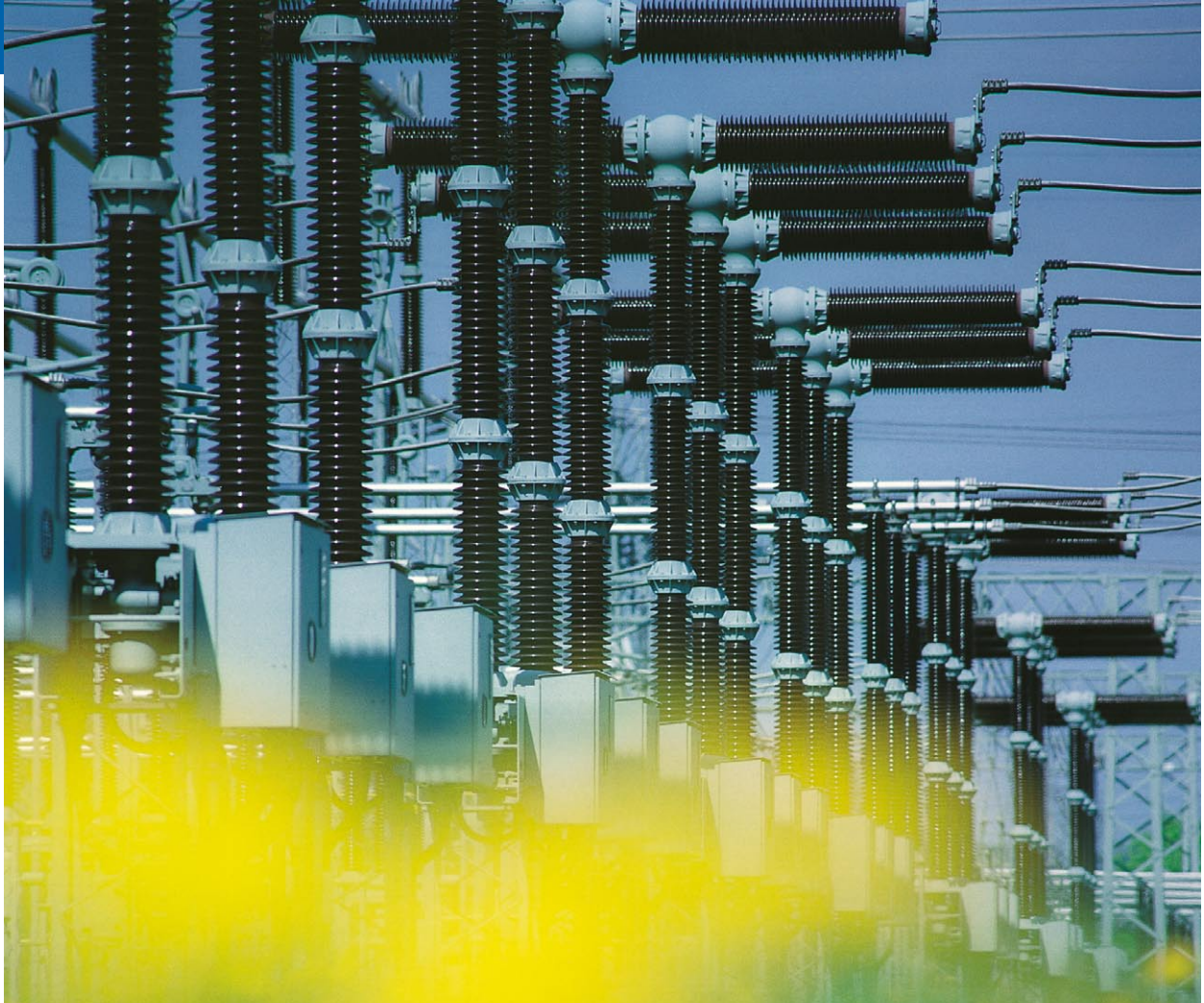


VDE-Analyse



**Versorgungsqualität
im deutschen
Stromversorgungssystem**

ETG

VDE

Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem

Autoren:

ETG-Task-Force Versorgungsqualität

Impressum

Herausgeber:

Energetische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 | 60596 Frankfurt/M.

