in den Übertragungsnetzen verschiedener Länder eingesetzt. Die weltweit erste Installation erfolgte in den späten 1990er Jahren im Netzgebiet der Bonneville Power Administration (Nordwesten der USA) (Taylor 2006). Anfang 2010 waren in Nordamerika etwa 250 PMUs installiert. In jüngster Zeit beschleunigt sich deren Verbreitung erheblich (NERC 2010, S.16). In Italien wurde nach der Großstörung im Jahr 2003 ein flächendeckendes WAMS aufgebaut mit PMUs in allen großen Umspannwerken (insgesamt 22) (Cirio et al. 2011). Auch in Österreich, der Schweiz, Kroatien, Finnland und Thailand wurden in den letzten Jahren PMUs installiert (ABB 2012a). In Deutschland hat der ÜNB TenneT damit begonnen, ein WAMS aufzubauen, das dessen deutsche Regelzone und die Niederlande umfassen soll (TenneT 2012, S.28).

Weitreichende Pläne verfolgt in dieser Hinsicht China: Ein landesweites System mit insgesamt etwa 1.000 PMUs an allen Umspannstationen der 500-kV-Spannungsebene sowie an allen Kraftwerken mit einer Leistung von mehr als 300 MW sollten bis 2012 installiert sein (Yang et al. 2007). Nach Yu et al. (2012) wurde dieses Ziel erreicht.<sup>22</sup>

WAMS könnten gemeinsam mit FACTS und anderen aktiven Komponenten im Netz ein Portfolio von Schlüsseltechnologien zur Realisierung der Vision eines »selbstheilenden Stromnetzes« bilden. Dieses würde sich automatisch allen kriti-

---

22 Die zuständige State Grid Corporation of China stellt hierzu leider keine englischsprachigen Informationen bereit.



schen Betriebssituationen anpassen und u. a. auftretende Probleme erkennen, diagnostizieren, isolieren, bevor sie sich kaskadenförmig ausbreiten können, sowie Leistungsflüsse nach Bedarf umleiten (»rerouten«). Die öffentliche Aufmerksamkeit für die Idee eines selbstheilenden Stromnetzes wurde kürzlich dadurch stimuliert, dass US-Präsident Obama sie in einer landesweiten Ansprache (State of the Union Address) als Ziel verkündet hat (New York Times 2013).

## ERDKABEL

1.6

Der Neubau von Übertragungsleitungen in konventioneller Freileitungstechnik stößt im dicht besiedelten Deutschland vielfach wegen geringer Akzeptanz bei der vor Ort betroffenen Bevölkerung an Grenzen. Da die Vorbehalte gegenüber im Boden verlegten Erdkabeln, die eine wesentlich geringere visuelle Beeinträchtigung darstellen, meist erheblich geringer sind, werden Erdkabel verbreitet als Möglichkeit diskutiert, Genehmigungsverfahren konfliktärmer gestalten und somit den Netzausbau beschleunigen zu können.

Stand der Technik für Erdkabel im Wechselstromhöchstspannungsnetz sind vernetztes Polyethylenkabel (VPE-Kabel) (Abb. III.4). Für Spannungen bis zu 550 kV sind diese seit Jahren am Markt verfügbar (Brakelmann 2004). Bislang wurden in Europa etwa 1.100 km VPE-Kabel mit 220 kV und rund 200 km mit 400 kV Betriebsspannung installiert (ENTSO-E/Europacable 2010, S. 6). Meist handelt es sich um Kabelstrecken von maximal einigen 10 km Länge (ENTSO-E 2012). Umfängliche Erfahrungen im Langzeitbetrieb liegen daher noch nicht vor (Oswald 2007, S. 32). Eine Nutzungsdauer von mindestens 40 Jahren wird jedoch erwartet (Waschk 2008).

ABB. IV.1

VPE-ISOLIERTES HOCHSPANNUNGSKABEL IM QUERSCHNITT



Quelle: Südkabel 2010, S. 4

Wegen des größeren Leiterquerschnitts und der Verwendung von Kupfer, das eine höhere Leitfähigkeit aufweist als das bei Freileitungen üblicherweise verwendete Aluminium, können die Übertragungsverluste bis zu 50 % geringer ausfallen als bei Freileitungen (IZES et al. 2011, S.25). Andererseits sind bei VPE-Kabeln aus elektrotechnischen Gründen bereits bei Übertragungsentfernungen von einigen 10 km Maßnahmen zur Blindleistungskompensation unerlässlich<sup>23</sup> (Oswald 2007, S.11 ff.). Die hierfür notwendigen Spulen verursachen Verluste, die ab einer bestimmten Länge der Kabelanlage sogar zu höheren Gesamtverlusten führen als bei Freileitungen (z.B. bei der ca. 120 km langen untersuchten Strecke Tauern-Salzach in Österreich (Oswald 2007, S.66).

Ein wesentlicher Nachteil von Erdkabeln sind die gegenüber Freileitungen deutlich höheren Kosten. Die aus Investitionen und Betriebskosten über ihre Nutzungszeit errechneten Gesamtkosten für VPE-Erdkabel liegen etwa 2- bis 13-mal so hoch wie für Freileitungen. Die relativ große Spannbreite der angegebenen Zahlen resultiert aus unterschiedlichen getroffenen Annahmen und gewählten Rechenmethoden (Brakelmann 2004, S.93 ff.; Bundesregierung 2010; Oswald 2005, S.53 ff.).

Berücksichtigt man Kosten, die durch Verzögerungen im Genehmigungs- bzw. Bauprozess, beispielsweise aufgrund von mangelnder Akzeptanz bei Anliegern, entstehen können, so verschieben sich diese Kostenrelationen unter Umständen signifikant. Eine angenommene Beschleunigung des Netzausbaus um nur 1 Jahr durch die Realisierung einer Teilverkabelung könnte möglicherweise bereits ausreichen, um die gesamtwirtschaftlichen Kosten mit denen eines reinen Freileitungsbaus gleichzusetzen (IZES et al. 2011, S.93).

Eine bloße Kostenbetrachtung greift jedoch für einen aussagekräftigen Vergleich zwischen Freileitungen und Erdkabeln zu kurz. Weitere Kriterien, die für einen solchen Vergleich einbezogen werden müssten, sind u.a. Auswirkungen auf Mensch und Umwelt in der Bau- und Betriebsphase (Kap. VII), Versorgungssicherheit sowie Wartungsfreundlichkeit (Arlt et al. 2011). Je nach spezifischen lokalen Gegebenheiten und Gewichtung der einzelnen Kriterien kann hier die Gesamtbewertung zugunsten des einen oder des anderen Systems ausfallen (TAB 2012, S.43). Insgesamt gesehen eignen sich VPE-Kabel damit vorwiegend zur Ergänzung von Freileitungstrassen für besonders sensible Streckenabschnitte von wenigen km Länge (ENTSO-E/Europacable 2010, S.3).

## **GASISOLIERTE LEITUNGEN**

Gasisolierte Leitungen (GIL) können als spezielle Ausführung von erdverlegten Leitungen betrachtet werden. Sie bestehen im Prinzip aus zwei konzentrischen Aluminiumrohren, deren Zwischenraum mit einem isolierenden Gasgemisch

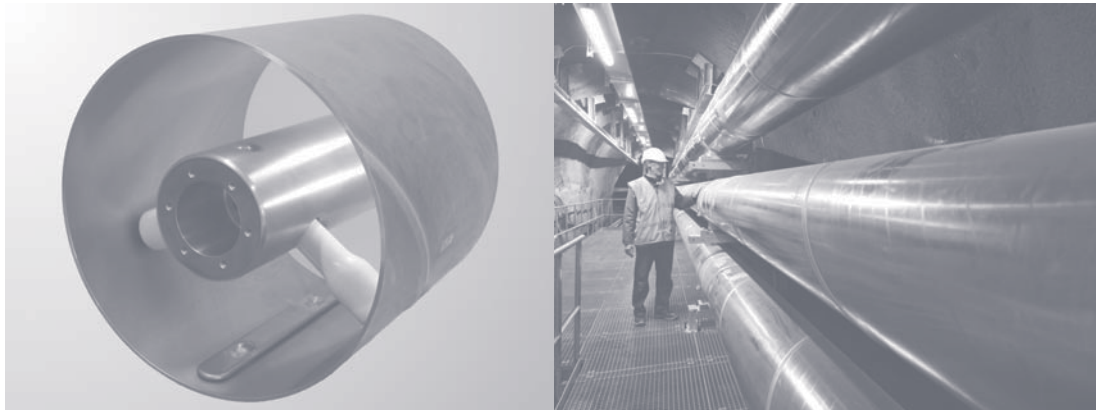
---

23 Das heißt, die Maxima der Schwingungen von Spannung und Strom müssen wieder zusammengebracht werden (siehe FN 4).

(Stickstoff und Schwefelhexafluorid) gefüllt wird und von denen das innere zum Stromtransport dient. GIL eignen sich für die Übertragung hoher Leistungen. Ein weiterer Vorteil ist, dass kaum elektromagnetische Felder nach außen dringen (Kap. VII).

ABB. IV.2

GASISOLIERTE LEITUNGEN



Quelle: [www.netzausbau-niedersachsen.de/technik/gasisolierte-leitungen/index.html](http://www.netzausbau-niedersachsen.de/technik/gasisolierte-leitungen/index.html)  
© Siemens AG

Die Technologie kann als ausgereift bezeichnet werden, dennoch sind derzeit weltweit lediglich einige Referenzprojekte mit einer Gesamtlänge von wenigen Kilometern realisiert worden (Siemens 2012, S.5). Ein aktuelles Beispiel aus Deutschland befindet sich am Frankfurter Flughafen mit einer etwa 1 km langen Installationsstrecke ([www.siemens.de/staedte/referenzprojekte/Seiten/stadtkelsterbach.aspx](http://www.siemens.de/staedte/referenzprojekte/Seiten/stadtkelsterbach.aspx) [23.2.2015]). Nach Experteneinschätzung werden GIL jedoch nicht zuletzt aus Kostengründen (mindestens um den Faktor 2 höhere Gesamtkosten als VPE-Höchstspannungskabel) in absehbarer Zeit keine wesentliche Rolle bei der Energieübertragung über große Entfernungen spielen (Brakelmann/Erlich 2010, S.34).

## PHASENSCHIEBERTRANSFORMATOREN

### 1.7

Phasenschiebertransformatoren (PST) sind Transformatoren, mit denen der Lastfluss in Hochspannungsleitungen gesteuert werden kann. Die am weitesten verbreiteten Reglertypen sind sogenannte Längsregler, mit denen die Amplitude der Spannung verändert werden kann. Mit sogenannten Querreglern kann der Phasenwinkel gesteuert werden (z. B. um die drei Drehstromphasen auf den korrekten Winkelabstand von 120° einzustellen), sogenannte Schrägregler kombinieren diese beiden Steuermöglichkeiten und erlauben es, Lastflüsse flexibel zu steuern.

Klassisch aufgebaute PST (Leiterwicklungen um einen magnetischen Kern, gesteuert mit mechanischen Stufenschaltern) sind technisch ausgereift und werden seit Jahren in Übertragungsnetzen eingesetzt. Allerdings ist die Schaltdynamik dieser Systeme begrenzt. Mehr als 100 Schalthandlungen pro Tag sind mit dieser Technik kaum zu realisieren. Um ein hochdynamisches Verhalten beherrschen zu können, werden leistungselektronische Elemente eingesetzt, v.a. sogenannte »unified power flow controller« (UPFC) (Kap. IV.1.4).

In mehreren europäischen Ländern sind Phasenschiebertransformatoren zur Verbesserung von Engpasssituationen in Betrieb oder geplant, z.B. in Österreich (Fabian et al. 2012). Auch an der deutsch-polnischen Grenze sollen zur Kontrolle ungeplanter Stromflüsse, die die Netzstabilität in Polen potenziell gefährden, bis 2016 PST errichtet werden. Bis dahin sollen »virtuelle Phasenschieber« eingesetzt werden (Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken, sogenannter Redispatch, die die Wirkungsweise von PST nachbilden) (50Hertz 2012).

---

## HOCHSPANNUNGSGLEICHSTROMÜBERTRAGUNG

## 1.8

Im Vergleich mit der konventionellen Wechselstromübertragung besitzt die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) den Vorteil geringerer Übertragungsverluste beim Transport großer Mengen elektrischer Leistung über große Entfernungen. Bei Übertragungsleistungen ab 1 GW über Entfernungen von mehr als 700 km ist HGÜ in der Regel die ökonomisch günstigste Alternative (Ecofys 2009b, S.30). Bei Offshoreanbindungen sind HGÜ bereits ab 80 bis 120 km vorteilhaft (ENTSO-E 2012, S.208).

Zur Kopplung an das Wechselstromnetz muss in sogenannten Konverterstationen der Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt werden (bzw. umgekehrt). Hierfür gibt es verschiedene technische Konzepte. Die ältere Line-commutated-Converter-Technologie (LCC-Technologie) eignet sich am besten zum reinen Punkt-zu-Punkt-Transport über große Entfernungen.<sup>24</sup> Hier kommen deren Vorteile (verglichen mit »voltage-sourced converter« [VSC]) am besten zum Tragen: Ausgereiftheit, höhere Zuverlässigkeit und geringere Kosten.

Demgegenüber weist die neuere VSC-Technologie etliche Vorteile auf, die sie für den Aufbau eines »Overlaynetzes« prädestinieren. Eine zentrale Basistechnologie für VSC sind sogenannte »insulated gate bipolar transistors« (IGBT), das sind leistungselektronische Bausteine die als Gleich- bzw. Wechselrichter und als Schalter eingesetzt werden können und die u.a. auch in FACTS Verwendung finden (Infineon 2012). Im Unterschied zur LCC-Technologie, bei der das

---

24 Ein zweites Einsatzgebiet ist die Verbindung von asynchronen Wechselstromnetzen mit HGÜ-Kurzkupplungen (z.B. in Japan). Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz spielt dies jedoch keine Rolle.



Schaltverhalten der wechselrichtenden Bauteile (Thyristoren) von der Netzfrequenz vorgegeben wird, können IGBT aktiv gesteuert werden.

Daher ist die VSC-Technologie sehr flexibel: Sowohl Wirk- als auch Blindleistung können separat geregelt werden. Dies kann zur Stabilisierung von Spannung und Frequenz im Wechselstromnetz genutzt werden. Für den Aufbau eines verzweigten HGÜ-Netzes ist die VSC-Technologie gut geeignet. Darüber hinaus ist deren Schwarzstartfähigkeit ein gewichtiger Pluspunkt im Falle von Netzstörungen. Ein weiterer positiver Gesichtspunkt ist, dass der Flächenbedarf der VSC-Konverterstationen um etwa 25 bis 40 % (Sellick/Åkerberg 2012) geringer ist als bei LCC.

Aus diesen Gründen scheint VSC sich in den letzten Jahren (zumindest in Europa) breit durchzusetzen; so sollen z. B. auch die HGÜ-Leitungen, die im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans geplant sind, in VSC-Technologie ausgeführt werden (50Hertz et al. 2013, S.233 ff.). Insgesamt sind zurzeit etwa 10.000 km HGÜ-Leitungen (meist offshore) in Europa geplant (ENTSO-E 2012).

In den letzten Jahren sind in der HGÜ-Technologie einige grundlegende Innovationen zu verzeichnen, die deren mögliche Einsatzgebiete weiter auffächern. Eine für den Aufbau und den stabilen Betrieb von verzweigten HGÜ-Netzen fundamentale Technologielücke konnte kürzlich mit der Entwicklung eines Gleichstromleistungsschutzschalters für hohe Spannungen und Ströme geschlossen werden (ABB 2012b). Ein weiteres Beispiel ist das Konzept, HGÜ- und Drehstromleiterseile parallel über dieselben Masten zu führen. Dieses »Ultranet« genannte Vorhaben wird zurzeit in Pilotvorhaben getestet und soll zwischen 2017 und 2019 in einer ersten Strecke zwischen dem nördlichen Rheinland und dem Stuttgarter Raum umgesetzt werden (südlicher Teil des »Korridors A« des Netzentwicklungsplans Osterrath-Philippsburg; 50Hertz et al. 2013).

HGÜ-Leitungen können technisch gesehen sowohl als Freileitung als auch als Erdkabel ausgeführt werden, auch eine Teilverkabelung einer Trasse ist möglich. Kostenvergleiche hängen von vielen Parametern ab und können aussagekräftig nur projektspezifisch ermittelt werden, zumal bislang nur begrenzte Praxiserfahrungen vorliegen. Als Orientierung werden die Kosten für HGÜ-Erdkabel etwa zwei- bis dreimal so hoch beziffert wie die Ausführung als HGÜ-Freileitung (Europacable 2011, S.11).

Daher wird ein jüngst publik gemachtes Konzept, HGÜ-Erdkabel ohne wesentliche Mehrkosten gegenüber Freileitungen (sowohl Drehstrom als auch Gleichstrom) umsetzen zu können, in Fachkreisen äußerst skeptisch beurteilt (Hofmann/Oswald 2013, MELUR 2013, Rennert 2013, [www.infranetz.com/dokumente/Vortrag.pdf](http://www.infranetz.com/dokumente/Vortrag.pdf) [12.12.2014]).

Der Weltmarkt für HGÜ-Leitungen und -Komponenten expandiert rasch. Nach einer Schätzung von Siemens soll das derzeitige Marktvolumen von 5 Mrd. Euro pro Jahr in den nächsten 5 Jahren auf 9 Mrd. Euro anwachsen. Ähnliches prognostiziert der Mitbewerber Alstom, der für das von heute bis 2020 *kumulierte* Volumen des Weltmarkts einen Wert von rund 50 Mrd. Euro angibt (davon 8 bis 10 Mrd. allein in Deutschland) (Plas 2013, S. 66).

---

## SUPRALEITENDE KOMPONENTEN

## 1.9

Die besonderen Eigenschaften supraleitender Materialien – insbesondere ihr verschwindender elektrischer Widerstand unterhalb einer bestimmten Temperatur – haben seit der Entdeckung der sogenannten Hochtemperatursupraleiter (HTS)<sup>25</sup> zu Hoffnungen Anlass gegeben, dass darauf basierende Komponenten die Stromnetze revolutionieren könnten. Übertragungsverluste könnten entscheidend verringert werden und somit einen wesentlich energieeffizienteren und wirtschaftlicheren Netzbetrieb ermöglichen.

Bislang konnten sich supraleitende Komponenten bereits in bestimmten Nischen etablieren, z. B. sogenannter »superconducting magnetic energy storage« (SMES) als Kurzzeitennergiespeicher. Für den Transport großer Strommengen hingegen war bisher die in supraleitenden Kabeln erreichbare Stromdichte nicht ausreichend.<sup>26</sup> Fortschritte in der Material- und Fertigungstechnologie haben dazu geführt, dass das Interesse an supraleitenden Kabeln, aber vor allem auch an Komponenten zur Kontrolle von Leistungsflüssen (Fehlerstrombegrenzer), an supraleitenden Transformatoren sowie Generatoren (z. B. für große Windenergieanlagen) weltweit derzeit stark zunimmt und eine breite Markteinführung in den nächsten Jahren denkbar erscheint.

Für die Übertragungsnetze relevant sind davon vor allem HTS-Fehlerstrombegrenzer und HTS-Kabel. *HTS-Fehlerstrombegrenzer* beruhen auf der erwähnten physikalischen Eigenschaft, dass die Supraleitung oberhalb einer bestimmten Stromstärke zusammenbricht, d. h. die Leitfähigkeit des HTS-Materials rapide abnimmt. Bei einer Störung, z. B. einem Kurzschluss im Netz, schützt dieses Bauteil somit dahinter liegende Komponenten vor zu hohen und potenziell zerstörerischen Stromstärken bzw. trennt die fehlerauslösende Stelle vom übrigen Netz ab und dämmt damit die weitere Ausbreitung der Störung ein. Ein großer Vorteil gegenüber konventionellen Fehlerstrombegrenzern ist die schnelle Reaktionszeit (wenige Millisekunden) und die Tatsache, dass sich der supraleitende Normalbetrieb von selbst wieder einstellt, wenn der Fehlerstrom beseitigt ist, d. h. das Bau-

---

25 Bei HTS ist eine Kühlung mit flüssigem Stickstoff ausreichend. Für deren Entdeckung haben G. Bednorz und K.A. Müller 1987 den Physik-Nobelpreis erhalten.

26 Oberhalb einer für das Material charakteristischen »kritischen Stromdichte« bricht die Supraleitung spontan zusammen. Ebenso existiert eine maximale Magnetfeldstärke, deren Überschreitung zum Zusammenbruch der Supraleitung führt.





teil ist »selbstheilend«. Für Mittelspannung sind HTS-Fehlerstrombegrenzer (z.B. für 12 kV, 800 A) kommerziell verfügbar (Dommerque 2010). Die gegenwärtigen Entwicklungsbemühungen befassen sich v.a. damit, in noch höhere Spannungsbereiche vorzustoßen, die Zuverlässigkeit der Komponenten zu verbessern sowie deren Kosten zu senken (insbesondere die des HTS-Materials und des Kühlsystems). Eine Pilotanlage, die die jüngsten Fortschritte in dieser Richtung demonstriert (220 kV bei 800 A), wurde 2012 in Tianjin/China installiert (EPRI 2012, S.3 ff.).

*HTS-Kabel* sind derzeit wegen der hohen Installationskosten für Kabel und Kühlaggregate noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber konventioneller Technologie (beispielsweise HGÜ). Dennoch existieren interessante Spezialanwendungen, für die HTS-Kabel ernsthaft in Betracht gezogen werden. Zu nennen ist hier ein bemerkenswertes Pilotprojekt in den USA, die »Tres Amigas SuperStation«. Dies sollte 2014 erstmals den Austausch großer Strommengen zwischen den drei praktisch isoliert voneinander betriebenen Stromnetzen der USA (»Eastern Interconnection«, »Western Interconnection« und »Texas Interconnection«) ermöglichen. Hierfür soll eine modular aufgebaute Gleichstromkupplung mit einer Maximalkapazität von 5 GW aufgebaut werden, bei der HTS-Kabel zum Einsatz kommen sollen (EPRI 2012, S.2 ff.).

Kürzlich wurde vom Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) in Kooperation mit dem CERN (Europäische Organisation für Kernforschung) ein Prototyp eines supraleitenden Kabels für eine Stromstärke von 20 kA erfolgreich getestet. Das neue Material Magnesiumdiborid ( $\text{MgB}_2$ ) muss allerdings bei einer Temperatur von etwa 25 K (entspricht  $-248,15^\circ\text{C}$ ) betrieben werden – ist also kein Hochtemperatursupraleiter im engeren Sinne – weshalb eine Kühlung mit flüssigem Stickstoff nicht ausreicht (77 K) und ein aufwendiges Kühlsystem erforderlich wird. Das Material hat andererseits den Vorteil, dass die reinen Materialkosten für ein Kabel geringer wären als bei Kupfer (IASS 2014).

---

## GESAMTÜBERSICHT DER TECHNOLOGIEN UND VERFAHREN 1.10

Die folgende Tabelle IV.1 fasst die Einschätzungen zum Entwicklungsstand, das Innovationspotenzial sowie die Relevanz für eine stabile Versorgung der zuvor beschriebenen Technologien und Verfahren zusammen.



TAB. IV.1 CHARAKTERISIERUNG VON TECHNOLOGIEN UND VERFAHREN  
IN ÜBERTRAGUNGSNETZEN

| Technologie                               | Anwen-<br>dung | Status quo                                                                                | Innovations-<br>potenzial         | Relevanz für<br>stabile<br>Versorgung                                    | Kommentar                                                 |
|-------------------------------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Freileitungs-<br>monitoring               | O              | Erprobung in<br>Pilotvorhaben                                                             | +                                 | +                                                                        | v. a. bei hoher<br>Einspeisung<br>durch Wind-<br>energie  |
| HTS                                       | V              | kommerziell<br>verfügbar                                                                  | o<br>(+: Verbund-<br>materialien) | o                                                                        | für kurzzeitige<br>Spitzenleis-<br>tungen                 |
| Erhöhung der<br>Übertragungs-<br>spannung | V              | kommerziell<br>verfügbar                                                                  | o                                 | o                                                                        |                                                           |
| FACTS                                     | V              | technisch ausge-<br>reift, in Nischen<br>etabliert                                        | ++(+)                             | +                                                                        |                                                           |
| Quer-/Längs-/<br>Schrägregler             | O              | etabliert                                                                                 | o                                 | +                                                                        |                                                           |
| WAMS                                      | V              | etabliert, jedoch<br>nicht flächende-<br>ckend                                            | ++(+)                             | ++(+)                                                                    |                                                           |
| Erdkabel (Höchst-<br>spannungsebene)      | A              | für kürzere<br>Strecken bzw. in<br>begrenztem Um-<br>fang seit vielen<br>Jahren etabliert | o                                 | –<br>(technisch)<br>o<br>(wenn<br>dadurch Aus-<br>bau beschleunigt wird) | besonders<br>geeignet in<br>dicht besiedel-<br>tem Gebiet |
| Erdleitungen: GIL                         | A              | in einzelnen<br>Spezialfällen<br>realisiert                                               | +                                 | –                                                                        | kaum elektro-<br>magnetische<br>Felder                    |
| PST                                       | V              | in begrenztem<br>Umfang seit<br>vielen Jahren<br>etabliert                                | o                                 | o                                                                        |                                                           |
| HGÜ                                       | A              | breite Marktein-<br>führung steht<br>bevor                                                | ++                                | +                                                                        | besonders<br>geeignet für<br>offshore                     |
| supraleitende<br>Komponenten:<br>Kabel    | V/A            | Prototypen für<br>spezielle Anwen-<br>dungen                                              | +++                               | +                                                                        |                                                           |



## IV. MODERNE TECHNOLOGIEN UND BETRIEBSWEISEN FÜR STROMNETZE

| Technologie                                   | Anwendung | Status quo                           | Innovationspotenzial | Relevanz für stabile Versorgung | Kommentar |
|-----------------------------------------------|-----------|--------------------------------------|----------------------|---------------------------------|-----------|
| supraleitende Komponenten: SMES               | V/A       | in Nischen etabliert                 | ++                   | ++                              |           |
| supraleitende Komponenten: HTS-Strombegrenzer | V/A       | Prototypen verfügbar                 | ++                   | ++                              |           |
| europäisches Supergrid                        | A         | sukzessiver Aufbau wird beabsichtigt | +++                  | ++                              |           |

O: Optimierung; V: Verstärkung; A: Ausbau; o: etablierte Technik; +: inkrementeller Fortschritt; ++: wesentlicher Fortschritt; +++: Innovationssprung (»game changer«)

Eigene Zusammenstellung

## VERTEILNETZE

2.

### REGELBARE ORTSNETZTRANSFORMATOREN

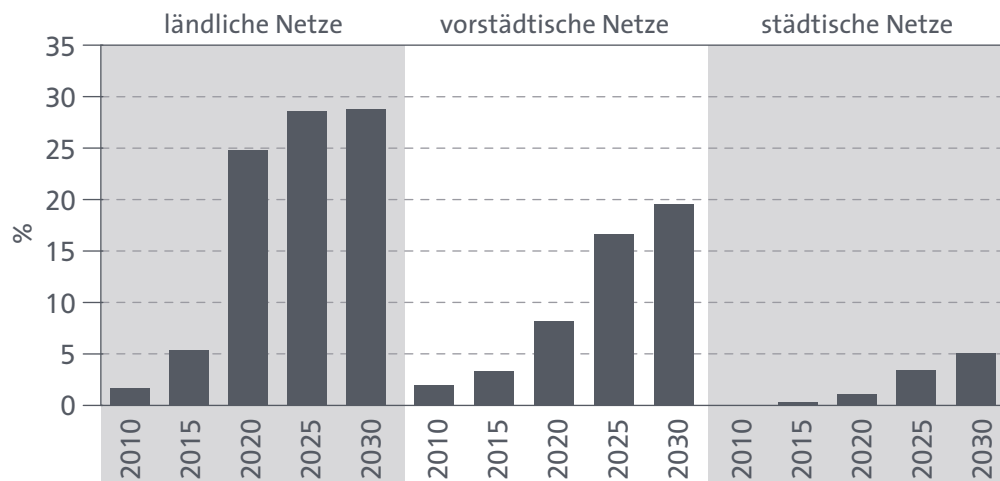
2.1

Die zunehmende fluktuierende Einspeisung in die Verteilnetze sowie der verstärkte Einsatz von Verbrauchern wie Wärmepumpen und zukünftig Ladestationen von Elektromobilen stellt die Stabilität des Netzbetriebs vor große Herausforderungen. Ein Hauptproblem ist dabei, jederzeit zu gewährleisten, dass die Spannung im zulässigen Bereich (im sog. »Spannungsband«) gehalten wird.

In einem konventionell betriebenen Verteilnetz sinkt die Spannung ab, wenn Verbraucher hinzugeschaltet (bzw. dezentrale Erzeugungsanlagen abgeschaltet) werden, und steigt an, wenn Erzeugungsanlagen zugeschaltet (bzw. Verbraucher abgeschaltet) werden. Nach gültiger Norm (DIN EN 50160) darf die Abweichung von der Nennspannung (400 V im Niederspannungsnetz) maximal 10 % nach oben bzw. unten betragen. Für die Netzplanung werden in einer Worst-Case-Betrachtung die auf den vorgelagerten Netzebenen möglicherweise auftretenden Abweichungen (v. a. durch dezentrale Einspeisung und Regelungsbandbreiten der Transformatoren) addiert. Auf der Niederspannungsseite verbleiben dann nur noch wenige Prozentpunkte, was die an das Netz anschließbare Einspeiseleistung (z. B. durch PV-Anlagen) massiv einschränkt; in einem typischen Beispiel auf weniger als 25 % der möglichen Dauertransportleistung des Anschlusskabels (Hinz 2012a u. 2012b).

Da die Netzbetreiber gemäß § 9(1) EEG dazu verpflichtet sind, »unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien ... sicherzustellen«, müssen viele VNB kapitalintensive Netzausbaumaßnahmen durchführen, um dieser Verpflichtung nachzukommen. Wie eine Simulation der RWTH Aachen gezeigt hat, wird ein beträchtlicher Anteil der Netzbetreiber in wenigen Jahren mit Schwierigkeiten konfrontiert sein, das zulässige Spannungsband einzuhalten. Wie in Abbildung IV.3 gezeigt, betrifft dies vor allem ländliche und vorstädtisch geprägte Niederspannungsnetze (Hinz 2012b, S. 11).

**ABB. IV.3 ANTEIL DER NIEDERSpannungsNETZE MIT SPANNUNGSBANDVERLETZUNGEN**



Quelle: nach Hinz 2012b, S. 11

Die aus diesem Grund ggf. gebauten Leitungen und Transformatoren können typischerweise nur mit geringer Auslastung betrieben werden (z. B. weisen PV-Anlagen in Deutschland etwa 1.000 Volllaststunden im Jahr auf, das entspricht einer Auslastung von etwa 12 %).

Hier kommen als mögliche kostengünstigere Alternative regelbare Ortsnetztransformatoren (RONTs) ins Spiel, bei denen durch den Einbau von mechanischen Schaltern die Spannung am Ausgang in definierten Stufen flexibel eingestellt werden kann. Also kann z. B. bei verstärkter PV-Einspeisung um die Mittagszeit der dadurch verursachte Spannungsanstieg weggeregelt werden.

In einem Netz mit hoher Bebauungs- und PV-Dichte (typisch für eine vorstädtische Region) kann der Einsatz eines RONT die Kapazität für dezentrale Einspeisung verdoppeln, bei extensiverer Bebauung (dörfliche Struktur) sind sogar Steigerungen auf das 4- bis 8-Fache möglich (Haslbeck et al. 2012).

Bei RONTs handelt sich um eine weitgehend ausgereifte Technologie, die seit 2011 in Feldtests erprobt wird und mittlerweile kommerziell am Markt verfügbar ist (Hinz 2012b, S. 25).

Ein Hemmnis, das dem breiten Einsatz derzeit noch entgegensteht, ist, dass die Investitionen in innovative Betriebsmittel, die die Kapazität der bestehenden Leitungsinfrastruktur erhöhen, im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau (z.B. durch Verlegen neuer Kabel) im gegenwärtigen Regulierungsrahmen der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV)<sup>27</sup> nur schwer refinanzierbar sind (BDEW 2014, S. 11 ff.).

Eine Weiterentwicklung von RONTs sind intelligente Ortsnetzstationen, bei denen nicht mechanische Schalter, sondern leistungselektronische Bausteine eingesetzt werden und die ein wesentlich dynamischeres Schaltverhalten aufweisen. Hinzu kommt eine Steuereinheit, die im Zusammenspiel mit an neuralgischen Netzknoten installierten Sensoren und Aktoren kritische Netzzustände detektieren und automatisch gegensteuern kann. Im Prinzip ist es damit möglich, das Ortsnetz vollautomatisch zu betreiben. Im Modellprojekt »iNES« wird dies gerade erprobt (Birkner 2012).

Mit dem punktuellen Einsatz von RONTs können, wie beschrieben, lokale Kapazitätsengpässe gemildert werden. Ein darüber hinausgehendes Konzept ist es, die Spannungsregelung generell stärker auf die Niederspannungsebene zu verlagern. Dadurch würden auch auf der Mittelspannungsebene neue Freiheitsgrade entstehen. So könnte z.B. die Beschränkung der Spannungsänderung im Mittelspannungsnetz durch Erzeugungsanlagen auf 2 % (BDEW 2008, S. 15 Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz) entfallen, wenn ein kompletter Mittelspannungsring mit RONTs ausgestattet wäre. Dadurch könnte die Aufnahmekapazität für Windenergieanlagen massiv erhöht werden (Haslbeck et al. 2012).

## EINSPEISENETZE

## 2.2

Die Netzbetreiber sind nach dem EEG gesetzlich verpflichtet, für den Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen zu sorgen. Hierbei kam es in der Vergangenheit zunehmend zu Verzögerungen zwischen Netzanschlussbegehren und dem tatsächlichen Anschluss der Anlagen. Hinzu kommen knapper werdende Leitungskapazitäten v.a. in norddeutschen Verteilnetzen, an die sowohl einzelne Windenergieanlagen (20 kV) als auch Windparks an Land (110 kV) üblicherweise angeschlossen

<sup>27</sup> Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Art. 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist

werden. Diese Konstellation war der Anlass, dass Betreiber von EE-Anlagen über die Errichtung sogenannter Einspeisenetze in Eigenregie nachdenken.

Die grundlegende Idee dabei ist, EE-Anlagen in einer Region zu bündeln und auf der Höchstspannungsebene der Übertragungsnetze anzuschließen. Da es sich bei den Einspeisenetzen nicht um Netze der öffentlichen Versorgung von Verbrauchern handeln würde, sind Abstriche an der Zuverlässigkeit zulässig, d.h. Einspeisenetze müssen nicht »n-1-sicher« ausgelegt werden (Ecofys 2012, S.14). Dieses Kriterium besagt, dass auch nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Versorgung weiterhin sicher gewährleistet ist. Durch den Verzicht auf n-1-Sicherheit sollen Netzanschlusskosten eingespart und Planungen beschleunigt werden können.

Damit dabei nicht die Systemstabilität gefährdet wird, wird u. a. vorgeschlagen, die gesamte Leistung eines Einspeisenetzes auf unter 1.500 MW zu begrenzen. Dies entspricht der halben Leistung, die im EU-Verbundnetz zu jedem Zeitpunkt zur Primärregelung vorgehalten wird, damit auch der gleichzeitige Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken sicher beherrscht werden kann.

Im Einzelfall können Einspeisenetze zur kosteneffizienten und zeitnahen Einbindung von EE-Anlagen ins Netz beitragen, z.B. in Regionen mit Engpässen im Verteilnetz (Ecofys 2012, S.14 f.). Der Verzicht auf n-1-Sicherheit kann jedoch allenfalls eine kurzfristige Option zur Optimierung bzw. Beschleunigung einzelner Ausbauvorhaben darstellen, da anderenfalls die Betriebssicherheit des Gesamtsystems leiden könnte (TÜV SÜD/LBST 2012, S.60).

Bei der praktischen Umsetzung sind zwischen EE-Anlagenbetreibern, VNB, ÜNB und Behörden Fragen der Verantwortlichkeit (Greift die gesetzliche Verantwortung zum Netzausbau beim Netzbetreiber?) und der verursachergerechten und fairen Kostenzuweisung jeweils zu klären.

Bislang gibt es einzelne Demonstrationsvorhaben von Einspeisenetzen. Ein Beispiel ist das Einspeisenetz der ENERTRAG AG in der Uckermark (Ecofys 2012, S.12), das Windenergie, Biomasse und regenerative Wasserstoffherzeugung in einem »Hybridkraftwerk« bündelt. Dies stellt einen interessanten Ansatz dar, durch Verknüpfung fluktuierender erneuerbarer Energien mit anderen Systemkomponenten eine bedarfsgerechte Erzeugung zu gewährleisten.

---

## HOCHTEMPERATURSUPRALEITERKABEL

## 2.3

Die Bedingungen für den Einsatz von HTS-Kabeln sind in den Verteilnetzen wegen des niedrigeren Spannungsniveaus deutlich günstiger als in den Übertragungsnetzen. Da ein supraleitendes Kabel bei gleicher Spannung einen wesentlich höheren Strom als ein herkömmliches Kabel trägt, kann ein mit Mittelspannung (10 kV) betriebenes HTS-Kabel im Prinzip ein konventionelles Hochspannungs-

kabel (110 kV) ersetzen. Damit werden ggf. 110-kV-/10-kV-Umspannstationen überflüssig, was den Flächenbedarf der Installation deutlich senkt und v. a. in teuren Innenstadtlagen ein erheblicher ökonomischer Pluspunkt sein kann. Die technische und ökonomische Machbarkeit dieses Konzepts zu demonstrieren, ist das Ziel des Pilotprojekts »AmpaCity«. Im Frühjahr 2014 wurde in der Innenstadt von Essen ein 1 km langes HTS-Kabel in Betrieb genommen, das bei 10 kV für 40 MW Übertragungsleistung ausgelegt ist. Die Erfahrungen aus einem mindestens zweijährigen Probetrieb sollen eine Grundlage für eine weitere Verbreitung der HTS-Technologie bieten (BINE 2014; Breuer et al. 2012; RWE 2014).

## TECHNOLOGIEN ZUR DEZENTRALEN BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

### 2.4

Infolge des stetig ansteigenden Anteils dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung sinkt der Anteil konventioneller Großkraftwerke am Netz sukzessive. Deren Synchrongeneratoren mit ihren charakteristischen elektrotechnischen Eigenschaften stellen heute einen Großteil der für den stabilen Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen bereit, v. a. positive und negative Regelleistung, Blindleistungssteuerung bzw. Spannungs- und Frequenzhaltung. Falls diese konventionellen Kraftwerke zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen am Netz gehalten werden müssen (»must run«), dann können sie den maximal ins Netz integrierbaren Anteil von fluktuierenden EE begrenzen (TAB 2012, S. 106 ff.).

Aus diesem Grund sind Technologien und Betriebsstrategien zur dezentralen Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen für den langfristigen Umbau des Stromsystems von herausragender Bedeutung, wenn die Systemstabilität nicht kompromittiert werden soll.

Moderne Wechselrichter, wie sie aktuell in Windenergie- und PV-Anlagen verwendet werden, können je nach Auslegung sogar unabhängig von der Einspeisung von Wirkleistung bei Bedarf sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung abgeben, d. h., sie sind in der Lage, eine ggf. zwischen Strom und Spannung auftretende Phasenverschiebung in beide Richtungen auszugleichen. Dieser Ausgleich muss in Wechselspannungsnetzen kontinuierlich vorgenommen werden, da ansonsten die Blindleistung ständig zwischen Erzeuger und Verbraucher hin- und herpendelt und Leitungen sowie andere Betriebsmittel belastet. Die Blindleistungskompensation trägt somit zu einer effektiven Entlastung der Netze bei.

Komplementär zur direkten Spannungsregelung beispielsweise mit RONTs (Kap. IV.2.1) kann die Steuerung der Blindleistung auch als Mittel zur Spannungshaltung eingesetzt werden und somit zu einem stabileren Netzbetrieb beitragen. Gleichzeitig kann damit – ähnlich wie mit RONTs – das für die dezentrale Einspeisung zur Verfügung stehende Spannungsband besser ausgenutzt werden. Degner et al. (2011) kommen zu dem Ergebnis, dass die mögliche PV-Einspeise-

leistung in einem Verteilnetz um ca. 30 bis etwa 125 % (abhängig von den Anschlusspunkten der Anlagen und der Netztopologie) gesteigert werden kann, wenn die Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter ausgenutzt wird.

Die einzelnen Turbinen großer Windparks werden bereits standardmäßig über eine zentrale Steuerungseinheit an das Netz angeschlossen, den sogenannten Windparkcontroller. Damit können extern durch den Windparkbetreiber oder durch den Netzbetreiber bestimmte Sollwerte vorgegeben werden, z.B. die einzuspeisende Wirk- bzw. Blindleistung oder die maximal erlaubte Änderungsgeschwindigkeit der Leistung. Damit sind Windparks im Rahmen des zeitlichen Windangebots in der Lage, bei Bedarf positive und negative Sekundärregelleistung und Blindleistung zur Verfügung zu stellen (Hau 2013; Mackensen et al. 2008, S. 8). Die technische Realisierbarkeit dieses Ansatzes wurde kürzlich im Rahmen des Forschungsprojekts »Kombikraftwerk 2« in einem Feldtest gezeigt ([www.kombikraftwerk.de/feldtest/der-feldtest.html](http://www.kombikraftwerk.de/feldtest/der-feldtest.html) [23.2.2015]).

Um diese Fähigkeiten weiter zu verbessern, sind u. a. die Erstellung zuverlässiger Windprognosen, besseres Monitoring des aktuellen Anlagenzustands sowie schnellere und präzisere Steuerungsmöglichkeiten, z.B. durch vor Ort installierte Intelligenz aktuelle Felder für Forschung und Entwicklung.

Große Batteriespeicher eignen sich wegen ihrer guten Steuerbarkeit technisch hervorragend für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Primärregelleistung, Blindleistung bzw. Schwarzstartfähigkeit. Die Mindestgröße, um am Markt für Primärregelleistung teilzunehmen, beträgt derzeit 1 MW. Die Marktbedingungen (Bedarf in Deutschland derzeit etwa 660 MW, der Preis je MW schwankte im letzten Jahr zwischen etwa 2.500 und 4.400 Euro pro Woche<sup>28</sup>) lassen unter günstigen Annahmen einen wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern möglich erscheinen. Voraussetzungen sind u. a. eine hohe Auslastung (bspw. 50 Wochen pro Jahr) und eine lange Lebensdauer der Batterien (z.B. 20 Jahre). Da bis heute noch keine umfangreichen langjährigen Betriebserfahrungen vorliegen, konnte bisher noch nicht nachgewiesen werden, dass die Anforderungen an die Lebensdauer im Praxisbetrieb erreicht werden. Andererseits spricht aus technischer Sicht nach derzeitigem Kenntnisstand auch nichts dagegen, dass dies möglich ist.

In Deutschland sind kürzlich erste Pilotanlagen zur Bereitstellung von Primärregelleistung ans Netz gegangen: eine 5-MW-Anlage mit Li-Ionen-Batterien in Schwerin, eine 1,6-MW-Anlage mit Bleibatterie in Alt Daber (Brandenburg), sowie eine 10-MW-Anlage (Li-Ionen) in Feldheim (Brandenburg, geplante Inbetriebnahme im Dezember 2014) (Witt 2014, S. 8 f.).

---

28 Die Ergebnisse der Ausschreibungen von Regelleistung lassen sich auf der Website <https://www.regelleistung.net/> aufrufen (23.2.2015).



## SENSORIK IM NETZ/AUTOMATISIERUNG

## 2.5

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz wurden in den Verteilnetzen die Betriebszustände von Komponenten bisher messtechnisch kaum erfasst. Damit fehlt eine wesentliche Voraussetzung, um kritische Netzzustände schon in der Entstehung aufspüren und ggf. zeitnah gegensteuern zu können. Andererseits steigen durch neue Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen die Komplexität des Netzbetriebs und damit der Bedarf an Informationen über den Betriebszustand des Netzes drastisch an.

Ein Beispiel aus der derzeitigen Praxis in den Verteilnetzen verdeutlicht den Handlungsbedarf: Tritt beispielsweise im Mittelspannungsnetz fehlerbedingt ein zu hoher Stromfluss auf, trennen Schutzschalter bestimmte Komponenten (z. B. Ortsnetzstationen) vom Netz. Diese können oft nur manuell durch Personal vor Ort wieder in Betrieb genommen werden, was 1 bis 2 Stunden beanspruchen kann. Durch die Implementierung einer Fernauslese der Kurzschlussanzeiger sowie einer Fernbedienung der entsprechenden Schalter könnte die Unterbrechung auf 1 bis 2 Minuten verkürzt werden (Buchholz et al. 2012).

Informationen zum Betriebszustand der Netze sind nicht nur essenziell für den stabilen Betrieb des Verteilnetzes selbst, sondern sind auch für den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber von entscheidender Bedeutung, da dieser die Verantwortung für die Stabilität des Gesamtsystems trägt. Um den Betriebszustand von Komponenten bzw. des Systems zu erfassen, aufzubereiten und zeitnah bereitzustellen, damit steuernde Eingriffe noch möglich sind, sind Sensoren flächendeckend (zumindest an strategischen Punkten) erforderlich sowie eine entsprechende IKT-Infrastruktur zur Verarbeitung der Informationen (Kommunikationsschnittstellen, Übertragungstechnologien, Rechenzentren etc.). Verteilnetze weisen bisher (im Gegensatz zu den Übertragungsnetzen) nur eine geringe Durchdringung mit IKT auf (Sensorik, Kommunikationsinfrastruktur, Netzleittechnik, Automatisierungstechnologien). Daher stellt diese Entwicklung für den Betrieb der Verteilnetze absehbar eine große Herausforderung dar.

Wie im Kapitel IV.2.1 beschrieben könnten regelbare Ortsnetzstationen »intelligent« zu einer dynamischen Steuerung befähigt und zu einer Schlüsselkomponente für die vollautomatische Steuerung der Verteilnetze werden.

Die im Kapitel IV.1.5 (für die Übertragungsnetze) bereits diskutierten PMUs eignen sich auch für die Verfolgung des Netzbetriebszustands der Verteilnetze (Wache 2013). Dies wurde u. a. im Rahmen des Modellprojekts RegModHarz erfolgreich getestet ([www.iff.fraunhofer.de/content/dam/iff/de/dokumente/prozess-technik-anlagentechnik/phasor-measurement-units-regmodharz.pdf](http://www.iff.fraunhofer.de/content/dam/iff/de/dokumente/prozess-technik-anlagentechnik/phasor-measurement-units-regmodharz.pdf) [11.2.2015]).

Aus der hier eingenommenen netzzentrierten Perspektive sind Smart Meter (Kap. IV.3) nichts anderes als Sensoren, die den Strombezug bzw. die -einspeisung an den Anschlusspunkten von Endkunden erfassen und diese Daten in hoher

räumlicher und zeitlicher Auflösung sowohl den Kunden als auch ggf. den Netzbetreibern zur Erfassung des Netzzustands und als Basis für steuernde Eingriffe zur Verfügung stellen.

Eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur und steuerbare Verbraucher (z. B. Haushaltsgeräte) vorausgesetzt, wäre es somit auch Haushaltskunden (ggf. durch einen Dienstleister zu größeren Einheiten aggregiert) möglich, positive und negative Regelleistung zu erbringen. Obschon technisch möglich, existieren hierfür noch keine belastbaren Marktregularien und Geschäftsmodelle (Laskowski 2013, S. 84 f.).

---

## SMART METER

## 3.

Smart Meter sind digitale »intelligente« Messgeräte zur Bestimmung des Stromverbrauchs. Während konventionelle analoge Stromzähler lediglich eine fortlaufende Aufsummierung des Verbrauchs anzeigen, ermöglichen Smart Meter die zeitgenaue Messung von Verbräuchen. Diese Messdaten liegen digital vor und können gespeichert, weiterverarbeitet und übertragen werden. Beispielsweise lassen sich daraus präzise orts- und zeitspezifische Verbrauchsprofile erstellen. Werden diese »intelligenten Zähler« in ein Kommunikationsnetz eingebunden und damit eine 2-Wege-Kommunikation zwischen Verbraucher und Versorger ermöglicht, spricht man von einem »intelligenten Messsystem«. Das kommunikationstechnische Modul wird als »Smart-Meter-Gateway« bezeichnet. Ein »intelligentes Messsystem« besteht somit aus Smart Meter plus Smart-Meter-Gateway. Allerdings wird häufig der Begriff Smart Meter nicht stringent und trennscharf verwendet; je nach Kontext kann sowohl intelligenter Zähler als auch intelligentes Messsystem damit gemeint sein.

Im Folgenden wird auf Smart Meter als Schnittstelle zwischen Verbraucher und Versorger eingegangen. Mitunter wird Smart Meter mit Konzepten und Zukunftsvisionen verknüpft, die eine weitgehende Digitalisierung und Automatisierung von Geräten und Einrichtungen vorsehen und mit Schlagwörtern wie »Smart Home«, »Intelligent Home« oder »Intelligent Building« umrissen werden. Dies stellt nach Auffassung vieler damit befasster Akteure ein strategisches Innovationsfeld und einen Zukunftsmarkt mit erheblichem Wachstumspotenzial dar. Auf diese ganz eigene Thematik kann jedoch im Kontext dieses Berichts nicht weiter eingegangen werden.

## SMART METER – SMART GRID

Im vorliegenden Bericht wird der Begriff Smart Grid so abgegrenzt, dass er vornehmlich die Netzinfrastruktur und -betriebsweisen umfasst, die auf intelligente und effiziente Weise eine Vielzahl von neuen Akteuren und Technologien sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite zu einem sicheren und zuverlässigen Gesamtsystem integriert.



So verstanden besteht technologisch zwischen Smart Meter und Smart Grid kein zwingender Zusammenhang. Beide Technologien können ohne die jeweils andere implementiert werden (ERGEG 2010, S. 19). Die Bundesnetzagentur wird hier noch deutlicher und vertritt die Auffassung, dass Smart Meter weniger eine netzdienliche Funktion haben als vielmehr dem Bereich des Smart Market zugeordnet werden (BNetzA 2011c).

Da andererseits sowohl Smart Meter als auch Smart Grids zur Optimierung und Flexibilisierung der Netzsteuerung beitragen sollen, stehen diese dennoch in einer engen Wechselbeziehung. So lässt sich beispielsweise das Potenzial von Smart Metern hinsichtlich des Lastmanagements nur im Zusammenwirken mit einem Smart Grid ausschöpfen.

Verschiedentlich wird der Begriff Smart Grid dagegen wesentlich weiter gefasst und quasi als Label für die Umgestaltung des kompletten Energiesystems benutzt. In diesem Sinne wäre Smart Meter ein integraler Aspekt des Smart Grid.

---

### WARUM SMART METER?

### 3.1

Die Zielsetzungen, die in verschiedenen europäischen Ländern mit der Einführung von Smart Metern verfolgt werden, weisen eine länderspezifische Differenzierung und Schwerpunktsetzung auf: In Deutschland nimmt die Integration von fluktuierenden EE einen prominenten Platz ein. In Schweden verspricht man sich vor allem Anreize für eine Verhaltensänderung bei Endkunden, um damit Energieeinsparung bzw. Energieeffizienz voranzubringen. In Italien wird ein verbessertes Forderungsmanagement und Management nichttechnischer Verluste (v. a. Stromdiebstahl) als wesentlicher Vorteil von Smart Metern angesehen (Ecofys 2009a, S. 94 ff.; Ernst & Young 2013, S. 71)

Im Folgenden werden mögliche Vorteile und Nutzen von Smart Metern für Kunden und Netz- bzw. Messstellenbetreiber aufgeführt.

#### NUTZEN FÜR DIE KUNDEN

Smart Meter sollen für die Verbraucher eine Reihe von Vorteilen ermöglichen:

- › Gekoppelt mit einem Display in der Wohnung (beispielsweise auf dem Smartphone), soll die klare Visualisierung des gerade verbrauchten Stroms zu einer Sensibilisierung für das Thema Stromverbrauch führen und Anreize zu stromsparenderem Verhalten setzen.
- › Durch zeit- bzw. lastvariable Tarife sollen finanzielle Einsparungen resultieren, wenn die Kunden ihr Verhalten dem aktuell zur Verfügung stehenden Energieangebot anpassen (z. B. Wäsche waschen, wenn reichlich Windstrom eingespeist wird und somit der Strompreis niedrig ist).



- › Durch die transparentere Verfolgung des im Haushalt selbst erzeugten Stroms (z. B. von der PV-Anlage auf dem Dach) soll die Möglichkeit zur Optimierung des Eigenverbrauchs gegeben werden.
- › Ein einfacherer Anbieter- und Tarifwechsel soll finanzielle Einsparungen unterstützen.

Darüber hinausgehende Einsparpotenziale könnten perspektivisch durch die netzseitige Steuerung beispielsweise von Haushaltsgeräten möglich werden. So könnte das Aggregat des Kühlschranks automatisch anspringen, wenn ein Stromüberschuss besteht, bzw. unterbrochen werden, wenn Knappheiten auftreten. Allerdings wäre hierfür die Anschaffung von intelligenten Haushaltsgeräten (Stichwort »Home Automation«) erforderlich, wobei derzeit noch unklar ist, ob sich diese Investitionen durch die damit erzielten Stromkosteneinsparungen rechtfertigen lassen. Zudem besteht bei vielen Kunden eine erhebliche Hemmschwelle, die externe Steuerung ihrer Geräte zu gestatten. So weist das JRC-IE (2011, S. 53) darauf hin, dass 35 % aller Kunden ihrem Versorgungsunternehmen um keinen Preis gestatten würden, die Thermostate in ihrer Wohnung fernzusteuern. Die Potenziale für derartige automatische Steuerungen sind sicherlich im Gewerbebereich einfacher zu erschließen als in Haushalten, vorausgesetzt sie sind ökonomisch attraktiv.

Die Installation eines Smart Meter alleine kann weder Effizienzpotenziale erschließen noch die Einsparung von Strom und Kosten bewirken. Eine zentrale Herausforderung ist es daher, die Aufmerksamkeit der Kunden für diese Themen zu gewinnen und sie durch Information und Beratung darin zu unterstützen, sich aktiver mit ihrem Stromverbrauch auseinanderzusetzen und ihr Verhalten entsprechend zu verändern. Speziell ist dafür Sorge zu tragen, dass nicht bestimmte Kundengruppen (beispielsweise ältere Menschen oder bildungsferne Schichten) sich dabei überfordert fühlen.

#### *Energieeinsparung durch Smart Meter*

Die Ermöglichung substanzieller Energieeinsparungen stellt sowohl aus Verbraucherperspektive als auch aus energie- und umweltpolitischer Sicht ein besonders gewichtiges Argument für die Einführung von Smart Metern dar. Daher wurde diese Frage in der Vergangenheit in etlichen Feldversuchen und anderen Studien intensiv untersucht.

Die Spanne der ermittelten Einsparungen reicht dabei von nahe null bis maximal etwa 15 % (Hierzinger et al. 2013, S. 96 ff.; Schleich et al. 2011, S. 1). Als realistisch wird vielfach eine Größenordnung von etwa 5 % angesehen.<sup>29</sup> Im gewerblichen Bereich werden die Einsparungspotenziale mit bis zu 20 % etwas höher

29 In aktuellen Studien werden angegeben: 11 % im Modellprojekt »eTelligence« in Agsten et al. 2012, S. 15; 5 bis 10 % in Jung 2012; 2 bis 4 % in Klopfer/Wallenborn 2011, S. 21; 3,7 % in einem Feldversuch (Intelliekon) in Schleich et al. 2011.



eingeschätzt (B.A.U.M. Consult 2014, S. 42 f.). Die relativ große Spannbreite der Ergebnisse ist zu einem gewissen Teil damit erklärbar, dass in einigen Studien lediglich die Effekte einer Visualisierung des Stromverbrauchs betrachtet wurden, wohingegen in anderen auch zeit- bzw. lastvariable Tarife zum Einsatz gekommen sind. In den meisten der bisher durchgeführten Studien gingen die anfänglich beobachteten Einsparungen nach einer gewissen Zeit wieder etwas zurück, da sich die angestoßenen Verhaltensänderungen z. T. im Alltag nicht dauerhaft etablieren konnten.

#### NUTZEN FÜR DIE NETZ- BZW. MESSSTELLENBETREIBER

Der mögliche Nutzen auf der energiewirtschaftlichen Seite besteht in diesen Effekten:

- › Durch eine flexiblere Steuerung der Stromnachfrage und eine Verschiebung von Spitzenlasten in lastschwächere Zeiten sollen Netzkapazitäten besser ausgenutzt werden. Gegebenenfalls kann sogar ein ansonsten bestehender Ausbaubedarf des Verteilnetzes reduziert bzw. zeitlich nach hinten verschoben werden.
- › Die fluktuierende Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen kann durch präzisere Messung und ggf. Steuerung der Produktion besser in das System integriert werden.
- › Durch bessere Informationen über den momentanen Netzzustand können Kapazitätsengpässe bzw. drohende Überlastungen von Netzkomponenten besser erkannt und rechtzeitig gegengesteuert werden.
- › Aus den hochgenauen Verbrauchsdaten lassen sich bessere Verbrauchsprognosen erstellen, was u. a. Einsparungen beim Strombezug ermöglichen könnte (Einkauf zu günstigeren Konditionen, verringerter Bezug von teurem Spitzenlaststrom, reduzierter Einsatz von teurer Ausgleichs- und Reserveenergie).
- › Durch automatische Auslesung der Verbrauchsdaten werden erhebliche Einsparungen im Ablese- und Abrechnungswesen erwartet. Gegebenenfalls können auch Synergien bei der Messung und Abrechnung von Gas, Wasser und Wärme genutzt werden (Multi-Utility-Ansatz).

Das italienische Versorgungsunternehmen Enel S.p.A., das bislang mit Abstand die meiste Erfahrung mit Smart Metern in Europa gesammelt hat (seit 2011 sind alle 36 Mio. Stromkunden mit Smart Metern ausgestattet), gibt an, dass der Anfangsinvestition für die Installation der Geräte von 2,1 Mrd. Euro eine jährliche Kostenersparnis von 500 Mio. Euro gegenübersteht. Diese setzt sich wie folgt zusammen (Ricci et al 2012, S. 49 f.):

- › Reduktion der Einkaufs- und Logistikkosten um 70 %,
- › Reduktion der Betriebskosten um 90 %,
- › Reduktion der Kosten für Kundenservice um 20 %,
- › Reduktion der Kosten aufgrund von Umsatzverlusten (Stromdiebstahl, Fehlfunktionen) um 80 %.