Tel.: +49 69 6308-346 | Fax: +49 69 6312925

E-Mail: etg@vde.com

Gestaltung: KELLERMANN · GRAPHIK DESIGN

Bild Titelseite: Siemens

Februar 2006

Vorwort

Der heute vorhandene hohe Standard der Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem wird künftig durch eine Reihe von Veränderungen beeinflusst, die neue Strategien im Wirkungsgefüge „Handlung-Qualität-Kosten“ bei Netzbetreibern und Kunden erfordern:

- Stilllegung konventioneller Kraftwerke und damit Wegfall einer stabilen Erzeugerleistung sowie Netzkurzschlussleistung.
- Zunahme dezentraler und regenerativer Erzeugung, die oft in Gebieten mit geringem Leistungsbedarf installiert ist, fluktuierende Erzeugerleistung einspeist und keinen oder nur einen geringen Anteil zur Netzkurzschlussleistung beiträgt.
- Vermehrter grenzüberschreitender Stromhandel.
- Wegfall der Gesamtverantwortung der Energieversorgungsunternehmen für den Gesamtprozess „Erzeugung-Übertragung/Verteilung“ bis hin zum Kunden.
- Änderung der technischen Charakteristika der Betriebsmittel und technologischen Prozesse beim Kunden, z. B. durch den Einsatz neuer und leistungsfähiger Leistungselektronik, Speichertechniken usw.
- Steigende Anforderungen der Kunden, insbesondere aus dem Industrie- und Dienstleistungsbereich.
- Die Investitionen der Energieversorgungsunternehmen in den Kraftwerkspark sowie in die technische Infrastruktur der Netze lagen in den vergangenen Jahren auf einem niedrigen Niveau. Hier herrscht ein sehr großer Nachholbedarf.

Versorgungsunterbrechungen in den letzten Jahren haben eindrucksvoll die Abhängigkeit des zivilisatorischen Lebens vom Funktionieren der Stromversorgung dokumentiert.

Der mit fortschreitender Liberalisierung stetig steigende Kostendruck auf die Betreiber von elektrischen Versorgungsnetzen stellt zunehmend die Frage nach einem Gegenpol zur Bewertung von Kostenreduktionen. Als geeignetste Größe erscheint hier die Versorgungsqualität [1].

In zahlreichen Schriften und Arbeiten wird bereits heute dargelegt, anhand welcher Kriterien Versorgungsqualität gemessen und bewertet werden kann, und ebenso, mit welchen Methoden und Verfahren diese Qualität ins Verhältnis mit dem dazu notwendigen Aufwand gesetzt werden kann.

Grundsätzlich mangelt es aber an einer einheitlichen Definition der Versorgungsqualität und an der tatsächlichen Orientierung an den Kunden- oder Netzbedürfnissen. Ohne diese notwendige Vorarbeit bleibt die Aussagekraft aller heutigen Bewertungen eingeschränkt.

Hier liegt ein großes und wichtiges Themenfeld, das bisher weder umfassend noch zufriedenstellend bearbeitet wurde. Die tatsächlichen Anforderungen der Kunden und des Versorgungsnetzes werden aber zukünftig das Handeln der Netzbetreiber leiten, sei es, dass ein Regulator vorgibt, was „Standardversorgung“ ist, sei es, dass unternehmensintern eine Rechtfertigung der beabsichtigten Aufwendungen gefragt ist.

Daneben lässt sich auch nur über diesen Weg die Einordnung ggf. möglicher zukünftiger Pönaleregulungen vornehmen, denn ein wirtschaftlich handelnder Netzbetreiber wird seine Aufwendungen auch ins Verhältnis zu den erwarteten Schäden beim Kunden oder im Netz setzen müssen.

Für Politik und Gesellschaft stellt sich die Frage, ob die in Deutschland in der Breite vergleichbar hohe Versorgungsqualität noch wirtschaftlich vertretbar ist. Sind neue Wege denkbar, um die Versorgungsqualität an die jeweiligen Erfordernisse anpassen zu können? Wie kann die Versorgungsqualität effizient ermittelt, bewertet und langfristig optimiert werden?