## KOSTEN

Als wichtigster Kostenfaktor ist die Beschaffung und Installation der Zähler zu nennen. Derzeit sind in Deutschland etwa 40 Mio. Stromzähler in Haushalten vorhanden. Das für eine flächendeckende Umrüstung erforderliche Investitionsvolumen wird mit 3,8 bis 5,7 Mrd. Euro beziffert (je nach Ausstattung der Smart Meter) (Frontier Economics 2011).

## ORDNUNGSRAHMEN

### 3.2

Die Einführung von Smart Metern in der EU geschieht auf der Grundlage der EU-Richtlinie 2009/72 EG, in der die Vorgabe gemacht wird, dass bis 2020 80 % der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden sollen. Die Mitgliedstaaten sind aufgefordert, eine wirtschaftliche Bewertung der Kosten und Nutzen durchzuführen und in Abhängigkeit von deren Ergebnissen einen Zeitplan für die Einführung von Smart Metern (den sogenannten Rollout) aufzustellen. Im deutschen Recht ist die Einführung von intelligenten Zählern im EnWG verankert. Smart Meter müssen demnach eingebaut werden (§ 21c Abs. 1 EnWG)

- › in neu anzuschließenden Gebäuden bzw. nach einer größeren Renovierung,
- › bei Verbrauchern, die mehr als 6.000 kWh pro Jahr verbrauchen,
- › bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW).

Darüber hinaus sind in allen übrigen Gebäuden Smart Meter einzubauen, »so weit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist«. »Wirtschaftlich vertretbar« ist der Einbau entweder, »wenn dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten entstehen« oder wenn die Kosten-Nutzen-Analyse (Kap. IV.3.3) positiv ausfällt. Die Kosten-Nutzen-Analyse erhält somit eine zentrale Funktion sowohl auf EU- als auch auf Bundesebene.

In § 21i Abs. 1 Nummer 10 EnWG wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung »Netzbetreibern oder Messstellenbetreibern in für Letztverbraucher wirtschaftlich zumutbarer Weise die Möglichkeit zu geben, aus Gründen des Systembetriebs und der Netzsicherheit in besonderen Fällen Messsysteme, die den Anforderungen von § 21d und § 21e genügen, oder andere technische Einrichtungen einzubauen und die Anforderungen dafür festzulegen.« Dies soll mit dem »Verordnungspaket Intelligente Netze« umgesetzt werden, das derzeit erarbeitet wird und folgende Verordnungen umfasst (BMWi 2013, S. 16 ff.):

- › Messsystemverordnung (MsysV-E), mittels derer technische Mindestanforderungen festgelegt werden unter Bezugnahme auf technische Richtlinien und Schutzprofile des BSI;





#### IV. MODERNE TECHNOLOGIEN UND BETRIEBSWEISEN FÜR STROMNETZE

- › Verordnung über die Messung und Datenkommunikation im intelligenten Energienetz, die den Umgang mit den im Zuge der Verbrauchsmessung erhobenen Daten regeln soll;
- › Verordnung über den Rollout intelligenter Messsysteme, die Einbauverpflichtungen für Smart Meter einschließlich deren zeitlicher Organisation definieren sowie Finanzierungsfragen regeln soll;
- › Lastmanagement-Verordnung in Niederspannung (§ 14a EnWG-VO) zur Setzung wirtschaftlicher Anreize für Verbrauchsverlagerungen (Demand-Side-Management);
- › Anpassung der Stromnetzzugangsverordnung zur Ermöglichung zeit- bzw. lastvariabler Tarife (ist bereits umgesetzt worden).

Darüber hinaus soll die Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung – MessZV)<sup>30</sup> novelliert werden, die die allgemeinen Bedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung regelt.

Bis heute sind in Deutschland nur wenige Smart Meter installiert worden. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass bislang noch kein stabiler Regelungsrahmen vorliegt. Mit der Umsetzung der zuvor genannten Verordnungen soll ein solcher erklärtermaßen im Verlauf dieser Legislaturperiode gestaltet werden.<sup>31</sup>

---

## KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

## 3.3

Wie bereits erwähnt, kommt der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) eine zentrale Funktion bei der Begründung und Gestaltung des Rollouts von Smart Metern zu. Sowohl in der einschlägigen EU-Richtlinie als auch im EnWG wird darauf verwiesen und ein positives Ergebnis der KNA zur Voraussetzung des Rollouts erklärt.

### METHODIK DER KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Die Kosten-Nutzen-Analyse ist ein Instrument der Finanzwissenschaft, welches analog zur Investitionsrechnung privater Unternehmen eingesetzt wird und staatlichen Entscheidungsträgern Entscheidungshilfen bieten soll, indem die zukünftigen direkten und indirekten (positiven und negativen) Wirkungen eines geplanten

---

30 Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die zuletzt durch Art. 14 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

31 So heißt es im Koalitionsvertrag: »Wir wollen bereits in 2014 verlässliche Rahmenbedingungen für den sicheren Einsatz von intelligenten Messsystemen für Verbraucher, Erzeuger und Kleinspeicher auf den Weg bringen. Gegenstand des Pakets werden die Festlegung hoher technischer Standards zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit, bereichsspezifischer Datenschutzregeln für die Marktkommunikation sowie Regelungen im Zusammenhang mit dem Einbau von intelligenten Zählern zur Ermöglichung von intelligentem Last- und Erzeugungsmanagement sein« (CDU et al. 2013, S. 58 f.).



Vorhabens erfasst und bewertet werden. Um den auf die Gegenwart bezogenen Wert zukünftiger Effekte zu bestimmen, wird im Allgemeinen eine Diskontierung vorgenommen. Auf diese Weise wird berücksichtigt, dass in der Regel in der Gegenwart eintretende positive Effekte höher bewertet werden als in der Zukunft erwartete bzw. zukünftige Kosten geringer als heute zu bezahlende.

Zur Vergleichbarmachung müssen alle Kosten- und Nutzenelemente in Geldeinheiten ausgedrückt werden (d.h. monetarisiert werden). Dies ist für Elemente, für die es keinen Marktpreis gibt, nur indirekt möglich, z.B. durch Erhebung von Zahlungsbereitschaften.

Methodisch gibt es einige Herausforderungen, die bei der Erstellung einer KNA zu meistern sind. Zunächst einmal müssen alle relevanten positiven und negativen Wirkungen der zu betrachtenden Alternativen (z. B. Smart-Meter-Rollout für unterschiedliche Kundengruppen) identifiziert werden. Dabei stößt häufig die Monetarisierung qualitativer Kosten- und Nutzenkategorien (z. B. ein verstärkter Wettbewerb durch vereinfachten Lieferantenwechsel) an methodische Grenzen. Sodann müssen alle relevanten Akteure identifiziert und davon diejenigen ausgewählt werden, die in der Analyse berücksichtigt werden (z. B. Energieerzeuger, überregionale und regionale Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferanten, Kunden, Behörden, die Gesellschaft als Ganzes). Die sachgerechte Zuweisung von Kosten und Nutzen an die jeweiligen Akteursgruppen ist komplex, v. a. da Kosten und Nutzen bei unterschiedlichen Akteuren anfallen können (sogenannte externe Effekte). Ein Beispiel für die Zuordnung von Nutzeneffekten zeigt Tabelle IV.2. Des Weiteren ist der Umgang mit Unsicherheiten und Risiken methodisch herausfordernd. Da es prinzipiell unmöglich ist, sämtliche Eventualitäten zu antizipieren oder zu beeinflussen, ist immer mit einem gewissen Maß an Unsicherheit zu rechnen, unter der Entscheidungen getroffen werden müssen. Dies kann am ehesten durch die Analyse von Varianten in den Griff bekommen werden.

Ein Punkt, der besondere Aufmerksamkeit verdient, ist die Auswahl des betrachteten Zeithorizonts sowie der Höhe der Diskontierungsrate. Diese hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Bewertung von Projekten, insbesondere in einer langfristigen Perspektive. Die Bestimmung des »richtigen« Zinssatzes ist schwierig bis unmöglich. Er soll ja die gesellschaftliche Präferenz der Gegenwart über die Zukunft ausdrücken, daher ist z. B. der Marktzins hierfür nicht geeignet (u. a. wegen der Unvollkommenheit des Markts). Besonders zu diesem Punkt (aber auch zu anderen) empfiehlt es sich daher, Sensitivitätsanalysen durchzuführen, um Sets von Annahmen identifizieren zu können, unter denen die KNA positive Ergebnisse aufweist.

Damit die einzelnen Mitgliedstaaten ihre KNA nach einem vergleichbaren Muster und mit einem hohen methodischen Standard durchführen können, hat die Europäische Kommission detaillierte »Leitlinien für die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse für intelligente Netzprojekte« herausgegeben (EU-Kommission 2012).



TAB. IV.2

ZUORDNUNG VON NUTZENEFFEKTEN IN DER KNA

|                             | Endkunde | Energie-lieferant | Mess-stellen-betreiber | Netz-betreiber | Erzeuger | sonstige Dienst-leister |
|-----------------------------|----------|-------------------|------------------------|----------------|----------|-------------------------|
| Ablesung                    |          |                   |                        |                |          |                         |
| Abrechnung                  |          |                   |                        |                |          |                         |
| Tarifierung                 |          |                   |                        |                |          |                         |
| Monitoring                  |          |                   |                        |                |          |                         |
| Lastmanagement              |          |                   |                        |                |          |                         |
| Einspeise-management        |          |                   |                        |                |          |                         |
| Netzmanagement und -betrieb |          |                   |                        |                |          |                         |
| Datendienste                |          |                   |                        |                |          |                         |
| Mehrwertdienste             |          |                   |                        |                |          |                         |

|                                                  |                                                  |                                           |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| direkt bzw. unmittelbar betroffene Marktrolle(n) | indirekt bzw. mittelbar betroffene Marktrolle(n) | nicht oder wenig betroffene Marktrolle(n) |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|

Quelle: nach Ernst & Young 2013, S. 114

## LÄNDERVERGLEICH

Kürzlich hat die EU-Kommission (2014) eine Zusammenstellung des aktuellen Stands der Umsetzung der Kosten-Nutzen-Analysen in den Mitgliedstaaten veröffentlicht. Die wesentlichen Befunde waren:

- › In 14 Mitgliedstaaten waren die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen positiv, und die großmaßstäbliche Einführung von Smart Metern wird weiter vorangetrieben (Dänemark, Estland, Irland, Frankreich Italien, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Finnland, Schweden und das Vereinigte Königreich).
- › In 2 Mitgliedstaaten waren die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen positiv, die offizielle Entscheidung über die Einführung steht aber noch aus (Polen und Rumänien).
- › In 7 Mitgliedstaaten fielen die Kosten-Nutzen-Analysen für die großmaßstäbliche Einführung bis 2020 negativ oder unentschieden aus (Belgien, Tschechische Republik, Deutschland, Lettland, Litauen, Portugal und Slowakei). In Deutschland, Lettland und der Slowakei wurde die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme allerdings für bestimmte Verbrauchergruppen als wirtschaftlich gerechtfertigt angesehen.

- › 4 Mitgliedstaaten haben die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen noch nicht vorgelegt (Stand Juli 2013) (Bulgarien, Zypern, Ungarn und Slowenien).

Wie Tabelle IV.3 zeigt, wurden in den verschiedenen Ländern teilweise erheblich unterschiedliche Annahmen getroffen und Ergebnisse erzielt. Dies wird auf unterschiedliche lokale Gegebenheiten und Ausgangsbedingungen zurückgeführt, aber auch auf methodische Unterschiede. So wurden beispielsweise für die Diskontierungsrate (hier Abzinsungsfaktor genannt) Werte zwischen 3,1 und 10 % angenommen, der zeitliche Betrachtungshorizont variierte zwischen 8 und 20 Jahren. Daher kann es kaum verwundern, dass auch die ermittelten Kosten (77 bis 766 Euro je Messpunkt) und Vorteile (18 bis 654 Euro je Messpunkt) eine beträchtliche Spanne aufweisen.

**TAB. IV.3      ZUSAMMENFASSUNG DER KOSTEN-NUTZEN-ANALYSEN FÜR SMART METER**

|                                                               | Spanne der Werte     | Durchschnitt*                  |
|---------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Abzinsungsfaktor                                              | 3,1 bis 10 %         | 5,7 % $\pm$ 1,8 % (70 %)       |
| Lebensdauer                                                   | 8 bis 20 Jahre       | 15 $\pm$ 4 Jahre (56 %)        |
| Energieeinsparung                                             | 0 bis 5 %            | 3 % $\pm$ 1,3 % (67 %)         |
| Verlagerung der Spitzenlast                                   | 0,8 bis 9,9 %        | keine Angaben                  |
| Kosten je Messpunkt                                           | 77 Euro bis 766 Euro | 223 Euro $\pm$ 143 Euro (80 %) |
| Vorteil je Messpunkt                                          | 18 Euro bis 654 Euro | 309 Euro $\pm$ 170 Euro (75 %) |
| Vorteile für die Verbraucher<br>(Anteil am Gesamtnutzen in %) | 0,6 % bis 81 %       | keine Angaben                  |

\* Die Durchschnittswerte beziehen sich auf die 16 Länder, deren Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen positiv waren. Angegeben ist der Mittelwert  $\pm$  der Standardabweichung, sowie in Klammern der Prozentsatz der Daten, die in diesen Bereich fallen.

Quelle: EU-Kommission 2014, S. 6

Aufschlussreich ist auch das Beispiel Österreich: Hier sind von zwei verschiedenen Institutionen KNA durchgeführt worden, die trotz der identischen Ausgangslage zu konträren Ergebnissen kommen. Die eine wurde von der Regulierungsbehörde (E-Control) und die andere vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) in Auftrag gegeben. Im ersten Fall ergab sich ein Nettonutzen von 78 Euro je Messpunkt, im zweiten dagegen war der Nettonutzen negativ, d. h. die Kosten überwogen um 429 Euro je Messpunkt den Nutzen (dena 2012b, S. 12).

Insgesamt zeigen diese Vergleiche deutlich, dass bei der Interpretation der Ergebnisse von KNA ein gewisses Maß an Zurückhaltung angemessen ist. Aus diesem Grund ist eine KNA als alleiniges Kriterium zur Wahl eines Rolloutszenarios nicht verlässlich genug.



##### DEUTSCHLAND

Mit der Durchführung der sowohl in der einschlägigen EU-Richtlinie als auch im EnWG geforderten KNA hat das BMWi die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young beauftragt. Das Gutachten orientiert sich an den methodischen Leitlinien der EU-Kommission (2012) und wurde im Juli 2013 vorgelegt. Es wurden drei Rolloutszenarien untersucht (Ernst & Young 2013, S. 11):

- › Im »EU-Szenario« wird davon ausgegangen, dass 2020 mindestens 80 % aller Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind.
- › Das »Kontinuitätsszenario (Plus)« geht von den derzeitigen Rahmenbedingungen aus.
- › Das »Rolloutszenario (Plus)« wurde so gestaltet, dass es einen unter Kosten-Nutzen-Aspekten »für Deutschland zu empfehlenden Rollout widerspiegelt«.

Das »Plus« beim Kontinuitäts- und beim Rolloutszenario bezieht sich auf eine Variante, in der zusätzlich untersucht wurde, welche Auswirkungen der Einbau von intelligenten Zählern (z. B. bei turnusgemäßer Erneuerung) hätte, die zu gegebener Zeit mit einem Smart-Meter-Gateway zum intelligenten Messsystem aufgerüstet werden können (gemäß § 21c Abs. 5 EnWG).

Im Ergebnis kommen Ernst & Young (2013) zu dem Schluss, dass ein Rollout gemäß EU-Szenario weder gesamt- noch einzelwirtschaftlich vorteilhaft ist. Ein Kostenbeitrag von 29 Euro pro Jahr und Kunde zusätzlich zum heutigen Messentgelt (d. h. der Grundgebühr) von durchschnittlich 21,60 Euro p.a. war nicht durch Stromeinsparungen und sonstige Nutzeneffekte zu kompensieren. Dieses Szenario wurde daher als ökonomisch nicht zu rechtfertigen bewertet (Ernst & Young 2013, S. 217).

Als gesamtwirtschaftlich vorteilhaft wurde dagegen das »Rolloutszenario Plus« empfohlen. Durch die Fokussierung auf diejenigen Zählpunkte, bei denen der größtmögliche Nutzen gestiftet werden kann, ergab sich für den Betrachtungszeitraum 2012 bis 2032 ein kumulierter Nettokapitalwert von 1,5 Mrd. Euro. Dabei ergibt sich der entscheidende Nutzenzuwachs, der letztlich zu einem positiven Ergebnis der KNA führt, durch die Einbeziehung der Möglichkeit, im Falle von Netzengpässen oder Spannungsschwankungen EE-Anlagen um bis zu 5 % ihrer Jahresenergiemenge ferngesteuert abregeln zu können. Dadurch reduziert sich der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen (angenommen wurde hier – auf der Grundlage von Expertenbefragungen – eine Reduzierung um maximal 50 %). Zur Nutzung dieser Möglichkeit des aktiven Einspeisemanagements durch die VNB müsste allerdings erst der Regulierungsrahmen geschaffen werden (v. a. durch eine Änderung des EEG) (Ernst & Young 2013, S. 218 f.). Die Geschwindigkeit des Rollouts nach diesem Szenario wird mit rund 4 Mio. Zählern p.a. bis 2018 angegeben und insgesamt soll im Jahr 2022 mit 20,7 Mio. Zählern und 11,9 Mio. Messsystemen eine Rolloutquote von 68 % erzielt werden. Die Flächendeckung (etwa 50 Mio. Zähler und Messsysteme) soll im Jahr 2029 erreicht sein.

Dieses Ergebnis wird durch eine KNA der Frontier Economics (2011) gestützt, die zu dem Schluss kommt, dass nur ein Bruchteil aller Haushalte (je nach Szenario zwischen 15 % bis maximal 40 %) von der Einführung eines Smart Meter profitieren würde. Die möglichen Vorteile sind sehr stark von Haushaltsgröße, Ausstattung mit elektrischen Geräten sowie Verbrauchsmustern abhängig. In kleinen Haushalten mit geringem Verbrauch sind die Anschaffungs- und Unterhaltskosten von Smart Metern durch mögliche Stromeinsparungen nicht zu rechtfertigen (Frontier Economics 2011, S. 3 u. 31).

Die dena (2014b) führte ein Forschungsprojekt durch, in dem die Herausforderungen v. a. für VNB analysiert wurden, die mit einem Rollout gemäß den Empfehlungen aus dem KNA-Gutachten von Ernst & Young (2013) verbunden wären. Dazu zählen u. a.

- › zu entwickelnde Ausbringungskonzepte für Tausende bis mehrere Millionen intelligenter Zähler und Messsysteme in Abhängigkeit der spezifischen gebiets- und siedlungsstrukturellen Gegebenheiten,
- › die Umgestaltung des gesamten Prozesswesens und der erforderlichen IT-Systeme,
- › die Neustrukturierung der Betriebskonzepte (Auslesung, Kundenbetreuung, Wartung und Störungsbehebung, Sicherheitsgewährleistung im Umgang mit den Daten) sowie
- › die Entwicklung neuer Dienstleistungsprodukte.

---

## LÄNDERVERGLEICH

## 3.4

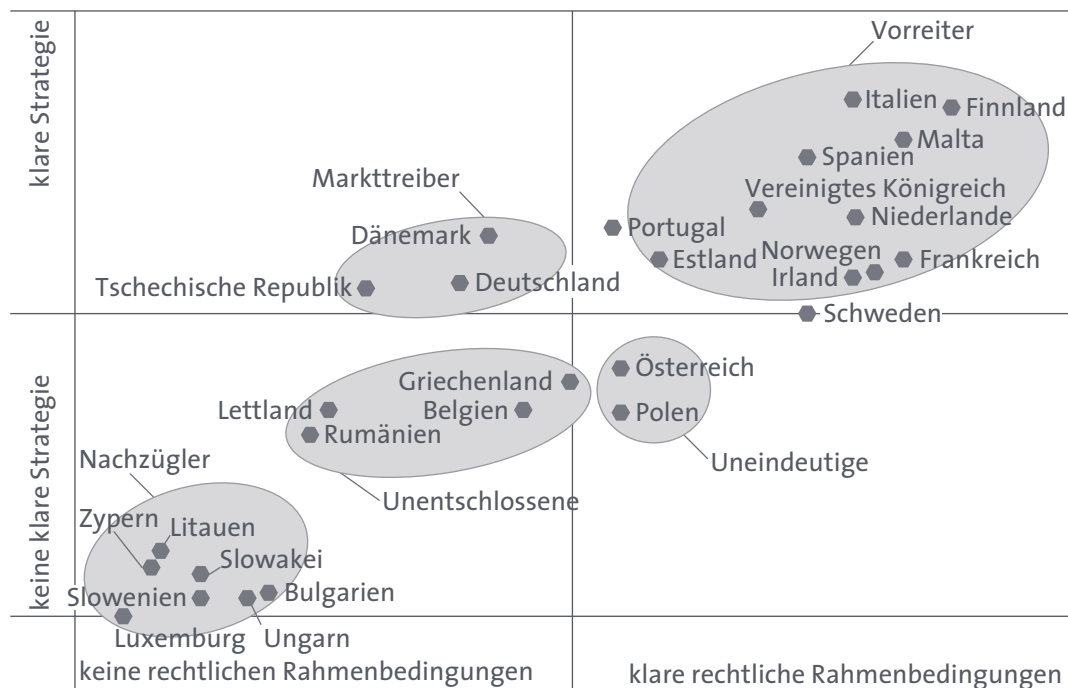
Einen Vergleich des Status quo und der Fortschritte auf dem Weg zu einer flächendeckenden Ausstattung von Endkunden mit Smart Metern in europäischen Ländern wurde von Hierzinger et al. (2013) durchgeführt. Die Länder wurden anhand ihrer regulatorischen Rahmenbedingungen sowie des Umsetzungsstands des Rollouts in fünf Gruppen eingeteilt (Abb. IV.4):

- › Vorreiter (»dynamic movers«): Ein verpflichtender Rollout ist entweder bereits beschlossen oder steht kurz bevor. Die rechtlichen Rahmenbedingungen liegen (weitgehend) vor. Zu dieser Gruppe gehören Estland, Finnland, Frankreich, Irland, Italien, Malta, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien, Schweden und das Vereinigte Königreich.
- › Markttreiber (»market drivers«): Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind noch nicht ausreichend entwickelt, dennoch haben privatwirtschaftliche Akteure z. T. bereits mit der Installation von Smart Metern begonnen (zur Aktivierung betrieblicher Synergien oder wegen der Kundennachfrage). Diese sind Dänemark, Deutschland sowie die Tschechische Republik.
- › Uneindeutige (»ambiguous movers«): Das Thema steht auf der Agenda relevanter Stakeholdergruppen weit oben. Allerdings ist der Rechtsrahmen noch

nicht ausreichend entwickelt, und nur wenige VNB haben bereits Smart Meter installiert. Hierzu gehören Österreich sowie Polen.

- > Unentschlossene (»waverers«): Es besteht prinzipielles Interesse an der Thematik bei Regierung, Behörden oder Energieversorgern, dennoch steht die Implementierung noch am Anfang. Belgien, Griechenland, Lettland und Rumänien gehören zu dieser Ländergruppe.
- > Nachzügler (»laggards«): In diesen Ländern ist Smart Metering noch kein Thema. Dies gilt für Bulgarien, Zypern, Ungarn, Litauen, Luxemburg, Slowenien sowie die Slowakische Republik.

ABB. IV.4 IMPLEMENTIERUNG VON SMART METERN, EUROPÄISCHE LÄNDER IM VERGLEICH



Quelle: nach Hierzinger et al. 2013, S.3

## DATENSCHUTZ UND DATENSICHERHEIT BEI SMART METER 3.5

Bei den von Smart Metern ermittelten und gespeicherten Verbrauchsdaten handelt es sich um personenbezogene Daten. Diese können je nach konkreter technischer bzw. verfahrensseitiger Ausgestaltung unterschiedlich kritisch bzw. sensibel sein. Wenn es möglich ist, aus diesen Daten Rückschlüsse auf das Verhalten und die Lebensgewohnheiten von Personen zu ziehen, ist von einer hohen Sensibilität und einem hohen Datenschutzbedarf auszugehen (Kasten).

Aber auch der Datensicherheit von Smart Metern sollte eine hohe Priorität zukommen, da sie einerseits für die korrekte Abrechnung des gelieferten Stroms eine zentrale Rolle spielt und andererseits Sicherheitslücken auch keine Einfalls-



tore für die Kompromittierung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Stromnetzes darstellen dürfen (Kasten).

#### PROBLEM DATENSCHUTZ

Viele Haushaltsgeräte (Kühlschrank, Backofen, Spülmaschine etc.) weisen ein ganz spezifisches Verbrauchsmuster auf. Aus zeitlich hochaufgelösten Verbrauchsdaten eines Haushalts lassen sich anhand von Kriterien wie Leistungsaufnahme, Arbeitszyklen, Nutzungszeiten und -häufigkeiten die verschiedenen Geräte unter Umständen eindeutig identifizieren. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten und persönlichen Verhältnisse der Haushaltsmitglieder ziehen (Müller 2010): Wann verlassen sie das Haus, wann kommen sie zurück? Zu welcher Uhrzeit gehen sie gewöhnlich zu Bett, wann stehen sie auf? Gibt es nächtliche Toilettenbesuche? Wie oft wird gekocht? Gibt es Veränderungen (Nachwuchs, Besuch etc.)? Die Analyse der Verbrauchsdaten eines Haushalts in Sekundenintervallen ermöglicht es sogar zu erkennen, welches Fernsehprogramm eingestellt ist bzw. welche Videoinhalte gerade abgespielt werden (Greveler et al. 2012). In Kombination mit Daten anderen Ursprungs (Stichworte Data Mining, Big Data) können Verhaltensprofile von Personen erstellt werden, die hochsensible Informationen aus deren Privatsphäre enthalten.

#### PROBLEM DATENSICHERHEIT

Ein sehr plastisches und in den Medien bereitwillig aufgegriffenes Worst-Case-Szenario wäre es, wenn Smart Meter über das Internet mit Schadsoftware infiziert würden und beispielsweise zu einem »Botnetz« (abgeleitet von »robot«) zusammengeschaltet und von dem Angreifer ferngesteuert würden. Dieser könnte dann großflächig die Stromzufuhr angeschlossener Haushalte unterbrechen und so die Stabilität des Versorgungsnetzes massiv beeinträchtigen. Im Extremfall seien auf diese Weise sogar Staaten erpressbar (Fischermann 2010).

Unabhängig vom Realitätsgehalt eines solchen Bedrohungsszenarios wurde in verschiedenen Untersuchungen von IT-Sicherheitsexperten gezeigt, dass die Sicherheit marktgängiger Smart Meter mit nicht allzu komplexen und relativ verbreiteten Angriffstechniken kompromittiert werden kann (Searle 2012). Beispielsweise führte Davis (2009) vor, wie handelsübliche Smart Meter mit einem Computerwurm infiziert werden können. Carluccio/Brinkhaus (2011) fanden heraus, dass die Verschlüsselung des Webinterface eines Smart-Meter-Betreibers als auch der Kommunikation des Smart Meters mit dem Server nicht korrekt implementiert war, sodass vorgetäuschte Verbrauchsdaten problemlos an den Server des Betreibers übertragen werden konnten. Krebs (2012) berichtete unter Bezugnahme auf ein »Intelligence Bulletin« des FBI, dass einem Versorgungsunternehmen in Puerto Rico erhebliche Strommengen gestohlen worden seien, nachdem installierte Smart Meter gehackt worden waren.





Die Gewährleistung des Datenschutzes und des Schutzes der Vertraulichkeit und Integrität der dabei zum Einsatz kommenden informationstechnischen Systeme ist eine zwingende verfassungsrechtliche Anforderung und damit Grundvoraussetzung für ihren Betrieb. Im Folgenden wird ein Überblick der im Zusammenhang mit der bevorstehenden breiten Einführung von Smart Metern aktuell diskutierten Implikationen für den Datenschutz gegeben. Eine eingehende Auseinandersetzung mit weiter gehenden Fragestellungen, beispielsweise der Ausgestaltung der aus den verfassungsrechtlichen Anforderungen resultierenden staatlichen Schutzpflichten, ist im Rahmen dieses Berichts nicht möglich.

Um eine hinreichende Datensicherheit und einen adäquaten Datenschutz zu gewährleisten, sind nicht nur an die Hard- und Software (bzw. Firmware) der Smart Meter hohe Anforderungen zu stellen (z. B. »privacy by design«), sondern auch an deren Einbindung in Kommunikationsnetze und an die Administration der Erhebung, Übertragung, Verarbeitung sowie Speicherung der Daten. Die nachvollziehbar stringente Umsetzung von Datenschutz und -sicherheit stellt eine essenzielle Voraussetzung für die öffentliche und Kundenakzeptanz der Einführung von Smart Metern dar.

##### UMGANG MIT DATENSCHUTZFRAGEN – WIE MAN ES NICHT MACHEN SOLLTE

Renner (2011, S.4) führte ein drastisches Beispiel an, wie mit Bedenken in Datenschutzfragen besser nicht umgegangen werden sollte: »Die Niederlande ist das prominenteste Beispiel für die Notwendigkeit, Datenschutzbedenken von Beginn an in der Planung eines Rollouts zu berücksichtigen. 2008 wurde von der niederländischen Regierung ein verpflichtender, flächendeckender Rollout bis 2014 vorgeschlagen. Bei einer Weigerung, sich einen elektronischen Zähler installieren zu lassen, sah der Vorschlag Geldstrafen bis zu 17.000 Euro und Haftstrafen bis zu 6 Monate vor. Hintergrund dieses Schrittes waren hohe Messentgelte bei den Endkunden sowie unklare Verhältnisse und ungenaue oder gar keine Ablesungen beim Lieferantenwechsel. Ein entsprechendes Gesetz wurde im holländischen Parlament über 3 Monate diskutiert. Nach einer Kampagne von Datenschützern und Konsumentenschutzorganisationen wurde allerdings deutlich, dass keine parlamentarische Mehrheit für den Vorschlag zu erreichen sein wird. Eine Studie der Universität Tilburg kam zu dem Ergebnis, dass der im Parlament vorliegende Gesetzesvorschlag gegen die Europäische Menschenrechtskonvention verstoßen würde. Die damalige Wirtschaftsministerin, Maria van der Hoeven, zog daher am 7. April 2009 den Gesetzesvorschlag zurück.«

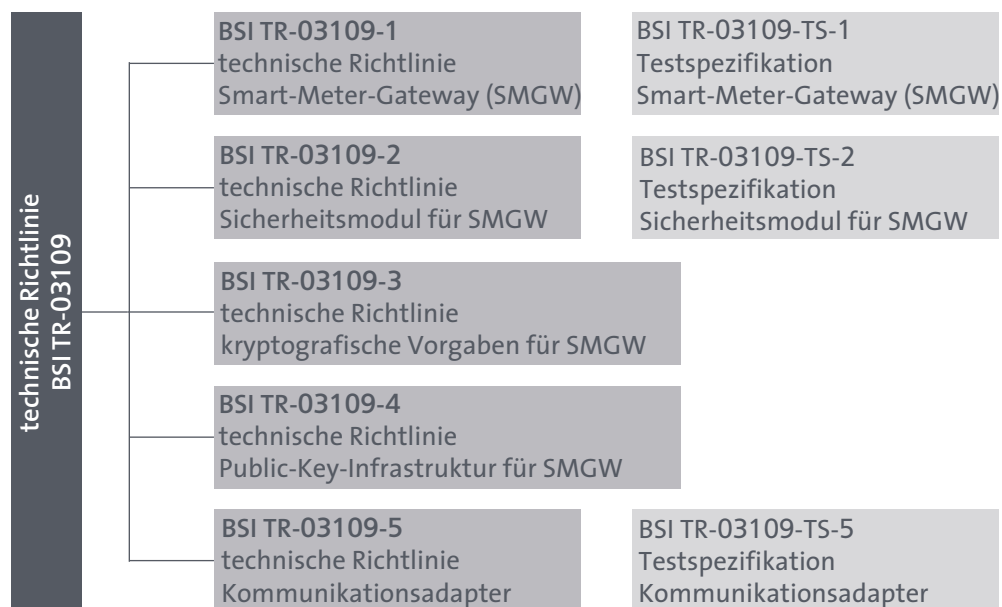
Für die Datensicherheit und den Datenschutz stellen sich durch den großflächigen Rollout von Smart Metern völlig neuartige Herausforderungen. Bislang endete die Kommunikationsinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber in einer überschaubaren Anzahl von Einrichtungen (z. B. Umspannwerke), die physisch relativ gut geschützt werden können (Mauern, Zäune, Alarmanlagen, Wachpersonal).

Smart Meter und die zugehörige Kommunikationsinfrastruktur in jedem Haushalt sind ungleich schwerer vor physischem oder datentechnischem Zugriff (z. B. über Funk- oder optische Schnittstellen) zu schützen. Die Erfahrung bei anderen Technologien zeigt, dass Sicherheitssysteme über kurz oder lang immer »geknackt« wurden, wenn der Anreiz dazu nur hoch genug ist. Zahlreiche Beispiele können hier genannt werden: Kopierschutz bei DVDs, Spielekonsolen, Pay-TV-Angebote, Chiptuning bei Automobilen etc. (Bleier 2013).

Vor diesem Hintergrund wurde das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) im Herbst 2010 beauftragt, Schutzprofile (»protection profile« [PP]) und Technische Richtlinien (TR) (Abb. IV.5) für das Smart-Meter-Gateway zu erarbeiten, um einen »einheitlichen technischen Sicherheitsstandard für alle Marktakteure zu gewährleisten« (BSI 2013, 2014a u. 2014b). Die dort definierten Mindestsicherheitsanforderungen sind Voraussetzung dafür, dass die Messsysteme verwendet werden dürfen (§ 21c, d, e u. i EnWG). Das heißt, die Messsysteme müssen gemäß den Anforderungen zertifiziert sein und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen.

ABB. IV.5

#### STRUKTUR DER TECHNISCHEN RICHTLINIE FÜR DAS SMART-METER-GATEWAY BSI TR-03109



Quelle: nach BSI 2013, S. 6

#### POSITION DER DATENSCHUTZBEAUFTRAGTEN

Die Konferenz der Datenschutzbeauftragten des Bundes und der Länder und Düsseldorfer Kreis haben 2012 eine Reihe von Forderungen und Empfehlungen formuliert, die für eine datenschutzgerechte Einführung von Smart Metern als

erforderlich erachtet werden (Datenschutzkonferenz/Düsseldorfer Kreis 2012, S. 12 ff.):

- > Eine Verarbeitung der Smart-Meter-Daten darf nur erfolgen, soweit es für die im Energiewirtschaftsgesetz aufgezählten Zwecke erforderlich ist. Dementsprechend dürfen Abrechnungsdaten nur zur Erstellung der Abrechnung verwendet werden.
- > Die Erhebung und Verarbeitung der Daten sind nach den Grundsätzen der Datenvermeidung, Datensparsamkeit und Verhältnismäßigkeit auszurichten. Das heißt, es sollen so wenig personenbezogene Daten wie möglich genutzt (z.B. keine sekunden- oder minutengenaue, sondern nur monatliche bzw. jährliche Erhebung) und diese sollen möglichst nur anonymisiert, pseudonymisiert oder aggregiert übermittelt werden.
- > Die Transparenz der Verfahrensschritte muss für die Kunden jederzeit gegeben sein, und Informations- und Betroffenenrechte müssen gewährleistet sein, z.B. durchsetzbare Ansprüche auf Löschung, Berichtigung und Widerspruch.
- > Die Datensouveränität der Betroffenen muss gewährleistet sein, beispielsweise durch Interventionsmöglichkeiten (z.B. Abschalten der Kommunikation mit Sicherstellung, dass eine korrekte Abrechnung weiterhin möglich ist). Die volle Wahlfreiheit der Kunden muss garantiert sein (keine Verpflichtung, einen variablen Tarif mit Lastgangmessung zu akzeptieren).
- > Ein hoher technischer Standard zur Datensicherheit und zum Datenschutz ist vorzusehen. Unter anderem sollen die Smart Meter nicht frei zugänglich sein. Hier wird auf das Schutzprofil und die Technische Richtlinie des BSI verwiesen.
- > Die Gewährleistung des Datenschutzes muss bereits bei der Konzeption und Gestaltung der technischen Systeme berücksichtigt und nicht erst hinterher nachgerüstet werden (»privacy by design«).

Auch der Europäische Datenschutzbeauftragte hat eine detaillierte Stellungnahme zu der Problematik des Datenschutzes bei Smart Metern abgegeben und eine Reihe spezifischer Empfehlungen ausgesprochen (EDPS 2012). Diese gehen in dieselbe Richtung wie die seiner deutschen Kollegen.

Es ist offenkundig, dass zwischen Datenschutz und der für eine volle Funktionalität (z.B. Förderung eines netzdienlichen Verbrauchsprofils) bzw. aus Netzbetreibersicht nützlichen Ausgestaltung des Smart Metering erhebliche Zielkonflikte bestehen. Beispielsweise ist für eine zeitgerechte Reaktion des Verbrauchs auf erzeugungsseitige Knappheits- bzw. Überschusssituationen eine viertelstündige (oder schnellere) Erfassung und Übermittlung von Verbrauchsdaten angezeigt. Ein aus Datensparsamkeit gefordertes maximal monatliches Intervall würde die Nutzung von Smart-Meter-Daten für die Verschiebung von Spitzenlasten dagegen praktisch ausschließen. Daher müssen die legitimen Datenschutzinteressen sorgfältig gegen die betrieblichen Erfordernisse der Netzbetreiber abgewogen und tragfähige Kompromisse ausgearbeitet werden. Für einen Beitrag der Nachfrageseite zu einem sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist es beispielsweise



nicht erforderlich, die Verbrauchsdaten jedes einzelnen Haushalts zu jeder Zeit zu kennen, sondern die aggregierten Daten eines Straßenzugs oder eines Quartiers würden für diesen Zweck völlig ausreichen.

Eine abschließende Bewertung der datenschutzrechtlichen Implikationen von möglichen Nutzungen der mittels Smart Metering gewonnenen Daten (z.B. Lastmanagement im Verteilnetz, Regelung von dezentralen Erzeugungsanlagen durch den VNB) ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Beim Aufbau der IT-Infrastruktur von Smart Metern und darauf aufbauender neuer Geschäftsmodelle ist den Akteuren dringend anzuraten, dass die Grundsätze der Datenvermeidung, Datensparsamkeit und Verhältnismäßigkeit die Basis aller Bestrebungen darstellen. Dies ist auch im Hinblick auf die Nutzerakzeptanz ein zentraler Gesichtspunkt (Boesche et al. 2011).



## ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DAS STROMNETZ

### V.

Die zukünftige Entwicklung der Stromnetze vollzieht sich nicht autonom, getrieben von rein wirtschaftlichen bzw. technologischen Faktoren, sondern es existiert ein beträchtlicher Spielraum für gesellschaftliche und politische Gestaltung. Eine zentrale Frage für die Entwicklung von Zukunftsbildern für die Netze lautet: Welches Energiesystem wollen wir, und welche Netze sind dafür erforderlich? Zur Konkretisierung können in unterschiedlichen Zieldimensionen Präferenzen formuliert werden, beispielsweise: Ist die Umsetzung der ökonomisch effizientesten Lösung vorzuziehen, oder wird Wert auf eine Vielfalt der Lösungsansätze und Akteure gelegt? Wird der Schwerpunkt auf Eigenständigkeit gelegt (z. B. Autarkie, Verringerung der Importabhängigkeit) oder auf Kooperation und die daraus erwachsenden Synergien? Die Leitlinien für diese Art von Entscheidungen sind gesellschaftlich zu definieren und in politische Gestaltung zu übersetzen.

Eine wesentliche Dimension, die auch in der öffentlich geführten Debatte eine bedeutende Rolle spielt, ist die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist bzw. konkret der Gegensatz »zentral–dezentral«. Daher werden im Folgenden einige Zukunftsbilder beschrieben, die sich primär darin unterscheiden, ob Stromversorgung und Netze international, regional oder lokal organisiert sind. Diese Grundausrichtung hat nicht nur erhebliche Auswirkungen auf die Struktur der Stromerzeugung (v. a. die Art und die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen), sondern auch auf die Rolle der Verbraucher (Lastmanagement, Einsatz von dezentralen Stromspeichern etc.).

Diese Szenarien sind nicht als sich gegenseitig ausschließende Alternativen zu verstehen, sondern im zukünftigen Versorgungssystem könnten durchaus Elemente aus allen drei Szenarien nebeneinander existieren.

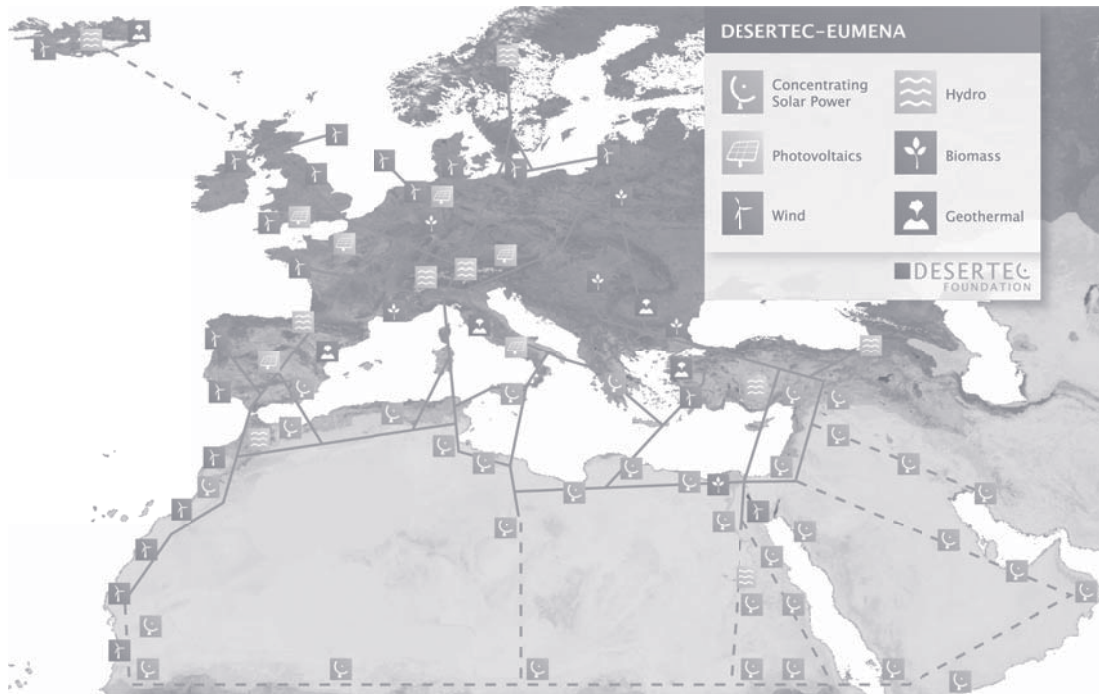
## EUROPÄISCHES SUPERGRID

### 1.

Eine zukünftige Infrastruktur aus hochleistungsfähigen Fernverbindungen zum Transport großer Strommengen über den gesamten Kontinent (in der Regel auf Basis von HGÜ-Technik) wird oft als »Europäisches Supergrid« bezeichnet (Abb. V.1). Auch andere Termini sind gebräuchlich, u. a. »Supersmart Grid«, »Overlay Grid« oder auch »Stromautobahnen«. Der Aufbau eines solchen Supergrids wird mit einer Reihe von daraus resultierenden Vorteilen auf drei übergeordneten Ebenen begründet: Versorgungssicherheit, Binnenmarkt, Integration erneuerbarer Energien (De Decker et al. 2011; McKinstry 2013).

ABB. V.1

EUROPÄISCHES SUPERGRID (KONZEPTSKIZZE)



Quelle: DESERTEC Foundation (23.2.2015)

#### BEITRAG ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

- › durch die Beseitigung von Netzengpässen und somit eine gestärkte Verlässlichkeit und Kompatibilität des EU-Netzwerks
- › durch die Erschließung von EE-Potenzialen und die damit verbundene Diversifizierung des Erzeugungsportfolios
- › Regionen mit schwacher Netzanbindung sollen besser integriert werden und somit besonders profitieren.

#### WETTBEWERB UND INTEGRATION DES GEMEINSAMEN BINNENMARKTS

- › Erhöhung des Im- und Export von Strom durch Verbesserungen bei der grenzüberschreitenden Transportkapazität
- › Vermeidung bzw. Verringerung von Preisspitzen durch Handelsaktivitäten
- › Die Integration und Vereinheitlichung des europäischen Strommarkts soll auf diese Weise vorangetrieben werden.

#### BEITRAG ZUR EE-INTEGRATION

- › Die großtechnische Erschließung und Nutzung von geografisch weiter entfernten EE-Quellen v. a. auch auf See (Wind, Strömung, Gezeiten)
- › weiträumiger Ausgleich von Schwankungen in der EE-Erzeugung und somit Reduzierung der vorzuhaltenden Reserveleistung



- › Verbindung zu großen Wasserkraftressourcen in Skandinavien und im Alpenraum.

Dem gedanklichen Ansatz entsprechend wird die Idee eines Supergrids meistens in einer europäischen Perspektive (teils unter Einschluss von Nordafrika) unter technischen bzw. ökonomischen Gesichtspunkten diskutiert (Czisch 2009; PwC 2010).

Czisch (2009, S. 61) errechnete (unter »konservativen technologischen und wirtschaftlichen Grundannahmen«) Erzeugungskosten von 4,65 Eurocent/kWh (einschließlich der Transportkosten bis zur Übergabe an das Drehstromnetz). Die Kosten für das HGÜ-Netz inklusive der Kosten für die Leitungsverluste betragen dabei etwa ein Zehntel der Gesamtkosten. Wird dagegen der interregionale Stromtransport ausgeschlossen, steigen die Kosten drastisch auf 10,4 Eurocent/kWh (Czisch 2009, S. 81). Czisch (2009, S. 5 ff.) folgerte daraus, dass eine durch das Supergrid vermittelte internationale Kooperation eine Schlüsselstellung für das Gelingen einer kostengünstigen regenerativen Vollversorgung in Deutschland bzw. Europa einnimmt.

Eine detaillierte Betrachtung der Implikationen für und der Rückwirkungen auf Deutschland ist bislang erst ansatzweise durchgeführt worden (z. B. PwC 2013b).

Oftmals werden als erste Schritte zum Aufbau eines Supergrids in Deutschland die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Nord-Süd-Verbindungen mittels HGÜ-Leitungen im Zusammenspiel mit den im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgelegten Planungen für den Anschluss von Windfarmen in Nord- und Ostsee an das Übertragungsnetz bezeichnet.

Konkret vorangetrieben wird dieser Ansatz auch in der »North Seas Countries' Offshore Grid Initiative«, die 2010 von zehn Nordseeanrainerstaaten<sup>32</sup> sowie der EU-Kommission ins Leben gerufen wurde (NSCOGI 2010). Auf der Grundlage der von den einzelnen Regierungen zur Verfügung gestellten Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen bis zum Jahr 2030 wurden verschiedene mögliche Netztopologien entworfen und auf ihre technische und ökonomische Machbarkeit hin untersucht (NSCOGI 2012). Die jährlichen Kosten für das Netz (Investitionen und Betrieb) wurden mit etwa 1,5 Mrd. Euro angegeben (6 % Diskontrate, 40 Jahre Nutzungsdauer), denen als ökonomischer Nutzen Einsparungen bei der Elektrizitätserzeugung in Europa in fast demselben Ausmaß gegenüberstehen (NSCOGI 2012, S. 50 f.). Insgesamt wurde eine verstärkte europäische Kooperation und Koordination als äußerst vorteilhaft bewertet, was auch der Einschätzung des SRU (2011, S. 221) entspricht: »Insbesondere der Ausbau der leistungsfähigen Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die als technisch neue

---

32 Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Irland, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Schweden, Vereinigtes Königreich.

Infrastruktur die vorhandenen Netze und Schnittstellen überlagert (»Overlay Grid«), sollte europaweit koordiniert und vorangetrieben werden.«

## DIE SZENARIEN DES UMWELTBUNDESAMTES

## 2.

Ausgehend von der Prämisse, dass die Stromversorgung im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, hat das Umweltbundesamt (UBA 2010) drei »archetypische Szenarien« definiert und auf ihre technisch-ökologische Machbarkeit hin untersucht. Deren wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist:

1. »International Großtechnik«: Nutzung der großtechnisch leicht erschließbaren EE-Potenziale in Deutschland, Europa und darüber hinaus. Europaweiter Ausgleich von Einspeise- und Nachfrageschwankungen mittels eines gut ausgebauten interkontinentalen Übertragungsnetzes.
2. »Regionenverbund«: Weitgehende Ausnutzung der regionalen EE-Potenziale. Um Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Importe aus den (und Exporte in die) Nachbarstaaten nur in geringem Umfang.
3. »Lokal autark«: Autarke Versorgung kleinräumiger, dezentraler Strukturen mittels lokaler Inselnetze, ausschließlich auf der Basis der lokal verfügbaren erneuerbaren Energien und großer Stromspeicher.

Diese drei Szenarien sind so angelegt, dass sie einen Lösungsraum für die Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 veranschaulichen sollen. Man geht davon aus, dass im zukünftig realisierten Versorgungssystem Elemente aus allen drei Szenarien nebeneinander existieren werden (UBA 2010, S.61 ff.). Indirekt wird allerdings eine klare Präferenz für das Szenario »Regionenverbund« ausgedrückt, was allein schon daran erkennbar ist, dass zunächst nur dieses detailliert analysiert wurde. 2013 wurde eine Analyse des Szenarios »Lokal autark« vorgelegt (UBA 2013), eine Vertiefung des Szenarios »International Großtechnik« erfolgte im August 2014 (UBA 2014).

Klar ist, dass die Konzentration auf bestimmte geografische Räume in den verschiedenen Szenarien direkt zur Folge hat, dass die jeweiligen Potenziale der erneuerbaren Energien, des Lastmanagements und der Speicher auf unterschiedliche Art und Weise ausgeschöpft werden und zu unterschiedlichen Anteilen zur gesamten Versorgung beitragen.

Ein unübersehbares Manko des gewählten Analyseansatzes ist, dass zwar die technisch-ökologische Machbarkeit nachgewiesen wird, aber keinerlei Aussagen zu ökonomischen Fragestellungen, wie z. B. Vergleiche von Investitions- und Betriebskosten verschiedener Versorgungsoptionen, getroffen werden können.

---

**SZENARIO »INTERNATIONAL GROSSTECHNIK«****2.1**

In der Analyse, die sich mit dem Szenario »International Großtechnik« befasst (UBA 2014), werden keine eigenständigen Berechnungen durchgeführt, sondern lediglich existierende Studien ausgewertet. Die Szenariostoryline, dass »größentechnisch leicht erschließbare EE-Potenziale in Deutschland, Europa und darüber hinaus« genutzt werden sollen, wird für die Analyse übersetzt in die konkrete Vorgabe, dass »Deutschland bzw. Europa einen bedeutenden Anteil (zwischen ca. 10 und 20 %) des jeweiligen Strombedarfs aus regenerativ hergestelltem Importstrom deckt« (UBA 2014, S. 104). Die hierfür benötigte Infrastruktur würde voraussichtlich stark an das im Kapitel V.1 beschriebene »Europäische Supergrid« erinnern.

Die Analyse ergab, dass der technischen Realisierbarkeit einer solchen Strategie aus heutiger Sicht keine prinzipiellen Hindernisse entgegenstehen, wobei für einige relevante Aspekte Erkenntnislücken identifiziert wurden. So fehlen noch zeitlich hoch aufgelöste Untersuchungen (z. B. in 15-Minuten-Intervallen), ob der Strombedarf und die für die Versorgungssicherheit essenziellen Systemdienstleistungen tatsächlich zu jedem Zeitpunkt auch bei (seltenen) ungünstigen Wetterlagen sicher erbracht werden können. Hinzu kommt, dass zu Themen wie Ressourcenbedarf, Artenschutz, Landschaftsbild und Ökosysteme noch viele Fragen ungeklärt sind. Allerdings gilt dies in ähnlicher Weise auch für die anderen Szenarien einer EE-Vollversorgung.

Als möglicherweise wichtigster Vorteil der Importstrategie wurde die Verringerung des Bedarfs an Stromspeicherkapazitäten identifiziert, da weiträumige Ausgleichseffekte sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig genutzt werden können. Als gewichtiger Nachteil gilt die höhere Komplexität (technologisch, finanziell, politisch-administrativ) der Errichtung von Erzeugungsanlagen im Ausland und grenzüberschreitender Infrastrukturen.

Ein wichtiger Faktor bei der Bewertung der Importstrategie ist das Niveau der zukünftig angenommenen Stromnachfrage. In Szenarien mit hoher Nachfrage (z. B. 700 TWh pro Jahr und mehr) gewinnen die Vorteile der Importstrategie an Bedeutung. Dies könnte sich beispielsweise ergeben, wenn auch im Wärme- und Transportsektor verstärkt EE-Strom zur Substitution fossiler Energieträger eingesetzt würde (z. B. Wärmepumpen, Elektromobile) (UBA 2014, S. 106 f.).

---

**SZENARIO »REGIONENVERBUND«****2.2**

Die zentrale Botschaft des Szenarios »Regionenverbund« ist (UBA 2010, S. 111 ff.), dass eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland mit dem heutigen hohen Niveau an Versorgungssicherheit machbar ist. Das gilt trotz des für die nächsten Jahre erwarteten erheblichen zusätzlichen Stromver-

brauchs aufgrund des starken Ausbaus neuer Anwendungen, v.a. der Elektromobilität und Wärmepumpen. Eine unverzichtbare Voraussetzung dafür ist, dass die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung in allen Bereichen ausgeschöpft werden. Angenommen wurde hierbei der Einsatz der besten heute am Markt verfügbaren Technologien, d.h. es wurden weder zukünftig stattfindende inkrementelle Innovationen noch etwaige technologische Durchbrüche vorausgesetzt.

Durch stundengenaue Simulationsrechnungen wurde gezeigt, dass deutschlandweit jederzeit ausreichend gesicherte Leistung und Regelleistung bereitgestellt werden kann, um kurzzeitige und unplanbare Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch auszugleichen. Hierfür werden Pumpspeicherwerke, GuD-Kraftwerke auf Basis von EE-Wasserstoff oder EE-Methan, mit Biogas betriebene Gasturbinen, Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung und regelbare Lasten in der Industrie eingesetzt.

Die Nachfrageseite leistet für eine stabile Versorgung einen unverzichtbaren Beitrag, und die Einführung von Lastmanagement ist hierfür eine notwendige Voraussetzung. Nicht nur mittlere und große Verbraucher im Industriesektor, sondern auch z.B. Elektromobile, Wärmepumpen und Anlagen zur Klimatisierung können dafür eingesetzt werden. Damit dies technisch und ökonomisch ermöglicht wird, muss eine geeignete Infrastruktur (v.a. Kommunikations- und Steuerungstechnik) aufgebaut und müssen durch zeitvariable und angebotsabhängige Tarife Preissignale gesetzt werden, die aktuelle Knappheiten widerspiegeln.

Eine weitere notwendige Voraussetzung ist der Aus- und Zubau von Stromspeichersystemen. Kurzzeitspeicher gleichen die Einspeiseschwankungen im Ein- und Mehrtagesbereich aus, Langzeitspeicher dienen dazu, längere angebotsarme Perioden zu überbrücken. Hierfür kommen aus heutiger Sicht praktisch nur chemische Speicher infrage. So wird hier angenommen, dass aus Stromüberschüssen durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt wird (mit oder ohne anschließende Umwandlung in Methan). Die benötigte Kapazität wird mit 44 GW installierter Elektrolyseleistung angegeben (UBA 2010, S. 90).

In Bezug auf die Stromnetze wird der Schluss gezogen, dass sowohl die Übertragungsnetze – zum Transport des vorwiegend in Norddeutschland erzeugten Windstroms in die südlicheren Verbrauchszentren – als auch die Verteilungsnetze – zur Bewältigung des Ausbaus der Elektromobilität und der Photovoltaik – ausgebaut werden müssen.

Wie der bestehende Netzausbaubedarf durch Speichersysteme, Lastmanagement, optimierte Anlagenauslegung und Standortwahl möglicherweise verringert werden könnte, war nicht Gegenstand der Analysen. Hier wird weiterer Untersuchungsbedarf gesehen.

Trotz der Konzentration auf die Region wird der positive Einfluss des europäischen Stromverbunds hervorgehoben, da er den großräumigen europaweiten

Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik ermöglicht. Im Szenario »Regionenverbund« ist dies nicht berücksichtigt, allerdings wird erwartet, dass Deutschland in der Realität voraussichtlich deutlich stärker in den europäischen Strommarkt integriert sein wird als hier angenommen.

Ein wesentlicher Pluspunkt dieses Szenarios wird darin gesehen, dass durch eine regional verankerte Strategie eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren (genannt werden Kommunen, Regionen, Energieversorgungsunternehmen, die mittelständisch geprägte Wirtschaft, einzelne Bürger und Bürgerinitiativen) aktiviert werden und sich so Regionen und Kommunen zu einem neuen Gestaltungsfaktor für das nationale Energiesystem entwickeln.

---

## SZENARIO »LOKAL AUTARK«

## 2.3

Dieses Szenario fokussiert auf kleinräumige dezentrale Einheiten (Gemeinden oder Stadtteile), die ihre Versorgung autark organisieren. Autarkie wird in dieser Untersuchung in strengem Sinne verstanden. Das bedeutet, dass eine Inselversorgung angenommen wird, die abgekoppelt vom Übertragungsnetz ausschließlich mit lokalen Mitteln die Versorgung zu jeder Zeit sicherstellt. Im Gegensatz dazu ist eine *bilanzielle Autarkie*, bei der lediglich die jährlich lokal erzeugte Strommenge mindestens so groß wie der Jahresverbrauch ist, wesentlich leichter zu erreichen (UBA 2013, S.4).

Über die beim Szenario »Regionenverbund« vorausgesetzten Effizienzsteigerungen hinaus wird hier angenommen, dass auf lokaler Ebene eine noch stärkere Motivation vorherrscht, die sich bietenden Effizienzpotenziale auszureizen, sodass in der Folge der Stromverbrauch bei den Haushalten um etwa 20 % geringer ausfällt als im Szenario »Regionenverbund« (UBA 2013, S.26).

Die Stromerzeugung erfolgt ausschließlich mittels Windenergie und Photovoltaik, da Wasserkraft und Geothermie nicht flächendeckend verfügbar sind und Biomasse aus verschiedenen Gründen (Flächenkonkurrenzen, negative Umweltauswirkungen, Vorrang der stofflichen Nutzung) nicht berücksichtigt wurde. Dies stellt eine sehr restriktive Randbedingung dar.

In einem autarken System rücken Speicher als unverzichtbare Komponenten zwangsläufig in den Mittelpunkt, um jederzeit eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Der hier errechnete Speicherbedarf wurde exemplarisch mit Blei-Akkus (als Starterbatterien für Autos marktgängig) gedeckt. Darüber hinaus wurden Stromüberschüsse auch zum Beladen der thermischen Speicher von Wärmepumpenheizsystemen eingesetzt.

Für die Simulationsrechnungen wurde exemplarisch je ein ländlich geprägtes (»Beispieldorf«) und ein städtisches Gebiet (»Stadtteil«) in Norddeutschland

(gute Windbedingungen) und Süddeutschland (gute Bedingungen für PV) definiert. Als Varianten wurde der Mobilitätsbedarf zum einen vollständig (100 %), zum anderen zur Hälfte (50 %) durch Elektrofahrzeuge befriedigt. Des Weiteren wurde für die Gebiete, in denen eine autarke Versorgung der Haushalte für möglich erachtet wurde, untersucht, welche Auswirkungen auftreten, wenn zusätzlich Gewerbe und Industrie als Stromverbraucher in Erscheinung treten.

Im Ergebnis zeigte sich, dass eine lokale autarke Stromversorgung in den ländlichen Siedlungsstrukturen machbar erscheint. In Süddeutschland muss hierfür (wegen der schlechteren Windbedingungen) eine höhere Erzeugungs- und Speicherleistung installiert werden als in Norddeutschland. Treten nicht nur Haushalte, sondern auch Gewerbe und Industrie als Stromverbraucher auf, kann eine autarke Versorgung nicht mehr erreicht werden. Dasselbe gilt für städtische Siedlungsstrukturen, in denen eine autarke Versorgung unter den beschriebenen Randbedingungen nicht dargestellt werden kann (UBA 2013, S. 96 ff.).

Allerdings muss betont werden, dass hier lediglich die technische Machbarkeit untersucht wurde, nicht jedoch die wirtschaftliche Umsetzbarkeit. Selbst im günstigsten der präsentierten Fälle (ländlich, Norddeutschland, 50 % Elektromobilität, nur Haushalte) muss eine erhebliche elektrische Speichergröße von 97 MWh installiert werden. Das bedeutet, dass für jeden der 3.850 Einwohner eine Speicherkapazität von ca. 25 kWh installiert werden müsste. Im hier betrachteten Beispiel von Blei-Akkus entspricht das einem ca. 800 kg schweren Speicher zum Preis von ca. 2.500 Euro<sup>33</sup> je Einwohner.

Hinzu kommt, dass zur Absicherung der Versorgung die Erzeugungsanlagen überdimensioniert werden müssen, sodass in der Gesamtbilanz nicht unerhebliche Strommengen nicht genutzt werden können. Im zitierten Beispiel wird mehr als doppelt so viel Strom erzeugt, wie tatsächlich genutzt werden kann (UBA 2013, S. 44).

Dies zeigt sehr anschaulich, dass die Beiträge, die ein gut ausgebautes Stromnetz beim weiträumigen Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen, bei der gegenseitigen Reserveleistung von Regionen oder auch bei der Erschließung von Regionen mit hohen Erzeugungspotenzialen (z.B. Geothermie, Offshorewind) leistet, im Sinne einer nachhaltigen Stromversorgung ganz Deutschlands letztlich unverzichtbar sind.

So fasst das UBA (2013, S. 99) die Ergebnisse seiner Studie wie folgt zusammen: »Lokale Autarkie kann in Einzelfällen umsetzbar sein. Ein Ansatz für eine tragfähige regenerative Energieversorgung ganz Deutschlands ist sie ... jedoch nicht.«

33 Kommerziell verfügbare Blei-Akkus kosten derzeit etwa 100 Euro/kWh und weisen eine auf das Gewicht bezogene Speicherkapazität von 30 Wh/kg auf.



---

**BETRIEB DES STROMNETZES IN REGIONALEN ZELLEN****3.**

Das Versorgungssystem in Deutschland steht aktuell enorm unter Druck. Die Übertragungsnetze müssen erheblich ausgebaut werden, was bei der betroffenen Bevölkerung Kritik und teilweise Widerstand auslöst. Es werden Stimmen laut, über mögliche Alternativen nachzudenken bzw. diese konkret zu entwickeln. Gleichzeitig wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer, die Netzbetreiber müssen immer öfter eingreifen, um den stabilen Betrieb zu gewährleisten. Es stehen Fragen im Raum, ob bei einer Fortsetzung der gegenwärtigen Trends das Versorgungssystem insgesamt störungsanfälliger werden und verstärkt Stromausfälle drohen könnten und wie den anstehenden Herausforderungen zu begegnen ist.

Hierbei sind zwei Denkansätze vorherrschend, die beide zum Ziel haben, die Versorgungssicherheit zu stärken. Zum einen soll dies durch den Ausbau der transeuropäischen Vernetzung durch Overlay Grids und Supergrids und Ausnutzung der damit verbundenen Vorteile (v.a. weiträumiger Ausgleich von Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen bzw. Erschließung massiver EE-Potenziale: Offshorewind, Solarenergie aus Nordafrika, skandinavische Speicherwasserkraft) erreicht werden. Zum anderen wird eine Reorganisation der Stromversorgung angedacht, um die regionale Ebene zu stärken und die lokal vorhandenen Potenziale besser ausschöpfen zu können. Diese beiden Ansätze schließen sich zwar von der Sachlogik her nicht notwendigerweise aus, sie werden derzeit aber eher als widerstreitende Alternativen diskutiert.

Unbestritten ist, dass besonders die Rolle der Verteilnetze im Versorgungssystem derzeit einem tief greifenden Wandel unterliegt. Nicht zuletzt müssen stark ansteigende Anteile dezentraler fluktuierender EE-Einspeisung von den Verteilnetzen aufgenommen werden. Weithin akzeptiert wird der Kerngedanke, dass dies nur gelingen kann, wenn auf der Ebene der Verteilnetze mehr Systemverantwortung als bisher übernommen wird. Diese Überlegung wird im Folgenden einen Schritt weiter verfolgt mit der zentralen Frage, wie der Betrieb der Stromnetze in regional begrenzten Zellen organisiert werden kann und welche Vorteile auf diese Weise ggf. zu erreichen sind im Sinne

- > einer verbesserten Resilienz gegenüber Großstörungen,
- > der Unterstützung der weiteren Integration erneuerbarer Energien sowie
- > der Dämpfung des Netzausbaubedarfs auf der Übertragungsebene (ggf. einschließlich der regionalen 110-kV-Hochspannungsnetze).

Bei den folgenden Teilkapiteln handelt es sich in weiten Teilen um eine überarbeitete und gekürzte Fassung des Gutachtens von Ecofys (2013a).



## DEFINITION UND ABGRENZUNG

### 3.1

Der Begriff »regionale Zellen« (bzw. »regionale Netze«) wird im Folgenden verwendet für Netzregionen, die

- > durch einen begrenzten geografischen Umfang gekennzeichnet sind,
- > im regulären Betrieb Bestandteil eines umfassenderen Systems der elektrischen Energieversorgung sind,
- > aber dabei ebenfalls (ggf. zeitlich und/oder im Versorgungsumfang begrenzt) unabhängig vom übergeordneten Verbundsystem betrieben werden können (bivalenter Betrieb).

Dieser Typ von Systemarchitektur wird unter dem Oberbegriff »Microgrid« seit einigen Jahren in der Fachwelt diskutiert, meist als Option, um die Zuverlässigkeit schwach ausgebauter bzw. relativ störanfälliger Netze zu stärken. Beispiele finden sich u. a. in den USA (Galvin Electricity Initiative 2010) oder in Indien (Greenpeace/Energynautics 2012), wo das Thema nach einem landesweiten Netzzusammenbruch im Juli 2012 mehr und mehr in den Fokus der Debatte rückt (Bullis 2012).

Der Betrieb des Netzes in regionalen Zellen lässt sich von verwandten Konzepten abgrenzen, mit denen zwar punktuell Übereinstimmungen bestehen, die aber letztlich andere Schwerpunkte setzen (Kasten).

#### MINIGRIDS

Minigrids werden autark, ohne Anknüpfung an einen Netzverbund betrieben und sind für eine Anbindung an ein Übertragungsnetz auch nicht vorgesehen.

#### SMART GRIDS

Ein zentraler Berührungspunkt von Smart-Grid-Konzepten mit den hier untersuchten regionalen Zellen ist die Ausstattung von Verteilnetzen mit einer umfangreichen IKT-Infrastruktur, um eine bessere Kenntnis des aktuellen Systemzustands und eine höhere Regelfähigkeit zu erreichen. Dies ist für beide Ansätze ein unverzichtbares charakteristisches Element.

Der wesentliche Unterschied ist, dass Smart Grids vor allem auf eine gesteigerte Reaktionsfähigkeit der Akteure und Komponenten im Marktgeschehen und die Erschließung von Optimierungspotenzialen im regulären Betrieb abzielen. Eine Regionalisierung oder gar die Ertüchtigung abgegrenzter Netzabschnitte zu einem vom Systemverbund unabhängigen Betrieb wird in der Regel nicht bezweckt.

**VIRTUELLE KRAFTWERKE**

Virtuelle Kraftwerke zielen auf einen koordinierten Betrieb von Clustern von Erzeugungseinheiten, oft in einer Kombination unterschiedlicher, meist dezentraler Technologien (z.B. Mikro-KWK, Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, u. U. unter Einbeziehung von Notstromversorgungen). Dabei stehen die Erschließung von Effizienzpotenzialen und die Optimierung des Kraftwerksportfolios im Mittelpunkt.

Bei einem virtuellen Kraftwerk ist es weder erforderlich, dass die einzelnen Erzeugungseinheiten in einer Region lokalisiert sind, noch dass die Versorgung bei Wegfall des Übertragungssystems aufrechterhalten werden kann.

**FUNKTIONALITÄT UND TECHNISCHE UMSETZUNG****3.2**

Für die genauere Spezifizierung der Funktionalität der regionalen Zelle sind unterschiedliche Anspruchsniveaus denkbar. Für die folgenden Überlegungen wird die sehr ehrgeizige Zielsetzung zugrunde gelegt, dass bei einer Störung auf der Ebene des Übertragungsnetzes in der Regel ein unterbrechungsfreier Übergang vom Verbund- in den Inselbetrieb unterstützt wird. Falls dies nicht gelingt und eine Unterbrechung der Versorgung (Blackout) eintritt, soll ein Schwarzstart innerhalb des Teilnetzes zügig realisierbar sein, eine (ggf. eingeschränkte) Versorgung im Verteilnetz wieder aufgenommen und anschließend der Netzwiederaufbau auf der überlagerten Ebene unterstützt werden.

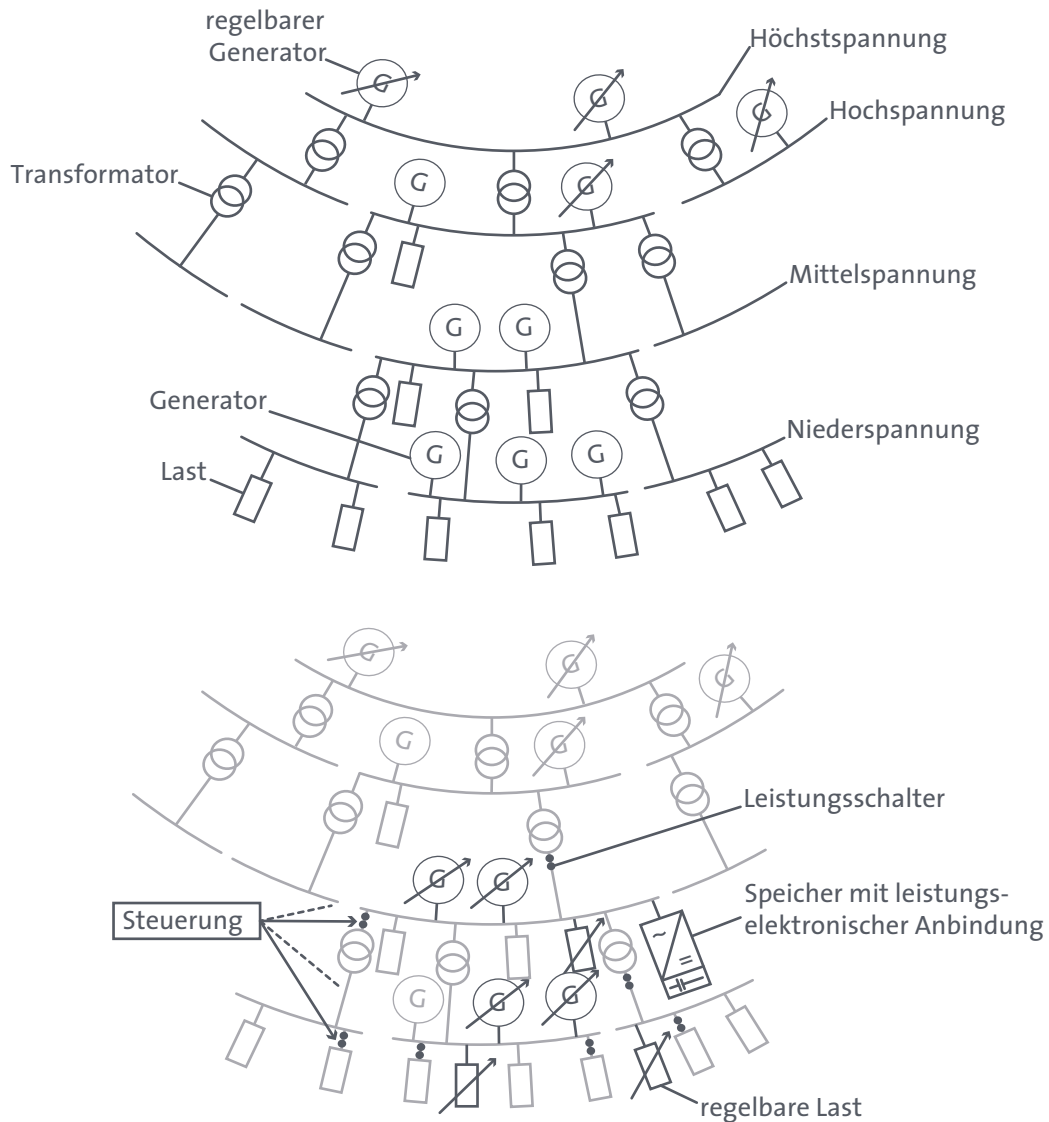
Dies orientiert sich am »Cell Controller Project«, das in Dänemark unter Federführung des staatlichen ÜNB Energinet.DK durchgeführt worden ist und das eins der umfangreichsten und ehrgeizigsten Vorhaben weltweit zu diesem Thema darstellt. Über ein Jahrzehnt wurden Konzepte für den Betrieb von Verteilnetzen mit dezentraler Einspeisung sowohl im Verbund als auch im Inselmodus sowie der Übergang zwischen beiden Zuständen durch ein breites Industriekonsortium entwickelt, simuliert und in einem groß angelegten Feldversuch praktisch erprobt (Energinet.dk 2011). Motiviert war das Projekt durch die Erkenntnis, dass die Liberalisierung im Zusammenspiel mit der zunehmenden dezentralen Einspeisung einen bivalenten Betrieb von Teilen des Verbundsystems mehr und mehr nahelegen werden. Einen konzeptionell ähnlichen Ansatz verfolgte das E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), wobei hier neben der technischen Umsetzung vor allem wirtschaftliche Aspekte – die Einbindung regionaler Erzeugungs- und Nachfragepotenziale in einen »Energiemarktplatz« – im Mittelpunkt standen (Kießling 2013).

Um diese gegenüber heutigen Verteilnetzen wesentlich erweiterte Funktionalität zu erreichen, müssen regionale Zellen zwingend mit einer höheren Regelfähigkeit und damit einer umfangreichen IKT-Infrastruktur ausgestattet werden. Dafür

sind – abgesehen von Einrichtungen zur Datenerfassung, -übertragung und -verarbeitung – weitere Stellglieder im Netz erforderlich. Dazu zählen einerseits Einrichtungen zur Beeinflussung der Erzeugung und der Verteilung, andererseits aber auch solche zur gezielten Beeinflussung von Lasten. Die Gegenüberstellung des Aufbaus konventioneller Netzstruktur und regionaler Zellen in Abbildung V.2 deutet an, welche zusätzlichen Komponenten erforderlich sind. Prinzipiell lassen sich neben der Steuerung folgende Komponenten und Baugruppen unterscheiden:

- > Für die Steuerung der Zellen im Inselbetrieb wird meist von einem hierarchischen oder zentralen Konzept ausgegangen. Es ist naheliegend, dass die Steuerungstechnik der bestehenden Erzeugungsanlagen für einen Betrieb in regionalen Zellen ertüchtigt werden müsste. Das gilt für fossil angetriebene und EE-Anlagen gleichermaßen.
- > Leistungsfrequenzregelung (entspricht auf der Übertragungsnetzebene der sogenannten Primärregelung) und Blindleistungsspannungsregelung auf bisher unregelmäßig, dezentralen Erzeugungseinheiten. Die hierfür erforderlichen Regeleinrichtungen sind vergleichbar zu denjenigen, die bereits bei virtuellen Kraftwerken zum Einsatz kommen (Fraunhofer IWES et al. 2014b).
- > Speicher mit leistungselektronischer Anbindung: Regionale Zellen erfordern in jedem Falle (begrenzte) Speicherkapazitäten, die die Leistungsbilanz während transients Vorgänge ausgleichen können. Bei geeigneter Auslegung und Ansteuerung können das grundsätzlich auch Speicher sein, die im regulären Verbundbetrieb auf anderen Einsatzgebieten und Märkten bewirtschaftet werden (Eigenverbrauch, Regelerneuerbaremärkte).
- > Steuerbare und abschaltbare Lasten: Sie stellen das Gegenstück zu Speichern dar und erlauben einen sehr schnellen und kostengünstigen Ausgleich der Leistungsbilanz, in erster Linie bei Überspeisung.
- > Leistungsschalter in Abgängen auf verschiedenen Spannungsebenen. Die Netztopologie und ggf. auch der Umfang der regionalen Zelle müssen der aktuellen Situation bei Einspeisung und Verbrauch angepasst werden können. Da der begrenzte Umfang des Erzeugungsportfolios innerhalb einer Zelle die Freiheitsgrade bei der Beeinflussung der Leistungsbilanz verringert, wird eine nahtlose Versorgung aller Angeschlossenen nicht unter allen Umständen möglich sein. Der Betreiber der regionalen Zelle muss dann eine gezielte Auswahl der zu versorgenden Netzabschnitte vornehmen. Diese Auswahl ist u.U. feiner, als es die heutigen Betriebsmittel zulassen. Die dafür erforderlichen Steuerungen können als eine smart-grid-ähnliche Ergänzung der Infrastruktur gegenüber dem heutigen Versorgungssystem interpretiert werden.

ABB. V.2 KONVENTIONELLE NETZSTRUKTUR (OBEN) VS. REGIONALE ZELLE (UNTEN)



Quelle: nach Ecofys 2013, S. 9

## MÖGLICHE TECHNISCHE VARIANTEN

## 3.3

### GLEICHSTROMBASIERTE MICROGRIDS

Gleichstrombasierte Systeme werden insbesondere im Zusammenhang mit ländlicher Elektrifizierung und Photovoltaik als wesentlicher Erzeugungstechnologie diskutiert. Die Grenze zu Minigrid-Konzepten, die keine Schnittstelle zu einem überlagerten Wechselspannungsnetz mittels Wechselrichtern vorsehen, ist dabei fließend. Innerhalb der Microgrids wird die Leistungsbilanz mit Energiespeichern ausgeglichen. Hierfür werden neben elektrochemischen Speichern auch

Schwungräder (»flywheels«) erörtert. Unter anderem werden folgende Vorteile angeführt (Sarker et al. 2012, S. 1):

- > Eine Reduktion der Verluste bei Übertragung und Verteilung,
- > eine vereinfachte Netzanbindung von PV-Anlagen,
- > die Möglichkeit, Geräte über einen eigenen Wechselrichter entkoppelt vom Gleichstromsystem zu betreiben (damit bleiben anwendungsseitige Kurzschlüsse und Fehler weitgehend ohne Auswirkung für den Rest des Systems),
- > die bestehenden guten Erfahrungen mit Gleichstromanwendungen und Geräten in Entwicklungsländern.

Die meisten der aufgelisteten Vorteile treffen jedoch nur bedingt zu. Beispielsweise sind niedrige Verluste nur bei geringen Systemspannungen (wenige 100 Volt) und kurzen Entfernungen bzw. niedrigen Leistungen zu erwarten. Des Weiteren erfordern Spannungsanpassungen an jeder Schnittstelle leistungselektronische Umformer. Diese sind bezüglich ihrer Verluste – auch künftig – klassischen Transformatoren für Wechselstrom bestenfalls ebenbürtig.

Darüber hinaus ist die auf den ersten Blick naheliegend erscheinende Kombination der Gleichstromerzeugung mittels PV und der Gleichstromübertragung lediglich suggestiv. Der Grund ist, dass der Ertrag von PV-Anlagen mittels des in Wechselrichtern üblicherweise implementierten sogenannten MPP-Tracking (»maximum power point tracking«)<sup>34</sup> erheblich gesteigert werden kann. Daher wird auch für die Einbindung von PV-Anlagen in Gleichstromnetze eine leistungselektronische Umformung unverzichtbar sein, die praktisch denselben technischen Aufwand bedingt und dieselben Energieverluste verursacht wie ein klassischer Wechselrichter.

Der Vorteil der Isolierung von Störungen mittels anlagenseitiger Wechselrichter ist nicht spezifisch für Gleichspannungsnetze. Er funktioniert in Wechselspannungsnetzen ebenso, falls ein zusätzlicher Wechselrichter installiert wird.

Ein potenzieller Nachteil von Gleichspannungssystemen ist, dass etliche erforderliche Komponenten (Sicherheits- und Schutztechnik, Leistungsschalter u. a.) aus physikalischen Gründen oder aufgrund der eingeschränkten Marktverfügbarkeit deutlich kostspieliger sind als die der konventionellen Wechselstromtechnik. Insgesamt gesehen ist daher die Gleichspannungstechnik – auch perspektivisch – der Wechselspannungstechnik bestenfalls ebenbürtig.

#### MICROGRIDS MIT HÖHEREN BETRIEBSFREQUENZEN

Die Idee, das Netz statt mit den üblichen 50 Hz mit einer höheren Grundfrequenz – vorgeschlagen werden etwa 500 Hz – zu betreiben, hat in erster Linie

34 MPP-Tracking ist ein in PV-Wechselrichtern programmierter Algorithmus, der es erlaubt, den höchsten Energieertrag für das jeweils aktuelle Strahlungsdargebot zu erzielen. Wegen der nichtlinearen Kennlinie von PV-Modulen führt ein Anlagenbetrieb mit fest vorgegebenen Spannungen hingegen zu erheblichen Ertragseinbußen.

physikalische Gründe: Da die Dämpfung höherer harmonischer Frequenzen einfacher ist und teils automatisch geschieht, vermindert sich die Belastung der Endanwendungen. Darüber hinaus nimmt mit steigender Frequenz die erforderliche Baugröße bestimmter Komponenten – in erster Linie Transformatoren und elektrische Antriebe – ab. Ein weiterer Vorteil ist, dass das durch Fluoreszenzlampen erzeugte Licht weniger wahrnehmbar flackert als beim Betrieb mit 50-Hz-Wechselspannung.

Diesen Vorteilen stehen allerdings gravierende Nachteile gegenüber. Bereits die (höhere) Grundfrequenz im System wird durch die Netzkomponenten unweigerlich vergleichsweise stark gedämpft, die frequenzabhängigen Verluste entlang des Übertragungsweges steigen somit an. Auch die zu kompensierende Blindleistung wächst mit der Frequenz. Infolgedessen erfordert eine einigermaßen zufriedenstellende Spannungshaltung bereits bei kurzen Übertragungsstrecken einen beträchtlichen Kompensationsaufwand.

Die Reduktion der Baugröße von Transformatoren mag ein Vorteil sein. Allerdings wird dieser bereits heute und in stärkerem Maße mit Schaltnetzteilen und leistungselektronischen Umformern erzielt, die intern noch weit höhere Frequenzen für die Leistungsanpassung nutzen.

Vor diesem Hintergrund scheint insgesamt gesehen eine Umstellung der Systemfrequenz ein unangemessener Aufwand zu sein.

---

## BEWERTUNG

## 3.4

Im Folgenden werden Einschätzungen vorgenommen, ob bzw. wie regionale Zellen zu den drei zuvor formulierten Zielkriterien Resilienz, Integration erneuerbarer Energien bzw. Dämpfung des Netzausbaus beitragen.

### RESILIENZ UND STABILITÄT DER VERSORGUNG

Angesichts der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland mag es auf den ersten Blick widersprüchlich erscheinen, ein Umdenken in der Systemarchitektur mit einer Verbesserung der Stabilität der Versorgung zu begründen. Dies bedarf einer Erklärung:

Im UCTE-Synchronverbund, der einen Großteil des europäischen Festlands umfasst, speisen alle angeschlossenen Generatoren mit derselben Frequenz und mit einer nur in engen Grenzen abweichenden Phasenlage in das System ein. Diese vergleichsweise starre Kopplung hat den Vorteil, dass einzelne Störungen in einem Gebiet (»Regelzone«) durch die benachbarten Regelzonen gestützt werden und die Funktion des Gesamtsystems kaum beeinträchtigen können.

Falls jedoch wegen des Störungsausmaßes die Stützung einer durch einen Fehler betroffenen Regelzone durch die benachbarten Regelzonen nicht mehr gelingt,

verkehrt sich der Vorteil der starr gekoppelten kontinentalen Drehstromsysteme potenziell in sein Gegenteil. Eine Abweichung in Frequenz oder Phasenlage, die die Toleranzgrenzen des Systems übersteigt, kann dazu führen, dass sich die Störung kaskadenartig ausbreitet. In der Folge kann die Versorgung auch in Netzregionen zusammenbrechen, selbst wenn dort alle Betriebsmittel fehlerfrei funktionieren.

#### DIE GROSSSTÖRUNG AM 4. NOVEMBER 2006

Am späten Abend des 4. November 2006 um etwa 22:10 Uhr kam es zu einer Großstörung im UCTE-System, bei der etwa 15 Mio. Haushalte in Europa von Stromausfällen betroffen waren. Die Ursache war die in ihren Konsequenzen unzureichend durchdachte Abschaltung einer einzelnen Übertragungstrasse zwischen Deutschland und den Niederlanden (Conneforde-Diele).

In der Folge kam es zu einer Systemauftrennung in drei Gebiete: der westliche Teil Europas (Area 1, Abb. V.3) brach wegen einer Unterdeckung mit Erzeugungsleistung großflächig zusammen. Im nordöstlichen Teil (Area 2, Abb. V.3) gelang es, eine Versorgungsunterbrechung trotz massiver Überspeisung und daraus folgender Frequenzerhöhung zu vermeiden. Im südöstlichen Europa (Area 3, Abb. V.3) war die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Störung nahezu ausgewogen und das System konnte stabilisiert werden.

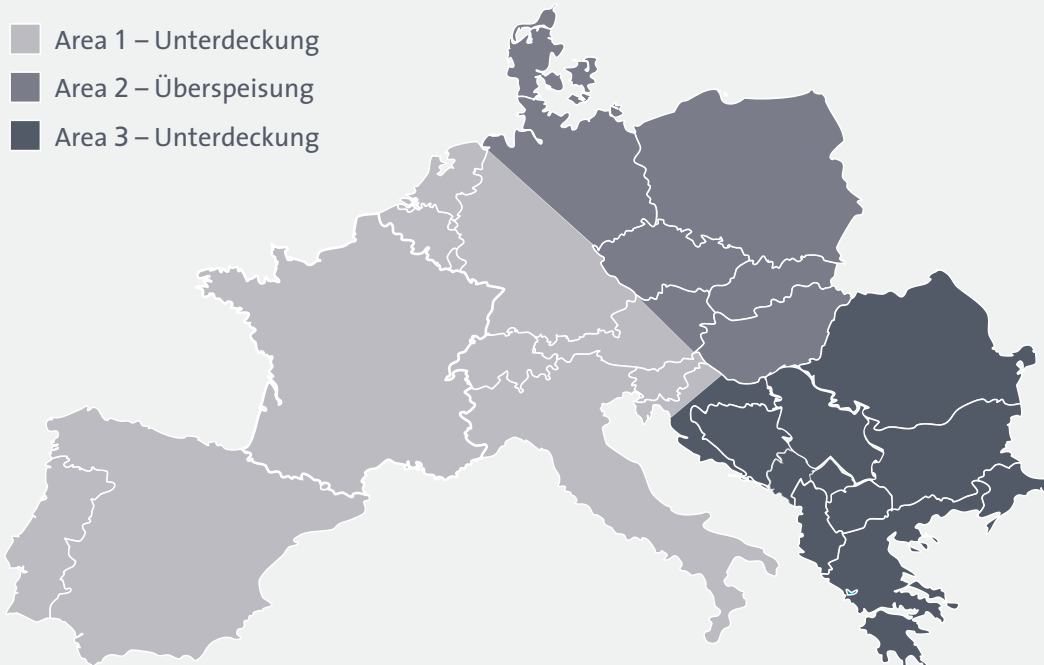
Nach 38 Minuten konnte die Synchronisierung wiederhergestellt werden, bis zur Rückkehr zum Normalbetrieb vergingen etwa 2 Stunden (UCTE 2007).

Kürzlich wurden ähnliche Störszenarien im Zusammenhang mit dem sogenannten »50,2-Hz-Problem« intensiv diskutiert. Aufgrund einer historisch gewachsenen technischen Vorgabe bestand die reale Gefahr, dass sich beim Erreichen einer Systemfrequenz von 50,2 Hz gleichzeitig alle angeschlossenen Photovoltaikanlagen automatisch vom Netz trennen würden. Dies hätte an einem sonnigen Tag den plötzlichen Wegfall von bis zu 20 MW PV-Einspeisung bedeutet, was vom Verbundsystem kaum zu verkraften gewesen wäre. Bis zum Abschluss der in der daraufhin erlassenen Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV)<sup>35</sup> vorgeschriebenen Umrüstungsmaßnahmen besteht immer noch ein nicht zu vernachlässigendes Risiko, dass sich einzelne, z.B. auf Deutschland begrenzte Störereignisse europaweit ausweiten und zu einem Zusammenbruch der kontinentalen Versorgung führen können (Ecofys/IFK 2011; ENTSO-E 2013).

35 Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), die zuletzt durch Art. 1 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist



ABB. V.3

 SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES UCTE-SYNCHRONVERBUNDS  
 WÄHREND DER STÖRUNG AM 4. NOVEMBER 2006


Quelle: UCTE 2007, S.21

Die im Rahmen dieser Studie betrachtete Resilienz des Gesamtsystems und seiner Teile zielt darauf, die Reichweite von Störungen zu begrenzen. Für regionale Zellen bedeutet das, dass sie die Versorgung – u.U. regional, zeitlich und/oder funktional eingeschränkt – aufrechterhalten können, auch wenn die überlagerten oder benachbarten Netze störungsbedingt nicht verfügbar sind.

Die Versorgungssicherheit eines kleinen, im Inselbetrieb agierenden Systems mit einer beschränkten Anzahl unabhängiger Erzeugungseinheiten ist (allein schon aus statistischen Gründen) unvermeidlich auf einem niedrigerem Niveau als die eines umfangreichen Systems, wie z.B. des europäischen Synchronverbunds. Nicht zuletzt aus diesem Grund sieht das Konzept der regionalen Zellen einen andauernden Inselbetrieb nicht vor. Solange negative Rückwirkungen der Inselnetzbildung auf die Robustheit des Übertragungssystems ausgeschlossen werden können, kann die Versorgungssicherheit aus Sicht der Endkunden durch die Option eines Weiterbetriebs im Fall einer großräumigen Störung nur verbessert werden.

Allerdings sind derzeit die systemischen Rückwirkungen der Inselbildung auf das Gesamtsystem noch nicht gründlich genug erforscht worden, um deren Art und Ausmaß verlässlich abschätzen zu können. Sicher ist jedoch, dass sich aus diesen Analysen Anforderungen an die technische Umsetzung der regionalen Zellen

ableiten lassen werden. Wenn sich beispielsweise das Verbundsystem in einem fragilen, aber noch beherrschbaren Zustand befindet, könnte eine verfrühte bzw. unkoordinierte Abkopplung von stabilen Zellen dazu führen, die Störungssituation zu verschärfen bzw. im ungünstigsten Fall einen Blackout erst auszulösen. Das bedeutet, dass die Auftrennung erst zu einem Zeitpunkt veranlasst werden sollte, wenn ansonsten der Zusammenbruch der Versorgung in der »regionalen Zelle« unvermeidlich wäre. Andererseits muss im Falle der tatsächlichen Notwendigkeit der Übergang in den Inselbetrieb innerhalb sehr kurzer Zeitspannen (wenige Schwingungsperioden der Wechselspannung) vollzogen werden, da andernfalls die unterbrechungsfreie Umschaltung nicht mehr garantiert werden kann.

Das ist nur möglich, wenn jederzeit ausreichend Informationen über den Netzzustand (sowohl in der Zelle als auch im vorgelagerten Netz) vorliegen, d.h., es ist eine verlässliche Zustandserkennung des Systems in Echtzeit zwingend erforderlich. Darüber hinaus müssen koordinierte Strategien der Inselnetzbildung und des Wiederverbunds entwickelt werden.

Der kontrollierte Übergang eines unterlagerten Netzabschnitts vom Verbund- in den Inselbetrieb stellt eine nicht zu unterschätzende technologische Herausforderung dar. Gleichzeitig bedeutet dies auch eine Abkehr von bisherigen konventionellen Betriebsstrategien, bei denen die Inselnetzbildung bewusst weitgehend ausgeschlossen wird. Hintergrund hierfür ist, dass ein unbeabsichtigter Inselbetrieb beträchtliche Risiken hinsichtlich der Beschädigung der Anlagentechnik sowohl auf Netz- als auch auf Endkundenseite mit sich bringen und darüber hinaus sogar die Sicherheit von Personen (z.B. der mit der Fehlerbehebung beauftragten Handwerker) gefährden könnte.

Die zuverlässige Beherrschung dieses Übergangs setzt in Bezug auf die Auslegung der »regionalen Zellen« eine Reihe technologischer Eigenschaften voraus:

- › Die Erkennung der Notwendigkeit einer Netztrennung und deren Umsetzung muss sehr schnell – innerhalb weniger Schwingungsperioden der Netzfrequenz – erfolgen.
- › Das System muss eventuell auftretende transiente Ströme und Spannungen (beim Übergang von einem in einen anderen Zustand u.U. auftretende Spitzenbelastungen) ohne Betriebsunterbrechung tolerieren. Beispielsweise können leistungselektronische Komponenten so ausgelegt werden, dass sich auftretende Ströme begrenzen lassen.
- › Die im System gespeicherte Energie muss ausreichen, um einen Weiterbetrieb des Netzes innerhalb der Toleranzgrößen wenigstens für die Dauer des Übergangs in den neuen stationären Zustand zu unterstützen. Je schneller dieser Übergang vollzogen wird, desto weniger Energie ist für die Überbrückungsperiode erforderlich. Gegebenenfalls reicht die in den rotierenden Massen elektromechanischer Generatoren vorhandene Energie hierfür aus. Diese Massen-

trägheit ist allerdings bei Anlagen im Niederspannungsbereich (z. B. BHKW eines Mehrfamilienhauses) bedeutend kleiner als bei den Großkraftwerken des Verbundsystems. Darüber hinaus ist diese netzstützende Eigenschaft bei Generatoren, die über leistungselektronische Umformer (v. a. Wechselrichter) einspeisen, nicht automatisch gegeben, sondern setzt eine entsprechende Steuerung voraus. In der Regel wird dies dazu führen, dass weitere, der Systemstabilisierung gewidmete Speicher (Schwungräder, elektrochemische Speicher) vorhanden sein müssen.

- › Die netzbildende Funktion (Vorgabe von Frequenz und Phasenlage), die normalerweise durch das überlagerte Verbundnetz übernommen wird, muss lokal in der Netzzelle realisiert sein und im Inselbetrieb unverzüglich aktiviert werden, zumindest wenn Versorgungsunterbrechungen vollständig vermieden werden sollen.
- › Die Struktur und der Einsatz des Erzeugungsportfolios innerhalb einer Zelle unterliegen im Inselbetrieb einer Reihe von Restriktionen. Die vorzuhaltende Reserve hängt ab von der Regelbarkeit und der Ausgewogenheit sowie der Größenverteilung der Erzeugungsanlagen. Ein sehr starker Generator, dessen Leistung die aller übrigen Generatoren deutlich übersteigt – z. B. ein Cluster dicht beieinander befindlicher PV-Anlagen, die von denselben Wolkendurchzügen betroffen sind – muss ggf. im Betrieb gedrosselt werden, um die Regelungsfähigkeit des Systems zu gewährleisten. Ist eine Drosselung unter einem bestimmten Punkt technisch bedingt nicht möglich (z. B. Verbrennungskraftmaschinen), kann das dazu führen, dass ein derartiger dominierender Generator im Inselbetrieb nicht genutzt werden kann. Die Reserveverfordernisse und die sich daraus ergebenden Restriktionen für den Kraftwerkseinsatz eines Clusters regionaler Netze sind stringenter als im Falle des Systemverbunds aus diesen Netzen. Die mögliche Reduktion der Reservevorhaltung und die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes waren und sind nicht zuletzt wesentliche Treiber bei der Erweiterung der Verbundsysteme.

Die zunehmende IKT-Abhängigkeit, die regionalen Netzen eigen ist, kann die Robustheit des Gesamtsystems ggf. auch systematisch schwächen. Dies gilt insbesondere, wenn die IKT-Infrastrukturen dann doch systemübergreifend ausgelegt sind (oder gar auf öffentlich zugängliche Netzwerke zurückgreifen, z. B. das Internet) und somit die regionalen Zellen auch im Inselbetrieb nicht als unabhängig voneinander angesehen werden können. Das Thema der Daten- und Informationssicherheit ist allerdings von grundsätzlicher Bedeutung für die Energiewirtschaft und nicht spezifisch für regionale Netze (Kap. VI).

Insgesamt gesehen erscheint es dennoch nicht unplausibel, dass die technischen und betriebsseitigen Herausforderungen lösbar sind und dass regionale Zellen somit zur Resilienz und Stabilität der Versorgung sowie einer Einhegung von Großstörungslagen beitragen könnten, obwohl derzeit eine belastbare Analyse der systemischen Aspekte noch aussteht.

## UNTERSTÜTZUNG DER INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN

Oftmals wird das Argument angeführt, dass eine Regionalisierung der Versorgung eine verbesserte Integration fluktuierender erneuerbarer Energien zur Folge habe, da auf diese Weise eine intelligenter Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch möglich sei. Die Integration erneuerbarer Energien wird damit auf eine regelungstechnische Herausforderung reduziert. Dieses Argument dürfte allerdings angesichts des in Zukunft steigenden Einsatzes von IKT-Technologien zum Monitoring und zur Steuerung von Lastflüssen – v. a. im Rahmen von Smart-Grid-Konzepten – absehbar an Kraft einbüßen.

Darüber hinaus übersieht diese Betrachtung, dass es bei hohen Anteilen fluktuierender EE-Erzeugung unvermeidlich zu bestimmten Zeiten zu substantiellen physischen Erzeugungsüberschüssen sowie zu anderen Zeiten zu Unterdeckung kommen muss. Das heißt, dass notwendigerweise Kapazitäten für Leistungsimport- und -exporte bzw. Energiespeicherung vorgehalten werden müssen.

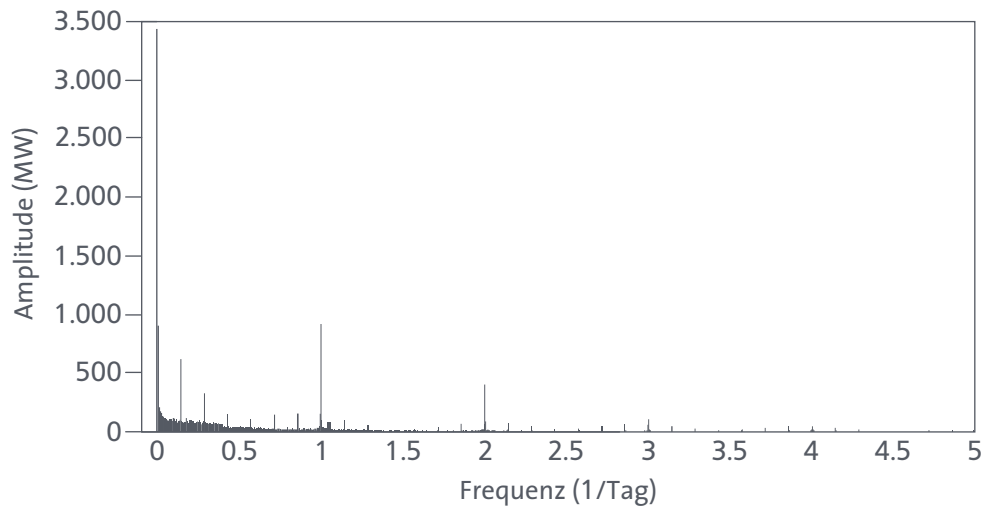
Bezeichnend ist an dieser Stelle, dass in vielen Microgrid-Publikationen dem überlagerten Netz im Fall von Versorgungsüberschüssen explizit die Funktion eines Speichers mit unendlich großem Aufnahmevermögen zugewiesen wird. Diese Annahme, die auf regionaler und sogar nationaler Ebene bereits heute an Grenzen stößt, wird bei weiter voranschreitendem, europaweitem EE-Ausbau in 20 Jahren mit Sicherheit obsolet sein.

Alternativ kommt eine Integration von Speichern in den regionalen Zellen in Betracht. Allerdings würden die resultierenden Speicheranforderungen in keinem vernünftigen Verhältnis zum erwarteten Nutzen stehen (vgl. UBA-Szenario »Lokal autark«, Kap. V.2.3). Zur Illustration ist in Abbildung V.4 die Residuallast in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH gezeigt in einer Darstellung, die die »Ereignisse pro Tag« beschreibt (sogenanntes Amplitudenspektrum). Der hohe Ausschlag ganz links steht für die Residuallast, die ein- bzw. bestenfalls mehrmals im Jahr anfällt. Dieser ist viel höher als der wöchentliche (»1/7 mal am Tag«) und der tägliche Zyklus. Das bedeutet, dass der größte Anteil der für einen autarken Betrieb auszugleichenden Energie jährlich nur einmal oder bestenfalls wenige Male ein- bzw. ausgespeichert werden muss, was einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Speicher konterkariert.

Auch perspektivisch bleibt ein großräumiger Netzverbund, der nicht zuletzt die mit der geografischen Verteilung verbundene Verstetigung des Einspeiseprofiles fluktuierender EE-Ressourcen nutzt, der effektivste Weg zur EE-Einbindung und zur Begrenzung von Speicher- und Reserveverfordernissen.

Als Zwischenergebnis kann festgehalten werden, dass regionale Zellen keine wesentlichen Vorteile für die Integration von EE erwarten lassen.

ABB. V.4 AMPLITUDENSPEKTRUM DER RESIDUALLAST DER REGELZONE VON 50HERTZ



Quelle: Ecofys 2013a

#### AUSWIRKUNGEN AUF DIE ENERGIEÜBERTRAGUNG

Die Frage nach dem EE-getriebenen Bedarf an leitungsgebundener Energieübertragung ist im Grunde von dem im voranstehenden Abschnitt behandelten Thema der EE-Integration nicht streng abgrenzbar. Daher kommen hier teils recht ähnliche Argumente zum Tragen.

Der Netzausbaubedarf wird von den gewählten Technologien der Übertragung und Verteilung nicht entscheidend beeinflusst, sondern in erster Linie durch zwei charakteristische Aspekte der EE-Ressourcen:

- > Ihr Dargebot ist zeitlich nicht hinreichend korreliert mit der Nachfrage und
- > auch räumlich ergibt sich zwischen Erzeugung und Nutzung systematisch eine teils beträchtliche Entfernung.

Der letzte Punkt gilt offensichtlich für Offshorewindparks. Aber auch die an Land installierten Windkapazitäten verursachen zwingend massive Lastflüsse – unabhängig von der technischen Ausführung der elektrischen Infrastruktur und der Organisation der Energiewirtschaft.

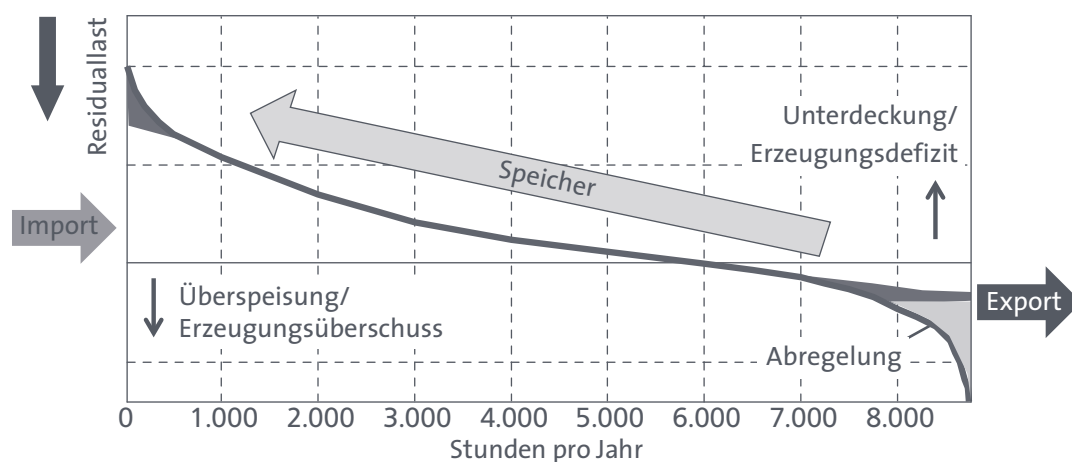
Zum Beispiel sind mit Stand Ende 2012 in der Regelzone 50Hertz (neue Bundesländer und Hamburg) ca. 12,5 GW Windenergieanlagen an Land installiert. Im Szenariorahmen zum aktuellen Netzentwicklungsplan wird im Jahr 2023 (Szenario A 2023) von etwa 17 GW ausgegangen (50Hertz et al. 2013, S.40). Demgegenüber beträgt die Jahreshöchstlast der Regelzone gegenwärtig ca. 15 GW. Damit ergibt sich ungeachtet der aus technischen oder marktwirtschaftlichen Gründen einspeisenden thermischen Kraftwerke und ohne Berücksichtigung anderer EE-Einspeisungen ein potenzieller Transportbedarf im GW-Bereich – getrieben durch den Ausbau der Windenergie.

Für das Konzept der regionalen Zellen ist weiterhin relevant, dass zumindest Windenergie typischerweise auf höheren Spannungsebenen eingespeist wird. Offshorewindparks werden direkt an das Höchstspannungsnetz und selbst mittlere Onshorewindparks häufig an das 110-kV-Hochspannungsnetz angeschlossen. Für regionale Netze kommen hingegen eher Mittelspannungsnetze in Betracht, bei denen die Lastflüsse weniger komplex und somit einfacher zu steuern sind und die nur einen einfachen Austausch mit der überlagerten Ebene haben. Durch diese Restriktion ist allerdings ein großer Anteil der installierten Windkapazitäten und damit ein substanzieller Anteil der EE-Leistung für regionale Zellen nicht erschließbar.

Auch bei der überwiegend lastnah aufgestellten PV-Erzeugung wird u. a. zur Versorgung während strahlungsarmer Perioden ein Stromtransportbedarf ausgelöst.

Generell werden die Übertragungsnetze für Worst-Case-Situationen ausgelegt, damit die Versorgung zu jedem Zeitpunkt gesichert werden kann. Beispielsweise muss zum Zeitpunkt der größten Nachfrage und der geringsten EE-Einspeisung (z. B. ein windstiller kalter Dezemberabend) ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung stehen. Die Frage, in welcher Weise regionale Zellen den Netzausbaubedarf reduzieren könnten, hängt somit eng damit zusammen, welcher Beitrag zur gesicherten Lastabdeckung im Worst-Case-Fall auf lokaler Ebene geleistet werden kann. Wie bereits zuvor angedeutet, würde lediglich die Installation großer Speichervolumina eine nennenswerte Reduktion des Übertragungsbedarfs zur Lastdeckung bewirken. In Abbildung V.5 ist dies illustriert: Wenn Überschussenergie aus den Stunden mit hoher EE-Einspeisung (dunkle Fläche rechts) in Stunden mit niedriger EE-Einspeisung genutzt werden kann (dunkle Fläche links), verringert sich der Importbedarf in die Zelle (dunkelgrauer Pfeil), die für den Transportbedarf auslegungsrelevant ist.

ABB. V.5 JAHRESDAUERLINIE DER RESIDUALLAST EINER ZELLE MIT UND OHNE SPEICHER



Quelle: Ecofys 2013a

Über diese systemtechnischen Überlegungen hinaus wäre es denkbar, dass die Organisation von regionalen Zellen Impulse für Verhaltensänderungen der Verbraucher auslösen könnte. Dies könnte zusammen mit dem optimierten Einsatz von Betriebsmitteln und Effizienzgewinnen Lastspitzen absenken und somit dämpfend auf den Netzausbaubedarf wirken. Eine nähere Einschätzung dieser Potenziale ist beim gegenwärtigen Wissensstand allerdings nicht seriös zu leisten. Eine weitere – eher theoretische – Möglichkeit, den Netzausbaubedarf substantiell zu begrenzen, besteht darin, den Anspruch an die Versorgungsqualität bzw. deren Zuverlässigkeit abzusenken. Als ein möglicher Schritt ließe sich die Einführung unterschiedlicher Serviceniveaus des Netzbetreibers vorstellen. Überlegungen dieser Art stellen allerdings Neuland dar.

---

## MÖGLICHER REGELUNGSBEDARF

## 3.5

Für eine begründbare Entscheidung zur Entwicklung eines regulativen Rahmens für regionale Zellen bedarf es zu allererst einer fundierten Bewertung von Kosten und Nutzen, die sowohl die volkswirtschaftliche als auch die Akteursebene adäquat betrachtet. Eine Besonderheit dieser Fragestellung ist, dass in deren Zentrum eine Risikobewertung von Ereignissen mit sehr niedriger Eintrittswahrscheinlichkeit, aber außerordentlich hohen ökonomischen und gesellschaftlichen Folgekosten steht. Da es bei der Einordnung derartiger Risiken naturgemäß keinen objektiven Maßstab gibt, ist eine Debatte nicht nur in Fachkreisen, sondern auch in der breiten Öffentlichkeit zur Akzeptanz dieser Risiken bzw. dem Aufwand, der zu ihrer Abwendung bzw. Verringerung getrieben werden sollte, angeraten.

Durch die bestehenden Parallelen mit Smart-Grid-Konzepten vollzieht sich der gegenwärtig vorherrschende Entwicklungstrend der Netzinfrastruktur national und international auch ohne aktives Zutun in eine Richtung, der der Entwicklung regionaler Zellen und vergleichbarer Konzepte entgegenkommt. Daher ist die Entwicklung regionaler Zellen sehr gut als evolutionärer Anpassungsprozess in der Form von »add-ons« zur bestehenden Infrastruktur vorstellbar. Zäsuren, die mit unumkehrbaren Entscheidungen einhergehen würden, sind derzeit nicht abzusehen.

Unabhängig davon ist zu erwarten, dass in die weitere Entwicklung von Systemen und Konzepten zur Notstromversorgung privatwirtschaftlicher Unternehmen und öffentlicher Einrichtungen (z. B. Krankenhäuser etc.) Funktionalitäten regionaler Netze einfließen. In diesem Bereich werden höhere Investitionen anders bewertet und akzeptiert als in der öffentlichen Versorgung. Hinzu kommt, dass es – zumindest im netzgetrennten Betrieb – keine nennenswerten Beschränkungen durch die Regulierung gibt. Technische und betriebliche Lösungen, die hier demonstriert und kommerzialisiert werden, stehen für eine Übertragung in regionale Netze unmittelbar zur Verfügung.



Insgesamt gesehen spricht zurzeit einiges für eine aktiv beobachtende Haltung gegenüber den Entwicklungen, die sich international vollziehen, selbst wenn die Einführung regionaler Zellen in Deutschland und Europa vorläufig nicht gezielt vorangetrieben wird. Nachvollziehbarerweise finden derzeit die meisten Entwicklungsaktivitäten in Regionen statt, in denen die Versorgungssicherheit aufgrund struktureller Engpässe (u. a. weite Entfernungen, unzureichend ausgebaute Netze) unter erheblichem Druck steht, wie z. B. im Westen der USA oder in Japan. Da es sich nicht um einzelne Schlüsseltechnologien, sondern vielmehr um komplexe Herausforderungen hinsichtlich der Systemintegration handelt, besteht kaum die Gefahr, dass ein schwer einzuholender Kenntnis- oder Technologieverzug entsteht. Die durch die dezentrale Erzeugung erzwungenen und ohnehin laufenden Anstrengungen zur Weiterentwicklung der Systemtechnik bieten eine gute Grundlage dafür, zu gegebener Zeit mit gerichteten Aktivitäten in unserer Region die erforderliche Dynamik für eine breite industrielle Anwendung auszulösen.

Allerdings sind praktische Erfahrungen und konkret vorzeigbare Erfolgsbeispiele das beste Hilfsmittel zur Überwindung der momentanen Zurückhaltung z. B. der Netzbetreiber. Vor diesem Hintergrund würden Demonstrationsvorhaben in Deutschland zweifellos die internationalen Erfahrungen auf wertvolle Weise ergänzen. Eine aktive Unterstützung von Initiativen zur Demonstration der Funktionalitäten regionaler Zellen ist dementsprechend sinnvoll.

---

## REGELUNGSBEDARF UND INSTRUMENTE

Sollte eine Implementierung regionaler Zellen ins Auge gefasst werden, bedarf deren konkrete Ausgestaltung voraussichtlich eines beträchtlichen Vorlaufs. Dies betrifft sowohl die technische Seite, die erforderlichen Betriebsmittel zu installieren und Infrastrukturen aufzubauen, als auch die Gestaltung eines adäquaten Regulierungsrahmens und ggf. von Förderbedingungen. Daher ist eine frühzeitige Befassung mit der Thematik anzuraten.

Für eine breitere Implementierung regionaler Zellen – über einzelne Demonstrations- und Pilotprojekte hinaus – müsste zum einen die Zuweisung der Verantwortlichkeiten adäquat geregelt werden. Zum anderen müsste die Wälzung der Kosten so erfolgen, dass entsprechende Investitionen auch tatsächlich getätigt werden. Der gegenwärtig bestehende Regulierungsrahmen ist hierfür nicht angelegt und müsste entsprechend angepasst werden.

## KOSTENWÄLZUNG

Angeichts des gesellschaftlichen Interesses an einer gesteigerten Resilienz der Versorgungsnetze erscheint eine Umlage über die Netzentgelte angemessen. Ähnliches gilt für die laufenden Kosten und Ertragseinbußen, die z. B. durch gezielte, präventive Leistungseinsenkungen verursacht werden können. Dabei ist es keine triviale Aufgabe, derartige Beiträge rational begründet und kostenoptimiert zu-

zuweisen. Ob derartige Allokationen marktbasiert erfolgen müssen oder angesichts der beschränkten Systemgröße zentral angewiesen werden (z.B. durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber), bedarf noch einer gründlichen Analyse.

#### VERANTWORTLICHKEITEN

Naheliegend ist die direkte Zuweisung der Verantwortlichkeiten und Investitionsentscheidungen an die lokalen und regionalen Netzbetreiber. Damit wäre der Netzbetreiber gemäß den heutigen Gepflogenheiten beauftragt, die Energie zwischen Lieferanten und Endkunden diskriminierungsfrei durchzuleiten. Im Inselbetrieb würde ihm die Auswahl der zu versorgenden Kunden unter Berücksichtigung der technischen Erfordernisse sowie weiter gehender regulativer Anforderungen obliegen. Als ein möglicher Schritt ließe sich die Einführung unterschiedlicher Serviceniveaus des Netzbetreibers vorstellen. Es wäre plausibel, dass eine derartige Staffelung von Versorgungsniveaus sich in einer entsprechenden Staffelung der Netznutzungsentgelte widerspiegelt. Ob es praktikabler ist, dass die Endkunden ihr Serviceniveau direkt mit dem Netzbetreiber oder aber mit ihrem Lieferanten vertraglich vereinbaren, bedarf noch der Klärung.

Darüber hinaus sind klare rechtliche Rahmenbedingungen zu Haftungsfragen und Schadensersatzansprüchen im Fall eines von den vereinbarten Spezifikationen abweichenden Verhaltens erforderlich.

#### WEITERER REGELUNGSBEDARF

Da der Aufbau regionaler Zellen kaum ohne Eingriffe an bestehenden dezentralen Erzeugungsanlagen möglich sein wird – sei es zur Datenerfassung oder zur Implementierung von Steuerungsmöglichkeiten –, erscheint es wenig aussichtsreich, dies auf freiwillige bilaterale Vereinbarungen zu gründen. Es müsste demzufolge eine Mitwirkungspflicht für Anlagenbetreiber eingeführt werden. Das ist jedoch nur durchsetzbar, wenn die systemweit verwendeten Schnittstellen und Protokolle klar definiert und öffentlich bekannt sind. Da ein formaler Normungsprozess langwierig ist und oft hinter der dynamischen Entwicklungen der IKT-Technologie nacheilt, sollten die Festlegungen allerdings so schlank wie möglich gehalten werden.

Die Entscheidung, welcher Netzanschlusspunkt einer Erzeugungsanlage zugewiesen wird und welche genauen technischen Eigenschaften sie hat (z.B. Geschwindigkeit der Leistungsänderung, minimaler stabiler Teillastbetrieb) entscheidet u.U. über ihren Nutzen für eine regionale Zelle. Ob solche Vorgaben und technischen Parameter verbindlich zentral geregelt werden müssen (z.B. analog den Netzanschlussrichtlinien) oder aber Gegenstand einer standortspezifischen Analyse sein sollten, ist mit dem gegenwärtigen Kenntnisstand noch nicht eindeutig zu beantworten.