Daher werden in dieser Analyse auch den Belangen der Stromkunden – z. B. den Anforderungen industrieller Prozesse, des schienengebundenen Verkehrs und der Medizintechnik – sowie den Anliegen des Stromhandels und der Gerätehersteller breiten Raum eingeräumt.

Die Task-Force „Versorgungsqualität“ der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) hat sich intensiv mit diesen Fragen beschäftigt. Durch die Besetzung der Task-Force aus Vertretern von Netzbetreibern, Kunden, Industrie, Hochschulen, Forschungseinrichtungen und Verbänden wird sichergestellt, dass die vorliegende Analyse fundierte und ausgewogene Informationen zur künftigen Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem bietet.

Um den breiten Scope der in das Thema involvierten Interessengruppen zu erfassen, veranstaltete die ETG eine Tagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“ am 18. und 19.1.2005 in Berlin in Zusammenarbeit mit den Verbänden und Organisationen EFET, FGH, VDN, VIK und ZVEI. Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Tagung sind in die vorliegende Analyse eingearbeitet [2].

Diese Aktivitäten sind die konsequente Weiterführung der Arbeit, die mit der ETG-Task-Force „Blackouts 2003“ Ursachen-Wirkungsketten für Großstörungen in Übertragungsnetzen aufgezeigt und basierend auf den Erkenntnissen der großflächigen Stromausfälle in Nordamerika, London, Süd-Schweden, Dänemark und Italien im Jahre 2003 entsprechende Anregungen auch für die Stromversorgung in Deutschland gegeben hat (siehe VDE-Analyse „Stromversorgungsstörungen in den USA/Kanada, London, Schweden/Dänemark und Italien – Anlässe und Abläufe, Ursachen und Konsequenzen“ [3]).

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, durch die Konkretisierung der Wirkungszusammenhänge aufzuzeigen, wie Qualität im gesetzlichen und regulatorischen Rahmen, aber auch in der Beziehung Netzkunde zu Netzbetreiber zukünftig definiert werden kann.

Die vom Kunden „gefühlte Versorgungsqualität“ wird bestimmt von den drei Bereichen:

- **Versorgungszuverlässigkeit:**
Verfügbarkeit des Netzes, beschrieben durch eine Vielzahl von Indikatoren wie Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer oder nicht zeitgerecht gelieferter Energie.
- **Spannungsqualität:**
Merkmale der Netzspannung, z. B. quasi statische Abweichungen von der Nennspannung, Oberschwingungsgehalt, Flickerpegel.
- **Servicequalität:**
Beschreibung der Interaktion zwischen Netzkunde und Netzbetreiber, z. B. Erreichbarkeit, Qualität des Beschwerdemanagements, Beratungsqualität.

Zur Behandlung des Themas wurden folgende Bearbeitungsschritte gewählt:

- Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Entwicklungen in der Stromerzeugung auf die Versorgungssicherheit.
- Bedeutung des Übertragungsnetzes für die Versorgungssicherheit.
- Grundlagen und Klärung der Begrifflichkeiten der Versorgungsqualität für das Verteilungsnetz.
- Voraussetzungen und zu berücksichtigende Aspekte bei der Festlegung von Bewertungsgrößen, Ermittlungsmethoden, Grenzwerten, Qualitätskategorien (z. B. Standard- und Premiumversorgung).
- Klärung der tatsächlichen Anforderungen von Kunden und Netz.
- Beschreibung der technischen Abhängigkeiten und Einflüsse (Wirkungszusammenhänge) und Zuordnung der technischen Verantwortlichkeiten des Netzbetreibers und des Netzkunden bezüglich „gelieferter“ bzw. „gefühlter“ Versorgungsqualität.
- Schaffung von Grundlagen zur Optimierung der Versorgungsqualität mit Aussagen zur Erfassung, Bewertung und Planung/Optimierung der Versorgungsqualität und Aufzeigen von Konsequenzen.
- Empfehlungen zum weiteren Vorgehen.