Eine Möglichkeit, zumindest indirekt Konzepte regionaler Zellen zu fördern, ist eine weiterentwickelte Förderung des »Eigenverbrauchs«. Je nach Ausgestaltung stimuliert eine solche Regelung die Wahrung von Leistungsgleichgewichten am betrachteten Netzverknüpfungspunkt – ein Zustand, der, wie zuvor erläutert, den Übergang in den Inselbetrieb und dessen Aufrechterhaltung erleichtert. Die bisherige Regelung könnte dahingehend erweitert werden, dass eine unmittelbare räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch (d.h. auf demselben Grundstück) nicht zwingend verlangt wird, solange die Saldierung noch innerhalb der regionalen Zelle erfolgt. Gleichzeitig würde eine (deutliche) Verkürzung der Zeiträume, über die die Lastflüsse saldiert werden, die Beherrschung transients Vorgänge unterstützen. Eine explizite Speicherförderung könnte in einer derartig weiterentwickelten Eigenverbrauchsregelung aufgehen.<sup>36</sup>

Die hier skizzierten Ansätze liefern weniger fertige Antworten, als dass sie neue Fragen aufwerfen: Wer ist im Inselbetrieb der Lieferant der Elektrizität? Wie wandelt sich unter diesen Umständen das Verhältnis von Erzeuger, Händler und Netzbetreiber? Zu welchen Konditionen wird die gelieferte Energie vergütet und wie werden diese Konditionen festgelegt? Welche Ansprüche können Endkunden geltend machen, und worauf können sie sich dabei berufen (Regulierung, privatrechtliche, bilaterale Verträge ...)? Diese Unsicherheiten müssten durch einen klaren regulativen Rahmen ausgeräumt werden. Erfahrungen aus Demonstrations- und abgegrenzten Modellvorhaben könnten dazu beitragen, Antworten auf diese nichttechnischen Fragen zu finden.

---

**FAZIT**
**3.6**

Konzepte bivalent betriebener regionaler Zellen können grundsätzlich als machbar und im industriellen Maßstab demonstriert angesehen werden. Soweit es zu ihrer Einführung noch technischer Entwicklungen bedarf, sind diese nicht als grundlegende Herausforderungen anzusehen. Der wesentliche Vorteil, den regionale Zellen versprechen, liegt in der gesteigerten Resilienz gegenüber weiträumigen Störungen im Verbundsystem. Eine wesentlich verbesserte Integration von EE-Ressourcen oder eine verminderte Notwendigkeit zum Netzausbau lassen sich nicht belegen.

Bereits heute setzt ein stabiler, koordinierter Systembetrieb in zunehmendem Maße eine genaue Kenntnis der Erzeugung und der Lastflüsse auch auf den unterlagerten Netzebenen voraus. Die vor diesem Hintergrund aufgebauten Infrastrukturen (Sensorik, Datenübertragung und -verarbeitung, aktive Bauelemente

---

<sup>36</sup> Die Anforderung, dass ein Speicher netzdienlich sein soll, bedeutet aus der Systemperspektive nicht zwingend, dass er auf derselben Liegenschaft wie z. B. eine PV-Anlage errichtet werden muss.

zur Steuerung von Lastflüssen) begünstigen die inkrementelle Einführung der charakteristischen Funktionalitäten regionaler Zellen.

Ab einem gewissen Punkt der Entwicklung erfordert die Neuordnung der Verantwortlichkeiten zwischen den Akteuren (Systemführer, Netzbetreiber, Erzeuger/Abnehmer) und die Zuordnung von Kosten eine Anpassung des Regulierungsrahmens.

Derzeit lässt sich bei zentralen Akteuren der Branche noch eine ausgeprägte Skepsis gegenüber derartigen Konzepten beobachten. Inwiefern diese Haltung aufweicht, dürfte auch davon abhängen, in welchem Maße künftig Großstörungen im europäischen Synchronverbund auftreten und inwieweit sie durch die Systemverantwortlichen beherrscht und eingegrenzt werden können.<sup>37</sup>

---

## DIGITAL GRID

## 4.

Ein Konzept, das auch unter der Überschrift regionale Zellen subsumiert werden könnte, das aber in charakteristischen Aspekten so weit darüber hinausgeht, dass es eher visionären Charakter annimmt, ist das sogenannte »Digital Grid« (Abe et al. 2011). Dessen Grundidee besteht darin, den Synchronverbund vollständig aufzulösen und umzuwandeln in Cluster von Netzzellen, die über leistungselektronische Umformer (AC-DC-AC-Links), sogenannte Digital-Grid-Router, miteinander verbunden sind. Dadurch sind Zellen, in denen eine Versorgungsunterbrechung nicht abgewendet werden kann, strukturell vom Rest des Systems entkoppelt und beeinträchtigen die großräumige Versorgung nicht.

Die Größe der Zellen ist nicht vorgegeben und kann ebenso ein Mehrfamilienhaus umfassen wie ein Industrieunternehmen oder eine ganze Kommune. Jede Zelle ist mit Datenerfassungs-, Kommunikations- und Steuerungstechnik ausgestattet, die eine Zustandsbeschreibung und Regelung der Leistungsgleichgewichte in der Zelle und an ihren Schnittstellen unterstützt. Die Netzfrequenz ist nicht mehr wie heute ein universeller, systembestimmender, sondern lediglich ein lokaler Parameter der jeweiligen Zelle.

Die Lastflusssteuerung erfolgt unter Nutzung von Konzepten, die dem Internetverkehr entlehnt sind. Jeder der Digital-Grid-Router verfügt über eine eigene IP-Adresse. »Energiepakete« werden über die Leitungen an die jeweiligen IP-Adressen verschickt – ganz analog den Datenpaketen im Internet.

---

37 Es ist nachgewiesen, dass die Erfahrung eines Stromausfalls die Wertschätzung (und die Zahlungsbereitschaft) für Versorgungssicherheit erheblich erhöht. Beispielsweise hat kürzlich eine Untersuchung in München ergeben, dass Haushalte zur Vermeidung eines vierstündigen Stromausfalls im Durchschnitt etwa 18 Euro zu zahlen bereit wären, wohingegen dieser Wert bei Haushalten, die kurz zuvor tatsächlich einen Stromausfall erlebt hatten, bei mehr als 30 Euro lag (Schubert et al. 2013).

Bei genauerer Betrachtung ist es fraglich, ob dieses Konzept physikalisch wirklich stimmig ist. Eine Diskretisierung wie im Datenverkehr ist in der Energieverteilung nur bedingt machbar. Die Informationspakete im Datenverkehr werden unterwegs und in den Endgeräten für den Nutzer zwischengespeichert und aufbereitet. Ein analoger Ansatz würde in der Energiewirtschaft erfordern, dass in den verschiedenen Komponenten des Digital Grid so viel Energie gespeichert wird, dass ein kontinuierlicher Betrieb der Endanwendungen ungeachtet der intermittierenden Energieübertragung und der zu veranschlagenden Laufzeiten gewährleistet ist. Das impliziert Speichererfordernisse über alle Systemebenen hinweg, die gegenüber den gegenwärtig im System vorhandenen Speichern exzessiv wären. Auch die Vorstellung, dass die nominale Leistung von Übertragungsleistung durch eine Steigerung der Datenrate im Digital Grid gesteigert werden könnte, geht an der Natur der elektrischen Energieübertragung vorbei. Die Leistung, die eine Komponente (z.B. eine Leitung oder eine Sammelschiene) verkraften kann, wird in der Regel durch ihre thermische oder mechanische Belastbarkeit bestimmt. Diese kann nicht dadurch gesteigert werden, dass die Belastung sequenziell in diskreten Portionen erfolgt.

Die Autoren des Digital-Grid-Konzepts legen darüber hinaus nahe, dass substantiell höhere Nutzungsgrade der vorhandenen Infrastruktur erreicht werden könnten (Abe et al. 2011). Die heutigen Übertragungs- und Verteilnetze sind – abgesehen von der Niederspannungsebene – im Interesse der Versorgungssicherheit redundant ausgelegt (n-1-Prinzip). Es wird nun postuliert, dass dieser Grundsatz angesichts der vielen verfügbaren Pfade und der systemimmanenten Lastflusssteuerung aufgegeben werden kann und die damit frei gewordenen Übertragungskapazitäten dem Energietransport zur Verfügung stehen. Diese Argumentation übergeht jedoch, dass auch bei vollständiger Lastflusssteuerung der mögliche Ausfall von Betriebsmitteln aufgefangen werden muss. Die Zuweisung der entsprechenden Reserven und deren Umfang kann im Falle eines Digital Grid anders strukturiert sein, entbehrlich sind Redundanzen aber auch in diesem Fall nicht.

Eine fundierte Einordnung der Digital-Grid-Idee ist beim derzeitigen Kenntnisstand nicht möglich. Es handelt sich auf jeden Fall um einen völlig neuartigen visionären Ansatz, der trotz einiger fundamentaler Bedenken hinsichtlich seiner Praktikabilität eine aufmerksame Beobachtung rechtfertigt.

## ZUVERLÄSSIGKEIT UND SICHERHEIT

## VI.

Das Stromnetz stellt eine kritische Infrastruktur dar, von deren Funktionieren das Wohlergehen von Gesellschaft und Wirtschaft empfindlich abhängt. Eine Analyse der absehbaren z. T. dramatischen gesellschaftlichen Auswirkungen eines langandauernden großflächigen Stromausfalls wurde 2010 vom TAB vorgelegt (TAB 2010). Die Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist daher eine zentrale Zieldimension bei der Ausgestaltung der Stromnetze und des Versorgungssystems insgesamt.

Deutschland nimmt hier im internationalen Vergleich eine Spitzenposition ein: Die mittlere Nichtverfügbarkeit für Endkunden betrug im Jahr 2012 lediglich 15,91 Minuten (gemessen am sogenannten »system average interruption duration index« [SAIDI])<sup>38</sup> (BNetzA/BKartA 2013, S. 42). Zum Vergleich: Österreich verzeichnete mit 30,93 Minuten einen etwa doppelt so hohen Wert (E-Control 2013). In den USA ist die Situation noch wesentlich ungünstiger: Der SAIDI-Wert lag in der letzten Dekade im Durchschnitt bei etwas über 120 Minuten.<sup>39</sup> Von allen Akteuren in der Energiewirtschaft und -politik wird unisono betont, dass die hohe Zuverlässigkeit beim gegenwärtigen Umbau der Stromversorgung nicht leiden dürfe. Dies verdeutlicht den sehr hohen Stellenwert, den dieses Thema in Deutschland genießt.

Vor allem zwei Herausforderungen müssen gemeistert werden, um das gegenwärtige hohe Niveau an Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland zu halten: Zum einen setzt die Integration eines dynamisch ansteigenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien den Betrieb des Stromsystems stark unter Stress. Die Netzbetreiber müssen immer öfter eingreifen, um Erzeugung und Verbrauch auszubalancieren und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten. Unter anderem müssen die ÜNB verstärkt Redispatchmaßnahmen einsetzen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (gemäß § 13 Abs. 1 EnWG). Verglichen mit dem Stand von 2011 ist die Anzahl dieser Eingriffe im Jahr 2012 um 42,3 % angestiegen (BNetzA/BKartA 2013, S. 18). Verschiedentlich wird die Befürchtung geäußert, dass – falls dieser Trend

38 Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In Deutschland müssen alle Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern, der BNetzA gemeldet werden.

39 In den USA wird dies nicht landesweit systematisch einheitlich erhoben. Der zitierte Wert stammt aus einer Umfrage bei 155 Versorgungsunternehmen aus dem Jahr 2012 (Eto et al. 2012).



anhält – die Stabilität des Systems nicht länger garantiert werden kann (Wetzel 2013).<sup>40</sup>

Die zweite Herausforderung hat mutmaßlich noch weit stärkere Konsequenzen für die Architektur und Betriebsweisen der Stromnetze: Im Zuge des Trends hin zum »Smart Grid« verschmelzen energie- und informationstechnische Infrastrukturen. Um das zuverlässige Funktionieren dieser vitalen kritischen Infrastruktur zu sichern, ist es zwingend erforderlich, höchste Anforderungen an die IT-Sicherheit des Smart Grid zu stellen. Besonders in den Verteilnetzen, in denen die Automatisierung von Prozessen und die Nutzung von IT bis heute keineswegs zum Standard gehören, stellt dies vielfach absolutes Neuland dar.

## KOSTEN VON STROMAUSFÄLLEN

## 1.

Ein Stromausfall verursacht erhebliche betriebs- und volkswirtschaftliche Schäden. Wie hoch die damit verbundenen Kosten genau sind, die u. a. bei Haushalten und Unternehmen entstehen, ist allerdings nicht einfach zu beziffern. In etlichen wissenschaftlichen Untersuchungen wurde dies mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen versucht. In der Regel wurden dafür entweder Umfragen genutzt, in denen erhoben wird, wie hoch die Zahlungsbereitschaft von Kunden für die Vermeidung eines Stromausfalls ist. Dieses Verfahren wird häufig bei Haushaltskunden verwendet. Eine zweite Möglichkeit sind makroökonomische Modellierungen, die vor allem für Unternehmen infrage kommen. Beispielsweise werden hier die Ausfallkosten entgangener Produktion ermittelt. Hierfür wird oft die Kenngröße »value of lost load« (VoLL) verwendet, die die Wertschöpfung pro eingesetzte Kilowattstunde im Jahresdurchschnitt angibt. Des Weiteren können auch Fallstudien durchgeführt werden, in denen die Effekte von real eingetretenen Stromausfällen ex post bestimmt werden. Die Ergebnisse solcher Untersuchungen werden meist als gesamte Schadenssumme (ggf. bezogen auf die Anzahl der betroffenen Personen) oder aber als Wert einer nichtgelieferten Kilowattstunde Strom kommuniziert.

Eine Übersicht über internationale Studien zu den Kosten eines Stromausfalls für Haushaltskunden zeigt, dass die Ergebnisse eine enorme Spannweite von 0,18 bis über 20 Euro/kWh aufweisen (ein einzelner Wert liegt sogar bei 68,0 Euro/kWh) (Tab. VI.1).

40 Die Bundesnetzagentur sieht hierfür bislang allerdings noch keine Anzeichen: »Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist für das Berichtsjahr nicht erkennbar« (Pressemitteilung vom 22.8.2014, [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2014/140822\\_Stromversorgung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2014/140822_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile&v=6) [23.2.2015])



Auch wenn man die Resultate unterschiedlicher Studien für ein Land vergleicht, fällt auf, dass diese sehr heterogen sind: Beispielsweise reicht die Spanne für die USA von 0,18 bis 7,8 Euro/kWh, für die Niederlande von 3,66 bis 21,62 Euro/kWh.

TAB. VI.1 KOSTEN EINES STROMAUSFALLS FÜR HAUSHALTSKUNDEN

| Quellen                  | Land         | Methode         | Stromausfallkosten<br>Euro/kWh |
|--------------------------|--------------|-----------------|--------------------------------|
| Anderson/Taylor (1985)   | Schweden     | Umfrage         | 3,57                           |
| Baarsma/Hop (2009)       | Niederlanden | Umfrage         | 3,66                           |
| Balducci et al. (2002)   | USA          | Umfrage         | 0,18                           |
| Bertazzi et al. (2005)   | Italien      | Umfrage         | 10,89                          |
| Billinton/Wangdee (2000) | Norwegen     | Umfrage         | 0,55                           |
| Bliem (2005)             | Österreich   | makroökonomisch | 16,63                          |
| Bliem (2008)             | Österreich   | Umfrage         | 5,30                           |
| Bums/Gross (1990)        | USA          | Umfrage         | 5,72                           |
| de Nooij et al.          | Niederlanden | makroökonomisch | 16,38                          |
| Jenkins et al. (1999)    | Mexiko       | makroökonomisch | 0,75                           |
| Kjolle et al. (2008)     | Norwegen     | Umfrage         | 1,08                           |
| Krohm (1978)             | USA          | Umfrage         | 2,46                           |
| Lawton et al. (2003)     | USA          | Umfrage         | 7,80                           |
| Tol (2007)               | Irland       | makroökonomisch | 68,00                          |
| Sanghvi (1982)           | USA          | Umfrage         | 0,48                           |
| Wilks/Bloemhof (2005)    | Niederlanden | Umfrage         | 21,62                          |

Quelle: nach Ricci et al. 2012, S. 20

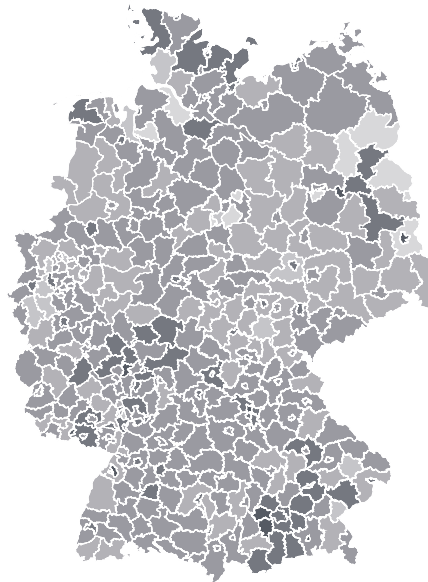
Für Deutschland wurde kürzlich der VoLL regional aufgeschlüsselt ermittelt (Piaszeck et al. 2013). Bei einem einstündigen Stromausfall liegen die Werte für die industrielle Produktion zwischen 2 und 10 Euro/kWh (Abb. VI.1, links). Dabei ist ein relativ stark ausgeprägtes Nord-Süd-Gefälle erkennbar: Werte über 8 Euro/kWh finden sich deutlich häufiger im Süden Deutschlands, im Norden bzw. Nordosten liegen diese öfter zwischen 2 und 5 Euro/kWh. Bei den Haushalten (Abb. VI.1, rechts) ist die ermittelte Spanne mit 8 bis 11 Euro/kWh nicht ganz so breit wie bei der Industrie. Die niedrigsten Werte finden sich in den norddeutschen Küstenländern, hohe Werte wurden für einige Ballungszentren ermittelt (z. B. Ruhrgebiet, Stuttgart, München).

ABB. VI.1

KOSTEN EINES EINSTÜNDIGEN STROMAUSFALLS IN DEUTSCHLAND

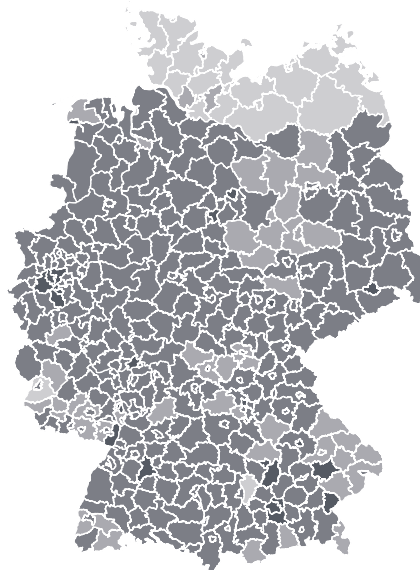
VoLL Produktion total (Euro/kWh)  
2010  
Landkreise Deutschland

- keine Werte
- < 2,00
- 2,00 – 5,00
- 5,00 – 8,00
- 8,00 – 10,00
- > 10,00



VoLL Haushalte total (Euro/kWh)  
2010  
Landkreise Deutschland

- < 8,00
- 8,00 – 9,00
- 9,00 – 11,00
- > 11,00



VoLL: »value of lost load«

oben: aggregierte Werte für die gesamte Produktion (produzierende Industrie, Bergbau, Dienstleistungen, Baugewerbe, Landwirtschaft)  
unten: Haushalte

Quelle: nach Piaszeck et al. 2013, S. 17

Eine Ableitung der Kosten von Stromausfällen mittels Auswertung von 25 internationalen Studien unter Berücksichtigung der Stromintensität der deutschen Wirtschaft kam 2008 zu dem Ergebnis, dass der Wert des nichtgelieferten Stroms etwa 8 bis 16 Euro/kWh beträgt. Bezogen auf einen einstündigen Strom-

ausfall an einem Winterwerktag in Deutschland würden sich diese Werte auf 0,6 bis 1,3 Mrd. Euro summieren. Für eine Störung in ähnlicher Größenordnung wie der Blackout in den USA im Jahr 2003 (bezogen auf die Größe des Gesamtmarkts) wurden die Kosten auf rund 1,1 bis 2,2 Mrd. Euro geschätzt (Bothe/Riechmann 2008).

Auch betriebswirtschaftlich stellen Stromausfälle ein erhebliches Kostenrisiko dar: In einer aktuellen Umfrage bei 200 Unternehmen gaben 40 % an, dass ihnen bei einem einstündigen Stromausfall ein Schaden von mindestens 50.000 Euro entstehen würde, etwa 10 % gingen sogar von mehr als 500.000 Euro aus (PwC 2013a).

Dieser Überblick über existierende Studien zu den durch Stromausfälle verursachten Kosten illustriert einerseits, dass diese unbestritten erhebliche Größenordnungen annehmen können. Andererseits sind die methodischen Schwierigkeiten und die unzureichende Datenlage offenkundig, die einer präziseren Bestimmung dieser Kosten entgegenstehen. Für eine Betrachtung in der Art einer Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus (durch Netzausbaumaßnahmen vermiedene Kosten für Stromausfälle) können die vorliegenden Ergebnisse allenfalls als erster Anhaltspunkt dienen. Um Investitionen in den Netzausbau schlüssig zu begründen, sind sie nicht zuverlässig genug.

---

## VERSORGUNGSQUALITÄT

## 2.

Die offizielle Verfügbarkeitsstatistik erfasst nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer. Aber nicht nur solche Störungen können erhebliche Schäden verursachen, sondern auch kurzfristige (im Sekundenbereich und darunter) Abweichungen von den Normwerten von Spannung, Phasenlage und Frequenz können unter bestimmten Bedingungen drastische negative Konsequenzen auslösen. Besonders empfindlich sind in dieser Hinsicht Branchen wie z. B. die pharmazeutische Industrie, Banken oder Krankenhäuser (Manson/Targosz 2008).

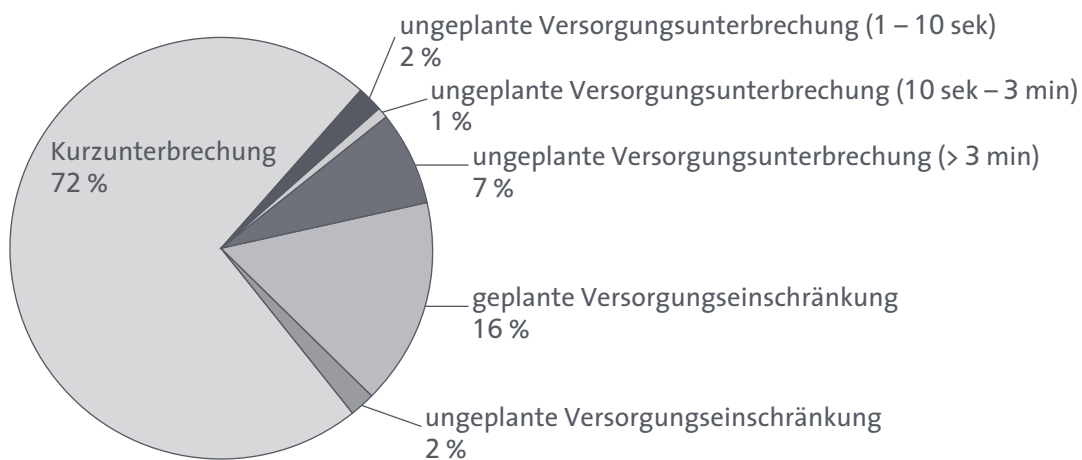
Nach einer (nichtrepräsentativen) Mitgliederbefragung des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK 2012) machen die offiziell erfassten ungeplanten Unterbrechungen nur einen geringen Bruchteil (7 %) aller Versorgungsstörungen aus (Abb. VI.2). Der Löwenanteil von über 70 % entfällt auf Kurzunterbrechungen von weniger als einer Sekunde Dauer. Dieser Anteil lag 3 Jahre zuvor (2009) noch bei knapp 60 %, hat sich also in kurzer Zeit deutlich erhöht (VIK 2012).

Kurze Unterbrechungen oder Spannungseinbrüche entstehen z. B. oft als Rückwirkung von plötzlich auftretenden Kurzschlüssen im System. Darüber hinaus gibt es weitere Abweichungen von der idealen Versorgungsqualität, die zu Schäden in

verbraucher- bzw. netzseitigen Geräten und Betriebsmitteln führen können. So genannte *Flicker* sind als Flackern von Glühlampen wahrnehmbare Spannungsschwankungen, die entstehen, wenn angeschlossene Geräte fluktuierende Ströme aus dem Netz ziehen bzw. generieren. *Oberschwingungen* sind der Netzfrequenz überlagerte Schwingungen mit einem Vielfachen der Grundfrequenz von 50 Hz. Diese und andere Abweichungen von der idealen Netzfrequenz entstehen u. a. durch Geräte wie Leuchtstoffröhren, Gleich- bzw. Wechselrichter, Schaltnetzteile und andere leistungselektronische Komponenten.

ABB. VI.2

ARTEN VON STÖRUNGEN DER STROMVERSORGUNG

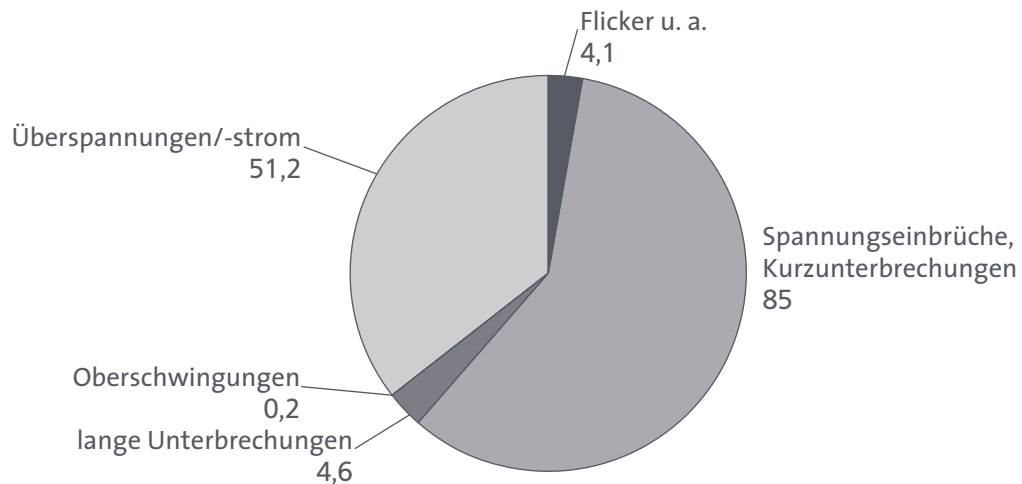


Quelle: nach VIK 2012

Sowohl durch den in den letzten Jahren stark ansteigenden Einsatz solcher Geräte als auch durch die verstärkte Verletzlichkeit sensibler Geräte bei Industrie und Haushaltskunden (z.B. IT-Anlagen) gewinnt das Thema der Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungsqualität immer stärker an Bedeutung (CEER 2011, S.60 f.).

Bei einer Umfrage im europäischen Raum in verschiedenen Industriebranchen kam man zu dem Ergebnis, dass die jährlichen direkten und indirekten Kosten aufgrund mangelnder Versorgungsqualität in der Wirtschaft der EU-25 sich auf 150 Mrd. Euro belaufen. Den größten Anteil daran haben Spannungseinbrüche bzw. Kurzunterbrechungen (Manson/Targosz 2008). Allerdings sollten diese Zahlen mit Zurückhaltung interpretiert werden, da sie auf der Grundlage von lediglich 62 Interviews (keines davon in Deutschland) hochgerechnet wurden. Hinzu kommt, dass diese Ergebnisse drastisch von denen aus existierenden Länderstudien für Norwegen, Schweden und Italien abweichen (Tab. VI.2). Überschlagsmäßig wurden hier jährliche Kosten im Bereich von 3 bis 16 Euro je Einwohner ermittelt. Die Ergebnisse von Manson/Targosz (2008) würden auf ca. 300 Euro je Einwohner hinauslaufen.

ABB. VI.3

**JÄHRLICHE KOSTEN DURCH MANGELNDE VERSORGUNGSQUALITÄT  
IN DER EU-25**


Quelle: nach Manson/Targosz (2008), S. 7

TAB. VI.2

**KOSTEN AUFGRUND MANGELNDER SPANNUNGSQUALITÄT**

| Land     | Jahr | Einwohnerzahl<br>gerundet in Mio. | geschätzte jährliche Kosten<br>in Mio. Euro |
|----------|------|-----------------------------------|---------------------------------------------|
| Norwegen | 2002 | 5                                 | 16–60                                       |
| Schweden | 2003 | 10                                | 157                                         |
| Italien  | 2006 | 60                                | 465–780                                     |

Quelle: CEER 2011, S. 63

Eine entsprechende Studie zu den Kosten von Störungen in der Versorgungsqualität liegt für Deutschland derzeit nicht vor. Eine solche wäre jedoch sehr nützlich, um beurteilen zu können, ob ggf. die Regulierung von Geräten, die die Spannungsqualität beeinflussen, enger gefasst werden sollte. Hierbei wären die unterschiedlichen Interessen von Stromkunden, Netzbetreibern und Geräteherstellern zu berücksichtigen und die entstehenden Lasten, Risiken und Kosten sachgerecht zu verteilen (ETG-VDE 2006).

Zur Verbesserung der Datengrundlage wäre es auch ratsam, kürzere Versorgungsstörungen (von weniger als drei Minuten Dauer) ebenfalls in der offiziellen Verfügbarkeitsstatistik zu erfassen und auszuwerten. Ein Vorschlag hierzu wurde kürzlich in den Deutschen Bundestag eingebracht (SPD 2013).

## SMART GRID: »SAFETY« UND »SECURITY«

### 2.1

Da das Stromnetz immer »smarter« wird, sich also in immer stärkerem Ausmaß auf die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) stützt, ist es zwingend erforderlich, höchste Anforderungen an die IT-Sicherheit des Smart Grid zu stellen. Besonders in den Verteilnetzen, in denen die Automatisierung von Prozessen und die Nutzung von IKT bisher keineswegs zum Standard gehören, stellt dies eine große Herausforderung dar.

Bisher spielten Fragen der Betriebssicherheit (»safety«) die zentrale Rolle bei der Gewährleistung eines zuverlässigen Stromnetzes (Ausfallsicherheit von Komponenten, Bedienungsfehler, Naturereignisse). Im Smart Grid kommen vermehrt auch Sicherheitsaspekte zur Geltung, die sich auf unerwünschte oder kriminelle Manipulationen des IT-basierten Betriebs der Stromnetze und weiteren energie-technischen Anlagen beziehen (»security«) (TeleTrusT 2012).

Die Anforderungen hinsichtlich Sicherheit und Zuverlässigkeit an die informations- und kommunikationstechnischen Komponenten und Systeme im Smart Grid sind aus den hohen Ansprüchen an die Versorgungssicherheit abzuleiten, die üblicherweise an das Stromnetz gestellt werden. Daher sind diese sehr spezifisch und mit den allgemeinen üblichen Betrachtungen aus der IT- und Internet-sicherheit nicht gleichzusetzen.

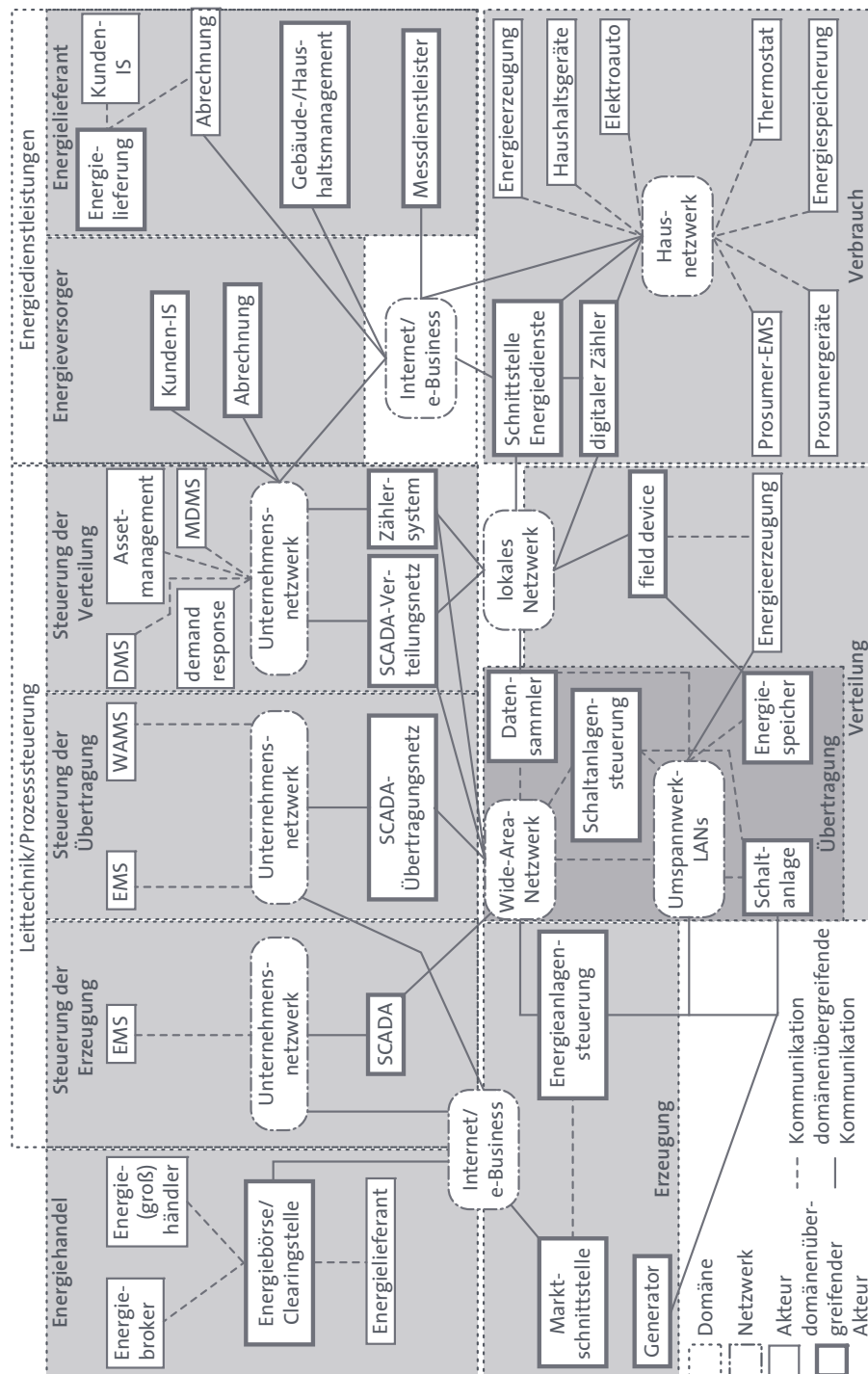
Daneben gibt es noch weitere Spezifika für die IKT-Infrastrukturen für Smart Grids (TÜV SÜD/LBST 2012 S. 150):

- › Für die Systeme gelten häufig Echtzeitanforderungen.
- › Die eingesetzten Komponenten weisen eine lange Lebensdauer auf (10 bis 15 Jahre).
- › Im Ergebnis besteht das System typischerweise aus einem heterogenen Konvolut von aktueller bis hin zu völlig veralteter Technologie.
- › Vielfach werden spezielle Betriebssysteme (Echtzeitbetriebssysteme), proprietäre Schnittstellen zur Anwendungsprogrammierung und spezielle Treiber eingesetzt.

Durch die weiter fortschreitende informationstechnische Vernetzung steigt die Zahl der möglichen Einstiegspunkte und ausnutzbaren Schwachstellen. Sicherheitslücken in Betriebssystemen, Netzwerkkomponenten oder in neuen Technologien können mit aus der Kommunikationstechnik bekannten Verfahren angegriffen werden (u. a. Viren, Trojaner, Würmer, Bots, DNS-Poisoning). Dabei können unsicher konfigurierte Remotezugänge für die Fernwartung von Netzen ausgenutzt, mobile Speichermedien verwendet (beispielsweise wurde der Stuxnet-Wurm mittels USB-Sticks verbreitet), die Protokolle drahtloser Kommunikation über Funk manipuliert werden und weiteres mehr (TÜV SÜD/LBST 2012, S. 152 f.).

ABB. VI.4

KONZEPTIONELLES MODELL FÜR EIN SMART-GRID-INFORMATIONSNETZ



DMS: Distribution Management System (System für Management der Verteilung); EMS: Energiemanagementsystem; IS: Informationssystem; LAN: Local Area Network (lokales Netzwerk); MDMS: Meter Data Management System (System zum Management der Zählerdaten); SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; WAMS: Wide Area Measurement System, Asset Management (Anlagenmanagement), Field Device (Feldgerät [Sensor, Aktor])

Quelle: nach NIST/CSWG 2010, S. 15



Ein vom US-amerikanischen National Institute of Standards and Technology entwickeltes Referenzarchitekturmodell definiert sieben Domänen (Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Leittechnik/Prozesssteuerung, Energiehandel, Energiedienstleistungen sowie Verbrauch), die es erlauben, den Datenaustausch- und Kommunikationsbedarf der unterschiedlichen Akteure zu bewerten (Abb. VI.4).

Damit lassen sich auch die Schutzbedarfe für die verschiedenen Domänen differenziert diskutieren. So ist beispielsweise eine praktisch 100 %ige Verfügbarkeit und Integrität der (Echtzeit-)Daten, die für die Netzbetriebsführung benötigt werden, für die Netzbetreiber essenziell, während für den privaten Energiekunden die Vertraulichkeit sowie Korrektheit der Verbrauchs- und Abrechnungsdaten primäre Schutzbedarfe darstellen (TÜV SÜD/LBST 2012, S. 161 f.).

Eine umfassende Bestandsaufnahme und eine Diskussion aller möglichen Angriffsflächen, die in diesem komplexen System existieren, sind hier nicht möglich. Ganz generell ist anzunehmen, dass die Verletzbarkeit durch die fortschreitende Vernetzung von Komponenten, Teilsystemen und Domänen weiter ansteigen wird.

Probleme bei Datenschutz und Datensicherheit, die auf der Verbraucherseite ihren Ursprung haben (v. a. bei Smart Metern, aber auch z. B. bei der Steuerung der Einspeisung von PV-Dachanlagen), die aber teilweise auch auf den Netzbetrieb rückwirken können (z. B. Manipulation von Zählerständen, Missbrauch von Kunden- oder Verbrauchsdaten, Abschalten von Verbrauchsstellen, Fehlsteuerung von Stromflüssen) wurden bereits im Kapitel IV.3 angesprochen.

Im Folgenden soll exemplarisch ein Bereich ausgewählt und genauer beleuchtet werden, der mit dem Stuxnet-Wurm große öffentliche Aufmerksamkeit erhalten und gewissermaßen eine neue Ära von Cyberangriffen eingeläutet hat: die sogenannten speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) und Supervisory-Control-and-Data-Acquisition-Systeme (SCADA-Systeme). Anhand dieses Beispiels kann die hohe Bedeutung der IT-Sicherheit für einen zuverlässigen Netzbetrieb sehr plastisch illustriert werden.

#### SICHERHEITSFRAGEN BEI SPS UND SCADA-SYSTEMEN

SPS und SCADA-Systeme sind integrale Bestandteile von Prozesssteuerungssystemen in der Industrie. SPS werden standardmäßig in Maschinen und Anlagen zur Steuerung oder Regelung eingesetzt (beispielsweise werden Ist- mit Sollwerten abgeglichen und entsprechende Steuerbefehle ausgelöst). SCADA-Systeme befinden sich in der nächsthöheren Hierarchieebene zur Überwachung und Visualisierung der durch SPS gesteuerten Prozesse. Für die IT-Sicherheit des Netzbetriebs spielen die SCADA-basierten automatisierten Steuerungen von Kraftwerksprozessen u. Ä. eine zentrale Rolle.

SCADA-Systeme wurden (ab etwa Mitte der 1960er Jahre) für einen isolierten Betrieb entwickelt, bei dem es weniger auf Datensicherheit als auf Echtzeit- und Leistungsfähigkeit ankam (verzögerungsfreie Kommunikation und Verarbeitung

von Daten zwischen Sensoren und Stellgliedern). Inzwischen sind viele dieser Steuerungen an das Internet angeschlossen und über IP-Adressen ansprechbar (Abb. VI.5). Sicherheitskonzepte, die unerwünschte Zugriffe von außen abwehren, haben jedoch mit dieser Entwicklung nicht Schritt gehalten (McAfee 2012). Spätestens seit der Entdeckung des Stuxnet-Wurms (2010), der offenkundig entwickelt wurde, um iranische Zentrifugen zur Urananreicherung zu stören, sind die potenziellen Angriffsflächen von SPS-/SCADA-Systemen und -Protokollen öffentlich bekannt. Trotzdem sind diese in bestehenden Systemen teilweise nicht behoben, und bis heute sind kaum Anstrengungen unternommen worden, »sichere« oder wenigstens »robuste« SPS- und SCADA-Architekturen zu entwickeln (Digital Bond 2014, TeleTrusT 2012, S. 32).

ABB. VI.5 AN DAS INTERNET ANGESCHLOSSENE SCADA-SYSTEME IN DEUTSCHLAND



Quelle: Malchow/Klick 2014

Typische SCADA-spezifische Angriffsflächen ergeben sich aus den folgenden Charakteristika dieser Systeme (TeleTrusT 2012, S. 32 ff.):

- › *Virens Scanner sind bei SCADA-Systemen unüblich:* SCADA-Systeme arbeiten im Echtzeitbetrieb, d.h. sie müssen nahezu verzögerungsfrei in die Steuerungssysteme von Industrieanlagen eingreifen. Virens Scanner reduzieren die Performance und werden deshalb bei SCADA-Systemen typischerweise nicht eingesetzt. Schadsoftware kann sich daher einfacher ausbreiten



- › *Patchmanagement ist lückenhaft:* SCADA-Systeme arbeiten typischerweise ohne Unterbrechungen (24 Stunden am Tag an 7 Tagen in der Woche) und häufig ohne Wartungsfenster für die Software. Als Konsequenz werden Softwareaktualisierungen seltener oder gar nicht durchgeführt. Entsprechend alt und mit öffentlich bekannten Sicherheitslücken behaftet sind die eingesetzten Betriebssysteme und Applikationen.
- › *Penetrationstests sind riskant und daher unüblich:* Diese bei Computersystemen etablierte Methode zur Identifikation von Schwachstellen birgt bei SCADA-Systemen das Risiko massiver Fehlfunktionen mit schwer abzuschätzenden Konsequenzen. Sie wird daher nur sporadisch angewandt.
- › *Authentifizierung ist schwach:* Wenn Netzwerkzugriffe auf Systemkomponenten möglich sind, ist die Implementierung einer starken Authentifizierung ein essenzielles Sicherheitsmerkmal. Passwörter sind allerdings bei Maschine-zu-Maschine-Kommunikation ein ungeeignetes Mittel. Fest einprogrammierte Passwörter wurden z. B. von Stuxnet zur Infektion ausgenutzt.
- › *Daten werden unverschlüsselt übertragen:* Verschlüsselung ist eine Standardtechnik bei der Kommunikation von kritischen Komponenten. Typische SCADA-Systeme nutzen Verschlüsselung nicht einmal bei der Übertragung von Passwörtern.

Dass es sich hierbei um sehr ernst zu nehmende Sicherheitsprobleme handelt, verdeutlicht die Einschätzung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Kasten).

### EINSCHÄTZUNG DES BUNDESAMTS FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK ZU SCADA-SYSTEMEN

»Stuxnet ist unter dem Strich weniger in seiner Eigenschaft als konkrete Schadsoftware alarmierend – wichtig ist vielmehr der nun vorliegende Nachweis über die Möglichkeit von Angriffen solcher Qualität. Es gibt demnach Täter, die weder Kosten noch Mühen scheuen, um aus ihrer Sicht sehr wichtige Ziele mittels der IT anzugreifen und möglichst unbemerkt zu sabotieren. Wurden bislang Angriffe auf Kritische Infrastrukturen und ihre Prozesssteuerungssysteme wegen der vermeintlich geringen Wahrscheinlichkeit häufig als Restrisiko akzeptiert, so gilt es nun, dieses Risiko neu zu bewerten. ...

Neben solchen hochspezialisierten und gezielten Angriffen besteht auch die Gefahr von Trittbrettfahrern, die versuchen könnten, mit deutlich geringerem Aufwand Schaden in Prozesssteuerungen anzurichten. Daher gilt es, diese Systeme möglichst strikt von sonstigen Netzen zu isolieren und zwingend notwendige Schnittstellen bestmöglich zu schützen und zu überwachen. In einigen Fällen hat das BSI nachgewiesen, dass Prozesssteuerungssysteme schon direkt über das Internet sichtbar und erreichbar sind. Und was sichtbar ist, kann angegriffen werden.

Fazit: Durch Stuxnet wird deutlich, dass die gesamte Sicherheitskonzeption von Systemen zur Prozesssteuerung dringlich zu überdenken und, wo notwendig, der aktuellen Bedrohungslage anzupassen ist.«<sup>41</sup>

BSI 2011, S. 16 f.

### BEISPIELE VON CYBERANGRIFFEN AUF ENERGIEANLAGEN

Im Folgenden werden zur Illustration, aber ohne Anspruch auf Repräsentativität einige Beispiele für Cyberangriffe auf Energieanlagen aufgeführt, die in den letzten Jahren öffentlich bekannt geworden sind.

Im Jahr 2007 hat das US-amerikanische Department of Homeland Security in Zusammenarbeit mit dem Department of Energy einen Test durchgeführt, der zeigte, wie eine Schwachstelle, die unter der Bezeichnung »Aurora« bekannt ist (Weiss 2012), ausgenutzt werden kann, um die Steuerung eines kommerziellen Dieselgenerators über einen Remoteangriff zu übernehmen und durch bestimmte Steuerbefehle schwer zu beschädigen (GAO 2012, S. 10).

2008 berichtete die CIA, dass böswillige Aktivitäten gegen IT-Infrastrukturen in mehreren Regionen weltweit zu Ausfällen von Stromversorgungsanlagen geführt haben einschließlich eines Falls, der einen Blackout in mehreren Städten zur Folge hatte (GAO 2012, S. 10).

Im Jahr 2012 wurde über einen Angriff auf die IT-Infrastruktur der staatlichen Ölgesellschaft Saudi-Arabiens (Aramco) berichtet – offenbar mit dem Ziel, die Öl- und Gasproduktion des Landes lahmzulegen (New York Times 2012; Rost 2012).

Kürzlich warnte die IT-Sicherheitsfirma Symantec, dass offenbar eine professionell agierende Hackergruppe die westliche Energiewirtschaft ins Visier genommen hätte. »Den Hackern gelang es, ihren Softwarecode in mehrere Programme zur Steuerung von Industrieanlagen einzuschleusen. Darunter sei zum Beispiel Software gewesen, die in Windenergieanlagen und Biogaskraftwerken verwendet werde. Die Angreifer hätten die Energieversorgung der betroffenen Länder erheblich stören können, betonte Symantec. Die meisten erfolgreichen Attacken gab es in Spanien mit einem Anteil von 27 % der Fälle, US-amerikanische Unternehmen liegen dicht dahinter mit 24 %. Auf Deutschland entfielen 7 % der Vorfälle« (Heise online 2014).

---

41 Zum Thema »Sicherheit von über das Internet steuerbaren Industrieanlagen« gab es in der letzten Wahlperiode bereits eine Kleine Anfrage von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2013) und die Antwort der Bundesregierung (2013a).

## SCHLUSSFOLGERUNGEN

Je »smarter« das Stromnetz wird, desto stärker verschmelzen energie- und informationstechnische Infrastrukturen zu einem komplexen Gesamtsystem. Neben Fragen der Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit (»safety«) treten zunehmend Fragen der Bedrohung von außen (»security«) in den Blickpunkt. Der stark ansteigende Umfang der Nutzung von IT auf allen Ebenen – von der Steuerung von Stromerzeugungsanlagen und des Netzbetriebs (v.a. auf der Verteilnetzebene), bei gewerblichen und Haushaltskunden (Smart Home, Smart Meter) bis zur zunehmenden Vernetzung von Komponenten und (Sub-)Systemen lässt die Zahl der möglichen Eintrittspunkte für Cyberangriffe in die Höhe schnellen. Die Sicherheitskonzepte zur Abwehr bzw. Erschwerung solcher Eingriffe konnten mit dieser dynamischen Entwicklung oft nicht Schritt halten (Beispiel SCADA).

Das System der Stromversorgung ist durch Eingriffe von außen bedroht; mögliche Motive können Spionage oder Sabotage durch Wettbewerber oder gar ausländische Regierungen sein, als auch der Versuch der Erpressung durch die organisierte Kriminalität. Dass es sich hierbei nicht nur um eine theoretische, sondern um eine ganz reale Gefahr handelt, zeigt beispielsweise eine Umfrage bei Unternehmen im Sektor Elektrizitätsinfrastruktur in 14 Ländern (McAfee/CSIS 2011): Ein Viertel aller Befragten gab an, in den letzten 2 Jahren Opfer von Erpressungsversuchen mit der Androhung von Angriffen auf die IT-Infrastruktur geworden zu sein. Fast die Hälfte der Befragten räumte ein, dass sie auf ihren Systemen den Wurm Stuxnet gefunden hatten.

Auf der anderen Seite scheint das Problembewusstsein noch nicht bei allen Energieversorgungsunternehmen auf hohem Niveau angelangt zu sein. So gaben bei einer aktuellen Umfrage 62 % der befragten (85) Energieversorger an, *keinen* Verantwortlichen für IT-Security zu haben (TÜV SÜD/Technomar 2013, S. 13).

In diesem Zusammenhang hat der Bundesverband IT-Sicherheit einen besonderen Bedarf an einem intensiven Austausch aller im Bereich Smart Grid tätigen Institutionen und Unternehmen in Deutschland konstatiert und eine Reihe von Handlungsempfehlungen entwickelt (TeleTrusT 2012, S. 37 f.):

- > Berücksichtigung von IT-Sicherheitsaspekten bereits in der Planungs- und Normierungsphase;
- > Etablierung eines hohen bzw. teilweise sehr hohen Niveaus hinsichtlich der Sicherheitsziele im gesamten Smart Grid (Vertraulichkeit, Integrität, Authentizität, Nichtabstreitbarkeit, Verfügbarkeit, Verbindlichkeit, Zuverlässigkeit);
- > Vorgaben von IT-Sicherheitsstandards durch Politik, Gesetzgebung und Regulierungsinstitutionen;
- > Überwachung der Umsetzung von Sicherheitsvorgaben;
- > regelmäßige Prüfung und Anpassung der Sicherheitsvorgaben an geänderte Rahmenbedingungen;

- › Definition von Schutzprofilen und Zertifizierungsprozessen für alle kritischen Komponenten;
- › Aufbau und Nutzung von vertrauenswürdigen Sicherheitsinfrastrukturen und -dienstleistungen;
- › angemessene Notfall-/Krisen- und Business-Continuity-Konzepte und der Nachweis der Umsetzbarkeit dieser Konzepte;
- › klare und transparente Regelungen zu Zugriffsrechten auf Daten aus Mess- und Verbrauchseinheiten über die gesamte Prozesskette;
- › separate Betrachtung und Behandlung der Verwendungszwecke der Daten;
- › strikte Umsetzung des Grundsatzes der Datensparsamkeit bei der Erfassung und Übermittlung von Daten;
- › offene Kommunikation über Chancen und Risiken sowie akzeptierte Restrisiken.

Eine 100 %ige Sicherheit wird es niemals geben. Die zu treffenden Maßnahmen sind immer auf der Basis einer Risikoanalyse in Abwägung der möglichen Risiken und potenziellen Auswirkungen mit dem Aufwand der Schutzmaßnahmen zu definieren. Ein hohes Sicherheitsniveau lässt sich nur durch eine Kombination von technischen und organisatorischen Maßnahmen erreichen. Die Konzentration auf rein technische Maßnahmen greift hingegen zu kurz (Haberler et al. 2013).

Um einen »angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für die IKT im Bereich der Netzsteuerung zu etablieren«, hat die BNetzA (2013) einen Entwurf für einen IT-Sicherheitskatalog erarbeitet und zur Konsultation gestellt. Als zentrale Anforderung an die Netzbetreiber wird hier die Einführung eines Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) gemäß ISO-Norm 27001 formuliert. Unter anderem ist hier auch die Benennung eines Beauftragten für IT-Sicherheit vorgesehen.

---

## QUALITÄT DER STROMVERSORGUNG ALS PRODUKTMERKMAL 2.2

Wie bereits angeführt, hat die Qualität der Stromversorgung (seltene Blackouts, stabile Werte für Spannung, Frequenz etc.) einen ökonomischen Wert nicht nur auf volkswirtschaftlicher Ebene, sondern auch ganz direkt für viele Unternehmen. Dass dies für einige Unternehmen bzw. Institutionen (z. B. Krankenhäuser) einen ganz wichtigen Faktor darstellt, lässt sich daran festmachen, dass sie selbst Maßnahmen getroffen haben, wie z. B. die Anschaffung eines Notstromgenerators als Back-up bzw. von Geräten zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) oder Ähnlichem. Im übertragenen Sinn bedeutet dies, dass eine Zahlungsbereitschaft vorhanden ist, um eine höhere Stromversorgungsqualität zu erhalten, als sie in der öffentlichen Standardversorgung garantiert werden kann.

Für Privathaushalte sind kürzere Versorgungsunterbrechungen dagegen zwar lästig, werden aber in den allermeisten Fällen relativ problemlos toleriert, wenn



sie nicht zu häufig auftreten. Daher wäre es durchaus vorstellbar, dass bestimmte Kunden dem Angebot aufgeschlossen gegenüber stehen würden, z.B. nach Vorwarnung durch den Netzbetreiber für einen kurzen Zeitraum (z.B. wenige Minuten) zum Ausgleich von Versorgungsstörungen vom Netz getrennt zu werden, wenn damit ein entsprechender Bonus verbunden wäre.

#### EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT

Es ist zu erwarten, dass im Zuge neuer Möglichkeiten der dezentralen Lastflusssteuerung (durch entsprechende kommunikationsfähige Steuergeräte) Versorgungsunternehmen Tarifmodelle entwickeln, die zum Ziel haben, den ökonomischen Wert der Versorgungsqualität abzubilden.

Bisher ist es typischerweise so, dass bei akuten Versorgungsstörungen Rationierungen für bestimmte Teilnetze (»rolling blackouts«) nach dem Zufallsprinzip angeordnet werden. Dies ist aus ökonomischer Perspektive nicht ideal. Sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftlich wäre es günstiger, wenn Kunden, die einen geringeren Schaden zu erwarten haben, zuerst abgeschaltet würden.

Eine Ausgestaltung könnte beispielsweise in Form von Bonus-/Malus-Modellen für Kunden erfolgen. So könnte z.B. eine hochzuverlässige Versorgung als Premiumprodukt bzw. unterbrechbare Lieferverträge zu günstigeren Konditionen angeboten werden.

Erste Überlegungen, wie dies in einem zukünftigen Energiemarktdesign mittels des neuen Instruments der sogenannten »Leistungszertifikate« implementiert werden könnte, wurden kürzlich vom Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) angestellt. Eine Vollversorgung mit Strom (jederzeit wird ausreichend gesicherte Leistung geliefert) wird durch den Kauf von Leistungszertifikaten abgesichert, die das Versorgungsunternehmen am Markt, der sich hierfür herausbilden soll, beschafft. Der Preis für die Leistungszertifikate wird auf die Kunden umgelegt. Wer technisch bzw. organisatorisch in der Lage ist, seinen Leistungsbedarf auf Anfrage des Netzbetreibers zu senken, braucht entsprechend weniger Leistungszertifikate, was die Kosten seines Strombezugs senkt (VKU 2013).



---

## UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN VII.

Der Ausbau neuer Stromtrassen wird regelmäßig von Bürgerprotesten begleitet. Im Vordergrund der Einwände stehen in der Regel mögliche Umwelt- und Landschaftsbildbeeinträchtigungen durch Übertragungsnetze, aber auch befürchtete Gesundheitsrisiken als Folge der Emission elektromagnetischer Felder. Bei einer Umfrage der Thüringer Wohnbevölkerung (RESIDENS-Projekt) gaben beispielsweise 27 % der Befragten Umweltschäden, 23 % Landschaftsbildbeeinträchtigungen und 7 % mögliche Gesundheitsschäden als Begründung für die Ablehnung des Netzausbaus an, während 12 % die prinzipielle Notwendigkeit des Netzausbaus zur Energiewende infrage stellten und 7 % Kostenargumente anführten (WIK 2012, S. 5 f.).

Um möglichen Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen der im Bereich der Hoch- und Höchstspannungsnetze üblichen Freileitungstechnik vorzubeugen, wird in der öffentlichen Debatte oftmals die Verlegung von Stromleitungen in den Boden (Erdkabel) ins Spiel gebracht. Allerdings sind auch Erdkabel mit diversen bau- und betriebsbedingten Auswirkungen auf Mensch und Umwelt verbunden. Das folgende Kapitel behandelt mögliche Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln und stellt sie einander gegenüber.

Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen des Trassenbaus und -betriebs wirken sich auch auf die Qualität des Wohnumfeldes im räumlichen Umfeld der Trassen aus und führen beispielsweise zu Wertminderungen von Immobilien und Grundstücken. Dieser Aspekt wird in diesem Kapitel nicht vertieft behandelt.

---

### AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT 1.

In Bezug auf mögliche Umweltauswirkungen ist zwischen den verschiedenen Übertragungstechnologien für Strom zu unterscheiden. Grundsätzlich kann elektrische Energie als Dreh- oder Gleichstrom übertragen werden, entweder durch oberirdische Freileitungen oder durch im Boden verlegte Leitungen in Form von Erdkabeln oder von gasisolierten Leitungen (GIL) (Kap. IV.1.6). Während sich die Drehstrom- gegenüber der Gleichstromübertragung in Bezug auf Umweltauswirkungen meist nur graduell unterscheidet, sind die umweltbezogenen Wirkungen von Freileitungen im Vergleich zu jenen der Erdleitungen (Erdkabel, GIL) sehr verschiedenartig. Daher erfolgt die Darstellung möglicher Umweltauswirkungen der Stromübertragung gegliedert nach Freileitungen und Erdleitungen. Generell zu unterscheiden ist ferner nach bau- und betriebsbedingten Umweltauswirkungen: Während bei Erdleitungstrassen die baubedingten Umweltauswirkungen infolge der aufwendigen Tiefbauarbeiten entlang des gesamten Trassenverlaufs besonders ins Gewicht fallen, überwiegen bei Freilei-

tungstrassen die dauerhaften anlagebedingten Auswirkungen durch Masten und oberirdische Leitungen.