Die Analyse berücksichtigt die Qualitätsüberlegungen der europäischen Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators).

Die ETG möchte mit dem vorliegenden Bericht den Diskussionsprozess einer angemessenen Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem zwischen Versorgern, Kunden und Regulator fördern und mit ausgewogenen Informationen zu sachgerechten Entscheidungen in Politik und Gesellschaft beitragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Grundlagen der Versorgungsqualität	8
1.1.	Begriffsbestimmungen	8
1.2.	Störungen mit Versorgungsunterbrechungen nach Spannungsebenen	9
2.	Auswirkungen von Entwicklungsszenarien in der Stromerzeugung auf die Versorgungssicherheit	13
2.1.	Bedeutung der Erzeugungsstruktur für die Systemsicherheit	13
2.2.	Entwicklungsszenarien der Stromerzeugung	13
2.3.	Technische Anforderungen an Erzeugungsanlagen	15
2.4.	Empfehlungen	17
3.	Bedeutung des Übertragungsnetzes für die Versorgungssicherheit	19
3.1.	Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit	19
3.2.	Erhalt und Ausbau der Netze	21
3.3.	Eingriffsrechte des Systemverantwortlichen	21
3.4.	Regelleistung EEG und Fahrplanmanagement	23
3.5.	Kommunikation	25
3.6.	Anforderungen aus Sicht des Stromhandels	27
3.7.	Empfehlungen	27
4.	Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen	29
4.1.	Abgrenzung	29
4.2.	Kenngroßen	29
4.2.1.	Einführung	29
4.2.2.	Übersicht	33
4.2.3.	Differenzierung	34
4.2.4.	Erfassung	34
4.3.	Wirkungszusammenhänge	39
4.4.	Kundenanforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit	41

4.5.	Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit	46
4.6.	Fazit	48
4.7.	Empfehlungen	50
5.	Spannungsqualität in Verteilungsnetzen	52
5.1.	Grundlagen	52
5.2.	Kenngößen, Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit	59
5.3.	Einflusskenngößen	61
5.4.	Messtechnische Erfassung	63
5.5.	Anforderungen an die Spannungsqualität	65
5.5.1.	Kundensicht	65
5.5.2.	Geräteherstellersicht	68
5.6.	Internationale Sicht	70
5.7.	Szenarien	72
5.8.	Empfehlungen	73
6.	Servicequalität in Verteilungsnetzen	75
6.1.	Grundlagen	75
6.2.	Kenngößen, Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit	76
6.3.	Kundensicht	81
6.4.	Internationale Sicht	82
6.5.	Regulatorische Sicht	84
6.6.	Empfehlungen	86
	Literaturverzeichnis	88
	Abkürzungsverzeichnis	95

1. Grundlagen der Versorgungsqualität

1.1. Begriffsbestimmungen

Im allgemeinen Sprachgebrauch werden Begriffe der Versorgungssicherheit, Systemsicherheit, Versorgungsqualität usw. immer wieder verwechselt. Daher erfolgt zunächst eine Erläuterung der verschiedenen Begriffe [4], (*Bild 1*):

Die Sicherheit stellt den Überbegriff dar, der unterteilt werden kann in:

- Versorgungssicherheit, d. h. die langfristige Sicherung ausreichender Erzeugungskapazität.
- Systemsicherheit, d. h. die Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustandes. Ein sicheres Zusammenspiel der Systembereiche Erzeugung, Handel und Netzbetrieb muss gewährleistet sein und Störeinflüsse auf das System müssen beherrscht werden.
- Sicherheit vor Gefahren und Beschädigungen, d. h. Personensicherheit und Sicherheit von Anlagen.