Die folgenden Ausführungen basieren in wesentlichen Teilen auf der sehr umfassenden Literatursynopse von Runge et al. (2012) zu den Umweltauswirkungen von Höchstspannungserd- und -freileitungen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf den Nachweis der zahlreichen primären Literaturquellen zugunsten der Fundstellenangabe in Runge et al. verzichtet. Darüber hinaus wurde für dieses Kapitel das Gutachten von WIK (2012) ausgewertet.

## FREILEITUNGEN

## 1.1

Eine Freileitungstrasse besteht aus Masten, an deren Querträgern (Traversen) Isolatoren und daran die stromführenden Leiterseile befestigt sind. Die Mastspitze oberhalb der obersten Traverse dient als Befestigungspunkt für das sogenannte Erdseil, das als Blitzschutz bei Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen erforderlich ist (VDE/ETG 2010, S.24 f.). Freileitungen im Verteilnetz (Mittelspannungsebene und darunter) werden ohne Erdleiter, einfacher und weniger raumgreifend konstruiert (WIK 2012, S.43), allerdings finden in Deutschland bei den unteren Spannungsebenen ohnehin ganz überwiegend Erdkabelösungen Verwendung. Da die Qualität der Umweltauswirkungen auch maßgeblich von den Ausmaßen der Anlagen beeinflusst wird, fasst Tabelle VII.1 umweltrelevante Parameter von verschiedenen Freileitungsvarianten zusammen.

TAB. VII.1 UMWELTRELEVANTE PARAMETER VERSCHIEDENER FREILEITUNGSVARIANTEN

| Spannungs-<br>bereich          | Mastart    | Masthöhe | Mastfuß             | Regel-<br>abstand | Schutzstrei-<br>fenbreite |
|--------------------------------|------------|----------|---------------------|-------------------|---------------------------|
| Mittelspannung<br>(6–30 kV)    | Gittermast | 19 m     | 2,9 m <sup>2</sup>  | 140 m             | 21 m                      |
|                                | Rohrmast   | 15 m     | –                   | < 140 m           | 21 m                      |
| Hochspannung<br>(60–110 kV)    | Gittermast | 35 m     | 25,0 m <sup>2</sup> | 300 m             | 38 m                      |
|                                | Rohrmast   | 27 m     | 0,5 m <sup>2</sup>  | 200 m             | 26 m                      |
| Höchstspannung<br>(220–380 kV) | Gittermast | 40–80 m  | 49,0 m <sup>2</sup> | 300–500 m         | 80 m                      |

Quelle: WIK 2012, S.46

## GEFÄHRDUNGSFAKTOREN FÜR TIERE UND PFLANZEN

Während der Bauphase kommt es zu Beeinträchtigungen wild lebender Tiere und Pflanzen durch allgemeine Bautätigkeiten wie Baufeldfreimachung, Anlegen von Baustellenzufahrten, Lärm- und Lichtemissionen durch Baumaschinen, Bodenarbeiten etc. Dadurch können insbesondere im Bereich der Masten Habitate

schützenswerter Pflanzenarten beschädigt oder zerstört, wild lebende Tiere gestört oder Tiere mit kleinem Aktionsradius (u. a. Amphibien u. Reptilien) bzw. geringen oder nichtvorhandenen Fluchtdistanzen (z. B. Libellen, Käfer, Schmetterlinge etc.) beeinträchtigt oder getötet werden. Baubedingte Emissionen verursachen eine temporäre Scheuchwirkung, die etwa in der Vogelbrutzeit zum Verlust von Gelegen und Jungvögeln führen kann oder gegebenenfalls auch eine endgültige Vertreibung besonders stöempfindlicher Arten bewirkt (z. B. Schreiadler). Der Lebensraum einer Zauneidechse beispielsweise beträgt zwischen 5 und knapp 100 m<sup>2</sup> und kann folglich durch den Bau der Fundamente eines Hoch- oder Höchstspannungsmastes völlig zerstört werden (Runge et al. 2012, S. 42 f. u. 52 ff.).

Bei Bauarbeiten ist generell darauf zu achten, dass wild lebende Tiere und Pflanzen der besonders geschützten Arten sowie die dazugehörigen Pflanzenstandorte gemäß § 44 BNatSchG<sup>42</sup> einem besonderen Artenschutz unterliegen. Mögliche Maßnahmen zur Verringerung bzw. Vermeidung von Tier- und/oder Pflanzenverlusten während der Bauphase umfassen u. a. eine optimierte Trassenführung bzw. Feinplatzierung der Maststandorte, Bauzeitbeschränkungen auf Jahreszeiten mit geringer Tieraktivität, Amphibienleiteinrichtungen, fachgerechte Umsiedlung oder Ausgleichsmaßnahmen (Runge et al. 2012, S. 56 ff.).

Um einen sichereren Betrieb von Freileitungen zu gewährleisten, ist die Anlage eines Schutzstreifens entlang der Trasse erforderlich, in dem es zu Einschränkungen hinsichtlich des Bewuchses kommt. Für den Bau von Freileitungen wird üblicherweise der Schutzstreifen auf der gesamten Trassenlänge von Bäumen befreit, in der Betriebsphase kann abgesehen von den Maststandorten niedriger Bewuchs (Gebüsche) auf der überspannten Fläche erhalten bleiben (Runge et al. 2012, S. 43). Die Breite des Streifens variiert mit dem Spannungsbereich der Freileitung und dem Masttypus und reicht für Höchstspannungsfreileitungen bis zu 80 m (Tab. VII.1). In Waldgebieten wirkt sich die Anlage und dauerhafte Beanspruchung eines Schutzstreifens in vielfältiger und z. T. drastischer Weise auf dort heimische Tier- und Pflanzenarten aus. Grundsätzlich können dadurch Habitate von Wildtieren gestört, zerschnitten oder zerstört, Standorte von Pflanzen beschädigt oder zerstört sowie einzelne Tiere verletzt oder getötet werden. So werden etwa die Lebensräume von Insekten oder Fledermäusen, die bevorzugt ältere Bäume und Altholz bewohnen, vernichtet oder Landtiere mit geringer Mobilität (z. B. Amphibien u. Reptilien) gefährdet (Runge et al. 2012, S. 43 ff.). In besonderer Weise beeinflussen Waldschneisen die Lebensbedingungen diverser Waldvogelarten: Veränderungen im Gebietscharakter können störungsempfindliche Großvogelarten (See- und Schreiadler, Wanderfalke, Kranich etc.) zur Aufgabe ihrer Brutstandorte in der Nähe der Schneisen veranlassen. Andere Waldvogelarten, wie manche Greifvögel oder der Schwarzspecht, profitieren

---

42 Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Art. 4 Abs. 100 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

dagegen von einer Verbesserung des Nahrungsangebots, weil Schneisen in dichten Wäldern günstige Lebensbedingungen für Kleinsäugetiere und z. B. Ameisen bieten. Auch werden die lichten Übergangsbereiche zu Schneisen in geschlossenen Waldgebieten von Vogelarten besiedelt, deren Lebensräume Waldränder und Hecken sind (Trauerschnäpper, Baumpieper etc.). Schneisen tragen so zur Erhöhung der Artenvielfalt bei (Runge et al. 2012, S. 66 f.). Ein ökologisches Schneisenmanagement (z. B. Offenhaltung durch extensive Beweidung anstelle von periodischem Kahlschlag, Förderung langsam wachsender Bäume im Sinne einer Niederwaldbewirtschaftung, Belassen von Totholz, gezielte Artenschutzmaßnahmen) kann an geeigneten Standorten die abträglichen Auswirkungen auf Tiere und Pflanzen reduzieren und die Artenvielfalt fördern. Für die Netzbetreiber sind flächendeckend allerdings nur einfache Maßnahmen des ökologischen Schneisenmanagements wirtschaftlich umsetzbar (NABU 2014).

Im offenen Gelände sind, weil hier in der Regel nur an Maststandorten größere Eingriffe in die Natur erfolgen müssen, die bau- und betriebsbedingten Auswirkungen auf die Lebensräume wild lebender Tiere und Pflanzen geringer als in Waldgebieten. Gleichwohl ist auch im Offenland insbesondere die Vogelwelt in unterschiedlicher Weise von Freileitungstrassen betroffen. Für Wiesenbrüter und andere Vögel, deren Lebensraum größtenteils landwirtschaftlich genutzte Flächen umfasst, stellen Freileitungsmasten insofern eine Gefährdung dar, als dass diese von ihren Fressfeinden (Greif- und Rabenvögeln) als Ansitzwarten für die Jagd benutzt werden können. Dadurch wird ihnen weitgehend die Möglichkeit genommen, fliegende Beutegreifer durch Luftangriffe zu vertreiben, was das Überleben lokaler Populationen mit kritischer Bestandsgröße mitunter gefährden kann. Verschiedentlich wurde beobachtet, dass bestimmte Wiesenbrüter (z. B. Feldlerche, Kiebitz, Bekassine) die Nähe von Freileitungen für ihre Brutplätze meiden, allerdings existieren in dieser Frage zum Teil noch widersprüchliche Studienergebnisse. Gleichzeitig profitieren verschiedene Rabenvögel sowie Turm- und Baumfalken von Freileitungstrassen in baumlosen und strukturarmen Landschaften, indem sie die Masten als Niststandorte nutzen. Höchstspannungsfreileitungstrassen tragen darüber hinaus zu einer Entwertung von Rast- und Nahrungsplätzen für z. B. Gänse, Goldregenpfeifer, Kornweihen bei, die laut Beobachtungen mit erhöhtem Stress und einem mehr oder minder ausgeprägten Meideverhalten auf Freileitungstrassen reagieren (Runge et al. 2012, S. 52 ff.).

Einen zusätzlichen Gefährdungsfaktor für Vögel stellt die Verbrennungsgefahr an Leiterseilen dar. Bei Dauerlast erreichen normale Leiterseile eine Betriebstemperatur von bis zu 80 °C, sogenannte Hochtemperaturseile, die zur Steigerung der Übertragungskapazität bei vorhandenen Stromtrassen im Gespräch sind (Kap. IV.1.2), können Betriebstemperaturen von bis zu 230 °C standhalten (WIK 2012, S. 69). Vögel, die stark erhitzte Leiterseile als Rastplatz anfliegen, könnten schwere Verbrennungen und/oder einen Schock davontragen. Runge et al. (2012, S. 45) gehen zwar davon aus, dass hohe Leiterseiltemperaturen vor-

aussichtlich nur einen nachrangigen Gefährdungsfaktor für Vögel darstellen, da diese bevorzugt das Erdseil als Sitz anfliegen, doch seien bei einem vermehrten Einsatz von Hochtemperaurseilen weiter gehende Untersuchungen notwendig.

#### GEFÄHRDUNG DURCH LEITUNGS- ODER MASTANFLUG (VOGELSCHLAG)

Für flugfähige Vögel besteht der bei Weitem größte Gefährdungsfaktor von Freileitungstrassen jeder Spannungsebene in Kollisionen mit Leiterseilen oder Masten (dazu und zum Folgenden Runge et al. 2012, S. 45 ff.).<sup>43</sup> Die meisten Kollisionen ereignen sich an den zuoberst angeordneten, vergleichsweise dünnen Blitzschutzseilen (Erdseile) bei Hoch- und Höchstspannungstrassen. Weil ungesicherte Erdseile für Vögel schlecht erkennbar sind, erfolgt die Kollision oft beim Versuch, die relativ gut erkennbaren Leitungsbündel zu überfliegen.

Das Kollisionsrisiko ist von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig, darunter das artspezifische Flug- und Zugverhalten, lokale Sicht-, Licht- und Wetterverhältnisse, topografische Merkmale etc. Wegen ihrer geringen Wendigkeit sind insbesondere größere Vögel wie Trappen, Kraniche, Störche, Gänse, Enten etc. einem höheren Kollisionsrisiko ausgesetzt. Für bestimmte Arten gilt, dass die Kollisionsrate für brütende Individuen, die sich durch die längere Anwesenheit in einem Gebiet an die bestehenden Hindernisse gewöhnen konnten, geringer ist als für gebietsfremde rastende oder ziehende Individuen derselben Art. Bei ortsunkundigen Rastvögeln erhöht sich die Kollisionsgefahr weiter, wenn zwischen Nahrungsflächen und Schlafgebiet eine Freileitungstrasse verläuft, die täglich zweimal überflogen wird. Zugvögel sind dem höchsten Kollisionsrisiko ausgesetzt, da sie über keine Ortskenntnisse verfügen, meist in der Nacht fliegen und ihre Flughöhe je nach Art, Topografie und Wetterverhältnissen (v. a. bei schlechter Witterung und starkem Wind) im kritischen Bereich der Leiterseile liegt.

Entsprechend sind die jährlichen Verlustraten durch Vogelschlag stark standortabhängig und in Durchzugs- und Rastgebieten mit großen Vogelzahlen besonders hoch. Runge et al. (2012, S. 48) folgern aus einer Reihe von empirischen Untersuchungen an Höchstspannungsfreileitungstrassen, dass in feuchten, vorwiegend von Grünland beherrschten Niederungsgebieten mit starkem Vogelzug und hohen Rastbeständen sowie an Konzentrationspunkten des Vogelzugs (z. B. Küsten, Gebirgspässe, Talzügen) jährlich zwischen 200 und 700 Vögel pro Leitungskilometer verunglücken. In Gebieten ohne besondere Bedeutung für den Vogelschutz (z. B. typische Kulturlandschaften) kann von geringeren Verlustzahlen durch Vogelschlag ausgegangen werden.

Maßnahmen zur Verringerung der Verlustzahlen sollten daher vorrangig in den zuvor genannten für den Vogelschlag kritischen Räumen ansetzen. Grundsätzlich sind folgende Maßnahmen möglich (WIK 2012, S. 51):

---

43 Für Fledermäuse stellen Leitungen und Masten keine Gefahr dar, sie orten die Hindernisse durch Ultraschall (Runge et al. 2012, S. 58).



## VII. UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN

- › Berücksichtigung der Vogelzug- und -rastgebiete sowie Hauptflugrichtungen bei der Trassenplanung;
- › Bündelung von neuen Stromtrassen mit bereits bestehenden Stromtrassen, Straßen oder Schienenwegen;
- › Anordnung der Leiterseile in einer horizontalen Ebene durch Verwendung von Einebenenmasten;
- › Anbringung von kontrastreichen optischen Markierungen an Leiter- und v. a. Erdseilen. Dadurch sollen sich das Vogelschlagrisiko je nach betroffener Vogelart und Modalitäten der Markierungsanbringung um 55 bis über 90 % reduzieren lassen (Barrientos et al. 2011, S. 897);
- › Verlegung der Stromtrasse unter die Erde (Erdkabel).

### STROMSCHLAG

Vögel, die durch ihren Körper und ggf. ihren Harnstrahl Leitungen verschiedener Spannungen bzw. Leiterseile und geerdete Bauteile (Erdseil, Mast) überbrücken, erfahren durch den ausgelösten Kurz- bzw. Erdschluss schwere bis tödliche Verletzungen. Zu Kurz- bzw. Erdschlüssen an Freileitungen kommt es bei dicht beieinander liegenden Leiterseilen (Abstand von weniger als 1,3 m) bzw. kurzen oder aufrechtstehenden Stützisolatoren, wie sie vorrangig bei älteren Mittelspannungsfreileitungen zu finden sind. Die Gefahr von Stromschlägen ist bei Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen weit geringer, da hier die Abstände zwischen den Leiterseilen bzw. zwischen Leiterseilen und Mast größer sind (Runge et al. 2012, S. 51 f.).

Seit 2002 ist der Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) festgeschrieben. Danach sind »neu zu errichtende Masten und technische Bauteile von Mittelspannungsleitungen konstruktiv so auszuführen, dass Vögel gegen Stromschlag geschützt sind. An bestehenden Masten und technischen Bauteilen von Mittelspannungsleitungen mit hoher Gefährdung von Vögeln sind bis zum 31. Dezember 2012 die notwendigen Maßnahmen zur Sicherung gegen Stromschlag durchzuführen« (§ 41 BNatSchG). Weil eine Durchführungsverordnung fehlt, gibt es bislang keine konkreten gesetzlichen Vorgaben zu technischen Vogelschutzmaßnahmen. Seit 2011 jedoch gilt eine neue Vorschrift des Verbandes der Elektrotechnik (VDE-AR-N 4210-11, VDE-Anwendungsregel) zum Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen, die in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen wurde und damit für alle Netzbetreiber verbindlich ist. Sie ersetzt den VDEW-Maßnahmenkatalog zum »Vogelschutz an Freileitungen« aus dem Jahr 1991, der als veraltet und in Teilen als untauglich für den Vogelschutz gilt (NABU 2013, S. 1 f.). In der VDE-Anwendungsregel aufgeführte technische Vogelschutzmaßnahmen für bestehende und neugebaute Freileitungen umfassen u. a. (WIK 2012, S. 49):

- › Abdeckhauben für Masten mit Stützisolatoren (Abb. VII.1, oben);
- › Einsatz hängender Isolatoren anstelle von Stützisolatoren;



- › trittfeste und ausreichend breite Sitzbalken über Mastkopf und Traverse;
- › Abspannisolatorketten mit einer Mindestlänge von 60 cm (Abb. VII.1, unten).

ABB. VII.1

VOGELSCHUTZMASSNAHMEN AN MITTELSPANNUNGSFREILEITUNGEN



Quellen: Kreuzschnabel/Wikimedia Commons, Tameer Gunnar Eden/Eifeler Presse Agentur/epa (23.2.2015)

Weil die Verlegung der Leiter in den Boden die sicherste Maßnahme für den Vogelschutz darstellt, sollten laut den VDE-Anwendungsregeln Mittelspannungsleitungen »überall dort, wo es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, ... erdverkabelt werden« (zitiert nach NABU 2013, S.2).



Anlässlich der abgelaufenen gesetzlichen Frist für die Nachrüstung von Mittelspannungsmasten führte der Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU) im Frühjahr 2012 eine Befragung zum Umrüstungsstand bei den zuständigen Landesministerien durch. Aus den Ergebnissen bilanziert der NABU, dass der Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen von der Energieversorgungswirtschaft ernstgenommen wird und – soweit ersichtlich – bis dato in allen Bundesländern mindestens die Hälfte der für Vögel gefährlichen Masten entschärft wurde. Eine flächendeckende Absicherung wurde jedoch noch nicht erreicht. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass der neue Maßnahmenkatalog des VDE erst rd. 2 Jahre vor Fristablauf veröffentlicht wurde und viele Mittelspannungsfreileitungsmasten noch mit alter Sicherungstechnik nach dem Maßnahmenkatalog von 1991 ausgerüstet sind. Gleichwohl sieht der NABU im Falle eines weiteren Verzugs der Nachrüstungen nach den neusten Vorschriften die Notwendigkeit, eine gesetzliche Nachregelung in Erwägung zu ziehen (NABU 2013, S. 11 ff.).

#### AUSWIRKUNGEN AUF DEN BODEN

In Bezug auf Auswirkungen auf das Bodengefüge beschränken sich bei Freileitungen die Eingriffe auf den unmittelbaren Maststandort. Im Offenland bleibt, abgesehen von baubedingten Schädigungen (Baustellenzufahrten, Bodenverdichtung durch Baumaschinen), der Boden zwischen den Masten weitgehend ungestört (bei Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen auf einer Länge von 200 bis 500 m und mehr, Tab. VII.1). In Waldgebieten kann die Anlage von Schneisen zu einer Austrocknung des Bodens führen (Runge et al. 2012, S. 91).

#### AUSWIRKUNGEN AUF DAS LANDSCHAFTSBILD

Mit Blick auf Akzeptanzfragen gehören mögliche Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes zu einer der maßgeblichen Auswirkungen von Freileitungstrassen. Dauerhaft und weiträumig wahrnehmbare Mastkonstruktionen, oberirdische Leiterseile und ggf. erforderliche Schneisen werden insbesondere bei Freileitungstrassen der Höchstspannungsebene wegen ihrer Ausmaße (Tab. VII.1) als störend und in ihrer Reihung als landschaftszerschneidend empfunden (dazu und zum Folgenden Runge et al. 2012, S. 122 ff.). Dabei beschränkt sich das Verständnis von Landschaftsbild nicht allein auf visuelle Empfindungen. Im Nahbereich der Leitungen können beispielsweise Koronageräusche (je nach Luftfeuchtigkeit auftretende Knistergeräusche infolge winziger elektrischer Entladungen) als erheblich störend für das Landschaftserleben und die naturnahe Erholung empfunden werden.

Eine Bewertung landschaftsbildrelevanter Wirkungen durch Freileitungstrassen kann einerseits nur standortbezogen erfolgen, da diese in starkem Maße von der Beschaffenheit der umgebenden Landschaft abhängen. Andererseits stützt sie sich unvermeidbar auf stark subjektive Beurteilungskriterien wie »Vielfalt«, »Eigenart« und »Schönheit« der Natur ab (so lauten die Formulierungen von Schutz-

zielen im § 1 BNatSchG), die je nach Betrachter sehr unterschiedlich interpretiert werden. Um Einschätzungen nicht der Beliebigkeit auszusetzen, gibt die Rechtsprechung Handlungsanleitungen für eine objektivere Bewertung vor. So soll zur Ermittlung landschaftsästhetischer Wirkungen z.B. »auf das Urteil eines für die Schönheiten der natürlich gewachsenen Landschaft aufgeschlossenen Durchschnittsbetrachters« abgestellt werden (BVerwG, Urteil vom 27. September 1990, 4 C 44/87, zitiert nach Runge et al. 2012, S.124). Die Rechtssicherheit dieser durch entsprechend ausgebildete Landschaftsplaner auf Basis anerkannter Methoden vorgenommenen ästhetischen Bewertungen wird zusätzlich durch Meinungsbilder aus Vor-Ort-Befragungen erhöht, die zunehmend Anwendung finden (Runge et al. 2012, S. 124).

Oft sind die Möglichkeiten zur Reduktion der landschaftsbildrelevanten Beeinträchtigungen von Freileitungstrassen begrenzt. Im Vordergrund der Maßnahmen steht eine landschaftsbildgerechte Trassenplanung. Dazugehörige Elemente umfassen u. a. die Schonung landschaftlich hochwertiger Naturräume, eine flexible Anpassung an vorhandene Geländeformen (Wälder, Täler, Flüsse), die Freihaltung bevorzugter Blickrichtungen, Trassenverläufe entlang Hängen anstatt auf Kuppen, ein ökologisches Schneisenmanagement, Waldüberspannungen anstelle von Schneisen oder die Bündelung neuer Stromtrassen mit vorhandenen Infrastrukturen wie Autobahnen, Eisenbahnwege etc. (Runge et al. 2012, S.127 f.). Darüber hinaus können neue Mastbauformen und diesbezüglich optimierte Leiterseilaufhängungen zu einer Minderung der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes beitragen (Pohlmann 2012). So könnten Masten mit kompakterer Bauform (beispielsweise sogenannte Wintrackmasten in Vollwandbauweise, Abb. VII.2) verglichen mit den in Deutschland üblichen Gittermasten dazu beitragen, dass sich Freileitungstrassen harmonischer ins Landschaftsbild einfügen und aus einer gewissen Entfernung weniger stark wahrgenommen werden. Optische Verbesserungen wären darüber hinaus durch geringere Masthöhen (indem z.B. der Seildurchhang durch straffere Seile bzw. durch Abhängen der Seile reduziert wird), durch eine diesbezüglich optimierte Seilaufhängung (z.B. durch Wahl von Einebenenmasten oder eine engere Seilführung im Spannungsfeld) oder durch farbliche Gestaltung der Masten zu erreichen (WIK 2012, S.67 ff.).

---

## ERDLEITUNGEN

### 1.2

Erdleitungen für Dreh- oder Gleichstrom können als Kabel direkt im Boden, in (z.T. begehbaren) Kabeltunneln oder in Kunststoffrohren sowie als gasisolierte Leitungen (GIL) verlegt werden (WIK 2012, S.55). Während der Erdkabelanteil im gesamten deutschen Stromnetz auf der Ebene der Mittelspannung (74 %) und Niederspannung (88 %) gegenüber Freileitungen überwiegt, ist der Erdkabelanteil auf der Hoch- (7,5 %) und Höchstspannungsebene (weniger als 0,3 %) sehr gering (Hofmann et al. 2011, S.7).

ABB. VII.2

WINTRACKMASTEN IN VOLLWANDBAUWEISE



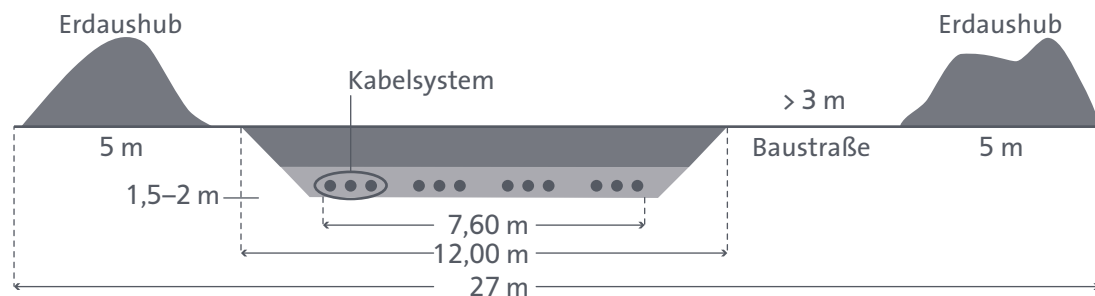
Quelle: TenneT TSO GmbH

Mit GIL wurden bisher nur kurze Strecken im Bereich weniger Kilometer ausgeführt, Betriebserfahrungen mit längeren GIL-Strecken liegen folglich noch keine vor (Kap. IV.1.6). Im Folgenden wird der Blick vorrangig auf mögliche Umweltauswirkungen von Erdkabeln der höchsten Spannungsebene (380 kV) gerichtet. In Bezug auf die bau- und anlagebedingten Auswirkungen können diese prinzipiell auch für erdverlegte GIL angenommen werden, auch wenn GIL eine etwas schmalere Trassenbreite im Vergleich zu Kabelsystemen aufweisen, da diese aufgrund der geringeren gegenseitigen Beeinflussung enger verlegt werden können (WIK 2012, S 59 f.).

Die Verlegung von 380-kV-Erdkabeln in offenem Gelände wird im klassischen Tiefbauverfahren realisiert (während Erdkabel bis zu einer Spannung von 110 kV teilweise auch eingepflügt werden). Die Verlegungstiefe beträgt im Freiland in der Regel 1,5 bis 2 m. Über dem je nach Bodenverhältnissen ggf. notwendigen Bettungsmaterial aus z.B. Sand oder Magerbeton, das dem mechanischen Schutz sowie zum Ableiten von Verlustwärme dient, wird nach der Verlegung rund 1 m Erdboden wieder aufgefüllt. Die Trassenbreite ist abhängig von der Anzahl der verlegten Kabelsysteme und der gewählten Verlegungsvariante.

Beispielsweise ergibt sich für ein 380-kV-Drehstromerkabel<sup>44</sup> bei vier Kabelsystemen und dem in Abbildung VII.3 dargestellten exemplarischen Grabenprofil eine Trassenbreite von mindestens 27 m während der Bauphase und von etwa 7,60 m während der Betriebsphase (Abstand zwischen den beiden äußeren Kabeln). Um sicherzustellen, dass kein Wurzelwerk das Kabelbett beschädigt, ist während der Betriebsphase ein beidseitiger Streifen von 2 bis 5 m notwendig, der von tief wurzelnden Pflanzen freigehalten wird. In Gebieten mit Baumbestand bedingt das exemplarische Grabenprofil hierdurch eine gesamte Trassenbreite zwischen 12 und 18 m (Hofmann et al. 2011, S.27 ff.).

**ABB. VII.3 ERDKABELGRABENPROFIL FÜR VIER SYSTEME WÄHREND DER BAUPHASE**



Quelle: nach Hofmann et al. 2011, S.29

#### GEFÄHRDUNGSFAKTOREN FÜR TIERE UND PFLANZEN SOWIE AUSWIRKUNGEN AUF DEN BODEN

Infolge der umfangreichen Tiefbauarbeiten überwiegen bei Erdkabeln die baubedingten gegenüber den betriebsbedingten Umweltauswirkungen. Für die Verlegungen der Erdkabel wird die Vegetation entlang des gesamten Trassenverlaufs vollständig entfernt sowie das Bodenmaterial entnommen und später zum Teil wieder eingefüllt. Die bei Freileitungstrassen im Offenland im Wesentlichen um die Maststandorte konzentrierten baubedingten Gefährdungsfaktoren für wild lebende Tiere und Pflanzen (Kap. VII.1.1) erstrecken sich bei Erdkabeltrassen damit grundsätzlich entlang der gesamten Streckenführung. Dazu zählen die unbeabsichtigte Verletzung bzw. Tötung wild lebender Tiere und Pflanzen, Störungen der Tiere in empfindlichen Lebenslagen (Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderzeiten) sowie die Vernichtung von Fortpflanzungs- und Ruhestätten (Runge et al. 2012, S.62 f.).

Im Offenland, z. B. auf Acker- oder Grünlandbiotopen (ohne Standortbesonderheiten), ist der Lebensraumverlust im Bereich von Erdkabeltrassen meist nur vorübergehend, da nach Abschluss der Bauarbeiten sich der vormals vorhandene

<sup>44</sup> Die 380-kV-Gleichstromübertragung erfordert eine geringfügig schmalere Trassenbreite, da hier im Gegensatz zur Drehstromtechnik nur 2 l pro System vonnöten sind (Hofmann et al. 2011, S.69).

Lebensraum in der Regel wieder vollständig regenerieren kann (Runge et al. 2012, S.84). Voraussetzung dafür ist, dass die verschiedenen Bodenhorizonte während des Aushubs getrennt gelagert und anschließend in ihrer natürlichen Schichtung wieder eingebaut werden (Runge et al. 2012, S.98). Eine Regenerierung kann dagegen nur schwer oder gar nicht mehr erfolgen, falls schwere Baufahrzeuge und -materialien (eine Kabelspule wiegt z.B. bis zu 40 t, Runge et al. 2012, S.97) zu einer starken, die Bodenfunktionen beeinträchtigenden Bodenverdichtung führen, oder generell empfindliche Biotope betroffen sind, die sehr sensibel auf Vegetationsverluste und Bodenveränderungen reagieren. Zu letzteren gehören u. a. Feuchtbiopte (Moore, Riede, Auenwiesen), in denen die bau- und anlagebedingten Störungen im Bodengefüge die natürlichen Bodenfunktionen (Porosität, Regler-, Speicher- und Staufunktionen im Wasserhaushalt etc.) negativ beeinflussen. In diesen Biotopen können während der Bauphase erforderliche bzw. unerwünschte Drainagewirkungen Grundwasserabsenkungen auslösen und Teile des Biotops temporär, bei unvollständiger Wiederherstellung der ursprünglichen Bodenfunktionen möglicherweise auch dauerhaft schädigen. Wenn in Bezug auf das Grundwasserregime besonders sensible Gebiete nicht durch eine ausweichende Trassenplanung gemieden werden können, sollten die Baumaßnahmen ggf. durch angepasste Vorsorgemaßnahmen (z.B. Einpumpen von Wasser in der Baustellenumgebung) begleitet werden und möglichst zügig erfolgen (Runge et al. 2012, S. 92 f., 98 f. u. 112 ff.).

In Waldgebieten führt die erforderliche Baufeldfreimachung und dauerhafte Freihaltung des Trassenbereichs von tief wurzelnden Pflanzen zu einer permanenten Beeinträchtigung der angrenzenden Waldbiotope. Die im Kapitel VII.1.1 für Freileitungstrassen genannten Auswirkungen von Waldschneisen auf Pflanzen- und Tierhabitate sind prinzipiell auch auf Erdkabeltrassen übertragbar, im Vergleich dazu aber insofern weniger schwerwiegend, als bei Erdkabeltrassen die Breite der freizuschlagenden Schneise in der Regel geringer ist (Runge et al. 2012, S.84).

Über mögliche Beeinträchtigungen durch die notwendigen Schneisen in Waldgebieten hinausgehend sind bei Erdkabeltrassen keine betriebsbedingten Auswirkungen auf die oberirdische Tier- und insbesondere auf die Vogelwelt zu erwarten, da diese auf dem überwiegenden Teil des Trassenverlaufs keine sichtbaren technischen Aufbauten erfordern. Lediglich in regelmäßigen Abständen gegebenenfalls erforderliche oberirdische Nebenanlagen von Erdleitungen<sup>45</sup> können unter Umständen zu punktuellen Lebensraumverlusten führen (Runge et al. 2012, S.88). Dagegen können Erdkabel aufgrund ihrer betriebsbedingten Erwärmung signifikante Wirkungen auf Boden und Vegetation haben. Ausgehend

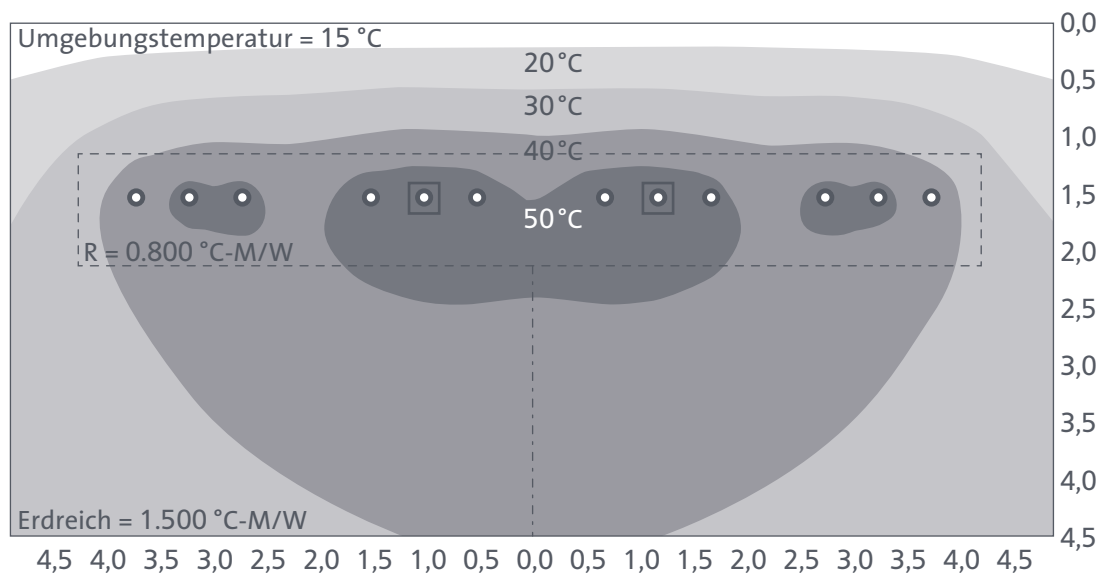
---

45 Erdkabelseile werden alle 600 bis 900 m durch Verbindungsmuffen miteinander verbunden. Diese werden der besseren Zugänglichkeit wegen teilweise in oberirdischen Muffenbauwerken montiert. Bei Drehstromerkabeln sind alle 25 bis 30 km Kompensationsanlagen notwendig (Runge et al. 2012, S.70).



von einer maximalen Betriebstemperatur der Erdkabel bei Dauerbelastung unter Volllast von 90 °C kann sich die Bodenoberfläche direkt über der Kabeltrasse je nach lokalen Bodenverhältnissen und technischer Auslegung der Kabel (Grabenprofil, Bettungsmaterialien, Tiefe und Anzahl der Kabel etc.) um bis zu 2 °C erwärmen (WIK 2012, S.56). Eine viel stärkere Wärmeeinwirkung kann unter diesen Umständen auf das Erdreich in unmittelbarer Nähe zum Erdkabel erwartet werden, wie Simulationsrechnungen von Hofmann et al. (2011) nahelegen (Abb. VII.4). Allerdings werden Erdkabel im Normalbetrieb in der Regel nicht dauerhaft mit dem vollen Nennstrom ausgelastet, sodass starke Wärmeeinwirkungen eher Ausnahmesituationen darstellen dürften (Runge et al. 2012, S.100 f.). Gleichwohl führen gelegentlich auftretende und ggf. länger anhaltende Wärmeeinwirkungen möglicherweise zu Veränderungen in der Bodenbesiedlung oder zu Beeinträchtigungen für kälteliebende Pflanzen, die sich nach den Bauarbeiten im Trassenbereich wieder angesiedelt haben. So sind beispielsweise in Feuchtbiotopen, die bevorzugte Standorte kälteliebender Arten sind, dauerhafte kleinflächige Verschiebungen im Artenspektrum möglich (Runge et al 2012, S.64 u. 86). Prinzipiell denkbar ist auch eine sukzessive Austrocknung des Bodens um das Erdkabel, allerdings wurde dieser Effekt, der stark von den lokalen Boden- und Witterungsverhältnissen abhängig ist, bisher nicht experimentell belegt (Runge et al. 2012, S.99).

ABB. VII.4 TEMPERATURVERLAUF IM ERDBODEN FÜR EIN 380-kV-DREHSTROMKABEL



Kabelgrabenprofil aus Abb. VII.3, unter Volllast, vier Systeme mit Bettungsmaterial, thermischer Widerstand Bettungsmaterial: 0,8 km/W, Erdreich: 1,5 km/W

Quelle: Hofmann et al. 2011, S.120

Landwirte äußern immer wieder die Befürchtung, dass es auf Ackerflächen, unter denen Erdkabel verlaufen, durch Störungen des Bodens bzw. Wasserhaushalts zu Ertragseinbußen kommen könnte. Hierzu liegen bislang noch keine gesicherten Erkenntnisse vor. Um dies eingehend zu untersuchen, wurde kürzlich vom ÜNB Amprion GmbH und dem Westfälisch-Lippischen Landwirtschaftsverband e.V. ein mehrjähriges Pilotprojekt initiiert (Wilhelm 2014).

Weil eine hohe Wärmeabgabe an das Erdreich letztlich aus Energieverlusten beim Stromtransport resultiert, bedeutet dies zugleich wirtschaftliche Verluste. Daher dürften Netzbetreiber generell darauf bedacht sein, die Bodenerwärmung durch Erdkabel auf ein Minimum zu reduzieren. Dagegen tritt bei GIL konstruktionsbedingt praktisch keine Bodenerwärmung auf (WIK 2012, S. 57).

### STROMSCHLAG

Erdkabel bzw. GIL werden im Erdboden mit einem besonders robusten Schutz nach außen (Kabelmantel bei Erdkabel, Aluminiummantelrohr bei GIL) verlegt, der eine Beschädigung durch im Boden lebende Kleintiere (Nager) oder durch physikalische bzw. chemische Einflüsse im Erdreich verhindert (WIK 2012, S. 52 u. 59; siehe auch Abb. IV.2). Eine Gefährdung durch Stromschlag für die Tierwelt kann daher weitgehend ausgeschlossen werden.

### AUSWIRKUNGEN AUF DAS LANDSCHAFTSBILD

Im Offenland haben Erdkabel in der Betriebsphase im Unterscheid zu Freileitungen keine nennenswerten Auswirkungen auf das Landschaftsbild, in Waldgebieten bleibt nach den Bauarbeiten nur die Waldschneise dauerhaft sichtbar. Unter Umständen führen sichtbare Nebenanlagen von Erdkabeltrassen zu einer gewissen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes (Runge et al. 2012, S. 131). Im Vergleich zu Freileitungstrassen sind die landschaftsbildrelevanten Auswirkungen von Erdkabeltrassen jedoch nachrangig.

---

## ELEKTROMAGNETISCHE FELDER DURCH FREILEITUNGEN, ERDKABEL UND GASISOLIERTE LEITUNGEN

### 1.3

Leiter, die von Strom durchflossen werden, induzieren elektromagnetische Felder in ihrer Umgebung. Die Stärke des elektrischen Feldes wird primär von der (zwischen Leiter und Erde) angelegten Betriebsspannung bestimmt, die Stärke des magnetischen Feldes von der Höhe des Stroms. Bei Wechselstromleitungen ändern die Felder ihre Richtung im selben Takt wie der Strom, sodass bei einer Netzfrequenz von 50 Hz niederfrequente elektromagnetische Felder auftreten (im Gegensatz zu hochfrequenten Feldern beim Mobilfunk [z. B. im Bereich von 2.000 MHz<sup>46</sup> bei UMTS], Rundfunk [30 bis 300 MHz bei UKW] etc.). Die

---

46 1 MHz entsprechen 1.000.000 Hz



Gleichstromübertragung führt dagegen zu elektromagnetischen Gleichfeldern. Die Stärke der Felder an einem Punkt in der Umgebung der Stromleiter hängt darüber hinaus von der Geometrie der Leiteranordnung, vom Abstand zwischen Leitungssystem und Messpunkt sowie vom dazwischenliegenden Material ab (z. B. Luft, Erde, Wasser, metallischer Schirm) (Hofmann et al. 2011, S.229).

### ELEKTRISCHE FELDER

Bei Freileitungen im Betrieb treten elektrische Felder permanent und – weil die angelegte Betriebsspannung nahezu konstant ist – mit gleichbleibender Stärke auf. Bei Erdkabel und GIL treten dagegen keine elektrischen Felder an der Oberfläche über der Leitungsstrasse auf, weil sie durch deren metallische Ummantelung elektrisch geschirmt sind (dazu und zum Folgenden Hofmann et al. 2011, S.229 ff.).

Die Abbildung VII.5 zeigt die bei einer 380-kV-Drehstromfreileitung<sup>47</sup> berechneten elektrischen Feldstärken für einen Messpunkt 1 m über Boden in Abhängigkeit der seitlichen Entfernung zur Leitungsachse, von der Geometrie der Leiteranordnung (dargestellt sind die Masttypen Donaumast, Einebenenmast und Tonnenmast) sowie vom Durchhang der Leiterseile (Abstand über Boden von 7,8 bzw. von 12 m). Deutlich zeigt sich, dass der gesetzliche Grenzwert nach der 26. BImSchV »für Orte, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind«, für niederfrequente elektrische Felder von 5 kV/m bei einem minimal zulässigen Bodenabstand der Leitungsseile von 7,8 m im Nahbereich der Trasse bei allen Masttypen überschritten wird. Die elektrische Feldstärke fällt mit zunehmendem seitlichem Abstand zur Leitungsachse jedoch schnell ab und liegt je nach Masttyp nach 15 bis 30 m unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes. Wird ein durchschnittlicher Bodenabstand der Leiter von 12 m eingehalten, kann der gesetzliche Grenzwert überall eingehalten werden (Hofmann et al. 2011, S.234).

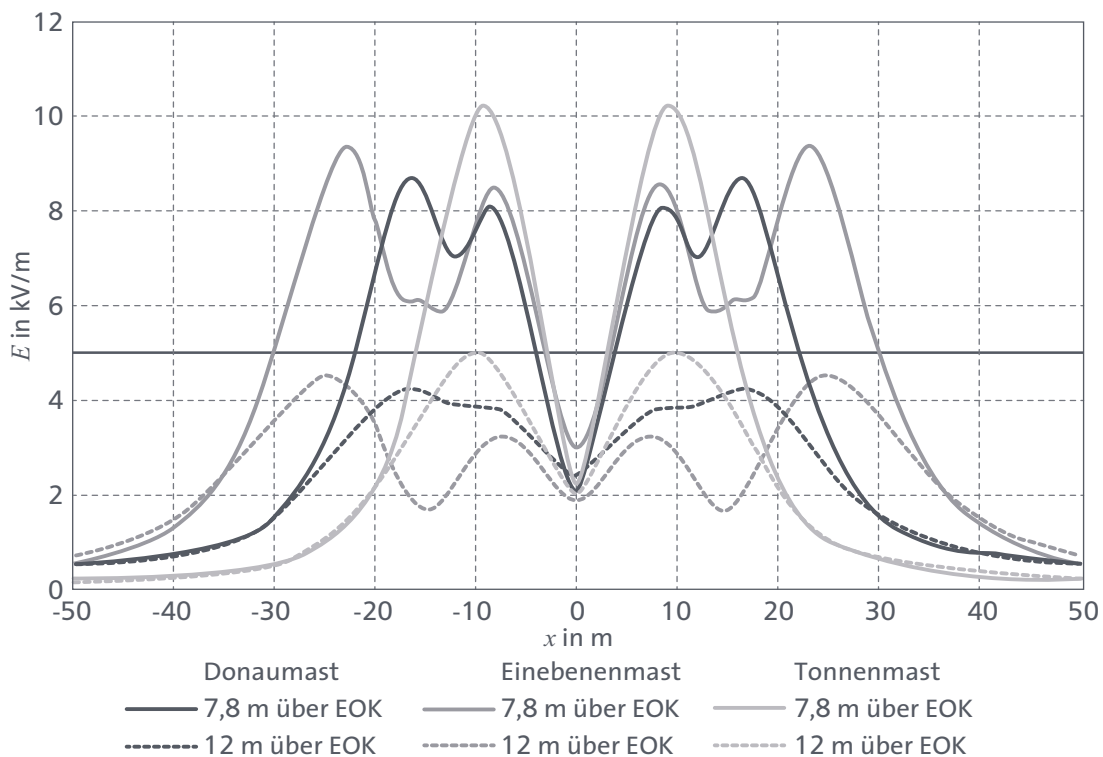
Bei der Gleichstromübertragung führt das auftretende statische elektrische Feld dazu, dass sich eine Wolke elektrischer Ladungsträger (Luftpartikel werden durch die Koronaentladungen ionisiert) um die Stromleitung ausbildet. Diese wiederum verstärkt das elektrische Feld unter einer Gleichstromleitung auf eine bis zu etwa doppelt so hohe Feldstärke im Vergleich zur Situation bei der Drehstromübertragung (WIK 2012, S.67). Dazu ist anzumerken, dass die 26. BImSchV für Gleichstromanlagen bis dato keine gesetzlichen Grenzwerte für die auftretende elektrische Feldstärke definiert (sondern nur für die magnetische Flussdichte). Außerdem kann die Raumladungswolke und damit das durch sie verursachte elektrische Feld durch den Wind über größere Entfernungen (bis zu einigen Kilometern) driften, was dazu führt, dass die elektrische Feldstärke in Windrichtung mit seitlicher Entfernung zur Leitungsachse wesentlich langsamer

---

47 Dreiphasenwechselstrom wird als Drehstrom bezeichnet.

abfällt (WIK 2012, S. 67). So konnte nach Leitgeb (2000, nach WIK 2012, S. 67) in 400 m Entfernung von einer 500-kV-Gleichstromleitung immer noch eine elektrische Feldstärke von 2 kV/m gemessen werden, d.h. eine um den Faktor 200 höhere elektrische Feldstärke als bei einer vergleichbaren Drehstromleitung. Darüber hinaus enthält die Raumladungswolke durch Koronaentladungen entstandene chemische Verbindungen wie Ozon und Stickoxide, die bis zu einem Abstand von mehreren Kilometern nachgewiesen werden können (Runge et al. 2012, S. 117 ff.) (zu möglichen Gesundheitsauswirkungen Kap. VII.2.3).

ABB. VII.5 ELEKTRISCHE FELDESTÄRKE IN 1 m ÜBER ERDBODEN IN ABHÄNGIGKEIT DES SEITLICHEN ABSTANDS EINER 380-kV-DREHSTROMFREILEITUNG



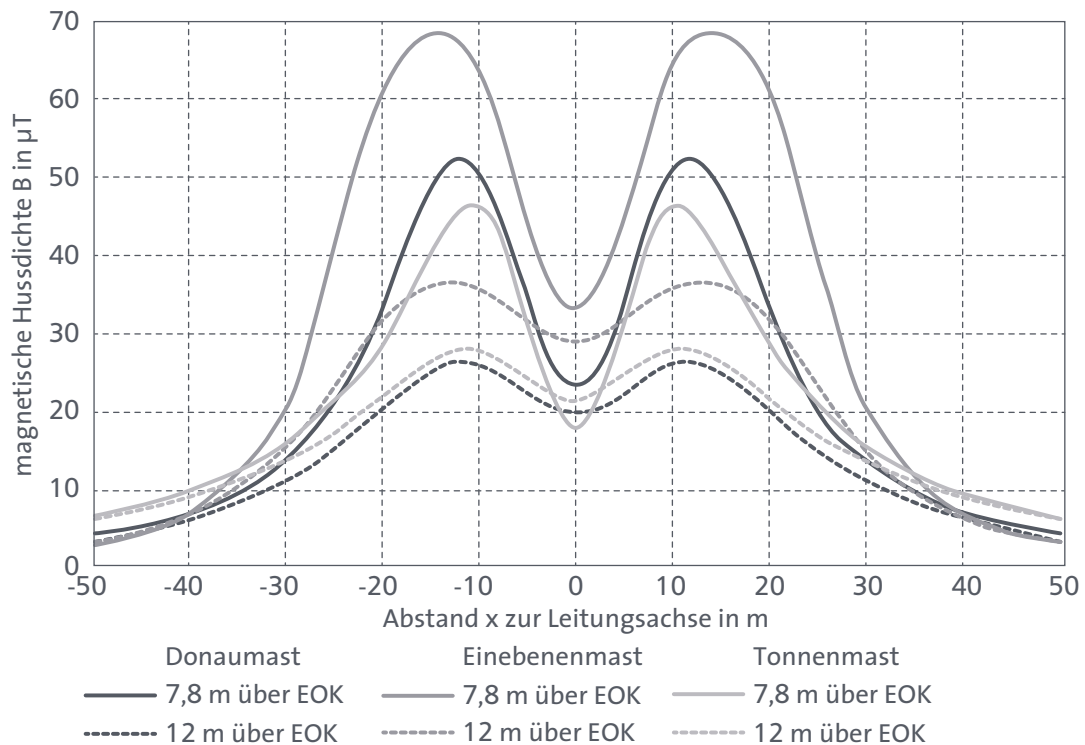
EOK: Erdbodenoberkante

Quelle: nach Hofmann et al. 2011, S. 235

## MAGNETISCHE FELDER

Die Höhe der magnetischen Flussdichte hängt vom Stromfluss und damit von der Auslastung der Stromleitung ab. Abbildung VII.6 stellt die berechnete magnetische Flussdichte einer 380-kV-Drehstromfreileitung unter einer Belastung von 3.000 MVA dar, wobei wiederum verschiedene Masttypen und Abstände zwischen Leiter und Boden betrachtet wurden. Bei allen Berechnungsvarianten wird der gesetzliche Grenzwert von 100  $\mu$ T für niederfrequente Magnetfelder eingehalten (Hofmann et al. 2011, S. 241 ff.).

ABB. VII.6 MAGNETISCHE FLUSSDICHTE IN 1 m ÜBER ERDBODEN IN ABHÄNGIGKEIT DES SEITLICHEN ABSTANDS EINER 380-kV-DREHSTROMFREILEITUNG BEI 3.000 MVA



EOK: Erdbodenoberkante

Quelle: nach Hofman et al. 2011, S.244

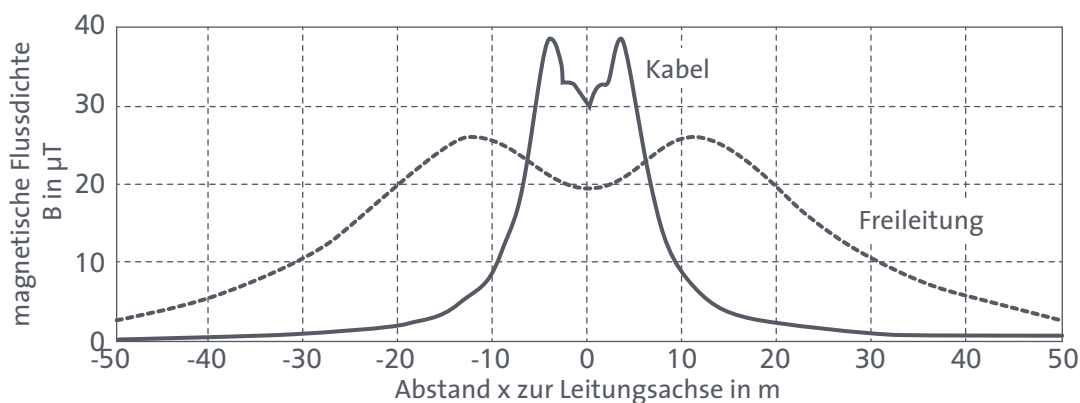
Da Magnetfelder kaum durch das Erdreich und die meisten anderen Materialien abgeschirmt werden, treten bei Erdkabeln vergleichbare Maximalwerte auf wie bei Freileitungen.<sup>48</sup> Im Gegensatz zu Freileitungen nimmt die magnetische Flussdichte bei Erdkabeln jedoch aufgrund der geringeren Leiterabstände im Leiterbett mit zunehmender Entfernung zur Leiterachse schneller ab. Abbildung VII.7 verdeutlicht dies für den Fall eines Drehstromerdkabels<sup>49</sup> mit Grabenprofil wie in Abbildung VII.3 im Vergleich zu einer Freileitung mit Donaumasten (Bodenabstand der Leiter 12 m) bei gleicher Leistungsübertragung. Bei GIL induziert der Leiterstrom einen gegenläufigen Strom in der metallischen Umhüllung,

48 Eine Reduktion der an der Oberfläche auftretenden magnetischen Flussdichte ließe sich nur durch aufwendige Maßnahmen (Abdeckung mit Mu-Metallplatten, die aus einer weichmagnetischen Nickel-Eisen-Legierung mit hoher Permeabilität bestehen) erreichen (WIK 2012, S.58).

49 Die magnetischen Flussdichten bei der Gleich- bzw. Drehstromübertragung mittels Erdkabel zeigen qualitativ ein ähnliches Verhalten, die Maximalwerte im Falle der Gleichstromübertragung liegen aber etwas unter jenen der Drehstromübertragung (Hofmann et al. 2011, S.247).

wodurch das magnetische Feld außerhalb der GIL um den Faktor 10 bis 15 schwächer als bei Freileitungen und Erdkabel ist (WIK 2012, S. 61 f.).

**ABB. VII.7    MAGNETISCHE FLUSSDICHTEN EINES 380-kV-DREH- BZW. GLEICHSTROMKABELS IM VERGLEICH ZU EINER 380-kV-DREHSTROMFREILEITUNG BEI 3.000 MVA**



Quelle: nach Hofmann et al. 2011

#### GEFÄHRDUNGSFAKTOREN FÜR TIERE UND PFLANZEN

Mögliche Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern durch Stromleitungen auf Tiere und Pflanzen spielen in der bisherigen Diskussion nur eine untergeordnete Rolle. Thematisiert werden sie zumindest für den Fall der Gleichstromübertragung im Zusammenhang mit einer potenziellen Beeinträchtigung der Orientierung bei Zugvögeln im statischen Magnetfeld der Erde. Das magnetische Gleichfeld der Erde erreicht eine magnetische Flussdichte von 30 bis 65  $\mu\text{T}$ , wohingegen das magnetische Gleichfeld unter einer Höchstspannungsgleichstromfreileitung mit einer Flussdichte zwischen 13 und 25  $\mu\text{T}$  angegeben wird. Eine mögliche Beeinträchtigung der Erdmagnetfeldorientierung von Zugvögeln durch die Gleichstromübertragung wird daher als unwahrscheinlich eingeschätzt (Runge et al. 2012, S. 61). Bis dato konnte auch kein Einfluss von niederfrequenten Wechselfeldern, wie sie bei der Drehstromübertragung auftreten, auf den Orientierungssinn von Zugvögeln wissenschaftlich nachgewiesen werden. Grundsätzlich dürfte eine mögliche Wirkung der Felder auf den Orientierungssinn der Vögel, wenn überhaupt, auf den unmittelbaren Bereich um die Leitungen begrenzt bleiben (Runge et al. 2012, S. 44 f.).

Auf mögliche biologische Wirkungen bzw. Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit von niederfrequenten oder statischen elektromagnetischen Feldern geht das folgende Teilkapitel näher ein. Es ist davon auszugehen, dass diese zu einem gewissen Grad auch auf die Tierwelt übertragen werden könnten.

---

FAZIT

## 1.4

Die Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln zeigt, dass diese je nach Schutzgut (Fauna, Flora, Boden, Wasser bzw. Landschaftsbild) differenziert zu betrachten sind. Eine umfangreiche tabellarische Übersicht findet sich in (EFZN 2012, Anhang 1). Insgesamt lässt sich die – in der öffentlichen Debatte um den Netzausbau immer wieder zu hörende – Aussage »Erdkabel sind umweltverträglicher als Freileitungen« in der Pauschalität sicherlich nicht aufrechterhalten.

Die Bewertung der Umweltfolgen hängt vielmehr wesentlich von den lokalen Standort- und Nutzungsbedingungen ab. Freileitungen können z.B. die bessere Wahl sein, wenn empfindliche Feuchtgebiete gekreuzt werden müssen, Erdkabel kommen eher infrage in Durchzugs- und Rastgebieten von Vögeln oder bei Landschaften mit besonders schützenswertem Landschaftsbild.

Oftmals sind allerdings schwierige Abwägungen zwischen verschiedenen Schutzgütern zu treffen: Wiegt z.B. eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen schwerer als die Bodenerwärmung durch Erdkabel?

---

MÖGLICHE RISIKEN FÜR DIE GESUNDHEIT

## 2.

Für die Bewertung ihrer gesundheitlichen Auswirkungen unterscheidet man elektromagnetische Felder nach ihrem Frequenzbereich. Hochfrequente Felder (mehr als 100 kHz) treten u.a. bei Sendeanlagen (Mobilfunk, Rundfunk, Fernsehen) auf und spielen bei der Elektromogdebatte die Hauptrolle. Bei Geräten und Anlagen der Stromversorgung und -nutzung sind fast ausschließlich niederfrequente Felder relevant, zumeist mit der Netzfrequenz von 50 Hz (bzw. bei Bahnstrom 16 2/3 Hz) oder aber statische (Gleich-)Felder, die in jüngster Zeit wegen der HGÜ-Technologie verstärkt Beachtung finden. Als Feldquellen sind neben Übertragungsleitungen, Umspannstationen und ähnlichem auch elektrische Geräte sowie Stromleitungen innerhalb des Hauses relevant. Im Niederfrequenzbereich sind elektrische und magnetische Felder physikalisch entkoppelt und können daher separat untersucht und bewertet werden.

Für ein fundiertes Verständnis, ob bzw. wie eine Exposition gegenüber elektromagnetischen Feldern gesundheitliche Auswirkungen haben könnte, ist eine mehrstufige Wirkungskette zu betrachten: Physikalische Wirkungen treten auf, wenn Felder mit Materie wechselwirken (z.B. Erwärmung des Gewebes). Diese können möglicherweise biologische Effekte verursachen (z.B. Einfluss auf Signalübertragung von Nerven). Biologische Effekte wiederum können unter Umständen zur Beeinträchtigung des Wohlbefindens führen und/oder gesundheitliche Auswirkungen verursachen. Diese können gegebenenfalls letztlich ein Krankheitsgeschehen auslösen oder gemeinsam mit anderen Faktoren dazu bei-

tragen. Diese Wirkungskette muss keineswegs zwangsläufig vollständig durchlaufen werden, sondern kann an jeder Stelle abbrechen. Ganz explizit sind beispielsweise biologische Effekte nicht per se gleichzusetzen mit negativen gesundheitlichen Auswirkungen.

---

## ALLGEMEINES ZU FELDWIRKUNGEN UND GRENZWERTEN 2.1

An der Körperoberfläche werden durch ein äußeres *elektrisches* Feld Ladungen verschoben (bzw. Dipole erzeugt und/oder ausgerichtet), die mit der Feldfrequenz hin- und herschwingen, wodurch wiederum im Körperinneren elektrische Ströme generiert werden. Deren Stärke ist von externen und internen Faktoren abhängig, u. a. von der Leitfähigkeit der Körperteile und Organe, von der Erdung des Körpers sowie seiner Lage und Ausrichtung relativ zum Feld. Elektrische Felder werden von allen leitfähigen Materialien und damit auch von biologischem Gewebe stark beeinflusst bzw. abgeschwächt. Im Körperinneren ist das Feld etwa fünf bis sechs Größenordnungen (100.000 bis 1 Mio. Mal) schwächer als das von außen auf eine Person einwirkende (ICNIRP 2010a, S. 819). Daher ist die genaue Bestimmung der Exposition von Körpergeweben bzw. Personen – anders als bei Magnetfeldern – sehr schwierig. Gleichzeitig sind hohe Dauerexpositionen weniger wahrscheinlich als bei magnetischen Feldern, da elektrische Felder durch Hauswände, hohen Pflanzenbewuchs etc. völlig oder zumindest stark abgeschirmt werden.

Ein äußeres *Magnetfeld* induziert im Körperinneren elektrische Spannungen bzw. Ströme, wenn das Feld sich zeitlich ändert, oder wenn der Körper sich relativ zu dem Feld bewegt. Die Stärke dieser Spannungen bzw. Ströme hängt u. a. ab von der magnetischen Flussdichte und deren Änderungsgeschwindigkeit, der Orientierung und Lage des Körpers im Magnetfeld sowie der Leitfähigkeit des Gewebes (SSK 2011, S. 49). Die meisten Materialien werden von Magnetfeldern nahezu ungestört durchdrungen. Abschirmungen für Häuser oder Wohnungen sind nur unter extrem hohem Aufwand möglich und spielen daher in der Praxis kaum eine Rolle.

An vielen natürlichen Körpervorgängen (z. B. Signalübertragung in Nerven) sind elektrische Phänomene beteiligt. Die natürlich im Körper vorkommende Stromdichte erreicht dabei Werte von 1 bis 10 mA/m<sup>2</sup> (Dehos et al. 2013, S. 49). Zusätzliche externe Felder und Ströme können diese Vorgänge beeinflussen. Nachgewiesene Wirkungen sind oberhalb bestimmter Schwellenwerte u. a. die Stimulation von Nerven und Muskelzellen sowie die Auslösung von wahrnehmbaren Lichtblitzen (sogenannte Magnetophosphenen) in der Netzhaut.

Die Grenzwerte für Felder werden so festgesetzt, dass diese *nachgewiesenen akuten* Wirkungen zuverlässig vermieden werden sollen. Die Vorgehensweise ist in den aktuellen Empfehlungen so, dass zunächst Schwellenwerte für die in der



betroffenen Körperregion (Gewebe, Organ) maximal zulässige elektrische Feldstärke festgelegt werden, die dann um einen Reduktionsfaktor vermindert werden, v. a. um möglicherweise besonders empfindlichen Personengruppen gerecht zu werden. Da diese innere elektrische Feldstärke nicht (bzw. nur sehr schwierig) der Messung zugänglich ist, werden mittels »anatomisch korrekter Modelle« durch Computersimulationen sogenannte Referenzwerte für das äußere Feld ermittelt, die sicherstellen sollen, dass das durch sie verursachte innere Feld immer unterhalb der Schwellenwerte bleibt.

---

## WIRKMODELLE UND BEWERTUNG VON EVIDENZ

### 2.2

Neben den gesicherten Feldwirkungen, die die Grundlage der Festsetzung von Grenzwerten bilden, gibt es eine Vielzahl von beobachteten Wechselwirkungen unterschiedlichster Art von niederfrequenten elektromagnetischen Feldern mit biologischen Geweben bzw. Lebewesen. Dies ist ein aktives Feld für wissenschaftliche Forschung und Diskurs, aber vor allem wegen der Bedeutung für die menschliche Gesundheit ein Thema, über das eine lebhaft und kontroverse öffentliche Debatte geführt wird u. a. bezüglich der Aspekte Risikowahrnehmung und -bewertung, Zumutung und Akzeptanz.

Zum Nachweis und zur Bewertung von Wirkungen elektromagnetischer Felder auf den Organismus bzw. die Gesundheit werden sowohl epidemiologische Studien als auch experimentelle medizinisch-biologische Studien herangezogen, wobei jeder Studientyp bestimmte Vor- und Nachteile bietet, die bei einer abschließenden Bewertung berücksichtigt werden müssen. Zur Bewertung der wissenschaftlichen Beweislage werden die vorhandenen Publikationen aller Studientypen (u. a. Laboruntersuchungen an Zellen oder Gewebeproben, tierexperimentelle sowie epidemiologische Untersuchungen) eines bestimmten Frequenzbereiches und mit bestimmten Endpunkten (d. h. dem Auftreten einer spezifischen gesundheitlichen Auswirkung, z. B. Leukämie) gesammelt und im Hinblick auf ihre methodische Qualität (z. B. Studiendesign, Probengröße, Statistik), Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und Vergleichbarkeit mit anderen Studien bewertet. Zur Charakterisierung, wie sich die Beweislage, bzw. das Maß an Unsicherheit des Wissens, bei dem untersuchten Sachverhalt darstellt, wurden verschiedene Klassifikationssysteme entwickelt. Bereits auf dieser Ebene wird in Fachkreisen und der interessierten Öffentlichkeit heftig gestritten, welcher methodische Ansatz, und daraus abgeleitet, welche Klassifizierung am aussagekräftigsten und am besten zur Begründung von Grenzwertfestlegungen geeignet ist. Behörden und Institutionen, die solche Bewertungsprozesse und Klassifikationen durchführen, sind zum Beispiel die Strahlenschutzkommission (SSK) beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) oder auf internationaler Ebene die Weltgesundheitsorganisation (WHO), die International Agency for Research on Cancer (IARC), die



International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) oder das European Union's Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks (SCENIHR). Hier liegen unterschiedliche umfangreiche Stellungnahmen zu den Wirkungen elektromagnetischer Felder vor. Im Folgenden wird kurz auf die Methoden der deutschen Strahlenschutzkommission (SSK), der International Agency for Research on Cancer der Weltgesundheitsorganisation (IARC) und des schweizerischen Bundesamtes für Umwelt (BAFU)<sup>50</sup> und deren Hintergründe eingegangen.

---

## EVIDENZCHARAKTERISIERUNG DER SSK

Um zu charakterisieren, wie tief das Verständnis für den Zusammenhang zwischen einer Gesundheitsstörung und der Exposition mit elektromagnetischen Feldern ist und wie überzeugend dies wissenschaftlich belegt werden kann, hat die Strahlenschutzkommission (SSK) ein mehrstufiges Schema entwickelt. Hierfür wurden sechs Kategorien definiert: Zwei davon beziehen sich auf das grundlegende Verständnis der physikalischen und biologischen Wechselwirkungen der Felder mit dem Körper. Eine betrifft die Frage, ob eine Dosis-Wirkungs-Beziehung etabliert werden konnte. Und drei zielen darauf ab, mit welchen methodischen Untersuchungsansätzen aussagekräftige Ergebnisse erzielt werden konnten: in vitro, in vivo bzw. epidemiologisch.

### PHYSIKALISCHES WIRKMODELL

Grundlegendes Verständnis der Wechselwirkung elektrischer und magnetischer Felder mit unterschiedlichen Materialien. Berechnung und Bestimmung der Feldstärken an der Körperoberfläche und im Körperinneren. Ableitung von Wirkungen auf den Körper, v. a. Erwärmung von Körperregionen, aber auch nichtthermische Wirkungen.

### BIOLOGISCHES WIRKMODELL

Erklärung, wie die vorhandenen Feldstärken mit biologischen Prozessen wechselwirken können und welche Auswirkungen dies haben könnten (z. B. Veränderung von Reaktionsmustern in biochemischen Prozessen auf zellulärer Ebene oder Einfluss auf Signalübertragung von Nerven). Ableitung von möglichen Mechanismen mit der Folge gesundheitlich relevanter Auswirkungen (z. B. Krebsentstehung, Auslösung neurodegenerativer Erkrankungen).

---

50 Vor 2006 hieß die Bezeichnung: Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL).



### DOSIS-WIRKUNGS-BEZIEHUNG

Bestimmung der Abhängigkeit der Wirkung (Erkrankung) von der Exposition (Feldstärke, Dauer der Einwirkung); nur möglich bei gut identifizierbaren und manifesten Wirkungen.

### WISSENSCHAFTLICHE METHODE

Hier werden drei grundsätzliche wissenschaftliche Herangehensweisen unterschieden, mit denen Untersuchungsergebnisse erzielt werden:

- › *Epidemiologie*: Untersuchungen von Krankheitsbildern und der Häufigkeit deren Auftretens an Personengruppen mit bestimmten Charakteristika (z. B. Kinder in bestimmtem Alter, beruflich Exponierte) und Vergleiche mit Kontrollgruppen (z. B. eine Gruppe mit hoher Exposition verglichen mit einer Gruppe mit niedriger Exposition).
- › *In vivo*: Untersuchungen an Versuchstieren
- › *In vitro*: experimentelle Untersuchungen, z. B. an Zellkulturen

Der wesentliche Vorteil epidemiologischer Studien liegt in ihrem direkten Bezug zum Menschen, ein prinzipieller Nachteil ist hingegen, dass lediglich Aussagen zum gleichzeitigen Auftreten eines Umweltfaktors, zum Beispiel elektromagnetische Felder, mit einem Symptom (z. B. einer Erkrankung) möglich sind, ein ursächlicher Zusammenhang daraus jedoch nicht abgeleitet werden kann, da nicht ausgeschlossen ist, dass unbekannte Faktoren hier eine Rolle spielen (sogenanntes »confounding«). Zusätzlich treten oft methodische Schwierigkeiten auf. Beispielsweise sind die verfügbaren Stichproben oft relativ klein, oder die Bestimmung der Exposition von Personen ist nur indirekt oder mit eingeschränkter Genauigkeit möglich.

Deswegen werden zusätzlich In-vitro- und tierexperimentelle Studien durchgeführt, um beobachtete mögliche Wirkungen zu bestätigen, Wirkungsmechanismen aufzudecken und Hypothesen zu überprüfen. Tierexperimentelle und In-vitro-Studien liefern aufgrund der Möglichkeit einer standardisierten Durchführung im Labor mit großen Stichproben oft besser reproduzierbare Ergebnisse, insbesondere bezüglich schwacher und somit schwieriger nachweisbarer Wirkungen, als epidemiologische Untersuchungen. Ihr Nachteil besteht aber wiederum in der Schwierigkeit der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Menschen.

Zum Nachweis eines konsistenten Effekts werden deswegen die Ergebnisse aller Studientypen herangezogen und verglichen. Nur wenn die Ergebnisse einzelner Studientypen (d. h. epidemiologischer, tierexperimenteller und in vitro) überwiegend konsistente Hinweise auf dieselben Wirkungen liefern, kann von einem wissenschaftlich belegten Wirkungszusammenhang gesprochen werden (Femu 2013).

## EVIDENZBEWERTUNG

Mittels einer mehrstufigen Skala (E3, E2, E1, E0, EN, D2, D1, D0) wird die Evidenz für jede der sechs Kategorien bewertet (physikalisches Wirkmodell, biologisches Wirkmodell, Dosis-Wirkungs-Beziehung, In-vitro-Studien, In-vivo-Studien, epidemiologische Studien). Hierbei werden die Bezeichnungen verwendet:

- > E3: überzeugende Evidenz (wissenschaftlicher Nachweis),
- > E2: unvollständige Evidenz (wissenschaftlicher Verdacht),
- > E1: schwache Evidenz (wissenschaftlicher Hinweis),
- > E0: keine oder unzureichende Evidenz für Zusammenhang bzw. Nichtzusammenhang,
- > EN: Evidenz für das Nichtvorhandensein eines Zusammenhanges,
- > D2: widersprüchliche Daten,
- > D1: unzureichende Daten,
- > D0: fehlende Daten

Im Anschluss werden die sechs einzelnen Bewertungen zu einer »Gesamtevidenz« aggregiert. Als Beispiel wird dies in Tabelle VII.2 für Leukämie im Kindesalter bei Exposition mit niederfrequenten magnetischen Feldern illustriert (dazu ausführlicher im Kap. VII.2.3). Diese Gesamtevidenz wird als handlungsleitend angesehen und insbesondere für die Empfehlung von Grenzwerten herangezogen.

TAB. VII.2 SSK-METHODIK ZUR EVIDENZBEWERTUNG FÜR EINE KARZINOGENE WIRKUNG NIEDERFREQUENTER MAGNETISCHER FELDER (NF-MF)

|                                 | physikal.<br>Wirk-<br>modell | biolog.<br>Wirk-<br>modell | Dosis-<br>wirkung | In-vitro-<br>Studien | In-vivo-<br>Studien | epidem.<br>Studien | Gesamt-<br>evidenz |
|---------------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| Leukämie<br>im Kin-<br>desalter | E0                           | D0                         | E0                | D0                   | D0                  | E2                 | E1                 |

E3: überzeugende Evidenz (wissenschaftlicher Nachweis), E2: unvollständige Evidenz (wissenschaftlicher Verdacht), E1: schwache Evidenz (wissenschaftlicher Hinweis), E0: keine oder unzureichende Evidenz für Zusammenhang bzw. Nichtzusammenhang, EN: Evidenz für das Nichtvorhandensein eines Zusammenhanges, D2: widersprüchliche Daten, D1: unzureichende Daten, D0: fehlende Daten

Quelle: SSK 2011, S.54

## EVIDENZCHARAKTERISIERUNG DER IARC

Einen ähnlichen Ansatz zur Bestimmung einer aggregierten Gesamtbewertung verwendet die IARC (2002, S.23 ff.). Sie bewertet, ob ein Zusammenhang zwischen dem Wirkstoff und Krebserkrankungen nachgewiesen wurde und wenn ja,

mit welcher Gewissheit dieser Zusammenhang ursächlich ist. Die IARC-Klassifizierungen wollen ausdrücklich keine Empfehlungen für Grenzwerte oder Gesetze geben, die in den Verantwortungsbereichen nationaler Regierungen liegen.

In einem ersten Schritt werden die Ergebnisse aus Human- und Tierstudien separat mittels einer vierstufigen Skala bewertet:

- › *Ausreichende Evidenz*: Ein ursächlicher Zusammenhang zwischen der Exposition und Krebs beim Menschen wird als etabliert angesehen.
- › *Begrenzte Evidenz*: Eine kausale Interpretation des beobachteten Zusammenhangs ist glaubhaft, aber Zufall, Bias oder Confounding (Einfluss unberücksichtigter bzw. unbekannter Faktoren) können nicht mit zufriedenstellender Sicherheit ausgeschlossen werden.
- › *Unzureichende Evidenz*: Die verfügbaren Studien lassen keine Schlussfolgerung bezüglich des Vorhandenseins oder der Abwesenheit eines kausalen Zusammenhangs zu.
- › *Evidenz für Abwesenheit*: Mehrere adäquate Studien zeigen übereinstimmend bei keinem Expositionsniveau einen positiven Zusammenhang zwischen der Exposition und Krebs.

Für die Einstufung innerhalb dieser Skala werden für Human- und Tierstudien jeweils angepasste Kriterien formuliert. Dabei wird konzidiert, dass diese nicht in jedem Fall strikt angewendet werden können, sondern einem heuristischen Abwägungsprozess unterliegen.<sup>51</sup>

Die Evidenz aus Human- und Tierstudien wird anschließend zu einer Gesamtbewertung kombiniert, wobei ergänzend auch weitere Erkenntnisse zur Kanzerogenität bzw. dessen Mechanismen herangezogen werden. Hierbei wird eine fünfstufige Skala verwendet (IARC 2002, S. 26 f.):

- 1 krebserregend (»carcinogenic«)
- 2A wahrscheinlich krebserregend (»probably carcinogenic«)
- 2B möglicherweise krebserregend (»possibly carcinogenic«)
- 3 nicht einstuftbar (»not classifiable«)
- 4 wahrscheinlich nicht krebserregend (»probably not carcinogenic«)

---

## EVIDENZCHARAKTERISIERUNG DES BUNDESAMTES FÜR UMWELT

Die Evidenzklassifizierung des BAFU (2007) lautet hier (Rösli et al. 2003):

---

<sup>51</sup> »It is recognized that the criteria for these evaluations, described below, cannot encompass all of the factors that may be relevant to an evaluation of carcinogenicity. In considering all of the relevant scientific data, the Working Group may assign the agent, mixture or exposure circumstance to a higher or lower category than a strict interpretation of these criteria would indicate.« (IARC 2002, S. 23)

- › *Gesichert*: Der Effekt hält einer streng wissenschaftlichen Beweisführung stand, d. h., er ist mehrfach unabhängig repliziert worden, es besteht ein plausibles Wirkungsmodell und er steht nicht im Widerspruch zu anderen Forschungsergebnissen.
- › *Wahrscheinlich*: Der Effekt wurde mehrfach relativ konsistent und unabhängig festgestellt. Die Qualität der Studien ist so weit überzeugend, dass andere Faktoren mit großer Sicherheit ausgeschlossen werden können. Ein plausibler Wirkungsmechanismus fehlt.
- › *Möglich*: Der Effekt wurde vereinzelt in Studien beobachtet. Die Ergebnisse sind insgesamt jedoch nicht konsistent und möglicherweise auf methodische Schwächen in den Studien zurückzuführen. Die wissenschaftlichen Hinweise werden durch Einzelfallberichte gestützt.
- › *Unwahrscheinlich*: Es gibt keine Hinweise für eine Assoziation, aber mehrfache Hinweise für deren Abwesenheit. Es bestehen keine theoretisch plausiblen Wirkungsmodelle.
- › *Nicht beurteilbar*: Die Datenlage ist zu spärlich für eine Aussage. Es gibt zuweilen Einzelbefunde, häufig auch kontroverse Resultate. Die Methodik der jeweiligen Studien wird als zu wenig genügend bewertet, um daraus Folgerungen abzuleiten.

Das in früheren BAFU-Syntheseberichten verwendete Klassifizierungssystem besitzt ebenso wie das der IARC fünf Stufen, weist aber zwei wesentliche Unterschiede auf. Erstens beziehen sich die Einstufungen nicht nur wie beim IARC auf Kanzerogenität, sondern auch auf andere biologische Wirkungen, die wiederum unterschieden werden in »Erkrankungen und Sterblichkeit«, »Einschränkung des Wohlbefindens« und »Veränderung physiologischer Größen«. Der zweite und entscheidende Unterschied besteht darin, dass keine Aggregation von Daten unterschiedlicher methodischer Herkunft zu einer Gesamtbewertung vollzogen wird. Das heißt, dass die Bewertungen des ehemaligen Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landwirtschaft (BUWAL) nicht mit der aggregierten Evidenz (d. h. den Stufen 1, 2A, 2B, 3, 4) der IARC vergleichbar sind, sondern mit der im ersten Schritt der IARC-Methodik vorgenommenen Bewertung in vier Stufen.

In neueren Publikationen hat die BAFU sowohl ihr Vorgehen als auch die Terminologie an die IARC-Klassifikation angepasst und verwendet jetzt konsequent die IARC-Begriffe ausreichende, begrenzte, unzureichende Evidenz, bzw. Evidenz für Abwesenheit (BAFU 2009).

---

## WORÜBER WIRD EIGENTLICH GESTRITTEN?

Hinter der Diskussion um das am besten geeignete Klassifizierungssystem, die oberflächlich betrachtet etwas spitzfindig anmuten mag, verbirgt sich ein handfester Konfliktpunkt, der in der Grenzwertdebatte (Kap. VII.2.4) eine zentrale Rolle einnimmt.



Die SSK bewertet die aggregierte Gesamtevidenz des Zusammenhangs zwischen der Exposition mit niederfrequenten Magnetfeldern (NF-MF) und Leukämieerkrankungen im Kindesalter mit »schwach – wissenschaftlicher Hinweis (E1)«. Allein auf Grundlage der Ergebnisse der epidemiologischen Studien müsste hingegen die um eine Stufe »kritischere« Einstufung »unvollständige Evidenz – wissenschaftlicher Verdacht (E2)« erfolgen. Die SSK begründet die Herabstufung damit, dass wegen des Mangels an Daten (D0) bzw. der unzureichenden Evidenz (E0) in den anderen Kategorien der epidemiologisch gefundene Zusammenhang schwächer gewichtet werden muss.

Dieses Vorgehen wird von einigen Kritikern vehement infrage gestellt. Sie argumentieren, dass es nicht angemessen sei, das Wissen in einem Feld durch das Nichtwissen in einem anderen Feld zu relativieren. Gelegentlich kommt dieses Argument auch in etwas abgewandelter Form vor: Bei der Aggregation der Einzelergebnisse zu einer Gesamtevidenz wird explizit oder implizit immer eine Gewichtung vorgenommen. Diese Gewichtung lässt sich nicht allein aus wissenschaftlichen Grundprinzipien streng ableiten, sondern stellt zumindest zu einem gewissen Grad eine heuristische Setzung dar. Von Kritikern wird nun argumentiert, dass u. a. aus Vorsorgeerwägungen heraus epidemiologische Befunde im Zweifel höher gewichtet werden und bei der Gesamtbewertung den Ausschlag geben sollten.

---

### SCHWIERIGKEITEN BEI DER KOMMUNIKATION VON EVIDENZKLASSIFIZIERUNGEN

Bei der Klassifizierung der Beweislage zu gesundheitlichen Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern besteht auf der einen Seite die Problematik, hochkomplexe wissenschaftliche Zusammenhänge in ein kompaktes Verdikt zu übersetzen, das meist nur wenige Worte umfasst, aber dennoch den Kern der Bewertung transportieren und handlungsleitend wirken soll (siehe Diskussion um Klassifizierungssysteme).

Auf der anderen Seite ist aber auch die Kommunikation des Verdikts sowie dessen Interpretation und Wahrnehmung bei den verschiedenen Adressaten – nicht nur bei zuständigen Behörden, sondern insbesondere in der breiten Öffentlichkeit – ein facettenreicher Vorgang, der für Missverständnisse, Fehlinterpretationen und Störungen aller Art äußerst anfällig ist.

Unter anderem werden Begriffe, die Wahrscheinlichkeiten charakterisieren sollen (»möglicherweise«, »selten«), teilweise sehr unterschiedlich interpretiert, was sowohl zu einer deutlichen Über- als auch Unterschätzung des entsprechenden Risikos führen kann.

Daher hat das Wissenschaftsforum EMF (2012) einen Ansatz für eine strukturierte Kommunikation solcher Evidenzklassifizierungen vorgeschlagen. Die Kommunikation sollte fünf zentrale Botschaften vermitteln:

1. Ziel: Was will die Bewertung leisten?
2. Aufbau: Wie ist das Bewertungsschema aufgebaut?
3. Rechtfertigung: Was spricht für die Bewertung?
4. Einschränkungen: Was muss beachtet werden?
5. Handlungsempfehlungen: Was folgt aus der Bewertung?

---

## WISSENSCHAFTLICHE BESTANDSAUFNAHME UND BEWERTUNG BIOLOGISCHER WIRKUNGEN

2.3

---

### NIEDERFREQUENTE MAGNETISCHE FELDER

#### ZUSAMMENHANG MIT LEUKÄMIE IM KINDESALTER

In Bezug auf die karzinogene Wirkung fasst die SSK (2011, S. 54) die Beweislage wie folgt zusammen: »Aus den epidemiologischen Studien ergibt sich eine unvollständige Evidenz für den Zusammenhang der Exposition gegenüber ELF-Magnetfeldern<sup>52</sup> (»extremely low frequency«) und der Entstehung von Leukämie im Kindesalter, die jedoch weder durch Wirkmodelle noch durch andere Untersuchungsansätze gestützt wird. Insgesamt ergibt sich daher für niederfrequente magnetische Felder ... nur eine schwache Evidenz für den Zusammenhang mit Leukämie im Kindesalter. Für einen Zusammenhang mit anderen Krebserkrankungen von Jugendlichen und Krebserkrankungen einschließlich Leukämie bei Erwachsenen gibt es keine bzw. unzureichende Evidenz.«

#### *Epidemiologischer Befund*

Zur Frage, ob ein Zusammenhang besteht zwischen dem Leukämierisiko bei Kindern und ihrer Exposition gegenüber niederfrequenten Magnetfeldern (unterhalb der gültigen Grenzwerte), wurden mehr als zwei Dutzend epidemiologische Untersuchungen weltweit durchgeführt (Schüz 2005, S. 187). Dieser Zusammenhang kann mittlerweile hinreichend belegt werden. Den belastbarsten Beleg dafür bieten gepoolte Analysen von vorliegenden Daten unterschiedlicher Einzelstudien (Greenland/Kheifets 2009; Kheifets et al. 2010), in denen methodische Schwächen von Studien (z. B. in Bezug auf die Erfassung der Exposition) berücksichtigt wurden. Diese zeigen einen konsistenten Zusammenhang zwischen dem Risiko, an Leukämie zu erkranken, und der Exposition gegenüber

---

52 ELF ist international gebräuchlich für niederfrequente Felder (in deutschen Texten oft mit »NF-« bezeichnet).



niederfrequenten Magnetfeldern in Wohnungen.<sup>53</sup> Erhöhte Risiken wurden für Expositionen über 0,4 µT, teilweise schon ab 0,2 µT festgestellt, wobei die Höhe des Risikos mit der Höhe der Exposition ansteigt. Für Expositionen von mehr als 0,4 µT ist es doppelt so hoch wie für Expositionen bis 0,2 µT (Ahlbom et al. 2000; Kheifets et al. 2010 u. 2011).

Leukämie im Kindesalter ist mit 4,8 Fällen pro 100.000 Kinder im Jahr eine vergleichsweise seltene Krankheit (in Deutschland gibt es ca. 600 Fälle pro Jahr), deren Ursachen weitgehend unklar sind. Eine häusliche Exposition bei magnetischen Flussdichten von mehr als 0,4 µT ist ebenfalls selten (Femu 2013). Nur etwa jede 500. Wohnung in Deutschland weist Magnetfelder in dieser Größenordnung auf (Schüz et al. 2005, S. A2562). In absolute Zahlen übertragen würde dies der Erkrankung von etwa sechs Kindern pro Jahr in Deutschland aufgrund der Magnetfeldexposition entsprechen. Drei davon wären auf Hochspannungsleitungen zurückzuführen und drei auf das Wohnumfeld (Stromleitungen im Haus und Haushaltsgeräte) (Drießen 2014).

**TAB. VII.3** SSK-EINSTUFUNG DER EVIDENZ FÜR EINE KARZINOGENE WIRKUNG  
NIEDERFREQUENTER MAGNETISCHER FELDER (NF-MF)

|                                                                                     | physikal.<br>Wirk-<br>modell | biolog.<br>Wirk-<br>modell | Dosis-<br>wirkung | In-vitro-<br>Studien | In-vivo-<br>Studien | epidem.<br>Studien | Gesamt-<br>evidenz |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| Leukämie<br>im Kin-<br>desalter                                                     | E0                           | D0                         | E0                | D0                   | D0                  | E2                 | E1                 |
| sonstige<br>Krebser-<br>krankun-<br>gen von<br>Kindern<br>und Er-<br>wach-<br>senen | E0                           | D1                         | E0                | D2                   | D2                  | E0                 | E0                 |

E2: unvollständige Evidenz, E1: schwache Evidenz, E0: keine bzw. unzureichende Evidenz für Zusammenhang, D2: widersprüchliche Daten, D1: unzureichende Daten, D0: fehlende Daten

Quelle: SSK 2011, S.54

53 »... the evidence is consistent across different continents, study types, measurement methods, and other factors. Of course, there are potential sources of bias, in particular selection bias. However, thorough investigations of these potential biases have rendered it unlikely that they can completely explain the association. Up to now, there is no other risk factor of childhood leukemia that has been as comprehensively studied concerning possible biases and confounding factors.« (Kundi 2007, S. A395)

### *Zentraler Diskussionspunkt*

Niederfrequente Magnetfelder, wie sie bei der Erzeugung und Benutzung von elektrischem Strom entstehen, wurden 2002 von der IARC als »möglicherweise krebserregend für Menschen« (Gruppe 2B) eingestuft. Diese Einstufung basiert auf den Ergebnissen der beschriebenen epidemiologischen Studien. Das schweizerische BAFU (2009, S. 8) formuliert die Sachlage so: »Dass niederfrequente Magnetfelder bezüglich ihrer Kanzerogenität nicht höher eingestuft wurden, liegt daran, dass die Evidenz für eine krebserregende oder -fördernde Wirkung aus Tierversuchen unzureichend und ein biologischer Mechanismus, der eine kanzerogene Wirkung von Magnetfeldern bei diesen schwachen Intensitäten erklären könnte, bisher nicht bekannt ist.«

Im wissenschaftlichen Bemühen, einen solchen Wirkmechanismus zu identifizieren, hat die sogenannte »Melatoninhypothese« in den letzten Jahren eine gewisse Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Prinzipiell wäre es denkbar, dass eine Verbindung zwischen einer Magnetfeldexposition und der Entwicklung von Krebs über eine Störung der nächtlichen Produktion des Hormons Melatonin vermittelt werden könnte. Konsistente experimentelle Befunde, die diese Hypothese stützen würden, existieren jedoch derzeit nicht (Schüz 2005, S. 192).

### **WEITERE MÖGLICHE WIRKUNGEN**

Für eine Reihe von weiteren biologischen Wirkungen, Beeinträchtigungen des Wohlbefindens und Erkrankungen (neurodegenerative Erkrankungen, Elektrosensibilität, Auswirkungen auf das Immun- und Herz-Kreislauf-System etc.) sind wissenschaftliche Untersuchungen durchgeführt worden, um mögliche Zusammenhänge ihres Auftretens mit Expositionen gegenüber niederfrequenten Magnetfeldern mit Stärken unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte aufzuklären. Bei all diesen Wirkungen liegen jedoch verglichen mit Leukämie im Kindesalter sehr viel weniger Befunde vor und/oder diese sind weniger konsistent. Nur für neurodegenerative Erkrankungen (beispielsweise Alzheimerkrankheit) liegen vergleichsweise deutliche Hinweise auf erhöhte Risiken vor, die sich sowohl auf Untersuchungen von beruflich bedingten Expositionen als auch in der Umgebung von Hochspannungsfreileitungen stützen (Clement/Behl 2009). Laut einer aktuellen Einschätzung von SCENIHR (2015) konnte jedoch in neueren Studien der Verdacht nicht weiter erhärtet werden.

Darüber hinaus liegen experimentelle Untersuchungsergebnisse auf zellulärer Ebene (in vitro) vor, die u. a. Hinweise auf mögliche Veränderungen am Erbgut und Einflüsse auf zelluläre Funktionen, wie den Stofftransport und die Auslösung von Zellstressreaktionen, geben (ECOLOG 2013, S. 11 f.). Diese experimentellen Befunde können jedoch allenfalls Hinweise liefern, dass möglicherweise gesundheitsrelevante Effekte auftreten können, ein direkter Schluss auf gesundheitliche Risiken ist nicht statthaft.

## NIEDERFREQUENTE ELEKTRISCHE FELDER

Die SSK (2011, S. 57) konstatiert für die karzinogene Wirkung von niederfrequenten elektrischen Feldern: »Angesichts der fehlenden Wirkmodelle und der fehlenden Evidenz für eine Dosiswirkung sowie der starken Schirmwirkung des Körpers für externe elektrische Felder ergibt sich trotz der widersprüchlichen Datenlage bei epidemiologischen Studien insgesamt für niederfrequente elektrische Felder keine Evidenz für einen Zusammenhang mit Krebserkrankungen einschließlich Leukämie im Kindesalter.« Die SSK (2011, S. 56) schließt sich hinsichtlich des weiteren Untersuchungsbedarfs der Einschätzung von Kheifets et al. (2010) an: »... there seems little basis to suppose there might be a risk for electric fields, and with a possible exception of occupational studies, there seems little basis for continued research on electric fields.« Kritiker merken dagegen an, dass »aufgrund der geringen Zahl an Untersuchungen und der schlechten Datengrundlage ... eine Abschätzung möglicher Gesundheitsrisiken durch Expositionen gegenüber niederfrequenten elektrischen Feldern bisher nicht möglich« (ECOLOG 2013, S. 5) sei und daher die zitierte Auffassung der SSK, dass weitere Forschungsanstrengungen (mit der möglichen Ausnahme von beruflich Exponierten) nicht vonnöten seien, nicht nachvollziehbar ist.

**TAB. VII.4 SSK-EINSTUFUNG DER EVIDENZ FÜR EINE KARZINOGENE WIRKUNG NIEDERFREQUENTER ELEKTRISCHER FELDER (NF-EF)**

|       | physikal.<br>Wirk-<br>modell | biolog.<br>Wirk-<br>modell | Dosis-<br>wirkung | In-vitro-<br>Studien | In-vivo-<br>Studien | epidem.<br>Studien | Gesamt-<br>evidenz |
|-------|------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| NF-EF | E0                           | E0                         | E0                | E0                   | E0                  | D2                 | E0                 |

E0: keine bzw. unzureichende Evidenz für Zusammenhang, D2: widersprüchliche Daten

Quelle: SSK 2011, S. 57

Eine grundsätzliche methodische Schwierigkeit für solche Untersuchungen ist allerdings, dass die Bestimmung der tatsächlichen Exposition bei NF-EF sehr schwierig ist, da die räumliche Verteilung des elektrischen Feldes (im Gegensatz zu NF-MF) vom Vorhandensein und der genauen Positionierung sämtlicher leitfähiger Materialien im Umfeld und des Körpers selbst abhängt.

## MAGNETOSTATISCHE FELDER

»Auch wenn bei starken magnetostatischen Feldern im Bereich über einigen 100 mT<sup>54</sup> Hypothesen für physikalische und biologische Modelle für eine Karzi-

<sup>54</sup> 1 mT = 1.000 µT

nogenität existieren und die Beeinflussung von chemischen Reaktionen und der Enzymaktivität gezeigt werden konnten, ergibt sich insgesamt für die um Größenordnungen niedrigeren Expositionen im Alltag für magnetostatische Felder keine Evidenz dafür, dass es einen Zusammenhang zwischen der Exposition und Krebs-erkrankungen gibt. Für eine Evidenzbewertung der Exposition gegenüber MRT-Feldern ist die Datenlage derzeit jedoch nicht ausreichend« (SSK 2011, S.59). Kritiker merken an, dass zu den Wirkungen statischer Felder nur vergleichsweise wenige Untersuchungen existieren. Überwiegend seien diese bei sehr starken Magnetfeldern durchgeführt worden (z.B. 1 T und mehr). Insgesamt reiche daher die Datenbasis für eine belastbare Risikoabschätzung nicht aus (ECOLOG 2013, S.12 ff.).

TAB. VII.5 SSK-EINSTUFUNG DER EVIDENZ FÜR EINE KARZINOGENE WIRKUNG  
MAGNETOSTATISCHER FELDER

|           | physikal.<br>Wirk-<br>modell | biolog.<br>Wirk-<br>modell | Dosis-<br>wirkung | In-vitro-<br>Studien | In-vivo-<br>Studien | epidem.<br>Studien | Gesamt-<br>evidenz |
|-----------|------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| allgemein | E0                           | E0                         | E0                | E0                   | E0                  | D1                 | E0                 |
| MRT       | E1                           | E1                         | D0                | D1                   | D1                  | D0                 | D1                 |

E0: keine bzw. unzureichende Evidenz für Zusammenhang, E1: schwache Evidenz, D1: unzureichende Daten, D0: fehlende Daten; MRT: Magnetresonanztomografie<sup>55</sup>

Quelle: SSK 2011, S.59

## ELEKTROSTATISCHE FELDER

Die SSK (2011, S.60) schätzt bei elektrostatischen Feldern die wissenschaftliche Beweislage so ein: »Insgesamt ergibt sich für elektrostatische Felder Evidenz dafür, dass es keinen Zusammenhang der Exposition gegenüber den Feldern und Krebserkrankungen gibt.« Diese Einschätzung fußt u. a. darauf, dass das Körperinnere aus physikalischen Gründen vor dem äußeren elektrischen Feld nahezu vollständig abgeschirmt wird. Dies wird von Kritikern nicht bestritten, obwohl auch hier ein Mangel an konsistenten Untersuchungen diagnostiziert wird. Insgesamt scheint aber auch hier die Auffassung vorzuherrschen, dass statische elektrische Felder eine geringere Relevanz für mögliche Gesundheitsrisiken aufweisen als statische magnetische Felder.

<sup>55</sup> ein Verfahren in der medizinischen Diagnostik

TAB. VII.6 SSK-EINSTUFUNG DER EVIDENZ FÜR EINE KARZINOGENE WIRKUNG  
ELEKTROSTATISCHER FELDER

|                | physikal.<br>Wirk-<br>modell | biolog.<br>Wirk-<br>modell | Dosis-<br>wirkung | In-vitro-<br>Studien | In-vivo-<br>Studien | epidem.<br>Studien | Gesamt-<br>evidenz |
|----------------|------------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| EF<br>statisch | EN                           | E0                         | EN                | E0                   | E0                  | D1                 | EN                 |

EN: Evidenz für das Nichtvorhandensein eines Zusammenhanges, E0: keine bzw. unzureichende Evidenz für Zusammenhang, E1: schwache Evidenz, D1: unzureichende Daten, D0: fehlende Daten

Quelle: SSK 2011, S. 60

## INDIREKTE GESUNDHEITSRELEVANTE WIRKUNGEN

In diesem Teilkapitel werden biologische, möglicherweise gesundheitsrelevante Wirkungen diskutiert, die nicht auf der direkten Einwirkung elektrischer und magnetischer Felder auf den menschlichen Körper beruhen.

### IONISATION VON PARTIKELN IN DER LUFT

An den Leiterseilen von Hochspannungsfreileitungen entstehen durch sogenannte »Koronaentladungen« der Luft Wolken positiv oder negativ geladener Ionen. Diese Entladungen sind gelegentlich als knackendes oder brummendes Geräusch in der Nähe von Hochspannungsfreileitungen wahrnehmbar. Diese Ionen können vom Wind fortgetragen und u. U. noch einige Kilometer von den Leitungen entfernt nachgewiesen werden (NRPB 2004, S. 45). Sie können sich an Teilchen in der Luft anlagern und diese damit elektrisch aufladen. Es wird diskutiert, ob dieser Effekt die Ablagerung von Schadstoffen auf der Haut oder in der Lunge von Menschen verstärken und somit gesundheitlich relevant sein könnte. Ob dies jedoch tatsächlich zu erhöhten Gesundheitsrisiken führt, ist wissenschaftlich umstritten (Henshaw 1997 u. 2002; Toburen 1996). Obwohl diese Frage bereits seit mehr als 15 Jahren debattiert wird, sind bisher keine epidemiologischen Untersuchungen hierzu durchgeführt worden. Dies wäre methodisch auch nicht einfach, vor allem weil wechselnde Windrichtungen zu einer Nivellierung von Expositionsunterschieden führen und somit die Definition einer nichtexponierten Referenzgruppe schwierig ist. Insgesamt gesehen ist es beim derzeitigen Wissensstand jedoch »unwahrscheinlich, dass Koronaionen mehr als einen kleinen Effekt bezüglich der langfristigen Gesundheitsrisiken aufgrund Luftschadstoffpartikeln haben, sogar bei den Personen, die der höchsten Belastung ausgesetzt sind« (NRPB 2004, S. 48, Übersetzung durch TAB).

## BEEINFLUSSUNG VON IMPLANTATEN

Sowohl bei passiven (z.B. Endoprothesen, künstliche Herzklappen, Schienen etc.) als auch in besonderem Maße bei aktiven Implantaten mit elektronischen Komponenten (Herzschrittmacher, Defibrillatoren, Cochlea-Implantate etc.) sind Beeinflussungen und gesundheitliche Gefährdungen durch niederfrequente bzw. statische EMF möglich. Beispielsweise konnte kürzlich in einer klinischen Studie an Patienten mit Herzschrittmachern gezeigt werden, dass diese z.T. bereits bei Einwirkung von Feldern unterhalb der Grenzwerte (100  $\mu$ T bzw. 5 kV/m) in ihrer Funktion gestört werden können (Drießen 2014). Hier besteht weiterer Forschungsbedarf mit dem Ziel, Grenzwerte für diese Bevölkerungsgruppen etablieren zu können.

## GRENZWERTDISKUSSION

2.4

Die zurzeit in Deutschland geltenden Grenzwerte für die Einwirkung elektrischer und magnetischer Felder, die von Stromleitungen, Umspannanlagen u. Ä. ausgehen, an Orten, an denen sich Menschen »nicht nur vorübergehend« aufhalten, sind in Tabelle VII.7 zusammengefasst.

| TAB. VII.7       |                   | GRENZWERTE IN DEUTSCHLAND |  |
|------------------|-------------------|---------------------------|--|
|                  | elektrisches Feld | Magnetfeld                |  |
| 50 Hz            | 5 kV/m            | 100 $\mu$ T               |  |
| Gleichstrom (DC) | k.A.              | 500 $\mu$ T               |  |

Quelle: nach 26. BImSchV

Über diese Grenzwerte hinaus sind in der 26. BImSchV Vorsorgemaßnahmen vorgeschrieben. So sind beispielsweise bei Errichtung bzw. wesentlicher Änderung von Anlagen die davon ausgehenden Felder nach dem Stand der Technik zu minimieren. Außerdem dürfen neue Hochspannungsleitungen (220 kV und mehr) keine Gebäude überspannen, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Die Grenzwerte beruhen auf den Empfehlungen der Strahlenschutzkommission, die sich wiederum an den Bewertungen und Empfehlungen der ICNIRP orientiert.

## GRENZWERTEMPFEHLUNGEN DER ICNIRP

Die Grenzwertempfehlungen der ICNIRP beruhen auf den wissenschaftlich unstrittigen und gut verstandenen akuten Wirkungen der Stimulation von Nerven- und Muskelzellen durch die elektrischen Ströme und Spannungen, die im Körper

von den von außen einwirkenden Feldern induziert werden. Bei der Netzfrequenz von 50 Hz empfiehlt die ICNIRP einen sogenannten Basisgrenzwert von 20 mV/m. Da es nicht möglich ist, die Felder im Körperinneren (z. B. in Herz und Gehirn) direkt zu messen, wird mittels computergestützter Modellierung und Simulationsrechnungen ermittelt, wie groß die äußeren Felder maximal sein dürfen, damit der Basisgrenzwert noch eingehalten wird. Auf diese Weise wurde die Empfehlung von 5 kV/m für elektrische sowie 200  $\mu$ T für magnetische Wechselfelder (bei 50 Hz) abgeleitet (ICNIRP 2010a, S. 827).

1998 hatte sich die ICNIRP noch für einen Grenzwert von 100  $\mu$ T ausgesprochen (ICNIRP 1998, S. 511). Auf der Grundlage neuerer Berechnungen mit genaueren Modellen wurde diese Empfehlung 2010 jedoch auf 200  $\mu$ T heraufgesetzt. Mögliche langfristige gesundheitliche Auswirkungen chronischer Expositionen werden hier nicht berücksichtigt. So wird das in epidemiologischen Studien gefundene erhöhte Risiko von Leukämieerkrankungen bei Kindern explizit nicht berücksichtigt mit der Begründung, dass eindeutige Befunde aus tierexperimentellen Untersuchungen fehlen und insbesondere dass bislang kein Wirkungsmechanismus identifiziert werden konnte. »The absence of established causality is the reason why the epidemiological results have not been addressed in the basic restrictions.« (ICNIRP 2010b, S. 4)

---

## GRENZWERTDEBATTE

Grenzwerte werden in der wissenschaftlichen Community, internationalen und nationalen Organisationen, Politik und Behörden und nicht zuletzt in der breiten Öffentlichkeit zum Teil sehr engagiert debattiert. Dabei geht es nicht nur um die konkrete Höhe der Grenzwerte, sondern auch um deren wissenschaftliche Grundlagen, das Prozedere bei deren Festsetzung sowie die Kommunikation zu deren Begründung.

Die Diskussion um bestehende und ggf. zukünftig zu setzende Grenzwerte konzentriert sich auf niederfrequente Magnetfelder. Dies liegt an der wissenschaftlichen Beweislage, die eine Assoziation von negativen gesundheitlichen Effekten mit einer Exposition durch Magnetfelder eher belegt als durch elektrische Felder. Hinzu kommt, dass die Exposition durch Magnetfelder messtechnisch wesentlich leichter zu erfassen ist als die elektrischer Felder. Des Weiteren spielt eine Rolle, dass magnetische Felder durch bauliche Maßnahmen praktisch nicht abgeschirmt werden können.

Der Diskurs findet sowohl innerhalb der drei Ebenen Wissenschaft, Politik und Zivilgesellschaft als auch in Interaktion zwischen diesen Ebenen statt. Insbesondere hierbei sind Irritationen, Missverständnisse, Kontroversen und Konflikte an der Tagesordnung. Trifft die wissenschaftliche Widerspruchsbeweisführung auf die von Vorsicht geprägte gesellschaftliche Tradition im Umgang mit Risiken, sind Konflikte vorprogrammiert. Fehlende Evidenz für das Vorhandensein eines



Risikos bedeutet eben nicht den Beweis für dessen Abwesenheit (»Absence of evidence is not evidence of absence of risk.« [Rösli et al. 2003]).

In der Diskussion über die Grenzwerte bzw. die Grenzwertempfehlungen der ICNIRP werden vor allem die folgenden inhaltlichen Kritikpunkte genannt:

- › Die Nichtberücksichtigung des Risikos von Leukämieerkrankungen bei Kindern sei nicht nachvollziehbar, da eine konsistente epidemiologische Evidenz vorliege.
- › Der von der ICNIRP angesetzte Sicherheitsfaktor für niederfrequente elektrische und magnetische Felder von 50 sei im Vergleich mit in der Toxikologie üblichen Sicherheitsfaktoren von 100 bis 3.000 sehr niedrig (AUNR 2013, S. 13).
- › Die numerischen Simulationen der ICNIRP seien methodisch mangelhaft und führten zu einer systematischen Unterschätzung der Wirkungen einer Exposition (Chen et al. 2013).
- › Es wird auf die Inkonsistenz hingewiesen, dass einerseits die Grenzwertsetzung mit den Empfehlungen der ICNIRP begründet werden, aber andererseits der seit 2010 gültigen aktuellen Empfehlung von 200 µT explizit nicht gefolgt wurde und stattdessen in der Novelle der 26. BImSchV die ältere (im Prinzip überholte) Empfehlung (100 µT) umgesetzt wurde.
- › Vielfach erfolgt ein Verweis darauf, dass in anderen Industrieländern deutlich niedrigere Grenz- bzw. Vorsorgewerte etabliert seien. Beispielsweise wurde in der Schweiz ein Anlagegrenzwert von 1 µT festgelegt (BAFU 2009, S. 8).

Darüber hinaus wird auch das Vorgehen kritisiert, die Risikobewertung der ICNIRP<sup>56</sup> zu übertragen, der von Kritikern mangelnde Transparenz und demokratische Legitimation, eine einseitige wissenschaftliche Sichtweise sowie eine zu große Nähe zur Industrie vorgeworfen wird (BUND 2012, Cherry 1999, CoE 2011<sup>57</sup>).

---

## POSITION DES BUNDESAMTES FÜR STRAHLENSCHUTZ

Angesichts der »wissenschaftlichen Unsicherheiten hinsichtlich der gesundheitlichen Wirkungen niederfrequenter Felder empfiehlt das BfS, bei dem anstehenden Ausbau der Stromtrassen ein zweistufiges Schutzkonzept zu verfolgen.

---

<sup>56</sup> ICNIRP ist ein privatwirtschaftlicher eingetragener Verein mit Sitz in Deutschland.

<sup>57</sup> In einem Bericht für die Parlamentarische Versammlung des Europarats heisst es: »The rapporteur underlines in this context that it is most curious, to say the least, that the applicable official threshold values for limiting the health impact of extremely low frequency electromagnetic fields and high frequency waves were drawn up and proposed to international political institutions (WHO, European Commission, governments) by the ICNIRP, an NGO whose origin and structure are none too clear and which is furthermore suspected of having rather close links with the industries whose expansion is shaped by recommendations for maximum threshold values for the different frequencies of electromagnetic fields.« (CoE 2011, S. 9)

In Stufe eins sind Grenzwerte entsprechend dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik auf der Basis nachgewiesener Wirkungen festzulegen und gesetzlich zu verankern. In Planung und Vollzug ist die Einhaltung der Grenzwerte sicherzustellen.

Stufe zwei beinhaltet Vorsorgeregeln. Unterhalb der Grenzwerte sind Vorsorgemaßnahmen zu ergreifen, um den wissenschaftlichen Unsicherheiten Rechnung zu tragen und mögliche Gesundheitsrisiken zu minimieren. Auch die Vorsorge sollte gesetzlich verankert werden.

Der zusätzliche Immissionsbeitrag einer neuen oder wesentlich veränderten Hochspannungsleitung sollte die bestehende zivilisatorisch bedingte Hintergrundbelastung an Orten, wo sich Personen gewöhnlich einen großen Teil des Tages aufhalten, nicht wesentlich erhöhen. Bei Gleichstromanlagen soll der zusätzliche Immissionsbeitrag nicht höher als die natürliche Hintergrundbelastung (Erdmagnetfeld) sein. Dies kann erreicht werden durch die technische Auslegung der Anlage (Phasenbelegung, Erdverkabelung etc.) und durch Beachtung bestimmter Abstände zwischen Anlage und Wohnungen.« (Dehos et al. 2013, S.55 f.)

Würde dies tatsächlich umgesetzt, würde dies nach Einschätzung von ECOLOG (2013, S.46 f.) eine Begrenzung der Zusatzbelastung auf maximal 0,1 µT bedeuten.

---

### AKTEURSKONSTELLATION

#### WISSENSCHAFTLICHE KOMMISSIONEN UND VEREINIGUNGEN

Es herrscht eine weitgehende Übereinstimmung der Risikobewertungen durch die verschiedenen offiziellen und quasioffiziellen wissenschaftlichen Gremien mit wechselseitiger Stützung und Bezugnahme aufeinander.

- › *ICNIRP* (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection [Internationale Kommission zum Schutz vor nichtionisierender Strahlung]): Wurde von der International Radiation Protection Association gegründet und nimmt eine herausgehobene Stellung ein, da sich international viele Regulierungsinstitutionen auf die Empfehlungen der ICNIRP berufen.
- › *SSK* (Strahlenschutzkommission): Beratungsgremium des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bezüglich des Schutzes vor den Gefahren ionisierender und nichtionisierender Strahlen. Die Empfehlungen der SSK lehnen sich stark an die der ICNIRP an.
- › *IARC* (International Agency for Research on Cancer [Internationale Agentur für Krebsforschung]): Eine Einrichtung der Weltgesundheitsorganisation, WHO. Deren Bewertungen der wissenschaftlichen Evidenzen für die Kanzerogenität von Agenzien genießen in der internationalen Wahrnehmung eine hohe Autorität.



## VII. UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN

- › *SCENIHR* (Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks [Wissenschaftliches Komitee zu neu entstehenden und neu erkannten Gesundheitsrisiken]): ein Beratungskomitee der Europäischen Kommission.

### »KRITISCHE WISSENSCHAFTLER«

Von einer Minderheit der in der Forschung zu biologischen Effekten und gesundheitlichen Beeinträchtigungen tätigen Wissenschaftler wird die Beweiskraft der epidemiologischen Studien insbesondere zu Leukämie im Kindesalter sowie experimenteller Untersuchungen, z.B. zu gentoxischen Wirkungen, weitaus höher gewichtet. Eine Vereinigung, in der einige dieser Experten sich organisiert haben, ist die *BioInitiative Working Group*, die eine pointierte vorsorgeorientierte Position vertritt. Aus der Wissenschaft heraus wird diese Vereinigung jedoch kritisiert, u. a. da sie in ihrer Arbeitsweise in einigen Punkten nicht etablierten Standards entspricht, so werden z.B. potenzielle Interessenskonflikte nicht offengelegt (Verschaeve 2012).

### POLITISCHE INSTITUTIONEN UND BEHÖRDEN

- › Das *BMUB* (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit) ist federführend bei der Erarbeitung gesetzlicher Vorschriften zum Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern. Dabei stützt sich das BMUB v.a. auf die Stellungnahmen der SSK, ICNIRP, IARC und der WHO.
- › Das *BfS* (Bundesamt für Strahlenschutz) ist eine dem BMUB nachgeordnete obere Bundesbehörde, deren Aufgabe es ist, für die Sicherheit und den Schutz des Menschen und der Umwelt vor Schäden durch ionisierende und nichtionisierende Strahlung zu sorgen. Das BfS initiiert und begleitet Forschungsvorhaben und -programme und führt auch eigene Forschungsarbeiten durch.
- › Europäischer Rat und Europäische Kommission: Der Europäische Rat hat bereits 1999 eine Empfehlung zur Begrenzung der Exposition der Bevölkerung gegenüber elektromagnetischen Feldern formuliert, und die Kommission überprüft regelmäßig deren Umsetzung. Dies soll die Mitgliedsstaaten bei der Festlegung von Grenzwerten unterstützen.
- › Die WHO (World Health Organization [Weltgesundheitsorganisation]) nimmt quasi eine Mittlerposition zwischen wissenschaftlicher und politischer Ebene ein und ist ein wichtiger Akteur in globalen Gesundheitsfragen, bei der Initiierung und Durchführung von Forschungsprogrammen zu Gesundheit und beim Aufstellen von Normen und Standards. Zu Zusammenhängen zwischen Magnetfeldern und Leukämie im Kindesalter kommt die WHO (2007, S. 12) zu der Einschätzung: »Daher ist in der Gesamtbilanz die Evidenz nicht

groß genug, um als kausal angesehen zu werden, aber ausreichend stark für Besorgnis.«<sup>58</sup>

## WEITERE GESELLSCHAFTLICHE AKTEURE

### *Umweltverbände*

Von den großen Umweltverbänden hat sich der BUND bisher am intensivsten mit der Thematik befasst. Mit der Begründung, ab 0,2  $\mu\text{T}$  sei eine Schwelle zu einer negativen gesundheitlichen Wirkung erreicht, wurde unter Berücksichtigung von Unsicherheitsfaktoren ein Grenzwert von 0,01  $\mu\text{T}$  gefordert, entsprechend einem Schutzabstand von etwa 600 m für eine Freileitung mit 380 kV zu Wohngebäuden (BUND 2012, S. 17).

### *Kommunale Entscheidungsträger*

Bürgermeister und andere kommunale Entscheidungsträger werden meist von engagierten Bürgern dazu angehalten, sich des Themas anzunehmen. In der Regel verfügen weder sie selbst noch die kommunalen Verwaltungen über ausreichende Expertise für eigene unabhängige Einschätzungen. Sie können leicht zwischen die argumentativen Fronten geraten.

### *Ärzte*

Bei der Bewertung möglicher gesundheitlicher Risiken durch elektromagnetische Felder, bei der Betreuung von Personen, die ihre gesundheitlichen Beschwerden Expositionen gegenüber solchen Feldern zuschreiben, und bei Diskussionen über konkrete Anlagen, die zu Expositionen führen können, kommt Medizinern eine besondere Bedeutung zu, nicht zuletzt, da ihnen in Gesundheitsfragen von großen Teilen der Bevölkerung eine größere Kompetenz als Behördenvertretern, aber auch als Wissenschaftlern zugesprochen wird. Der Kenntnisstand der meisten Mediziner zu den Eigenschaften und Wirkungen elektromagnetischer Felder ist jedoch eher gering (Berg-Beckhoff et al. 2010), was sich erst in jüngster Zeit in den Regionen, in denen über neue Hochspannungstrassen diskutiert wird, zu ändern beginnt.

### *Bürgerinitiativen und Bürger*

Die Bevölkerung unterstützt zwar mehrheitlich die Energiewende, steht neuen Hochspannungstrassen aber eher skeptisch gegenüber. Entlang der vorgesehenen Trassen gibt es vielerorts massiven Widerstand der Bürger. Wahrgenommene Gesundheitsrisiken spielen hierbei neben anderen Argumenten (Landschaftsverunstaltung, Immobilienentwertung etc.) eine wesentliche Rolle.

---

58 Thus, on balance, the evidence is not strong enough to be considered causal, but sufficiently strong to remain a concern.

Dabei werden mitunter neben den Gesundheitsrisiken durch niederfrequente Felder, für die es starke wissenschaftliche Belege gibt (v. a. Leukämie im Kindesalter), auch solche genannt, die allenfalls für den Mobilfunkbereich diskutiert werden (z. B. Potenzstörungen) oder eher spekulativ sind.

Bei den Teilnehmern lokaler Informationsveranstaltungen und Bürgerversammlungen zum Netzausbau lassen sich charakteristische »Typen« unterscheiden. Von Nutzen sind diese Veranstaltungen vor allem für die Minderheit der »Informationsorientierten«. »Macher« und »wissenschaftlich Belesene« haben bereits einen hohen Wissensstand. Nicht selten haben sie sich auch schon auf Argumentationen und Problemlösungsstrategien festgelegt, die zu hinterfragen sie nicht mehr bereit sind. Bei »Fundamentalisten« und »Verunsicherten« können wissenschaftliche Argumente kaum zu einem Umdenken beitragen (ECOLOG 2013, S. 50 ff.).

---

## FORSCHUNGSBEDARF

2.5

Forschungsbedarf wird vor allem in Bezug auf die möglichen gesundheitlichen Auswirkungen niederfrequenter elektromagnetischer Felder bei der Entstehung von Krebs und neurodegenerativen Erkrankungen gesehen. Dabei wird immer wieder auf die wissenschaftlichen Unsicherheiten hinsichtlich möglicher Langzeitwirkungen von Expositionen hingewiesen (Dehos 2012). Auf nationaler Ebene wird u. a. vom BfS im Rahmen des Umweltforschungsplans eine tierexperimentelle Studie zu Alzheimer und amyotrophe Lateralsklerose (ALS) durchgeführt (<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0221-201004201532> [23.2.2015]), auf europäischer Ebene werden seit 2011 im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts »Advanced Research on Interaction Mechanisms of Electromagnetic Exposures with Organisms for Risk Assessment« (ARIMMORA) mögliche Wirkungsmechanismen von niederfrequenten Magnetfeldern auf die Entstehung von Krebs, insbesondere von Kinderleukämie, untersucht ([www.arimmora-fp7.eu](http://www.arimmora-fp7.eu) [27.11.2014]).