Ebenso kann der Begriff Zuverlässigkeit aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet werden:

- Anlagenzuverlässigkeit ist die Fähigkeit der Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungssystems, die geforderten Funktionen wie Energieübertragung, Ein-/Ausschalten usw. zu erfüllen (Netzside).
- Die Prozesszuverlässigkeit bezieht sich auf die Prozesse der elektrisch betriebenen Kundenanlagen (Kundenside). Eine unbeeinträchtigte Funktion der Geräte muss gegeben sein, trotz einer Vielzahl unterschiedlicher Geräte mit unterschiedlichen Empfindlichkeiten und vielfältigen möglichen Fehlerquellen.
- Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines elektrischen Energieversorgungssystems, Energie an den Endkunden zu liefern unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter. Auch hier muss zwischen System- und Kundenside unterschieden werden.
- Versorgungsunterbrechungen sind ausfallbedingte oder geplante Unterbrechungen der Versorgung eines oder mehrerer Netzkunden.

Die Spannungsqualität beschreibt den zeitlichen Verlauf der Spannungen im Drehstromsystem (Netzfrequenz, Höhe, Unsymmetrien usw., s. Kap. 5.1)

Die Servicequalität bezieht sich auf das Verhältnis zwischen Kunden und Versorgungsunternehmen.

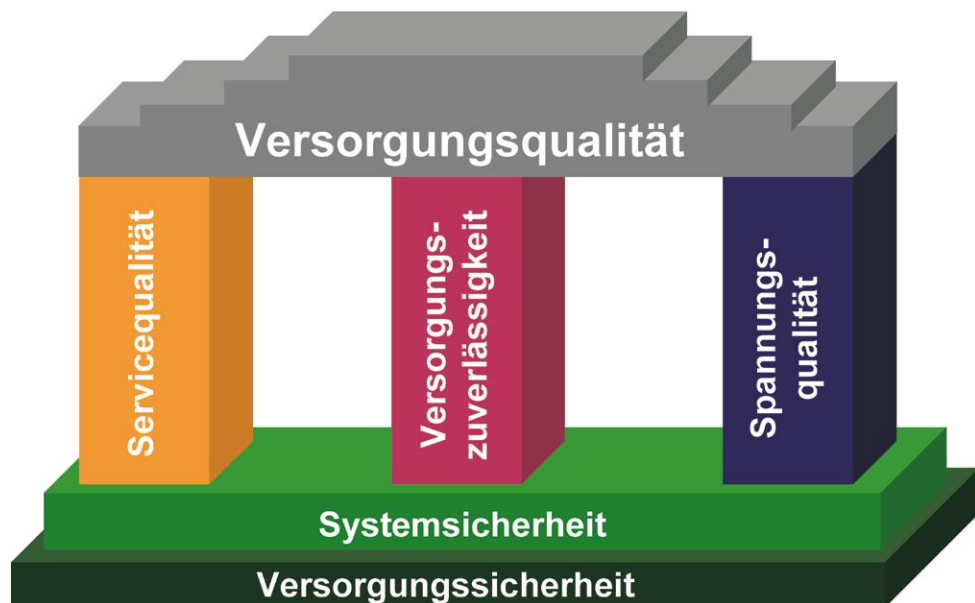


Bild 1 Sicherheit und Qualität im Stromversorgungssystem – Begriffe [4]

Die Versorgungsqualität der elektrischen Netze wird definiert über die drei Komponenten:

- Versorgungszuverlässigkeit,
- Spannungsqualität,
- Servicequalität.

Die Versorgungsqualität ist die Summe aller qualitätsbestimmenden Bedingungen aus Kundensicht. Die Versorgungsqualität wird überwiegend durch den Netzbetreiber beeinflusst.

1.2. Störungen mit Versorgungsunterbrechungen nach Spannungsebenen

Bild 2 zeigt die Struktur des deutschen Stromversorgungssystems, bestehend aus den Übertragungsnetzen (Höchstspannungsebene) und den Verteilungsnetzen (Netze der Nieder-, Mittel- und teilweise Hochspannungsebene). Die elektrische Energie wird überwiegend in Großkraftwerken erzeugt, die vor allem an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zusätzlich ist aber seit mehreren Jahren eine starke Zunahme von dezentraler Stromerzeugung, insbesondere aus regenerativen Energieträgern, in allen Spannungsebenen zu verzeichnen.