---

## STRATEGIEN DER RISIKOBEWERTUNG UND DES RISIKOMANAGEMENTS

2.6

Nicht nur das numerische Ergebnis der Grenzwertfindung ist von Bedeutung, sondern auch in hohem Maße der Prozess dorthin, da damit oftmals die Weichen gestellt werden, ob die Grenzwerte in der Gesellschaft akzeptiert werden und Autorität entfalten. Hierfür ist ein transparentes, strukturiertes Verfahren unter Einbeziehung einer breiten Palette gesellschaftlicher Akteure und Stakeholder erforderlich.

Bei der in Deutschland derzeit üblichen Vorgehensweise wird die Festlegung der Rahmenbedingungen für die Risikobewertung, die Risikobewertung selbst und

die Entscheidung darüber, welche Feldstärken noch tolerierbar sind, faktisch wissenschaftlichen Experten bzw. Institutionen in Gestalt der ICNIRP überlassen. Die Belange möglicher Risikoträger und anderer, vor allem nichtwirtschaftlicher Interessengruppen werden formal erst im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zur Kenntnis genommen.

Das Beispiel der britischen »Stakeholder Advisory Group on ELF EMFs« (SAGE) zeigt, dass es durchaus möglich ist, einen gesellschaftlich breit angelegten Prozess zur Diskussion über Risiken durch elektrische und magnetische Felder und deren Vermeidung bzw. Verminderung zu organisieren. Die SAGE ist ein von der Regierung unabhängiges Beratungsgremium, in dem neben Wissenschaftlern auch Vertreter von Industrie, Ministerien, Behörden, beratenden Einrichtungen, Berufsverbänden, lokalen und nationalen Kampagnengruppen (Bürgerinitiativen) sowie Einzelpersonen vertreten sind (ECOLOG 2013, S. 37).

Angesichts dieses Beispiels wäre es erwägenswert, den Prozess der Risikobewertung und des Risikomanagements einer Evaluation dahingehend zu unterziehen, ob die (wünschenswerte) Trennung dieser beiden Bereiche hinreichend umgesetzt ist, ob gesellschaftliche Gruppen frühzeitig und umfassend genug einbezogen sind und ob die Kommunikation der einzelnen Schritte offen und transparent ist. Falls nach entsprechendem Ausgang der Evaluation ein Reformbedarf gesehen wird, stehen orientierende Beispiele bereit (IRGC 2005).

---

## FAZIT

## 2.7

In weiten Kreisen der Bevölkerung ist eine gewisse Besorgnis zu spüren, dass die von Stromleitungen, Umspannstationen und ähnlichen Anlagen ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder negative gesundheitliche Auswirkungen haben könnten. Im Zuge der öffentlichen Konsultation von Leitungsbauvorhaben wird dieser Punkt regelmäßig vorgebracht. Dass elektromagnetische Felder, die auf den menschlichen Körper einwirken, physikalische bzw. unter Umständen auch biologische Wirkungen haben, ist unbestritten. Dies darf jedoch nicht gleichgesetzt werden damit, dass gesundheitliche Auswirkungen bestehen. Trotz intensiver Forschungsbemühungen lässt sich ein klarer wissenschaftlicher Nachweis für einen ursächlichen Zusammenhang von bestimmten Gesundheitsstörungen mit der Exposition durch niederfrequente elektromagnetische Felder von Stromleitungen nicht führen.

Eine prominente Rolle in der Auseinandersetzung zwischen offiziellen Bewertungsgremien, »kritischen« Wissenschaftlern und Stakeholdergruppen nimmt die Frage ein, wie die Beweislage beim Zusammenhang von Leukämie im Kindesalter mit der Exposition durch niederfrequente Magnetfelder zu bewerten ist. Zwar wurde in epidemiologischen Studien ein Zusammenhang hinreichend konsistent belegt, dieser konnte aber weder in Tierversuchen bestätigt werden noch



ist ein physikalisch-biologischer Wirkmechanismus bekannt, der eine kanzerogene Wirkung von Magnetfeldern bei den schwachen Intensitäten, die in Wohngebäuden auftreten, erklären könnte. Dies veranlasst z. B. die Strahlenschutzkommission, die Gesamtevidenz mit »schwach – wissenschaftlicher Hinweis« zu charakterisieren. Die International Agency for Research on Cancer der Weltgesundheitsorganisation klassifiziert die Evidenz als »möglicherweise krebserregend« (»possibly carcinogenic«). Es ist keine einfache Aufgabe, teilweise hochkomplexe wissenschaftliche Zusammenhänge in einem Gesamtverdikt so zusammenzufassen, dass es z. B. für die Setzung von Grenzwerten handlungsleitend sein kann. Dieser Prozess ist anfällig für unterschiedliche Interpretationen bzw. Wahrnehmungen bei den verschiedenen Adressaten.

Für die Festsetzung von öffentlich breit akzeptierten Grenzwerten ist es erforderlich, dass nach der wissenschaftlichen Analyse und Bewertung möglicher Risiken ein transparenter und nachvollziehbarer gesellschaftlicher Prozess unter Einbeziehung möglicher Risikoträger und anderer gesellschaftlicher Gruppen folgt zur Frage, welche Risiken tolerierbar sind bzw. toleriert werden.



In den letzten Jahren haben sich die gesellschaftliche Wahrnehmung und Akzeptanz gerade von großen Infrastrukturprojekten, wie es der anstehende Netzaus- und -umbau zweifellos sind, nachdrücklich gewandelt. Dass eine nach Recht und Gesetz korrekt zustande gekommene Entscheidung von den Bürgern vor Ort auch akzeptiert (oder wenigstens toleriert) wird, ist nicht mehr selbstverständlich. Viele Bürger fordern eine substanzielle Teilhabe an Planungsprozessen und Mitwirkung bei Entscheidungen ein. Der althergebrachte Politikstil (»entscheiden, verkünden, verteidigen«) gehört somit definitiv der Vergangenheit an. Nicht zuletzt, da ein gewisser Vertrauensverlust in die Problemlösungskompetenz der Eliten zu verzeichnen ist. Dies trifft auf die Politik (»die da oben machen sowieso was sie wollen«) ebenso zu wie auf die Wirtschaft (»Nieten in Nadelstreifen«) und die Wissenschaft (»die sitzen im Elfenbeinturm und lassen sich für bestellte Gutachten üppig entlohnen«). Für die Akzeptanz von Entscheidungen ist – nicht erst seit Stuttgart 21 – die empfundene Legitimität genauso wichtig geworden wie deren Legalität (Hitschfeld/Lachmann 2013, Renn et al. 2014).

Dieser gesellschaftliche Trend steht in einem gewissen Spannungsverhältnis zum Kernbereich der repräsentativen Demokratie, in der Entscheidungen von gewählten Volksvertretern bzw. von legitimierten Institutionen bzw. Amtsträgern getroffen werden. Diese Spannung konstruktiv so zu wenden, dass daraus ein gestaltendes Element für bessere Planungs- und Entscheidungsprozesse werden kann, die letztlich auch zu »akzeptableren« Entscheidungen führen, bedeutet einen gesellschaftlichen Lernprozess in Gang zu setzen. Patentrezepte kann es hierfür nicht geben, jeder Fall hat seine eigenen Spezifika und muss individuell betrachtet werden. Relevante Faktoren sind – um nur einige zu nennen – die politischen Konstellationen in Bund, Ländern und Gemeinden, die allgemeine öffentliche Stimmungslage, die Berichterstattung in den Medien sowie das soziodemografische, soziale und kulturelle Milieu der Betroffenen (z. B. Landwirte vs. naturverbundene Bildungsbürger vs. junge Erwachsene mit Migrationshintergrund).

Gerade beim Netzausbau kann mangelnde Akzeptanz zu erheblichen Verzögerungen bei der Realisierung von Projekten führen. Dass dies problematisch für die Umsetzung der Energiewende insgesamt ist, ist inzwischen breit akzeptiert. So heißt es z. B. im Monitoringbericht der BNetzA (2011b, S. 3): »Denn die eigentlichen Probleme des Netzausbaus liegen in der Akzeptanz der Bevölkerung und der Einsicht, dass der Umbau hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ohne Netzausbau ins Stocken gerät. Die Bundesnetzagentur stellt sich hier ihrer Verantwortung und wird an der Erreichung von Akzeptanz durch verstärkte Dialogbereitschaft mitwirken.«

Die gesellschaftliche Akzeptanz hat unterdessen eine so eminente Bedeutung gewonnen, dass u. a. vorgeschlagen wurde, das klassische Zieldreieck der Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit – um die neue Zieldimension »Akzeptanz« zu einem Viereck zu erweitern (Boy et al. 2012).

Allerdings nimmt der Netzausbau in der Akzeptanzproblematik keineswegs eine besondere Ausnahmestellung ein. Auch in anderen Bereichen der Infrastrukturentwicklung wird eine verstärkte Beteiligung von den Bürgern eingefordert. Die öffentlichen Verwaltungen beginnen sich darauf einzustellen. Beispielsweise hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung für die Planung von Großvorhaben im Verkehrssektor ein »Handbuch für eine gute Bürgerbeteiligung« vorgelegt (BMVBS 2012), das Staatsministerium Baden-Württemberg hat kürzlich einen »Leitfaden für eine neue Planungskultur« herausgegeben (STM Ba-Wü 2014).

## KONFLIKTFELDER BEIM NETZAUSBAU

1.

Dem Netzausbau, v. a. in Form von Freileitungen auf neuen Trassen, stehen im dichtbesiedelten Deutschland in den allermeisten Fällen konkurrierende Flächennutzungsansprüche und Bedürfnisse gegenüber. Diese Konstellation birgt ein hohes Konfliktpotenzial. Diesbezügliche Auseinandersetzungen werden typischerweise sehr engagiert und emotional geführt. Beispiele hierfür sind

- › ökonomische Nutzungskonflikte (z. B. Landwirte und Tourismusbranche versus Energiewirtschaft),
- › Konflikte mit dem Natur- und/oder Landschaftsschutz,
- › Beeinträchtigungen der Lebensqualität (Lärm, visuelle Beeinträchtigungen bzw. mögliche Gesundheitsgefahren) sowie
- › Befürchtungen des Wertverlusts bei Immobilien.

Aber nicht nur beim Leitungsbau, sondern auch im Bereich der verstärkten Nutzung von IKT im Rahmen von Smart-Grid-Konzepten und hier besonders bei Smart Metern und anderen kundennahen Anwendungen, sind erhebliche Konfliktfelder erkennbar. Diese sind zwar im Moment bei Weitem noch nicht so virulent wie beim Leitungsbau, haben aber durchaus das Potenzial, Widerstände, Ängste und Proteste auszulösen, sobald deren Umsetzung sich konkretisiert – beispielsweise wenn im Zuge eines breiten Smart-Meter-Rollouts bei Kunden in großer Zahl die alten Zähler aus- und intelligente Messsysteme eingebaut werden sollen. Die absehbar höchste Priorität weisen dabei sicherlich Themen rund um Privatsphäre, Datenschutz und Datensicherheit auf. Aber auch Fragen der Angemessenheit bzw. Gerechtigkeit der Kostenverteilung bzw. der Wahlfreiheit versus verpflichtende Installation von Smart Metern könnten eine gewisse Rolle spielen.

Darüber hinaus bestehen natürlich auch bei der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen (beispielsweise Windenergieanlagen in Naturräumen) erhebliche Konfliktpotenziale. Dies wird im Folgenden nicht speziell vertieft, aber die hier für Netzausbaumaßnahmen beschriebenen Problemlagen, Diagnosen und Empfehlungen können zumindest prinzipiell auch für den Bau von Erzeugungsanlagen übertragen werden.

---

## ÖFFENTLICHE WAHRNEHMUNG UND DAS BETEILIGUNGSPARADOXON

## 2.

Bei einer repräsentativen Befragung zur »Naturbewusstseinsstudie 2011« (Kleinhückelkotten/Neitzke 2012) antworteten 63 % der Befragten auf die Frage »Halten Sie die Energiewende – hin zu einer überwiegenden Versorgung aus erneuerbaren Energien – für richtig?« mit einem eindeutigen »Ja«, lediglich 6 % sprachen sich klar gegen die Energiewende aus (26 % Unentschiedene, 5 % keine Antwort). Auch andere Befragungen der letzten Jahre belegen eine nahezu einhellige Zustimmung zu einer vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien (AEE 2013; BDEW 2013a; VZBV 2013).

Auf die Frage »Wenn wir künftig mehr erneuerbare Energien nutzen wollen, wird das zu Veränderungen unserer Landschaft führen. Wie bewerten Sie die mögliche Zunahme der Zahl der Hochspannungsleitungen?« antworteten bemerkenswerterweise immerhin 42,3 % mit »das finde ich gut bzw. das würde ich akzeptieren« (Kleinhückelkotten/Neitzke 2012, S. 60). Auch die Ergebnisse einer Befragung in Schleswig-Holstein im Zuge der Planungen der Westküstenleitung haben gezeigt, dass die Bevölkerung die Notwendigkeit des Netzausbaus weitgehend anerkennt: Die »... Einstellung gegenüber dem Netzausbau insgesamt sowie in der Umgebung [ist] neutral bis eher positiv. Allerdings wird die gesamte Trasse positiver als der Abschnitt in der direkten Umgebung bewertet ...« (Hübner/Hahn 2013, S. 3).

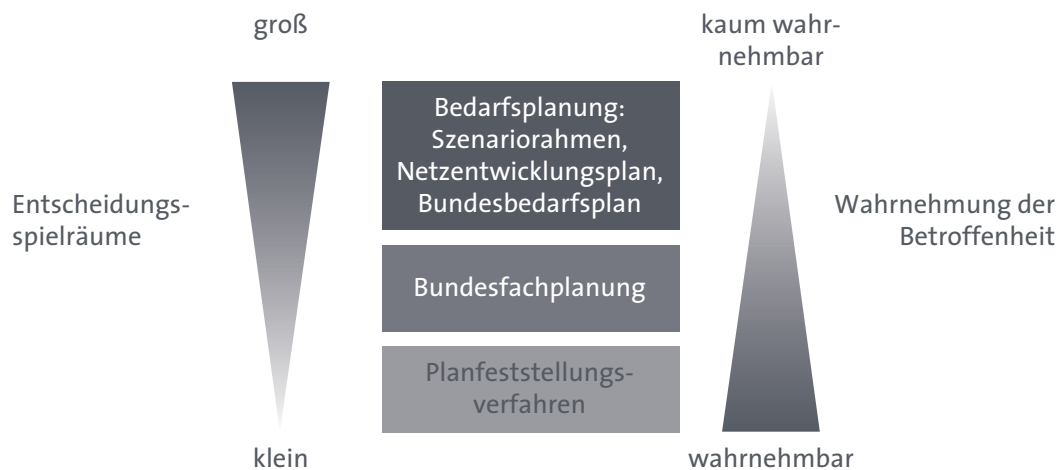
Dieses letzte Ergebnis weist bereits darauf hin, dass eine generelle Einsicht in die Notwendigkeit des Netzausbaus zwar eine günstige Startbedingung darstellt, aber keineswegs sicherstellt, dass diese positive Grundeinstellung beibehalten wird, wenn die Planungen konkreter werden und in das direkte Lebensumfeld der Bürger eingreifen.

Eine prinzipielle Problematik bei der öffentlichen Wahrnehmung und Partizipation an Entscheidungen ist das sogenannte Beteiligungsparadoxon (Abb. VIII.1). Demnach ist am Anfang des Planungsprozesses (bei der Bedarfsplanung) der Gestaltungsspielraum am größten. Gleichzeitig können Bürger wegen des hohen Abstraktionsgrads und fehlender Informationen in diesem Stadium nicht einschätzen, in welcher Weise bzw. wie sehr sie selbst durch die Planungen betroffen sind. Wenn sie ihre Betroffenheit einschätzen können und sich zu engagieren

beginnen, ist oft ein Verfahrensstand erreicht, in dem wesentliche Entscheidungen bereits getroffen wurden und so der weitere Entscheidungsspielraum sowie die Möglichkeiten der Einflussnahme erheblich eingeschränkt sind.

ABB. VIII.1

## DAS BETEILIGUNGSPARADOXON



Quelle: Weingarten et al. 2013, S. 80

## BÜRGERBETEILIGUNG BEI DER PLANUNG DES NETZAUSBAUS

3.

In den Planungsschritten (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan), die den Bedarf des Netzausbaus in Deutschland bestimmen sollten und die letztlich im formalen Erlass des Bundesbedarfsplans (BBP) gemündet sind,<sup>59</sup> wurde eine Reihe innovativer Elemente der öffentlichen Partizipation eingesetzt (v. a. in den Bereichen Information und Konsultation der Öffentlichkeit). Dies geschah nicht zuletzt als Reaktion auf Bürgerproteste und die große Anzahl von Einwendungen, die in der Vergangenheit regelmäßig anlässlich von Planfeststellungsverfahren eingegangen sind und die Netzausbauprojekte erheblich verzögert haben. Durch die Generierung öffentlicher Aufmerksamkeit und Beteiligungsmöglichkeiten in dieser frühen Planungsphase sollten – so die Hoffnung – Proteste in späteren Verfahrensschritten verringert und damit die Verfahren insgesamt beschleunigt bzw. überhaupt erfolgreich zum Abschluss gebracht werden können.

<sup>59</sup> Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) wurde vom Deutschen Bundestag mit breiter parlamentarischer Mehrheit beschlossen (Deutscher Bundestag 2013, S. 29736) und ist seit 27. Juli 2013 in Kraft.

---

## SZENARIORAHMEN, NETZENTWICKLUNGSPLAN UND BUNDESBEDARFSPLAN

Bis zur Verabschiedung des Netzentwicklungsplans (NEP) wurden drei öffentliche Konsultationen durchgeführt: zum Szenariorahmen, nach Vorstellung des ersten Entwurfs und nach Erstellung des finalen Entwurfs. Auch zum Umweltbericht, der im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Strategischen Umweltprüfung (SUP) erstellt wurde, wurde die Öffentlichkeit konsultiert.

Kurz zusammengefasst lief das Verfahren im Prinzip so ab, dass nach Veröffentlichung der Entwürfe die Gelegenheit bestand, hierzu Stellungnahmen abzugeben. Parallel fand eine Reihe von Informationsveranstaltungen (Workshops, Konferenzen) statt. Es wurden ein hoher Standard an Transparenz und öffentlicher Sichtbarkeit gesetzt, zu dem v. a. die Internetpräsenz wesentlich beitrug, auf der der gesamte Prozess dokumentiert ist und sämtliche Dokumente, so auch z. B. eingereichte Stellungnahmen (unter Schwärzung personenbezogener Daten) zum Download bereitstehen ([www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)). In der Begründung für die Bestätigung des NEP setzt sich die BNetzA (2012a) mit den Stellungnahmen intensiv auseinander und verweist bei den einzelnen Maßnahmen explizit darauf, ob bzw. wie diese bei der Entscheidung berücksichtigt wurden.

Die eingesetzte Methodik der Beteiligung umfasste also hauptsächlich die frühzeitige und kontinuierliche Information und Konsultation der Öffentlichkeit, vorwiegend internetgestützt, nicht jedoch kooperative Beteiligungsformen wie Dialogforen oder Mediationsverfahren, die eine aktivere Mitwirkung in den Planungsprozessen ermöglichen würden (Weingarten et al. 2013).

---

## DIALOGPROZESS WESTKÜSTE

Im nächsten Planungsschritt – bei der Umsetzung einer im BBP als erforderlich ausgewiesenen Leitung – wurden in Schleswig-Holstein in einem Pilotversuch mit kooperativeren Beteiligungsverfahren Erfahrungen gesammelt:

Mit dem Bau der vor allem zum Transport von Windstrom nach Süden erforderlichen Westküstenleitung in Schleswig-Holstein zwischen Niebüll und Brunsbüttel soll nach derzeitigem Stand 2015 begonnen werden. 3 Jahre später soll sie in Betrieb gehen.

Im Herbst 2010 haben sich Akteure aus Politik, Wirtschaft und Umweltschutz zur Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein zusammengeschlossen. Diese haben eine »Beschleunigungsvereinbarung« geschlossen, die u. a. vorsieht, bereits vor Beginn des förmlichen Verwaltungsverfahrens einen Dialog- und Kommunikationsprozess einzuleiten sowie in einer Pilotregion (in den Kreisen Nordfriesland, Steinburg, Pinneberg und Dithmarschen) entlang der Westküste zusätzliche Kommunikationsmaßnahmen durchzuführen. Erklärtes Ziel ist der be-

schleunigte Netzausbau. Die Erfahrungen aus der Pilotregion sollen als Vorbild für den Leitungsausbau in ganz Deutschland dienen (Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein 2011). Insgesamt fanden bis Ende 2013 zehn Bürgerdialoge in Kommunen, fünf Fachdialoge (mit den Themen Arten- und Naturschutz, Städtebau, Kulturräum und Denkmalschutz, Land- und Forstwirtschaft, Faktencheck Gleichstromerddverkabelung) sowie vier Konferenzen statt (DUH 2013b).

Begleitend wurde ein Forschungsprojekt durchgeführt, das mittels Befragung von Anwohnern und Experten die lokale Akzeptanz des Netzausbaus bei betroffenen Anwohnern sowie hemmende und fördernde Akzeptanzfaktoren analysiert hat (Hübner/Hahn 2013).

**EINIGE ZENTRALE ERGEBNISSE AUS DEM FORSCHUNGSPROJEKT  
»AKZEPTANZ DES STROMNETZAUSBAUS IN SCHLESWIG-HOLSTEIN«**

»Einstellung gegenüber dem Netzausbau insgesamt sowie in der Umgebung [ist] neutral bis eher positiv. Allerdings wird die gesamte Trasse positiver als der Abschnitt in der direkten Umgebung bewertet.« (Hübner/Hahn 2013, S.3)

»Problematisch erweist sich, dass noch keine genauen Aussagen zum Trassenverlauf gemacht werden können – obwohl die offene Planung ja gerade Gegenstand der Beteiligung ist. Es scheint nicht flächendeckend gelungen zu sein zu vermitteln, dass der genaue Trassenverlauf in der Tat noch nicht feststeht. Es resultiert Misstrauen und der Vorwurf der Scheinbeteiligung.« (Hübner/Hahn 2013, S.4)

»Die Netzentwicklungsinitiative hat keine breite Öffentlichkeit erreicht, bei den Anwohnern ist sie kaum bekannt und auch verschiedene Experten haben eine eher vage Vorstellung. Die Experten, die die Initiative kennen, werten sie fast ausnahmslos eindeutig unterstützend und würden sie nahezu uneingeschränkt weiterempfehlen.« (Hübner/Hahn 2013, S.4)

»Fazit: Die Notwendigkeit des Netzausbaus wird zumindest an der Westküste Schleswig-Holsteins mehrheitlich anerkannt, an der Ostküste eingeschränkt. Insbesondere Bürgerinitiativen fühlen sich jedoch unzureichend über die Berechnungsgrundlagen informiert, stellen den Zeitdruck und die damit verbundene Ausgestaltung infrage. Andere Experten fordern dagegen dringend einen zügigen Bau. Die vorgezogene Bürgerbeteiligung zum Netzausbau in Schleswig-Holstein wird insgesamt positiv bewertet und mit der Hoffnung verbunden, die Planung soweit wie möglich den Eingaben der Bürger anpassen zu können. Ob es gelingt, eine Beschleunigung zu erreichen, wird die Praxis zeigen. Eine Planung im herkömmlichen Verfahren, die auf informelle Verfahren verzichtet, dürfte dagegen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu größeren Problemen führen.« (Hübner/Hahn 2013, S.4)



---

## ERFOLGSFAKTOREN FÜR BÜRGERBETEILIGUNGSVERFAHREN

### 4.

Sowohl auf der Basis von diskurstheoretischen Überlegungen als auch von bereits gemachten praktischen Erfahrungen mit Bürgerbeteiligungsverfahren können einige Erfolgsfaktoren identifiziert werden, die einen für alle Beteiligten positiven Ausgang der Beteiligungsprozesse versprechen (DUH 2013a; Gallego Carrera 2013; Renn et al. 2013, S. 279; Rottmann 2013). Dabei lohnt sich auch ein Blick über den Tellerrand: Eine Sammlung von Best-Practice-Beispielen aus sieben europäischen Ländern wurde von der Renewables Grid Initiative (RGI 2012 u. 2013) erstellt, die daraus Empfehlungen abgeleitet hat.

Aus Metastudien zu durchgeführten Beteiligungsverfahren ist bekannt, dass die Erfolgsaussichten für gut gestaltete und durchgeführte Beteiligungsverfahren sehr vielversprechend sind. Sie liegen typischerweise im Bereich von 70 bis 85 % (gemessen an der Zufriedenheit der Teilnehmenden) (Goldschmidt et al. 2012; NRC 2008).

---

### FRÜHZEITIG UND KONTINUIERLICH INFORMIEREN

Angesichts des Beteiligungsparadoxons ist eine möglichst frühzeitige proaktive Information über geplante Projekte ein wichtiger Einstieg, um Aufmerksamkeit zu generieren, Misstrauen abzubauen und Dialogbereitschaft zu signalisieren. Um Wirkung zu zeigen, muss ein offener Informationsfluss über den gesamten Planungs- und Genehmigungsprozess hinweg kontinuierlich gewährleistet werden. Die Informationen sollten individuell auf die spezifischen Charakteristika des Projekts abgestimmt und jeweils an die Planungsfortschritte (z. B. Raumordnungsverfahren, Planfeststellung) angepasst werden. Es ist günstig, wenn Multiplikatoren (politische Mandatsträger, lokale Medien etc.) direkt angesprochen und involviert werden.

---

### KLARE REGELN

Die Verfahren profitieren davon, wenn eine klare und verbindliche Zielsetzung vorliegt. Das bedeutet auch, dass allen Beteiligten klar sein muss, wo die Grenzen des Verfahrens liegen, d. h. welche Festlegungen nicht (mehr) zur Disposition stehen. Dies am Anfang des Beteiligungsverfahrens zu etablieren, ist keine leichte Aufgabe, ist aber unerlässlich, da ansonsten später Hoffnungen bzw. Erwartungen enttäuscht werden müssen und die daraus resultierende Frustration destruktiv wirken kann.



---

## ERGEBNISOFFENHEIT

Dass planerische Entscheidungsspielräume und echte Mitwirkungsmöglichkeiten für die Bürger bestehen, ist ein zentrales Erfolgskriterium. Hierfür ist wesentlich, dass Alternativen (z. B. unterschiedliche Trassenverläufe, Übertragungstechniken etc.) identifiziert und im Verfahren sachlich fundiert und transparent geprüft werden. Der Versuch der Akzeptanzbeschaffung für bereits beschlossene Maßnahmen durch intensive Kommunikation und PR-Aktivitäten ist dagegen zum Scheitern verurteilt.

---

## TRANSPARENZ

Es ist angebracht, dass möglichst alle relevanten Informationen zugänglich gemacht und in verständlicher Art und Weise aufbereitet und präsentiert werden. Verschiedene Stakeholdergruppen haben dabei unterschiedliche Bedarfe hinsichtlich des Detaillierungsgrades und der Vollständigkeit von Informationen. Eine zielgruppenspezifische Aufbereitung der Informationen ist daher anzuraten.

Die Nutzung von internetgestützten Medien bietet sich oftmals an, aber eine Mischung aus On- und Offlinemedien ist anzustreben, da ein nicht unerheblicher Teil der Bevölkerung (in Deutschland gibt es ca. 20 % »Offliner«) anderenfalls nicht erreicht wird.

Es sollte nachvollziehbar dokumentiert und publiziert werden, auf welche Weise Einwendungen von Bürgern bzw. die Ergebnisse von Diskussionsveranstaltungen Berücksichtigung bei getroffenen Entscheidungen gefunden haben.

---

## FAIRNESS »AUF AUGENHÖHE«

Hierzu gehört als zentrales Element die Förderung von gegenseitigem Respekt und Verständnis auch für die Positionen der jeweils »Anderen«. Dies verlangt allen Seiten einiges ab.

Insbesondere die Gestaltung des Dialogs zwischen Experten und Laien »auf Augenhöhe« ist diffizil. Experten kommt eine zentrale Rolle bei der Unterstützung von Beteiligungsprozessen zu. Die Anforderungen an sie sind hier allerdings außerordentlich anspruchsvoll. Dazu gehört, dass sie fachlich komplizierte Zusammenhänge in für Laien verständlicher Sprache ausdrücken können, dass sie über die Grenzen der Anwendbarkeit ihres Wissens reflektieren und darüber Auskunft geben können, dass sie wissenschaftliche Unsicherheiten oder widerstreitende Auffassungen adäquat thematisieren und dass sie es schaffen, sich in unwissenschaftlich vorgebrachte Argumente hineinzudenken und diese ernst nehmen.

---

## PROFESSIONALITÄT

Zur Durchführung von Veranstaltungen zur Bürgerbeteiligung sind spezifische Kompetenzen erforderlich, die am besten von einem neutralen, professionellen und von allen Beteiligten akzeptierten Moderator (bzw. einer Institution) wahrgenommen werden können.

Auch aufseiten der Planungs- und Genehmigungsbehörden ist eine angemessene personelle und finanzielle Ausstattung erforderlich, da ansonsten erweiterte Formen der Bürgerbeteiligung nicht leistbar sind. Dies gilt auch für die Vorhabensträger (i.A. der Netzbetreiber). Derzeit besteht für die Netzbetreiber allerdings das Hemmnis, dass der entstehende finanzielle Aufwand für erweiterte Beteiligungsverfahren nicht als sogenannte »umlegbare Kosten« über die Netzentgelte refinanziert werden kann.

---

## FAZIT

## 5.

Auch ein von einer breiten Mehrheit getragener gesellschaftlicher Konsens über die Ziele der Energiewende und die daraus abgeleitete Notwendigkeit des Aus- und Neubaus von Stromleitungen ist keine Garantie dafür, dass konkrete Vorhaben zum Netzausbau vor Ort akzeptiert werden.

Im Zuge der bereits durchgeführten Planungsschritte (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan, Bundesbedarfsplan) hat eine intensive Beteiligung der Öffentlichkeit stattgefunden. Das ist eine große Verbesserung gegenüber dem früheren Verfahren, bei dem die Öffentlichkeit wesentlich später informiert bzw. eingebunden wurde. Der frühe öffentliche Diskurs kann helfen, die Notwendigkeit der Leitungsbaumaßnahmen zu begründen.

Letzten Endes bleibt es aber schwierig bis unmöglich, die Notwendigkeit jeder einzelnen Leitung unabweisbar zu belegen, da immer Alternativen möglich sind, die in den früheren Planungsstadien aus methodischen bzw. inhaltlichen Gründen nicht weiter verfolgt wurden (z.B. Erdkabel für alle neuen Leitungen) bzw. die auf der Grundlage von getroffenen Annahmen ausgeschlossen wurden, die kritisiert bzw. abgelehnt werden können (z.B. Höhe des Stromverbrauchs, Standorte der Kraftwerke und deren marktgetriebener Einsatz).

Eines der erklärten Ziele der frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit ist es, dass auf dieser Grundlage in den folgenden Planungsschritten das Verfahren beschleunigt werden kann. Ob dieses Ziel allerdings tatsächlich erreicht werden kann, muss die Praxis erst zeigen. Anderenfalls würde eine herkömmliche Planung, die auf informelle Verfahren verzichtet, dagegen absehbar zu größeren Problemen bei der Umsetzung führen. Die Erfolgsaussichten für gut gestaltete



und durchgeführte Beteiligungsverfahren sind sehr vielversprechend. Im Kern geht es dabei um den Aufbau von gegenseitigem Vertrauen.

Es liegt in der Zwischenzeit eine Reihe von Best-Practice-Beispielen vor. Allerdings wäre es ein Kurzschluss, zu denken, dass daraus simple Rezepte für erfolgreiche Verfahren abgeleitet werden können. Jedes Projekt und jede Betroffenheit vor Ort sind auf ihre Art einzigartig. Tragfähige Kompromisse müssen daher immer wieder unter neuen Voraussetzungen neu ausgehandelt werden. Hierfür sind faire Formen der Bürgerbeteiligung »auf Augenhöhe« eine unabdingbare Voraussetzung. Eine Garantie für Akzeptanz sind sie jedoch nicht.

---

## LITERATUR

---

### IN AUFTRAG GEGEBENE GUTACHTEN

1.

- Ecofys (Ecofys Germany GmbH) (2013a): Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung – Betrieb des Stromnetzes in »regionalen Zellen« (Autoren: Kuwahata, R., Burges, K., Maron, D., Neumann, F.). Berlin
- ECOLOG (Institut für sozial-ökologische Forschung und Bildung gGmbH) (2013): Diskursanalyse zu möglichen gesundheitlichen Auswirkungen niederfrequenter Feldern (Autoren: Kleinhüchelkotten, S., Neitzke, H.-P.). Hannover
- TÜV SÜD, LBST (TÜV SÜD AG, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH) (2012): Moderne Technologien zur Optimierung von Stromnetzen (Autoren: Hahn, R. von, Weber, K., Störckuhl, T., Dirmeier, C., Deser, L. [TÜV SÜD] u. Schmidt, P.R., Raksha, T.[LBST]). München
- WIK-Consult (WIK-Consult GmbH) (2012): Moderne Technologien zur Optimierung von Stromnetzen, Modul 2a), Modul 2b), Modul 2f) im Rahmen des TA-Projekts »Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung« (Autoren: Müller, C., Schweinsberg, A., Büllingen, F., Gollnick, F., Stetter, A.). Bad Honnef

---

### WEITERE LITERATUR

2.

- 50Hertz (50Hertz Transmission GmbH) (2012): 50Hertz und PSE Operator kooperieren beim Einsatz von Phasenschiebern zur besseren Steuerung der grenzüberschreitenden Stromflüsse. Presseinformation vom 22.12., [www.50hertz.com/de/Medien/News/year/2012](http://www.50hertz.com/de/Medien/News/year/2012) (19.1.2015)
- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (50Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. [www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf) (9.2.2015)
- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. [www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf) (9.2.2015)
- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. [www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2014\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf) (17.12.2014)
- ABB (ABB Asea Brown Boveri Ltd.) (2012a): Wide Area Monitoring Systems – Portfolio, applications and experiences. [www05.Abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3d85757b8c7f3bb6c125784d0056a586/\\$file/1KHL501042%20PSGuard%20WAMS%20Overview%202012-04.pdf](http://www05.Abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3d85757b8c7f3bb6c125784d0056a586/$file/1KHL501042%20PSGuard%20WAMS%20Overview%202012-04.pdf) (19.1.2015)



## LITERATUR

- ABB (2012b): The Hybrid HVDC Breaker - An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids. <https://library.e.abb.com/public/c9d5ba256e7e9671c1257ab6004b1feb/hybrid-hvdc-breaker---an-innovation-breakthrough-for-reliable-hvdc-gridsnov2012.pdf> (9.7.2015)
- Abe, R., Taoka, H., McQuilkin, D. (2011): Digital Grid: Communicative Electrical Grids of the Future. In: IEEE Transactions on Smart Grid 2(2), S. 399–410
- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2013): Erneuerbare Energiewende ist bei Deutschen weiterhin hoch im Kurs. Akzeptanzumfrage 2013. [www.unendlich-viel-energie.de/media/file/173.AEE\\_RenewsKompakt\\_Akzeptanzumfrage\\_Sep13.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/173.AEE_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage_Sep13.pdf) (19.1.2015)
- Agora Energiewende (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. [www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk\\_Optimierungsstudie/Agora\\_Studie\\_Kostenoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf) (19.1.2015)
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. [www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher\\_in\\_der\\_Energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_Web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf) (19.1.2015)
- Agsten, M., Bauknecht, D., Becker, A., Brinker, W., Conrads, R., Diebels, V., Erge, T., Feuerhahn, S., Heinemann, C., Hermsmeier, J., Hollinger, R., Klose, T., Koch, M., Mayer, C., Pistor, G., Rosinger, C., Rüttinger, H., Schmedes, T., Stadler, M. (2012): Abschlussbericht eTelligence – Neue Energien brauchen neues Denken. [www.e-energy.de/documents/eTelligence\\_Projektbericht\\_2012.pdf](http://www.e-energy.de/documents/eTelligence_Projektbericht_2012.pdf) (28.1.2015)
- Ahlbom, A., Day, N., Feychting, M., Roman, E., Skinner, J., Dockerty, J., Linet, M., McBride, M., Michaelis, J., Olsen, J.H., Tynes, T., Verkasalo, P.K. (2000): A pooled analysis of magnetic fields and childhood leukaemia. In: British Journal of cancer 83(5), S. 692–98
- Appelrath, H.-J., Kagermann, H., Mayer, C. (Hg.) (2012): Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie). acatech STUDIE, [www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Projektberichte/acatech\\_STUDIE\\_Future-Energy-Grid\\_120131\\_WEB\\_final.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Projektberichte/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_120131_WEB_final.pdf) (19.1.2015)
- AUNR (Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2013): Korrigiertes Wortprotokoll – 92. Sitzung. Deutscher Bundestag, Ausschussprotokoll Nr. 17/92, Berlin
- B.A.U.M. Consult (B.A.U.M. Consult GmbH) (2014): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. [www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/OHESJQCMRZ-10162014151546-QKTTTRNSXJI.pdf](http://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/OHESJQCMRZ-10162014151546-QKTTTRNSXJI.pdf) (18.2.2015)
- BAFU (Bundesamt für Umwelt) (2007): Hochfrequente Strahlung und Gesundheit. Bewertung von wissenschaftlichen Studien im Niedrigdosisbereich. [www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/00059/index.html?lang=de](http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/00059/index.html?lang=de) (19.2.2015)
- BAFU (2009): Niederfrequente Magnetfelder und Krebs. Bewertung von wissenschaftlichen Studien im Niedrigdosisbereich. [www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01511/?lang=de](http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01511/?lang=de) (19.1.2015)



- Barrientos, R., Alfonso, J.C., Ponce, C., Palacín, C. (2011): Meta-analysis of the effectiveness of marked wire in reducing avian collisions with power lines. In: *Conservation Biology* 25(5), S. 893–903
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. [www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl\\_ea-am-ms-netz\\_bdew2008-06.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf) (21.1.2015)
- BDEW (2013a): BDEW-Energiemonitor 2013: Das Meinungsbild der Bevölkerung. [www.bdew.de/internet.nsf/id/1EE7792DB2C30D45C1257B4A00316189/\\$file/13%2003%2012%20BDEWEnergiemonitor%202013\\_kommentierte%20Fassung\\_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1EE7792DB2C30D45C1257B4A00316189/$file/13%2003%2012%20BDEWEnergiemonitor%202013_kommentierte%20Fassung_final.pdf) (14.4.2014)
- BDEW (2013b): BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. [www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap\\_Smart\\_Grids.pdf](http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf) (21.1.2015)
- BDEW (2014): Stellungnahme. Evaluierung Anreizregulierung. 3. BNetzA-Workshop zur Evaluierung ARegV am 11./12. Juni 2014. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/\\$file/BDEW\\_Stellungnahme\\_Evaluierung\\_ARegV\\_WS3\\_28072014\\_web.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf) (21.1.2015)
- Berg-Beckhoff, G., Heyer, K., Kowall, B., Breckenkamp, J., Razum, O. (2010): The views of primary care physicians on health risks from electromagnetic fields. In: *Deutsches Ärzteblatt* 107(46), S. 817–823
- BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2002): Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifizierung aus kommunaler Sicht. Untersuchung, Wirkungsanalyse und Gestaltung von Vorgaben der EU zur Netznutzungstarifizierung im Auftrag kommunaler Unternehmen. [www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET\\_GTL-Studie.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf) (21.1.2015)
- Bichler, M. (2012): Smart Grids and the Energy Transformation – Mapping Smart Grid Activities in Germany. SEFEP working paper. [www.sefep.eu/activities/publications-1/SEFEP-Smart%20Grids\\_report%20M.Bichler.pdf](http://www.sefep.eu/activities/publications-1/SEFEP-Smart%20Grids_report%20M.Bichler.pdf) (21.1.2015)
- Bieberbach, F., Lerchl, H., Eidt, S., Zuldt, R. (2012): Ein koordiniertes europäisches Marktdesign für erneuerbare Energien in der Stromversorgung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 12(3), S. 8–12
- BINE (BINE Informationsdienst) (2014): Supraleiter geht in den Testbetrieb. [www.bine.info/newsuebersicht/news/supraleiter-geht-in-den-testbetrieb](http://www.bine.info/newsuebersicht/news/supraleiter-geht-in-den-testbetrieb) (21.1.2015)
- Birkner, P. (2012): Die Wirtschaftlichkeit eines Smart Grids: Versorgungsqualität, Leistungsfähigkeit und Kosten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(10), S. 63–65
- Bleier, T. (2013): Was braucht man für sichere IKT in Smart Grids? In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130(4–5), S. 109–114
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2013a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland EE-Zeitreihe Stand: 28. Februar 2013. [www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Bilder\\_Startseite/Bilder\\_Datenservice/PDFs\\_\\_XLS/ee-energiedaten\\_ohne\\_formeln\\_2012.xls](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/ee-energiedaten_ohne_formeln_2012.xls) (4.4.2013)



## LITERATUR

- BMU (2013b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland Stand: Dezember 2013. [www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs/ee\\_energiekosten\\_agee\\_stat.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs/ee_energiekosten_agee_stat.pdf) (19.6.2014)
- BMU, BMWi (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. [www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5) (21.1.2015)
- BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (2012): Handbuch für eine gute Bürgerbeteiligung – Planung von Großvorhaben im Verkehrssektor. [www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/handbuch-buergerbeteiligung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/handbuch-buergerbeteiligung.pdf?__blob=publicationFile) (21.1.2015)
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2012): Die Energiewende in Deutschland – Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. [www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (21.1.2015)
- BMWi (2013): Schlaglichter der Wirtschaftspolitik – Monatsbericht November 2013. [www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/Monatsbericht/schlaglichter-der-wirtschaftspolitik-11-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/Monatsbericht/schlaglichter-der-wirtschaftspolitik-11-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (21.1.2015)
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014a): Zweiter Monitoring-Bericht »Energie der Zukunft«. [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (21.1.2015)
- BMWi (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (21.1.2015)
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2011a): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung 2012. [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Alfa/Szenariorahmen/Szenariorahmen2022\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Alfa/Szenariorahmen/Szenariorahmen2022_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (21.1.2015)
- BNetzA (2011b): Monitoringbericht 2011. Bonn, [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (21.1.2015)
- BNetzA (2011c): »Smart Grid« und »Smart Market« – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile) (18.2.2015)
- BNetzA (2012a): Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2012 durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [http://data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEP2022\\_Bestaetigung.pdf](http://data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEP2022_Bestaetigung.pdf) (21.1.2015)
- BNetzA (2012b): Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 – Entwurf des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplanentwurf 2012 zur Konsultation. [www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/nep-2012---umweltbericht.pdf](http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/nep-2012---umweltbericht.pdf) (16.2.2015)





- BNetzA (2013): Sicherheitskatalog gem. § 11 Abs. 1a EnWG. [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT\\_Sicherheit/IT\\_Sicherheitskatalog.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2b](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/IT_Sicherheitskatalog.pdf?__blob=publicationFile&v=2b) (21.1.2015)
- BNetzA (2014a): Übersicht Stromnetzbetreiber. [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UerbersichtStromnetzbetreiber\\_xls.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UerbersichtStromnetzbetreiber_xls.xls?__blob=publicationFile&v=6) (21.1.2015)
- BNetzA (2014b): Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) zum vierten Quartal 2014. [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/BBPIG/BBPIG-Karte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/BBPIG/BBPIG-Karte.pdf?__blob=publicationFile) (23.2.2015)
- BNetzA, BKartA (Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt) (2012): Monitoringbericht 2012 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile) (21.1.2015)
- BNetzA, BKartA (2013): Monitoringbericht 2013. [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217\\_Monitoringbericht2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1514](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=1514) (21.1.2015)
- Boesche, K.V., Fest, C., Franz, O., Kießling, A., Lorenz, M., Pallas, F., Quadt, A., Raabe, O., Schmelzer, K., Weis, E. (2011): Anmerkungen und Anregungen der Fachgruppe Recht des Förderprojektes E-Energy des BMWi und BMU zum Datenschutz im Smart Grid. [www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/FGR11\\_E-Energy\\_DATENSCHUTZ\\_Public\\_Onl.pdf](http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/FGR11_E-Energy_DATENSCHUTZ_Public_Onl.pdf) (26.1.2015)
- Bothe, D., Riechmann, C. (2008): Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58(10), S. 31–36
- Boy, B., Ermakov, V., Renelt, S., Schmidt, P., Sauer, M., Sobótka, M., Storace, S., Weidlich, A., Wiedemann, T. (2012): Smart zur Energiewende – fünf Schlüssel zu gesellschaftlicher Akzeptanz von Smart Grids. *stiftung neue verantwortung – Policy Brief* 12(8), [www.stiftung-nv.de/sites/default/files/12\\_08\\_policy\\_brief\\_smart\\_grids.pdf](http://www.stiftung-nv.de/sites/default/files/12_08_policy_brief_smart_grids.pdf) (26.1.2015)
- Brakelmann, H. (2004): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? [www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung\\_Kabel.pdf](http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung_Kabel.pdf) (8.7.2015)
- Brakelmann, H., Erlich, I. (2010): Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus – Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050. [www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_MAT41\\_Brakelmann\\_Erlich Optionen\\_eletrische\\_Energie%C3%BCbertragung\\_Netzausbau.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT41_Brakelmann_Erlich Optionen_eletrische_Energie%C3%BCbertragung_Netzausbau.pdf?__blob=publicationFile) (26.1.2015)
- Breuer, A., Merschel, F., Noe, M., Goldacker, W., Oswald, B.R., Hofmann, L., Schmidt, F., Stemmler, M. (2012): Superconducting medium-voltage cables for urban power supply as an alternative scenario to 110 kV installations. CIGRE session paper B1(301). [www.cigre.org/content/download/16909/680179/version/1/file/B1\\_301\\_2012.pdf](http://www.cigre.org/content/download/16909/680179/version/1/file/B1_301_2012.pdf) (26.1.2015)



## LITERATUR

- BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) (2011): Die Lage der IT-Sicherheit in Deutschland 2011. [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Lageberichte/Lagebericht2011.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Lageberichte/Lagebericht2011.pdf?__blob=publicationFile) (26.1.2015)
- BSI (2013): Technische Richtlinie BSI TR-03109. [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf?__blob=publicationFile) (26.1.2015)
- BSI (2014a): Das Smart Meter Gateway – Sicherheit für intelligente Netze. [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile) (26.1.2015)
- BSI (2014b): Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP) – Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. [https://www.commoncriteriaportal.org/files/ppfiles/pp0073b\\_pdf.pdf](https://www.commoncriteriaportal.org/files/ppfiles/pp0073b_pdf.pdf) (26.1.2015)
- Buchholz, B.M., Doss, A., Rudion, K. (2012): The technology toolbox to meet the Smart Grid challenges. VDE-Kongress, 5.–6.11., [https://www.web2energy.com/news-downloads/publications/?tx\\_drblob\\_pi1%5BdownloadUid%5D=777](https://www.web2energy.com/news-downloads/publications/?tx_drblob_pi1%5BdownloadUid%5D=777) (26.1.2015)
- Bullis, K. (2012): How Power Outages in India May One Day Be Avoided. MIT Technology Review, [www.technologyreview.com/news/428666/how-power-outages-in-india-may-one-day-be-avoided](http://www.technologyreview.com/news/428666/how-power-outages-in-india-may-one-day-be-avoided) (26.1.2015)
- BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.) (2012): Stellungnahme des BUND zur Verordnung zur Änderung der Vorschriften über elektromagnetische Felder und das telekommunikationsrechtliche Nachweisverfahren (Drs. 17/12372). [www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/technischer\\_umweltschutz/121120\\_bund\\_technischer\\_umweltschutz\\_telekommunikationsrechtliche\\_nachweisverfahren\\_hintergrund.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/technischer_umweltschutz/121120_bund_technischer_umweltschutz_telekommunikationsrechtliche_nachweisverfahren_hintergrund.pdf) (26.1.15)
- Bundesregierung (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Kirsten Tackmann, Dr. Dietmar Bartsch, Karin Binder ... und der Fraktion DIE LINKE – Drucksache 17/3419 – Auswirkungen des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen – Mehrkostenfaktor einer Erdverkabelung. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/4131, Berlin
- Bundesregierung (2013a): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Konstantin von Notz, Ingrid Hönlinger, Jerzy Montag, Josef Philip Winkler und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/13659 – Sicherheit von über das Internet steuerbaren Industrieanlagen. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/14031, Berlin
- Bundesregierung (2013b): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Johanna Voß, Ralph Lenkert, Eva Bulling-Schröter ... und der Fraktion DIE LINKE – Drucksache 17/13644 – Stromnetzausbau für konventionelle Kraftwerke und europäischen Stromhandel. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/14050, Berlin
- Bündnis 90/Die Grünen (2013): Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Konstantin von Notz, Ingrid Hönlinger, Jerzy Montag, Josef Philip Winkler und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Sicherheit von über das Internet steuerbaren Industrieanlagen. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/13659, Berlin



- BWE (Bundesverband WindEnergie e.V.) (2012): A bis Z – Fakten zur Windenergie. [www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/z-fakten-zur-wind-energie/20130820\\_bwe\\_a-z\\_10-2012-nachdruck-final.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/z-fakten-zur-wind-energie/20130820_bwe_a-z_10-2012-nachdruck-final.pdf) (26.1.2015)
- Carluccio, D., Brinkhaus, S. (2011): Smart Hacking For Privacy. 28th Chaos Communication Congress (28C3), 27.–30.12, <https://www.youtube.com/watch?v=YYe4SwQn2GE> (26.01.2015)
- CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. [www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (23.2.2015)
- CEER (Council of European Energy Regulators) (2011): 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply. [www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab/CEER\\_Benchmarking\\_Report.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf) (26.1.2015)
- Chen, X.L., Benkler, S., Chavannes, N., De Santis, V., Bakker, J., Rhoon, G. van, Mosig, J., Kuster, N. (2013): Analysis of human brain exposure to low-frequency magnetic fields: a numerical assessment of spatially averaged electric fields and exposure limits. In: *Bioelectromagnetics* 34(5), S. 375–384
- Cherry, N. (1999): Criticism of the proposal to adopt the ICNIRP guidelines for cell sites in New Zealand. ICNIRP guideline critique. [www.salzburg.gv.at/ICNIRP-Kritik1.pdf](http://www.salzburg.gv.at/ICNIRP-Kritik1.pdf) (26.1.2015)
- Cirio, D., Lucarella, D., Giannuzzi, G., Tuosto, F. (2011): Wide area monitoring in the Italian power system: architecture, functions and experiences. In: *European Transactions on Electrical Power* 21(4), S. 1541–1556
- Clement, A.M., Behl, C. (2009): Auswirkung von niederfrequenten elektromagnetischen Feldern auf die Entstehung und den Verlauf der Alzheimer Erkrankung und der Amyotrophen Lateralsklerose. Literatur-Übersicht über den derzeitigen wissenschaftlichen Stand. <https://doris.bfs.de/jspui/handle/urn:nbn:de:0221-201004201532> (18.2.2015)
- CNN (Cable News Network Inc.) (2007): Sources: Staged cyber attack reveals vulnerability in power grid. <http://edition.cnn.com/2007/US/09/26/power.at.risk> (26.1.2015)
- CoE (Parliamentary Assembly of the Council of Europe) (2011): The potential dangers of electromagnetic fields and their effect on the environment (Autor: Huss, J.). [www.assembly.coe.int/ASP/Doc/XrefViewPDF.asp?FileID=13137&Language=EN](http://www.assembly.coe.int/ASP/Doc/XrefViewPDF.asp?FileID=13137&Language=EN) (26.1.2015)
- Consentec, IAEW (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/\\$file/Gutachten\\_Flexibilisierung\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf) (26.1.2015)
- Czisch, G. (2009): Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100 % regenerativen Stromversorgung mit dem Zeithorizont 2050. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03\\_Materialien/2010\\_MAT40\\_Czisch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT40_Czisch.pdf?__blob=publicationFile) (9.7.2015)

- Datenschutzkonferenz/Düsseldorfer Kreis (Konferenz der Datenschutzbeauftragten des Bundes und der Länder und Düsseldorfer Kreis) (2012): Orientierungshilfedaten schutzgerechtes Smart Metering. [www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/Entschliessungssammlung/DSBundLaender/Orientierungshilfe\\_SmartMeter.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/Entschliessungssammlung/DSBundLaender/Orientierungshilfe_SmartMeter.pdf?__blob=publicationFile) (9.2.2015)
- Davis, M. (2009): SmartGrid Device Security. Adventures in a new medium. Konferenz »Black Hat USA«, 25.–30.7., Las Vegas, [www.blackhat.com/presentations/bh-usa-09/MDAVIS/BHUSA09-Davis-AMI-SLIDES.pdf](http://www.blackhat.com/presentations/bh-usa-09/MDAVIS/BHUSA09-Davis-AMI-SLIDES.pdf) (18.2.2015)
- De Decker, J., Kreutzkamp, P., Joseph, P. et al. (2011): Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe. A Techno-Economic Assessment. [www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid_report.pdf) (26.1.2015)
- Degner, T., Arnold, G., Reimann, T., Strauß, P., Engel, B., Breede, M. (2011): Mehr Photovoltaik ans Netz! Möglichkeiten der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik-Anlagen. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, [www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/publikationen/uebersicht/2011/mehr\\_photovoltaik\\_ansnetzmoeglichkeitenderaktivenspannungsregelun.html](http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/publikationen/uebersicht/2011/mehr_photovoltaik_ansnetzmoeglichkeitenderaktivenspannungsregelun.html) (26.1.2015)
- Dehos, A. (2012): Risikobewertung niederfrequenter elektromagnetischer Felder im Zusammenhang zum Netzausbau. Arbeitstagung Umweltmedizin/-hygiene des ÖGD NRW, 20.9., [www.lanuv.nrw.de/gesundheit/pdf/2012/Dehos\\_Risikobewertung%20Netzausbau%20und%20niederfrequenter%20EMF.pdf](http://www.lanuv.nrw.de/gesundheit/pdf/2012/Dehos_Risikobewertung%20Netzausbau%20und%20niederfrequenter%20EMF.pdf) (26.1.2015)
- Dehos, A., Grosche, B., Pophof, B., Jung, T. (2013): Gesundheitliche Risiken durch die niederfrequenten Felder der Stromversorgung – Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse und offene Fragen. In: UMID: Umwelt und Mensch – Informationsdienst 2013(1), S. 47–57
- dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF) (26.1.2015)
- dena (2012a): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf) (26.1.2015)
- dena (2012b): Bericht 2012 – Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen europäischer Mitgliedstaaten zum flächendeckenden Rollout von intelligenten Zählern. [www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user\\_upload/1\\_Fachmodule/Intelligente\\_Zaehler/dena\\_Bericht\\_Kosten-Nutzen.pdf](http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Intelligente_Zaehler/dena_Bericht_Kosten-Nutzen.pdf) (26.1.2015)
- dena (2014a): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie\\_Systemdienstleistungen\\_2030.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf) (26.1.2015)
- dena (2014b): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/140709\\_dena-Smart-Meter-Studie\\_Endbericht\\_final.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/140709_dena-Smart-Meter-Studie_Endbericht_final.pdf) (26.1.2015)
- Deutscher Bundestag (2013): Stenografischer Bericht – 237. Sitzung. Deutscher Bundestag, Plenarprotokoll 17/237, Berlin

- Deutscher Bundestag (2014a): Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 14. Juli 2014 eingegangenen Antworten der Bundesregierung. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/2145, Berlin
- Deutscher Bundestag (2014b): Stenografischer Bericht – 14. Sitzung, Deutscher Bundestag, Plenarprotokoll 18/14, Berlin
- Dieckhoff, C., Appelrath, H.-J., Fishedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., Weimer-Jehle, W. (2014): Zur Interpretation von Energieszenarien. AG Szenarien des Projektes »Energiesysteme der Zukunft«, unveröffentlicht
- Digital Bond (Digital Bond Inc.) (2014): Project Basecamp. [www.digitalbond.com/tools/basecamp/](http://www.digitalbond.com/tools/basecamp/) (28.1.2015)
- DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE) (2010): Die Deutsche Normungsroadmap – E-Energy/Smart Grid. [www.e-energy.de/documents/DKE\\_Roadmap\\_Smart\\_Grid\\_230410\\_Deutsch.pdf](http://www.e-energy.de/documents/DKE_Roadmap_Smart_Grid_230410_Deutsch.pdf) (28.1.2015)
- Dommerque, R., Krämer, S., Hobl, A., Böhm, R., Bludau, M., Bock, J., Klaus, D., Piereder, H., Wilson, A., Krüger, T., Pfeiffer, G., Pfeiffer, K., Elschner, S. (2010): First commercial medium voltage superconducting fault-current limiters: production, test and installation. In: Superconductor Science and Technology 23(3), [http://iopscience.iop.org/0953-2048/23/3/034020/pdf/0953-2048\\_23\\_3\\_034020.pdf](http://iopscience.iop.org/0953-2048/23/3/034020/pdf/0953-2048_23_3_034020.pdf) (15.8.2013)
- Drießen, S. (2014): Stromleitungen und elektromagnetische Felder. Präsentation auf der Tagung »Umwelt & Akzeptanz beim Netz- und Speicherausbau«, 10.3., Berlin
- DUH (Deutsche Umwelthilfe e.V.) (2013a): Plan N 2.0. Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze (Autoren: Ahmels, P., Grünert, J., Hänlein, R., Palenberg, A., Rosenkranz, G.). [www.duh.de/uploads/media/PLAN\\_N\\_2-0\\_Gesamtansicht.pdf](http://www.duh.de/uploads/media/PLAN_N_2-0_Gesamtansicht.pdf) (18.2.2015)
- DUH (2013b): Das Dialogverfahren zur 380kV-Westküstenleitung. Ergebnisbericht, [www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Beteiligung/Dialogprozess\\_Westkueste/02\\_Konferenzen/PDF/Ergebnisbericht\\_Westkuestenleitung\\_\\_blob=publicationFile.pdf](http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Beteiligung/Dialogprozess_Westkueste/02_Konferenzen/PDF/Ergebnisbericht_Westkuestenleitung__blob=publicationFile.pdf) (28.1.2015)
- E-Bridge, IAEW, BET (E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Bonn/Aachen, [www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/\\$file/2011-03-30\\_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf) (28.1.2015)
- E-Bridge, IAEW, OFFIS (E-Bridge Consulting GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH-Aachen, OFFIS e.V.) (2014): »Moderne Verteilernetze für Deutschland« (Verteilernetzstudie) – Abschlussbericht. [www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,be reich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,be reich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (28.1.2015)
- Ecofys (Ecofys Germany GmbH) (2009a): Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. [www.ecofys.com/files/files/ecofys\\_2009\\_oekonomische\\_u\\_technische\\_aspekte.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2009_oekonomische_u_technische_aspekte.pdf) (19.1.2015)
- Ecofys (2009b): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Beitrag, Perspektiven, Investitionen (Autoren: Brodersen, N., Burges, K.). Berlin





## LITERATUR

- Ecofys (2012): Bewertung von Einspeisenetzen – Kurzstudie für den Bundesverband Windenergie. [www.ecofys.com/files/files/ecofys\\_2012\\_bewertung\\_von\\_einspeisenetzen.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2012_bewertung_von_einspeisenetzen.pdf) (19.1.2015)
- Ecofys (2013b): Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany. [www.ecofys.com/files/files/ecofys-2013-impact-grid-expansion-2030.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2013-impact-grid-expansion-2030.pdf) (19.1.2015)
- Ecofys, IFK (Ecofys Germany GmbH, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart) (2011): Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz und Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung (Autoren: Bömer, J., Burges, K., Zolotarev, P., Lehner, J.). [www.ecofys.com/files/files/ecofys\\_ifk\\_50\\_2\\_hz\\_langfassung.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ifk_50_2_hz_langfassung.pdf) (19.1.2015)
- E-Control (Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft) (2013): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2012. [www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Ver%C3%B6ffentlichung%202013-Ausfall-%20und%20St%C3%B6rungsstatistik\\_v1.0.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Ver%C3%B6ffentlichung%202013-Ausfall-%20und%20St%C3%B6rungsstatistik_v1.0.pdf) (28.1.2015)
- EDPS (European Data Protection Supervisor) (2012): Opinion of the European Data Protection Supervisor on the Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems (Autor: Buttarelli, G.). [www.edps.europa.eu/EDPSWEB/webdav/site/mySite/shared/Documents/Consultation/Opinions/2012/12-06-08\\_Smart\\_metering\\_EN.pdf](http://www.edps.europa.eu/EDPSWEB/webdav/site/mySite/shared/Documents/Consultation/Opinions/2012/12-06-08_Smart_metering_EN.pdf) (28.1.2015)
- EFZN (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen) (2011): BMU-Studie „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“ Band 1 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse <http://www.gbv.de/dms/clausthal/EBOOKS/2012/2012EB137.pdf> (9.7.2015)
- Energinet.dk (2011): Cell Controller Pilot Project – Smart Grid Technology Demonstration in Denmark for Electric Power Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources. <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Cell%20Controller%20pilot.pdf> (28.1.2015)
- Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird LLP (Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V., Bird & Bird limited liability partnership) (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. [www.mwkel.rlp.de/File/Verteilnetzstudie-Rheinland-Pfalz-Endbericht-pdf](http://www.mwkel.rlp.de/File/Verteilnetzstudie-Rheinland-Pfalz-Endbericht-pdf) (28.1.2015)
- Ensslin, C., Burges, K., Boemer, J. (2008): Markteinführungsperspektiven innovativer Technologien zur Unterstützung der Einbindung von RES-E. [www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_bericht\\_markteinfuehrung.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bericht_markteinfuehrung.pdf) (7.3.2013)
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010–2020. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final\\_document.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf) (28.1.2015)
- ENTSO-E (2011): Research and Development Plan – European Grid: Towards 2020 Challenges and Beyond. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/Key\\_Documents/121209\\_R\\_D\\_Plan\\_2011.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/Key_Documents/121209_R_D_Plan_2011.pdf) (28.1.2015)
- ENTSO-E (2012): 10-Year Network Development Plan 2012. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP\\_2012\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf) (28.1.2015)



- ENTSO-E (2013): Dispersed Generation Impact on CE Region Security – Dynamic Study (Final report). [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/RG\\_SOC\\_CE/130322\\_DISPERSED\\_GENERATION\\_final\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/130322_DISPERSED_GENERATION_final_report.pdf) (28.1.2015)
- ENTSO-E, Europacable (European Network of Transmission System Operators for Electricity, Europacable – European Economic interest Grouping) (2010): Joint paper: Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines. [http://www.europacable.com/images/Document\\_Uploads/Joint\\_ENTSO-E\\_Europacable\\_FINAL\\_17\\_Dec\\_\\_2010\\_signed.pdf](http://www.europacable.com/images/Document_Uploads/Joint_ENTSO-E_Europacable_FINAL_17_Dec__2010_signed.pdf) (9.7.2015)
- EPRI (Electric Power Research Institute Inc.) (2012): Superconducting Power Equipment: Technology Watch 2012. [www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001024190](http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001024190) (28.1.2015)
- ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas) (2010): Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper. [www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05\\_SmartGrids\\_Conclusions\\_10-Jun-2010\\_Corrigendum.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05_SmartGrids_Conclusions_10-Jun-2010_Corrigendum.pdf) (28.1.2015)
- Ernst & Young (Ernst & Young GmbH) (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (28.1.2015)
- ETG-VDE (Energietechnische Gesellschaft im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.) (2006): Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem. Teil 2, [www.vde.com/de/fg/ETG/Archiv/Publikationen/Rundbriefe/2006-Exklusiv/2006-01/Technik-Trends/2006-exklusiv/Seiten/versorgungsqualitaet.aspx](http://www.vde.com/de/fg/ETG/Archiv/Publikationen/Rundbriefe/2006-Exklusiv/2006-01/Technik-Trends/2006-exklusiv/Seiten/versorgungsqualitaet.aspx) (16.2.2015)
- ETG-VDE (2010): VDE-Positionspapier – Übertragung elektrischer Energie. Positionspapier der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). [www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/PositionspapierUebertragungstechnologien.aspx](http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/PositionspapierUebertragungstechnologien.aspx) (23.2.2015)
- Eto, J.H., Hamachi LaCommare, K., Larsen, P., Todd, A., Fisher, E. (2012): An Examination of Temporal Trends in Electricity Reliability Based on Reports from U.S. Electric Utilities. <http://certs.lbl.gov/pdf/lbnl-5268e.pdf> (28.1.2015)
- EU-Kommission (2010): EU Commission Task Force for Smart Grids Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters. [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf) (11.7.2014)
- EU-Kommission (2011a): Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. KOM (2011) 202 endgültig, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0202&from=DE> (28.1.2015)
- EU-Kommission (2011b): Commission Staff Working Document. Definition, Expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids. SEC(2011) 463 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011SC0463&rid=8> (6.10.2014)





## LITERATUR

- EU-Kommission (2012): Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (2012/148/EU). In: Amtsblatt der Europäischen Union 55(L73), S. 9–23
- EU-Kommission (2014): Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich. COM(2014) 356 final, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=COM:2014:356:FIN&from=DE> (28.1.2015)
- Europacable (Europacable – European Economic interest Grouping) (2011): An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables. [www.generalcable.es/LinkClick.aspx?fileticket=liVnI0qovwI%3D&tabid=378&mid=9147](http://www.generalcable.es/LinkClick.aspx?fileticket=liVnI0qovwI%3D&tabid=378&mid=9147) (28.1.2015)
- EWI, Energynautics (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Energynautics GmbH) (2011): Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. [www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2011/Roadmap\\_2050\\_komplett\\_Endbericht\\_Web.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf) (28.1.2015)
- Fabian, J., Hager, T., Muhr, M. (2012): Technologie-Visionen zur elektrischen Energieübertragung zukünftiger europäischer Netze. 12. Symposium Energieinnovation, 15.–17.2., [http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF\\_Fabian.pdf](http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Fabian.pdf) (28.1.2015)
- Fairley, P. (2011): Flexible AC Transmission: The FACTS Machine – Flexible power electronics will make the smart grid smart. IEEE Spectrum Special Report: Top 11 Technologies of the Decade, no. 9. <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/flexible-ac-transmission-the-facts-machine> (28.1.2015)
- Femu (Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit des Instituts für Arbeitsmedizin und Sozialmedizin des Universitätsklinikums Aachen) (2013): Gesundheitliche Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder von Stromleitungen. [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2013/FemuFachstellungnahme.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2013/FemuFachstellungnahme.pdf?__blob=publicationFile) (28.1.2015)
- Fischermann, T. (2010): Attacke im Sicherungskasten. [www.zeit.de/2010/38/Smart-Grid-Hacker/komplettansicht](http://www.zeit.de/2010/38/Smart-Grid-Hacker/komplettansicht) (28.1.2015)
- FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) (2009): TransmissionCode 2007 – Anhang D2 Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB »Präqualifikationsunterlagen«. [www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tc2007\\_d2-1\\_2009.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/tc2007_d2-1_2009.pdf) (28.1.2015)
- Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergierecht (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Aachen, Stiftung Umweltenergierecht Würzburg) (2014a): Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung (Autoren: Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Schwinn, R., Drees, T., Maaz, A., Sprey, J., Breuer, C., Moser, A., Sailer, F., Reuter, S., Müller, T.). [www.iaew.rwth-aachen.de/fileadmin/uploads/pdf/neuigkeiten/2014\\_Roadmap\\_Speicher\\_Kurzzusammenfassung\\_01.pdf](http://www.iaew.rwth-aachen.de/fileadmin/uploads/pdf/neuigkeiten/2014_Roadmap_Speicher_Kurzzusammenfassung_01.pdf) (4.2.2015)

- Fraunhofer IWES, Siemens, IEH, CUBE (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Siemens AG, Institut für Elektrische Energieversorgung an der Universität Hannover, CUBE – Engineering GmbH) (2014b): Kombikraftwerk 2 – Abschlussbericht (Autoren: Knorr, K., Zimmermann, B., Kirchner, D., Speckmann, M., Spieckermann, R., Widdel, M., Wunderlich, M., Mackensen, R., Rohrig, K., Steinke, F., Wolfrum, P., Leveringhaus, T., Lager, T., Hofmann, L., Filzek, D., Göbel, T., Kusserow, B., Nicklaus, L., Ritter, P.). [www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk\\_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht\\_Kombikraftwerk2\\_aug14.pdf](http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf) (9.7.2015)
- Frontier Economics (Frontier Economics Limited) (2011): Ökonomisches Potenzial für Intelligente Stromzähler in Deutschland. [www.frontier-economics.com/documents/2011/05/frontier-report-economic-potential-of-smart-electricity-meters-in-germany-ger.pdf](http://www.frontier-economics.com/documents/2011/05/frontier-report-economic-potential-of-smart-electricity-meters-in-germany-ger.pdf) (28.1.2015)
- Frontier Economics, Consentec (Frontier Economics Limited, Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH) (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. [www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf](http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf) (28.1.2015)
- Gallego Carrera, D. (2013): Dialog statt Konfrontation – Bürgerbeteiligung beim Aus- und Umbau des Energiesystems. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(3), S. 100–102
- Galvin Electricity Initiative (The Galvin Project, Inc.) (2010): Microgrids: A Critical Component to U.S. Energy Policy. [http://multivu.prnewswire.com/mnr/galvinpower/44306/docs/44306-Hill\\_Briefing\\_FINAL.pdf](http://multivu.prnewswire.com/mnr/galvinpower/44306/docs/44306-Hill_Briefing_FINAL.pdf) (28.1.2015)
- GAO (United States Governmental Accountability Office) (2012): Cybersecurity – Challenges in Securing the Electricity Grid. Statement of Gregory C. Wilshusen, Director Information Security Issues. GAO Testimony Before the Committee on Energy and Natural Resources, U.S. Senate 12(926T). [www.gao.gov/assets/600/592508.pdf](http://www.gao.gov/assets/600/592508.pdf) (28.1.2015)
- Goldschmidt, R., Scheel, O., Renn, O. (2012): Zur Wirkung und Effektivität von Dialog- und Beteiligungsformaten. *Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung* 2012(23). [http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2012/7264/pdf/AB023\\_Goldschmidt\\_et\\_al\\_2012.pdf](http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2012/7264/pdf/AB023_Goldschmidt_et_al_2012.pdf) (2.2.2015)
- Greenland S., Kheifets L. (2009): Designs and analyses for exploring the relationship of magnetic fields to childhood leukemia: A pilot project for the Danish National Birth Cohort. In: *Scandinavian Journal of Public Health* 37(1): S. 83–92
- Greenpeace, Energynautics (Greenpeace International, Energynautics GmbH) (2012): »e[r] cluster« for a smart energy access. The Role of Microgrids in Promoting the Integration of Renewable Energy in India. [www.smartgridnews.com/artman/uploads/2/Greenpeace\\_microgrids\\_for\\_India.pdf](http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/2/Greenpeace_microgrids_for_India.pdf) (2.2.2015)
- Greveler, U., Justus, B., Löhr, D. (2012): Identifikation von Videoinhalten über granulare Stromverbrauchsdaten. [http://1lab.de/pub/GrJuLo\\_Smartmeter.pdf](http://1lab.de/pub/GrJuLo_Smartmeter.pdf) (2.2.2015)
- Haberler, B., Kienesberger, G., Kupzog, F., Langer, L. (2013): Smart-Grid-Architekturen in Österreich: Eine Bewertung der IKT-Sicherheitsaspekte relevanter Pilotprojekte. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 2013(4-5), S. 115–120



## LITERATUR

- Haslbeck, M., Sojer, M., Smolka, T., Brückl, O. (2012): Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren. In: *etz elektrotechnik & automation* 2012(9), S. 2–7
- Hau, M. (2013): Robuste Spannungsregelung von Windparks mit Q(U)-Kennlinie. In: *at – Automatisierungstechnik* 61(5), S. 359–373
- Heidl, M. (2009): Dynamisches Sicherheitsmonitoring in elektrischen Übertragungssystemen. [http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat\\_180868.pdf](http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_180868.pdf) (2.2.2015)
- Heise online (2014): Hackergruppe spezialisiert sich auf westliche Industrieanlagen. [www.heise.de/security/meldung/Hackergruppe-spezialisiert-sich-auf-westliche-Industrieanlagen-2243885.html](http://www.heise.de/security/meldung/Hackergruppe-spezialisiert-sich-auf-westliche-Industrieanlagen-2243885.html) (2.2.2015)
- Henshaw D.L. (1997): Re: Electromagnetic Field Exposure and Lung Cancer. In: *American Journal of Epidemiology* 146(4), S. 366
- Henshaw D.L. (2002): Does our electricity distribution system pose a serious risk to public health? In: *Medical Hypotheses* 59(1), S. 39–51
- Hermes, G. (2014): Planungsrechtliche Sicherung einer Energiebedarfsplanung – ein Reformvorschlag. In: *Zeitschrift für Umweltrecht* 2014(5), S. 259–269
- Hierzinger, R., Albu, M., van Elburg, H., Scott, A.J., Lazicki, A., Penttinen, L., Puente, F., Saele, H. (2013): European Smart Metering Landscape Report 2012 – update May 2013. [www.smartregions.net/GetItem.asp?item=digistorefile;415769;1522&params=open;gallery&sivuID=29726](http://www.smartregions.net/GetItem.asp?item=digistorefile;415769;1522&params=open;gallery&sivuID=29726) (2.2.2015)
- Hinz, A. (2012a): Herausforderungen an den zukünftigen Netzbetrieb in Verteilungsnetzen / Voraussetzungen und Anforderungen zur Umsetzung einheitlicher Kommunikationsstandards im Smart Grid. »smart.grids.forum«, 20.3., München
- Hinz, A. (2012b): Der regelbare Ortsnetztransformator im Verteilungsnetz – Lösung aller Spannungsbandprobleme? »FGE Kolloquium«, 13.12., [www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE\\_Kolloquium\\_2012-2013/FGE\\_Kolloquiumsvortrag\\_Hinz.pdf](http://www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE_Kolloquium_2012-2013/FGE_Kolloquiumsvortrag_Hinz.pdf) (2.2.2015)
- Hitschfeld, U., Lachmann, H. (2013): Akzeptanz als strategischer Erfolgsfaktor. <http://library.fes.de/pdf-files/managerkreis/10127.pdf> (2.2.2015)
- Hofmann, L., Mohrmann, M., Rathke, C. (2011): Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen – Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie. In: BMU Studie »Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen«. Band 3. Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, [http://www.gbv.de/dms/clausthal/E\\_BOOKS/2012/2012EB137.pdf](http://www.gbv.de/dms/clausthal/E_BOOKS/2012/2012EB137.pdf) (9.7.2015)
- Hofmann, L., Oswald, B.R. (2013): Bewertung einer HGÜ-Kabelverbindung für die Westküstenleitung nach dem Infranetz-Konzept im Vergleich mit einer 380-kV-Drehstromfreileitung, [http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Onshore/2013-06-07\\_IEE.Gutachten\\_Infranetz-Konzept\\_Endfassung.pdf](http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Onshore/2013-06-07_IEE.Gutachten_Infranetz-Konzept_Endfassung.pdf) (9.7.2015)
- Hollinger, R., Wille-Haussmann, B., Erge, T., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Kreifels, N. (2013): Speicherstudie 2013 – Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. [www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf) (2.2.2015)



- Hübner, G., Hahn, C. (2013): Akzeptanz des Stromnetzausbaus in Schleswig-Holstein. Ergebnisbericht zum Forschungsprojekt. [www.akzeptanz-offshore-windenergie.de/downloads/106/Forschungsbericht.pdf](http://www.akzeptanz-offshore-windenergie.de/downloads/106/Forschungsbericht.pdf) (2.2.2015)
- IARC (World Health Organization – International Agency for Research on Cancer) (2002): Non-Ionizing Radiation. Part 1: Static and Extremely Low-Frequency (ELF) Electric and Magnetic Fields. IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans 2002(80). <http://monographs.iarc.fr/ENG/Monographs/vol80/mono80.pdf> (2.2.2015)
- IASS (Institute for Advanced Sustainability Studies e.V.) (2014): Langstrecken-Transport von erneuerbaren Energien: Erster erfolgreicher Test eines 20 kA-supraleitenden Kabels. [www.iass-potsdam.de/de/forschungscluster/erdsystem-energie-und-umwelt-e3/news/langstrecken-transport-von-erneuerbaren](http://www.iass-potsdam.de/de/forschungscluster/erdsystem-energie-und-umwelt-e3/news/langstrecken-transport-von-erneuerbaren) (2.2.2015)
- ICNIRP (2010a): ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz – 100 kHz). In: Health Physics 99(6), S. 818–836
- ICNIRP (2010b): Fact Sheet on the Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields. [http://www.icnirp.org/cms/upload/publications/ICNIRP\\_FactSheetLF.pdf](http://www.icnirp.org/cms/upload/publications/ICNIRP_FactSheetLF.pdf) (2.2.2015)
- ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) (1998): Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic, and electromagnetic fields (up to 300 GHz). In: Health Physics 74(4), S. 449–522
- Infineon (Infineon Technologies AG) (2012): Smart Grid Semiconductor Solutions. Adding more than intelligence to the grid. [www.infineon.com/dgdl/Infineon+-+Brochure+-+Smart+Grid+Semiconductor+Solutions.pdf?folderId=db3a3043243b5f170124a484cc74409f&fileId=db3a304327b8975001283e6428684003](http://www.infineon.com/dgdl/Infineon+-+Brochure+-+Smart+Grid+Semiconductor+Solutions.pdf?folderId=db3a3043243b5f170124a484cc74409f&fileId=db3a304327b8975001283e6428684003) 12.07.2013
- IRGC (International Risk Governance Council) (2005): Risk governance – towards an integrative approach. IRGC White Paper 2005(1). [www.irgc.org/IMG/pdf/IRGC\\_WP\\_No\\_1\\_Risk\\_Governance\\_\\_reprinted\\_version\\_.pdf](http://www.irgc.org/IMG/pdf/IRGC_WP_No_1_Risk_Governance__reprinted_version_.pdf) (4.2.2015)
- IZES, BET, PowerEngS (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Institut für elektrische Energiesysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes) (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien (Autoren: Leprich, U., Guss, H., Weiler, K., Ritzau, M., Macharey, U., Igel, M., Diegler, J.). Saarbrücken. [http://renewables-grid.eu/upload/media/Netzausbau\\_Studie\\_IZES.pdf](http://renewables-grid.eu/upload/media/Netzausbau_Studie_IZES.pdf) (23.2.2015)
- IZES, Bofinger, BET (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH, Prof. Dr. Peter Bofinger, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (Autoren: Leprich, U., Grashof, K., Guss, H., Klann, U., Weber, A., Zipp, A. [alle IZES], Bofinger, P. [Universität Würzburg], Ritzau, M., Kremp, R., Schemm, R., Schuffelen, L. [alle BET]). Saarbrücken u. a. O. [www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Studie\\_\\_EEG\\_20\\_Stromsystem\\_Kurzfassung.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie__EEG_20_Stromsystem_Kurzfassung.pdf) (9.2.2015)
- Jarass, L., Obermair, G.M. (2013): Geplanter Netzausbau weit überdimensioniert. Ausschuss für Wirtschaft und Technologie, Deutscher Bundestag, Ausschussdrucksache 17(9)1139, Berlin



## LITERATUR

- JRC-IE (Joint Research Centre of the European Commission-Institut for Energy) (2011): Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments (Autoren: Giordano, V., Gangale, F., Fulli, G., Jiménez, M.S.). [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart\\_grid\\_projects\\_in\\_europe\\_lessons\\_learned\\_and\\_current\\_developments.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf) (4.2.2015)
- Jung, A. (2012): Smart-Metering in deutschen Haushalten – Status und Entwicklungsperspektiven. »BITKOM Akademie« Workshop, 25.10., [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/Vortraege\\_GF/aj/BITKOM\\_Akademie\\_Workshop\\_Koeln\\_Smart-Metering\\_in\\_deutschen\\_Haushalten\\_-\\_Status\\_und\\_Entwicklungsperspektiven.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/Vortraege_GF/aj/BITKOM_Akademie_Workshop_Koeln_Smart-Metering_in_deutschen_Haushalten_-_Status_und_Entwicklungsperspektiven.pdf) (4.2.2015)
- KEMA (KEMA Consulting GmbH) (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid). [www.e-energy.de/images/2012.05\\_VKU\\_Kurzstudie\\_V1.0\\_final.pdf](http://www.e-energy.de/images/2012.05_VKU_Kurzstudie_V1.0_final.pdf) (9.2.2015)
- Kheifets L., Afifi A., Monroe J., Swanson J. (2011): Exploring exposure – response for magnetic fields and childhood leukemia. In: Journal of Exposure Science and Environmental Epidemiology, 2011(21), S. 625–633
- Kheifets L., Ahlbom A., Crespi, C.M., Draper G., Hagihara J., Lowenthal R.M., Mezei G., Oksuzyan S., Schüz J., Swanson J., Tittarelli A., Vinceti M., Wunsch Filho V. (2010): Pooled analysis of recent studies on magnetic fields and childhood leukemia. In: British Journal of Cancer, 103(7), S. 1128–1135
- Kießling, A. (2013): Modellstadt Mannheim (moma) – Abschlussbericht – Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit. [www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/moma\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/moma_Abschlussbericht.pdf) (9.2.2015)
- Kleinhückelkotten, S., Neitzke, H.-P. (2012): Naturbewusstseinsstudie 2011. [www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/gesellschaft/Naturbewusstsein\\_2011/Naturbewusstsein-2011\\_barrierefrei.pdf](http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/gesellschaft/Naturbewusstsein_2011/Naturbewusstsein-2011_barrierefrei.pdf) (28.03.2014)
- Klopfert, F., Wallenborn, G. (2011): Empowering consumers through smart metering, a report for the BEUC, the European Consumer Organisation. [www.scp-responder.eu/pdf/knowledge/other/ict/Klopfert%20Wallenborn\\_11\\_Empowering%20Consumers%20Through%20Smart%20Metering.pdf](http://www.scp-responder.eu/pdf/knowledge/other/ict/Klopfert%20Wallenborn_11_Empowering%20Consumers%20Through%20Smart%20Metering.pdf) (9.2.2015)
- Krebs, B. (2012): FBI: Smart Meter Hacks Likely to Spread. <http://krebsonsecurity.com/2012/04/fbi-smart-meter-hacks-likely-to-spread/> (9.2.2015)
- Kundi, M. (2007): EMFs and Childhood Leukemia. In: Environmental Health Perspectives 115(8), S. A395.
- Lange, M., Focken, U. (2008): Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit hoher Windenergieeinspeisung. [www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie\\_netzkapazitaet\\_windeinspeisung.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzkapazitaet_windeinspeisung.pdf) (6.3.2013)
- Laskowski, M. (2013): Ein neues Marktdesign im Zeichen der Energiewende: Erkenntnisse des E-DeMa-Projekts. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63(10), S. 82–86
- Leitgeb, N. (2000): Machen elektromagnetische Felder krank? Strahlen, Wellen, Felder und ihre Auswirkungen auf unsere Gesundheit. Wien/New York





- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess »Energie der Zukunft« – Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin u. a. O., [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-stellungnahme-lang,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-stellungnahme-lang,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) (9.2.2015)
- Löschel, A., Flues, F., Pothén, F., Massier, P. (2013): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. ZEW Discussion Papers 13(65). <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf> (9.2.2015)
- Mackensen, R., Rohrig, K., Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk – Abschlussbericht. [www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008\\_03\\_31\\_Ma\\_KombiKW\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008_03_31_Ma_KombiKW_Abschlussbericht.pdf) (9.2.2015)
- Malchow, J.-O., Klick, J. (2014): Erreichbarkeit von digitalen Steuergeräten – Ein Lagebild. [https://www.dfn-cert.de/dokumente/workshop/2014/Folien\\_Malchow.pdf](https://www.dfn-cert.de/dokumente/workshop/2014/Folien_Malchow.pdf) (9.2.2015)
- Manson, J., Targosz, R. (2008): European Power Quality Survey Report. [www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/pdf/2009/PQSurvey.pdf](http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/pdf/2009/PQSurvey.pdf) (9.2.2015)
- McAfee Inc. (2012): Smarter Protection for the Smart Grid. [www.mcafee.com/au/resources/reports/rp-smarter-protection-smart-grid.pdf](http://www.mcafee.com/au/resources/reports/rp-smarter-protection-smart-grid.pdf) (9.2.2015)
- McAfee, CSIS (McAfee Inc., Center for Strategic & International Studies) (2011): In the Dark – Crucial Industries confront Cyberattacks. [www.mcafee.com/in/resources/reports/rp-critical-infrastructure-protection.pdf](http://www.mcafee.com/in/resources/reports/rp-critical-infrastructure-protection.pdf) (9.2.2015)
- McKinstry, C.J. (2013): The European Supergrid – Messiah or Pariah? Cambridge, <http://mainstream-downloads.opendebate.co.uk/downloads/C-J-MCKINSTRAY---2013-FOSG-SUPERGRID-AWARD-PAPER.pdf> (9.2.2015)
- MELUR (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein) (2013): Brief an Herrn Ingo Rennert, Infranetz AG, vom 23.1.2013. [www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Beteiligung/Dialogprozess\\_Westkueste/PDF/Pruefergebnis\\_\\_blob=publicationFile.pdf](http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Beteiligung/Dialogprozess_Westkueste/PDF/Pruefergebnis__blob=publicationFile.pdf) (9.2.2015)
- Müller, K. (2010): Gewinnung von Verhaltensprofilen am intelligenten Stromzähler. In: Datenschutz und Datensicherheit 34(6), S. 359–364
- NABU (2014): Mehr Artenvielfalt auf Stromtrassen – Synergien zwischen Naturschutz und Netzausbau. [www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/140514-nabu-stromnetzleitfaden1.pdf](http://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/140514-nabu-stromnetzleitfaden1.pdf) (9.2.2015)
- NABU (Naturschutzbund Deutschland e. V.) (2013): Fortschritte beim Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen – Bilanz zur abgelaufenen gesetzlichen Frist für die Nachrüstung von für Vögel gefährlichen Mittelspannungsmasten. [www.lbv.de/fileadmin/www.lbv.de/Unsere\\_Arbeit/Themen\\_und\\_Kampagnen/Sichere\\_Stromleitung/gen/NABU-Hintergrundpapier\\_MS\\_09102013.pdf](http://www.lbv.de/fileadmin/www.lbv.de/Unsere_Arbeit/Themen_und_Kampagnen/Sichere_Stromleitung/gen/NABU-Hintergrundpapier_MS_09102013.pdf) (9.2.2015)
- NERC (North American Electric Reliability Corp.) (2010): Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability. [www.nerc.com/docs/oc/rapirtf/RAPIR%20final%20101710.pdf](http://www.nerc.com/docs/oc/rapirtf/RAPIR%20final%20101710.pdf) (11.2.2015)
- Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein (2011): Vereinbarung der Beteiligten Kreise, Netzbetreiber sowie der Landesregierung zur Beschleunigung des Netzausbaus. [www.schleswig-holstein.de/MWAVT/DE/Startseite/downloads/110830\\_Vereinbarung\\_Beschleunigung\\_Netzausbau\\_\\_blob=publicationFile.pdf](http://www.schleswig-holstein.de/MWAVT/DE/Startseite/downloads/110830_Vereinbarung_Beschleunigung_Netzausbau__blob=publicationFile.pdf) (11.2.2015)

- New York Times (2012): Aramco says Cyberattack was aimed at Production. Global Business with Reuters, 09.12.2010. [www.nytimes.com/2012/12/10/business/global/saudi-aramco-says-hackers-took-aim-at-its-production.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2012/12/10/business/global/saudi-aramco-says-hackers-took-aim-at-its-production.html?_r=0) (11.2.2015)
- New York Times (2013): Obama's 2013 State of the Union Address. [www.nytimes.com/2013/02/13/us/politics/obamas-2013-state-of-the-union-address.html?pagewanted=all&\\_r=0](http://www.nytimes.com/2013/02/13/us/politics/obamas-2013-state-of-the-union-address.html?pagewanted=all&_r=0) (23.2.2015)
- NIST, CSWG (National Institute of Standards and Technology, Smart Grid Interoperability Panel Cyber Security Working Group) (2010): NISTIR 7628 – Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 2, Privacy and the Smart Grid. [www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628\\_total.pdf](http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf) (9.7.2015)
- Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., von Oehsen, A., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M., Wenzel, B. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. »Leitstudie 2010« [http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie\\_2010.pdf](http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf) (8.7.2015)
- NRC (National Research Council) (2008): Public Participation in Environmental Assessment and Decision Making – Panel on Public Participation in Environmental Assessment and Decision Making (eds: Dietz, T., Stern, P. C.). [www.nap.edu/catalog.php?record\\_id=12434](http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=12434) (11.2.2015)
- NRPB (National Radiological Protection Board) (2004): Particle Deposition in the Vicinity of Power Lines and Possible Effects on Health – Report of an independent Advisory Group on Non-ionising Radiation and its Ad Hoc Group on Corona Ions. In: Documents of the NRPB 15(1), S. 1–59
- NSCOGI (2012): Final Report Working Group 1 – Grid Configuration. [www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North\\_Seas\\_Grid\\_Study.pdf](http://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North_Seas_Grid_Study.pdf) (11.2.2015)
- NSCOGI (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative) (2010): Memorandum of Understanding. [www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/research-notes/MoU\\_definitief.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/research-notes/MoU_definitief.pdf) (11.2.2015)
- Oswald, B.R. (2005): Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz – Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe. Hannover/Oldenburg, [www.forwind.de/forwind/files/forwind-oswald-studie-langfassung\\_05-09-23\\_1.pdf](http://www.forwind.de/forwind/files/forwind-oswald-studie-langfassung_05-09-23_1.pdf) (11.2.2015)
- Oswald, B.R. (2007): 380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu. Hannover, [www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PK%20SalzburgLeitung\\_Endfassung\\_4KS\\_20080118\\_0\\_0.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PK%20SalzburgLeitung_Endfassung_4KS_20080118_0_0.pdf) (11.2.2015)
- P3 energy, IFHT (P3 energy and storage GmbH, Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen) (2012): »Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung«. Schlussbericht, [www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/szenarien-fuer-eine-langfristige-netzentwicklung](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/szenarien-fuer-eine-langfristige-netzentwicklung) (11.2.2015)
- Piaszeck, S., Wenzel, L., Wolf, A. (2013): Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties. HWWI Research Paper 142, [www.hwwi.org/uploads/tx\\_wilpubdb/HWWI\\_Research\\_Paper\\_142.pdf](http://www.hwwi.org/uploads/tx_wilpubdb/HWWI_Research_Paper_142.pdf) (11.2.2015)
- Plas, P. (2013): Deutschland ist HGÜ-Schlüsselland – Netzausbau und Speicherung von Energie. In: ew – Magazin für die Energiewirtschaft 2013(13), S. 66



- Pohlmann, H. (2012): Innovative Freileitungskonzepte – Erhöhung der Übertragungskapazität. »Technik-Dialog« der BNetzA, 17.–18.4., [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2012/TechnikdialogErdkabel/VortragPohlmann.pdf](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2012/TechnikdialogErdkabel/VortragPohlmann.pdf) (11.2.2015)
- Prognos (Prognos AG), EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2010/EWI\\_2010-08-30\\_Energieszenarien-Studie.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf) (8.7.2015)
- PwC (2013a): Sorge vor Blackout – Fast jeder dritte Manager fürchtet häufigere Stromausfälle. Pressemitteilung vom 19.12., [www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2013/sorge-vor-blackout-fast-jeder-dritte-manager-fuerchtet-haeufigere-stromausfaelle.jhtml](http://www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2013/sorge-vor-blackout-fast-jeder-dritte-manager-fuerchtet-haeufigere-stromausfaelle.jhtml) (11.2.2015)
- PwC (2013b): Supergrid in Germany Potential social, environmental and economical benefits. <http://mainstream-downloads.opendebate.co.uk/downloads/11032013-Friends-of-the-Supergrid---Germany.pdf> (11.2.2015)
- PwC (PricewaterhouseCoopers limited liability partnership) (2010): 100 % renewable electricity – A roadmap to 2050 for Europe and North Africa. [www.pwc.co.uk/assets/pdf/100-percent-renewable-electricity.pdf](http://www.pwc.co.uk/assets/pdf/100-percent-renewable-electricity.pdf) (11.2.2015)
- Renn, O., Köck, W., Schweizer, P.-J., Bovet, J., Benighaus, C., Scheel, O., Schröter, R. (2014): Öffentlichkeitsbeteiligung bei Vorhaben der Energiewende – Neun Thesen zum Einsatz und zur Gestaltung der Öffentlichkeitsbeteiligung. In: Zeitschrift für Umweltrecht 2014(5), S. 281–287
- Renn, O., Köck, W., Schweizer, P.-J., Bovet, J., Benighaus, Ch., Scheel, O., Schröter, R. (2013): Die Öffentlichkeit an der Energiewende beteiligen – Grundsätze und Leitlinien für Planungsvorhaben. In: GAIA – Ecological Perspectives for Science and Society 22(4), S. 279–280
- Renner, S. (2011): Smart Metering und Datenschutz: Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets in Österreich. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 17.2., [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper\\_iewt2011/P\\_298\\_Renner\\_Stephan\\_14-Feb-2011,\\_10:08.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_298_Renner_Stephan_14-Feb-2011,_10:08.pdf) (11.2.2015)
- Rennert, I. (2013): Westküstenkabel. Brief an das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, vom 27.1., [www.abindieerde.de/Rennert/Antwort-Agumente.pdf](http://www.abindieerde.de/Rennert/Antwort-Agumente.pdf) (2.2.2015)
- RGI (2013): European Grid Report – Beyond Public Opposition. Lessons Learned Across Europe. Update 2013. [http://renewables-grid.eu/uploads/media/EGR\\_2013\\_Update\\_final\\_01.pdf](http://renewables-grid.eu/uploads/media/EGR_2013_Update_final_01.pdf) (11.2.2015)
- RGI (Renewables Grid Initiative) (2012): European Grid Report – Beyond Public Opposition. Lessons Learned Across Europe. [http://renewables-grid.eu/uploads/media/RGI\\_European\\_Grid\\_Report\\_final\\_01.pdf](http://renewables-grid.eu/uploads/media/RGI_European_Grid_Report_final_01.pdf) (11.2.2015)
- Ricci, A., Faberi, S., Brizard, N., Bougnoux, B., Degel, M., Velte, D., Garcia, E. (2012): Smart grids/Energy grids – The techno-scientific developments of smart grids and the related political, societal and economic implications. [www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2012/488797/IPOL-JOIN\\_ET%282012%29488797\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2012/488797/IPOL-JOIN_ET%282012%29488797_EN.pdf) (11.2.2015)



## LITERATUR

- Röösli, M., Rapp, R., Braun-Fahrlander, C. (2003): Hochfrequente Strahlung und Gesundheit – eine Literaturanalyse. In: Gesundheitswesen 2003(65), S. 378–392
- Rost, N. (2012): Saudi Aramco und die Ölbranche erwarten weitere Cyber-Angriffe. [www.heise.de/tp/news/Saudi-Aramco-und-die-Oelbranche-erwarten-weitere-Cyber-Angriffe-2003846.html](http://www.heise.de/tp/news/Saudi-Aramco-und-die-Oelbranche-erwarten-weitere-Cyber-Angriffe-2003846.html) (2.2.2015)
- Rottmann, K. (2013): Recommendations on Transparency and Public Participation in the Context of Electricity Transmission Lines. <http://germanwatch.org/en/download/8649.pdf> (11.2.2015)
- Runge, K., Baum, S., Meister, P., Rottgardt, E. (2012): Umweltauswirkungen unterschiedlicher Netzkomponenten. [www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Alfa/Umweltbericht/GutachtenRunge.pdf](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Alfa/Umweltbericht/GutachtenRunge.pdf); (11.2.2015)
- RWE (RWE Deutschland AG) (2014): Webauftritt. [www.rwe.com/web/cms/de/2395624/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/ampacity/ampacity-app/](http://www.rwe.com/web/cms/de/2395624/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/ampacity/ampacity-app/) (11.2.2015)
- Sarker, J., Asare-Bediako, B., Slootweg, J.G., Kling, W.L., Alipuria, B. (2012): DC micro-grid with distributed generation for rural electrification. In: 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 4.–7.9., [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6398580&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs\\_all.jsp%3Farnumber%3D6398580](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6398580&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6398580) (11.2.2015)
- SCENIHR (Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks) (2015): Opinion on: Potential health effects of exposure to electromagnetic fields (EMF). [http://ec.europa.eu/health/scientific\\_committees/emerging/docs/scenihr\\_o\\_041.pdf](http://ec.europa.eu/health/scientific_committees/emerging/docs/scenihr_o_041.pdf)
- Schleich, J., Klobasa, M., Brunner, M., Gözl, S., Götz, K., Sunderer, G. (2011): Smart metering in Germany and Austria – results of providing feedback information in a field trial. Working Paper Sustainability and Innovation S 6/2011, [www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP6-2011\\_smart-metering-in-Germany.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP6-2011_smart-metering-in-Germany.pdf) (11.2.2015)
- Schleicher-Tappeser, R., Piria, R. (2012): The grid expansion debate: the issues at stake – Learning from the public consultation on the German network development plan 2012. SEFEP working paper 2012(5), [www.sefep.eu/activities/publications-1/The%20grid%20expansion%20debate\\_the%20issues%20at%20stake.pdf](http://www.sefep.eu/activities/publications-1/The%20grid%20expansion%20debate_the%20issues%20at%20stake.pdf) (11.2.2015)
- Schmale, M. (2012): Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen. »Stuttgarter Hochspannungssymposium«, 6.–7.3., [www.uni-stuttgart.de/ieh/symposium/05\\_Michael\\_Schmale\\_Praesentation.pdf](http://www.uni-stuttgart.de/ieh/symposium/05_Michael_Schmale_Praesentation.pdf) (6.3.2013)
- Schubert, D.K.J., Selasinsky, A. von, Meyer, T., Schmidt, A., Thuß, S., Erdmann, N., Erndt, M., Möst, D. (2013): Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63(10), S. 35–39
- Schüz, J. (2005): Risikobewertung am Beispiel Leukämie im Kindesalter und Exposition durch Hochspannungsleitungen. In: Abschätzung, Bewertung und Management von Risiken. Klausurtagung des Ausschusses »Strahlenrisiko« der Strahlenschutzkommission, 27./28.1. Band 56, München/Jena, S. 177–196
- Schüz, J., Blettner, M., Michaelis, J., Kaatsch, P. (2005): Ursachen von Leukämien im Kindesalter – Resümee einer Fallkontrollstudie des Deutschen Kinderkrebsregisters. In: Deutsches Ärzteblatt 102(38), S. A2557–A2564

- Searle, J. (2012): Dissecting Smart Meters. Konferenz »Black Hat Europe«, 14.-16.3., [https://media.blackhat.com/bh-eu-12/Searle/bh-eu-12-Searle-Smart\\_Meters-Slides.pdf](https://media.blackhat.com/bh-eu-12/Searle/bh-eu-12-Searle-Smart_Meters-Slides.pdf) (11.2.2015)
- Sellick, R.L., Åkerberg, M. (2012): Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme. »The 10th International Conference on AC and DC Power Transmissions«, 4.–5.12, [www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/470ded7bf19bd869c1257af4003999a4/\\$file/Comparison%20of%20HVDC%20Light%20and%20HVD%20Classic%20Site%20Aspects.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/470ded7bf19bd869c1257af4003999a4/$file/Comparison%20of%20HVDC%20Light%20and%20HVD%20Classic%20Site%20Aspects.pdf) (11.2.2015)
- Siemens (Siemens AG Power Transmission Division) (2012): Gasisolierte Übertragungsleitungen (GIL) – Übertragungstechnologie für hohe Leistungen. [www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/gas-insulated-transmission-lines/GIL\\_d.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/gas-insulated-transmission-lines/GIL_d.pdf) (11.2.2015)
- SPD (2013): Antrag der Abgeordneten Rolf Hempelmann, Hubertus Heil (Peine), Dirk Becker ... und der Fraktion der SPD: Die Strom-Versorgungssicherheit in Deutschland erhalten und stärken. Deutscher Bundestag, Drucksache 17/12214, Berlin
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, [www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2011\\_07\\_SG\\_Wege\\_zur\\_100\\_Prozent\\_erneuerbaren\\_Stromversorgung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile) (11.2.2015)
- SSK (Strahlenschutzkommission) (2011): Vergleichende Bewertung der Evidenz von Krebsrisiken durch elektromagnetische Felder und Strahlungen. Stellungnahme der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. [www.ssk.de/SharedDocs/Beratungsergebnisse\\_PDF/2011/2011\\_06.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.ssk.de/SharedDocs/Beratungsergebnisse_PDF/2011/2011_06.pdf?__blob=publicationFile) (11.2.2015)
- STM Ba-Wü (Staatsministerium Baden-Württemberg) (2014): Leitfaden für eine neue Planungskultur. [https://beteiligungsportal.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/beteiligungsportal/StM/140717\\_Planungsleitfaden.pdf](https://beteiligungsportal.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/beteiligungsportal/StM/140717_Planungsleitfaden.pdf) (23.2.2015)
- Südkabel (Südkabel GmbH) (2010): VPE-isolierte Kabel und Systeme für Hoch- und Höchstspannung. [www.suedkabel.de/cms/upload/Hochspannung/VPE-Kabelsysteme\\_fuer\\_Hoch-\\_und\\_Hoechstspannung.pdf](http://www.suedkabel.de/cms/upload/Hochspannung/VPE-Kabelsysteme_fuer_Hoch-_und_Hoechstspannung.pdf) (11.2.2015)
- TAB (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung (Autoren: Grünwald, R., Ragwitz, M., Sensfuß, F., Winkler, J.). TAB-Arbeitsbericht Nr. 147, Berlin
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2010): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung (Autoren: Petermann, T., Bradke, H., Lüllmann, A., Pötzsch, M., Riehm, U.). TAB-Arbeitsbericht Nr. 141, Berlin
- Taylor, C.W. (2006): Wide-Area-Measurement Systems (WAMS) in Western North America. [www3.imperial.ac.uk/pls/portallive/docs/1/4859960.PDF](http://www3.imperial.ac.uk/pls/portallive/docs/1/4859960.PDF) (11.2.2015)
- TeleTrusT (Bundesverband IT-Sicherheit e.V.) (2012): TeleTrusT-Eckpunktepapier »Smart Grid Security« – TeleTrusT-Arbeitsgruppe »IT-Sicherheit im Smart Grid«. [https://www.teletrust.de/uploads/media/2012-TeleTrusT\\_IT-Sicherheit\\_im\\_Smart\\_Grid\\_01.pdf](https://www.teletrust.de/uploads/media/2012-TeleTrusT_IT-Sicherheit_im_Smart_Grid_01.pdf) (11.2.2015)
- TenneT (TenneT Holding B.V.) (2012): Annual Report TenneT 2011. [www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/AR\\_TenneT\\_2011\\_UK\\_tcm41-20643.pdf](http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/AR_TenneT_2011_UK_tcm41-20643.pdf) (11.2.2015)

- TenneT TSO (TenneT TSO GmbH) (2010): Freileitungs-Monitoring – Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen. [www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552\\_ten\\_husum\\_freileitung\\_du.pdf](http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552_ten_husum_freileitung_du.pdf) (11.2.2015)
- Toburen, L.H. (1996): Electromagnetic Fields, Radon and Cancer. In: The Lancet 347(9008), S. 1059-1060
- TÜV SÜD, Technomar (TÜV SÜD AG, Technomar GmbH) (2013): Security & Safety in einer smarten Energiewelt – Ergebnisse der Breitenbefragung. [www.tuev-sued.de/uploads/images/1365141030076759500377/security-safety-in-einer-smarten-energiwelt-17-folien.pdf](http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1365141030076759500377/security-safety-in-einer-smarten-energiwelt-17-folien.pdf) (11.2.2015)
- UBA (2013): Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen (Autor: Peter, S.). [www.umweltbundesamt.de/publikationen/modellierung-einer-vollstaendig-auf-erneuerbaren](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/modellierung-einer-vollstaendig-auf-erneuerbaren) (11.2.2015)
- UBA (2014): Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien (Autoren: Samadi, S., Lechtenböhmer, S., Prantner, M., Nebel, A.). [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_27\\_2014\\_vollstaendig\\_auf\\_erneuerbare\\_energien\\_basierende\\_stromversorgung\\_deutschlands.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_27_2014_vollstaendig_auf_erneuerbare_energien_basierende_stromversorgung_deutschlands.pdf) (11.2.2015)
- UBA (Umweltbundesamt) (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen (Autoren: Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K.). [www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050) (11.2.2015)
- UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) (2007): Final Report – System Disturbance on 4 November 2006. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf) (11.2.2015)
- VDN (2007): TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Autoren: Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H., Reinisch, R., Scherer, U., Vanzetta, J.). [www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf) (16.2.2015)
- VDN (Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW) (2004): EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes. [www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl\\_eeg\\_hh\\_vdn2004-08.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_eeg_hh_vdn2004-08.pdf) (16.2.2015)
- Verschaeve, L. (2012): Evaluations of International Expert Group Reports on the Biological Effects of Radiofrequency Fields. In: Aksim, A. (ed.): Wireless Communications and Networks – Recent Advances. S. 523–546
- VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) (2012): Aktuelle VIK-Untersuchung zeigt: Stromversorgungsqualität unter hohem Druck – mehr als 90 Prozent der Stromunterbrechungen werden dabei von der Bundesnetzagentur nicht erfasst. Pressemitteilung vom 4.6., <http://vik.de/pressemitteilung/items/aktuelle-vik-untersuchung-zeigt-stromversorgungsqualitaet-unter-hohem-druck-mehr-als-90-prozent-der-stromunterbrechungen-werden-.html> (16.2.2015)
- VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. [www.vku.de/presse/publikationen/ein-zukunftsfaehiges-energiemarktdesign-fuer-deutschland.html](http://www.vku.de/presse/publikationen/ein-zukunftsfaehiges-energiemarktdesign-fuer-deutschland.html) (16.2.2015)



- Voigt, C. (2012): Was versteht die Bundesnetzagentur unter der »Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen«? Kleine Fallstudie zur informellen Verwendung des Wahrscheinlichkeitsbegriffs in Planungsprozessen, unveröffentlicht
- VZBV (Verbraucherzentrale Bundesverband) (2013): Verbraucherinteressen in der Energiewende – Ergebnisse einer repräsentativen Befragung. [www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende\\_Studie\\_lang\\_vzbv\\_2013.pdf](http://www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende_Studie_lang_vzbv_2013.pdf) (16.2.2015)
- Wache, M. (2013): Application of Phasor Measurement Units in Distribution Networks. »22nd International Conference on Electricity Distribution«, 10.–13.6., [www.cired.net/publications/cired2013/pdfs/CIRED2013\\_0498\\_final.pdf](http://www.cired.net/publications/cired2013/pdfs/CIRED2013_0498_final.pdf) (16.2.2015)
- Waschk, V. (2008): Verlegung von Erdkabeln in der Hoch- und Höchstspannung: Internationale Erfahrungen. »ETP-Konferenz«, 13.11., [www.hsub.ch/Doc/Presentation\\_Europacable.pdf](http://www.hsub.ch/Doc/Presentation_Europacable.pdf) (16.02.2015)
- Weingarten, E., Peters, W., Müller-Pfannenstiel, K. (2013): Bürgerbeteiligung in den Planungsverfahren zum Höchstspannungsnetzausbau nach EnWG und NABEG. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63(5), S. 74–81
- Weiss, J. (2012): Misconceptions about Aurora – why isn't more being done. [www.controlglobal.com/blogs/unfettered/misconceptions-about-aurora-why-isnt-more-being-done/](http://www.controlglobal.com/blogs/unfettered/misconceptions-about-aurora-why-isnt-more-being-done/) (16.2.2015)
- Wetzel, D. (2013): Jede Stunde Blackout kostet 600 Millionen Euro. [www.welt.de/wirtschaft/article121265359/Jede-Stunde-Blackout-kostet-600-Millionen-Euro.html](http://www.welt.de/wirtschaft/article121265359/Jede-Stunde-Blackout-kostet-600-Millionen-Euro.html) (16.2.2015)
- WF EMF (Wissenschaftsforum Elektromagnetische Felder) (2012): Evaluation in Perspektive (EIP): Kommunikation der IARC 2B Bewertung für HF EMF. [www.wf-emf.org/de/workshops/fachgesprach-mobilfunk-moeglicherweise-krebserregend-2b-und-wie-weiter-teil-2-2b-kommunikation/EIP\\_Broschure\\_Master\\_30.08.pdf/at\\_download/file](http://www.wf-emf.org/de/workshops/fachgesprach-mobilfunk-moeglicherweise-krebserregend-2b-und-wie-weiter-teil-2-2b-kommunikation/EIP_Broschure_Master_30.08.pdf/at_download/file) (16.2.2015)
- WHO (World Health Organization) (2007): Extremely low frequency fields. Environmental Health Criteria 238. [www.who.int/entity/peh-emf/publications/Comple DEC\\_2007.pdf?ua=1](http://www.who.int/entity/peh-emf/publications/Comple DEC_2007.pdf?ua=1) (16.2.2015)
- Wilhelm, F. (2014): Erdkabel: Landwirte wollen Klarheit. In: E&M powernews, 14.07., [www.energie-und-management.de/?id=84&no\\_cache=1&terminID=105380](http://www.energie-und-management.de/?id=84&no_cache=1&terminID=105380) (16.2.2015)
- Witt, A. (2014): Megawatt-Batterien als neues Geschäftsfeld. In: Solarthemen 437, S. 8
- Yang, Q., Bi, T., Wu, J. (2007): WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection. Konferenz »Power Engineering Society General Meeting«, 24.–28.6., <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4275601> (16.2.2015)
- Yu, Y., Yang, J., Chen, B. (2012): The Smart Grids in China – A Review. In: Energies 2012(5), S. 1321–1338



## ANHANG

| TABELLENVERZEICHNIS |                                                                                                                | 1.  |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tab. II.1           | Struktur der deutschen Stromnetze                                                                              | 35  |
| Tab. II.2           | Akteure im Stromsystem und ihre Rollen                                                                         | 40  |
| Tab. II.3           | Charakteristika des Smart Grid                                                                                 | 46  |
| Tab. III.1          | EE-Ausbauszenarien in Studien zum Ausbaubedarf der Verteilnetze                                                | 63  |
| Tab. III.2          | Ausbaubedarf der Verteilnetze bis zum Jahr 2020                                                                | 63  |
| Tab. III.3          | Investitionsbedarf für den Ausbau des Verteilnetzes<br>Vergleich der Szenarien (Zieljahr 2020)                 | 64  |
| Tab. III.4          | Installierte EE-Leistung in den Szenarien (Bezugsjahr 2032)                                                    | 67  |
| Tab. III.5          | Konventioneller Netzausbau des Verteilnetzes (2012–2032)                                                       | 68  |
| Tab. IV.1           | Charakterisierung von Technologien und Verfahren<br>in Übertragungsnetzen                                      | 83  |
| Tab. IV.2           | Zuordnung von Nutzeneffekten in der KNA                                                                        | 98  |
| Tab. IV.3           | Zusammenfassung der Kosten-Nutzen-Analysen für<br>Smart Meter                                                  | 99  |
| Tab. VI.1           | Kosten eines Stromausfalls für Haushaltskunden                                                                 | 139 |
| Tab. VI.2           | Kosten aufgrund mangelnder Spannungsqualität                                                                   | 143 |
| Tab. VII.1          | Umweltrelevante Parameter verschiedener Freileitungs-<br>varianten                                             | 154 |
| Tab. VII.2          | SSK-Methodik zur Evidenzbewertung für eine karzinogene<br>Wirkung niederfrequenter magnetischer Felder (NF-MF) | 176 |
| Tab. VII.3          | SSK-Einstufung der Evidenz für eine karzinogene Wirkung<br>niederfrequenter magnetischer Felder (NF-MF)        | 181 |
| Tab. VII.4          | SSK-Einstufung der Evidenz für eine karzinogene Wirkung<br>niederfrequenter elektrischer Felder (NF-EF)        | 183 |
| Tab. VII.5          | SSK-Einstufung der Evidenz für eine karzinogene Wirkung<br>Magnetostatischer Felder                            | 184 |





|            |                                                                                  |     |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tab. VII.6 | SSK-Einstufung der Evidenz für eine karzinogene Wirkung elektrostatischer Felder | 185 |
| Tab. VII.7 | Grenzwerte in Deutschland                                                        | 186 |

---

|                              |           |
|------------------------------|-----------|
| <b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b> | <b>2.</b> |
|------------------------------|-----------|

|            |                                                                                            |     |
|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abb. II.1  | Struktur des Stromnetzes                                                                   | 34  |
| Abb. II.2  | Investitionen und Aufwendungen der ÜNB                                                     | 35  |
| Abb. II.3  | Investitionen und Aufwendungen der VNB                                                     | 35  |
| Abb. II.4  | Struktur der Reserven für den Systembetrieb                                                | 37  |
| Abb. II.5  | Kosten für Systemdienstleistungen                                                          | 39  |
| Abb. II.6  | Smart Grid: Vernetzung und Kommunikation                                                   | 45  |
| Abb. II.7  | Investitionen der VNB in Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen                    | 47  |
| Abb. III.1 | Leitungsvorhaben aus dem BBPlG                                                             | 53  |
| Abb. III.2 | Installierte Leistung (PV, Wind) und Investitionen der VNB für Netzausbau                  | 65  |
| Abb. III.3 | Ausbaubedarf der Verteilnetze: Variantenberechnung                                         | 66  |
| Abb. IV.1  | VPE-isoliertes Hochspannungskabel im Querschnitt                                           | 76  |
| Abb. IV.2  | Gasisolierte Leitungen                                                                     | 78  |
| Abb. IV.3  | Anteil der Niederspannungsnetze mit Spannungsbandverletzungen                              | 85  |
| Abb. IV.4  | Implementierung von Smart Metern, europäische Länder im Vergleich                          | 102 |
| Abb. IV.5  | Struktur der Technischen Richtlinie für das Smart-Meter-Gateway BSI TR-03109               | 105 |
| Abb. V.1   | Europäisches Supergrid (Konzeptskizze)                                                     | 110 |
| Abb. V.2   | Konventionelle Netzstruktur (oben) vs. regionale Zelle (unten)                             | 121 |
| Abb. V.3   | Schematische Darstellung des UCTE-Synchronverbunds während der Störung am 4. November 2006 | 125 |

|             |                                                                                                                                      |     |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Abb. V.4    | Amplitudenspektrum der Residuallast der Regelzone von 50Hertz                                                                        | 129 |
| Abb. V.5    | Jahresdauerlinie der Residuallast einer Zelle mit und ohne Speicher                                                                  | 130 |
| Abb. VI.1   | Kosten eines einstündigen Stromausfalls in Deutschland                                                                               | 140 |
| Abb. VI.2   | Arten von Störungen der Stromversorgung                                                                                              | 142 |
| Abb. VI.3   | Jährliche Kosten durch mangelnde Versorgungsqualität in der EU-25                                                                    | 143 |
| Abb. VI.4   | Konzeptionelles Modell für ein Smart-Grid-Informationssystem                                                                         | 145 |
| Abb. VI.5   | An das Internet angeschlossene SCADA-Systeme in Deutschland                                                                          | 147 |
| Abb. VII.1  | Vogelschutzmassnahmen an Mittelspannungsfreileitungen                                                                                | 159 |
| Abb. VII.2  | Wintrackmasten in Vollwandbauweise                                                                                                   | 162 |
| Abb. VII.3  | Erdkabelgrabenprofil für vier Systeme während der Bauphase                                                                           | 163 |
| Abb. VII.4  | Temperaturverlauf im Erdboden für ein 380-kV-Drehstromkabel                                                                          | 165 |
| Abb. VII.5  | Elektrische Feldstärke in 1 m über Erdboden in Abhängigkeit des seitlichen Abstands einer 380-kV-Drehstromfreileitung                | 168 |
| Abb. VII.6  | Magnetische Flussdichte in 1 m über Erdboden in Abhängigkeit des seitlichen Abstands einer 380-kV-Drehstromfreileitung bei 3.000 MVA | 169 |
| Abb. VII.7  | Magnetische Flussdichte eines 380-kV-Dreh- bzw. Gleichstromkabels im Vergleich zu einer 380-kV-Drehstromfreileitung bei 3.000 MVA    | 170 |
| Abb. VIII.1 | Das Beteiligungsparadoxon                                                                                                            | 198 |







**BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG  
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG**

KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE (KIT)

Neue Schönhauser Straße 10  
10178 Berlin

Fon +49 30 28491-0  
Fax +49 30 28491-119

[buero@tab-beim-bundestag.de](mailto:buero@tab-beim-bundestag.de)  
[www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de)