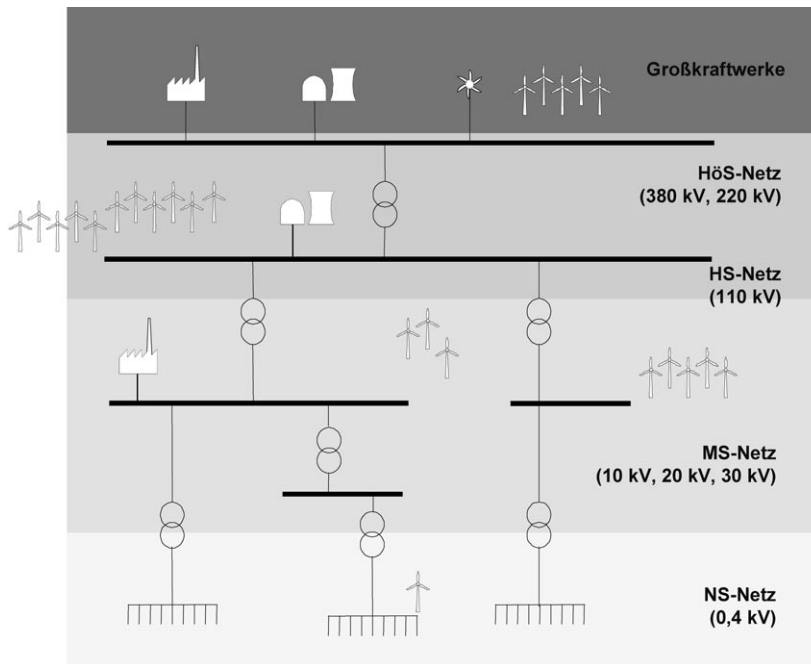


Bild 2 Deutsches Stromversorgungssystem [4]

Spannungsqualität und Servicequalität werden weitgehend auf der Verteilungsnetzebene (bis 110 kV) in Verbindung mit der Verbraucherversorgung geregelt und gesichert.

Die Versorgungszuverlässigkeit wird durch differenzierte statistische (in der Auswertung) oder probabilistische (bei der Planung) Indikatoren bewertet wie Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer, Nichtverfügbarkeit, nicht zeitgerecht gelieferte Energie und andere.

In den Verbundnetzen (Netze der Höchstspannungsebene 380/220 kV) werden Störungen in der Regel ohne Versorgungsausfälle beherrscht. Allerdings wirken sich die, während eines anstehenden Fehlers auftretenden Spannungseinbrüche auf die Spannungsqualität bis zur Verteilungsebene aus. Bzgl. der Versorgungszuverlässigkeit sind die Übertragungsnetze im Allgemeinen struktur- und betriebsbedingt deutlich besser als die Verteilungsnetze. Darüber hinaus speisen sie über eine Vielzahl redundanter Einspeisestellen in die Verteilungsnetze und haben daher nur bei weiträumigen Störungen in der Übertragungsebene einen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit.

Im internationalen Vergleich verfügt Deutschland über ein hohes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit.

Die Statistik weist aus, dass in Deutschland der überwiegende Anteil bei der Nichtverfügbarkeit aus Störungen mit Versorgungsunterbrechungen im Mittelspannungsverteilungsnetz resultiert. Folgende Beteiligungen der Netzebenen und der Erzeugung an der jährlich nicht zeitgerecht gelieferten Energie von beispielhaft etwa 7 GWh/a sind statistisch ausgewertet [5], [6]:

■	Mittelspannungsnetz	84%
■	Niederspannungsnetze	14%
■	110 kV-Netze	2%
■	Übertragungsnetze 380/220 kV	0,1%
■	Erzeugung	0%

Das heißt: Versorgungsunterbrechungen haben ihre Ursache praktisch ausschließlich in den Verteilungsnetzen. Da mehr als 2/3 der Netzinvestitions- und Betriebskosten auf die Verteilungsnetze entfallen und durch den zunehmenden Altanlagenbestand ein erhöhter Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf besteht, ist das Spannungsfeld von Versorgungszuverlässigkeit und Netzkosten in den Verteilungsnetzen besonders ausgeprägt [7].

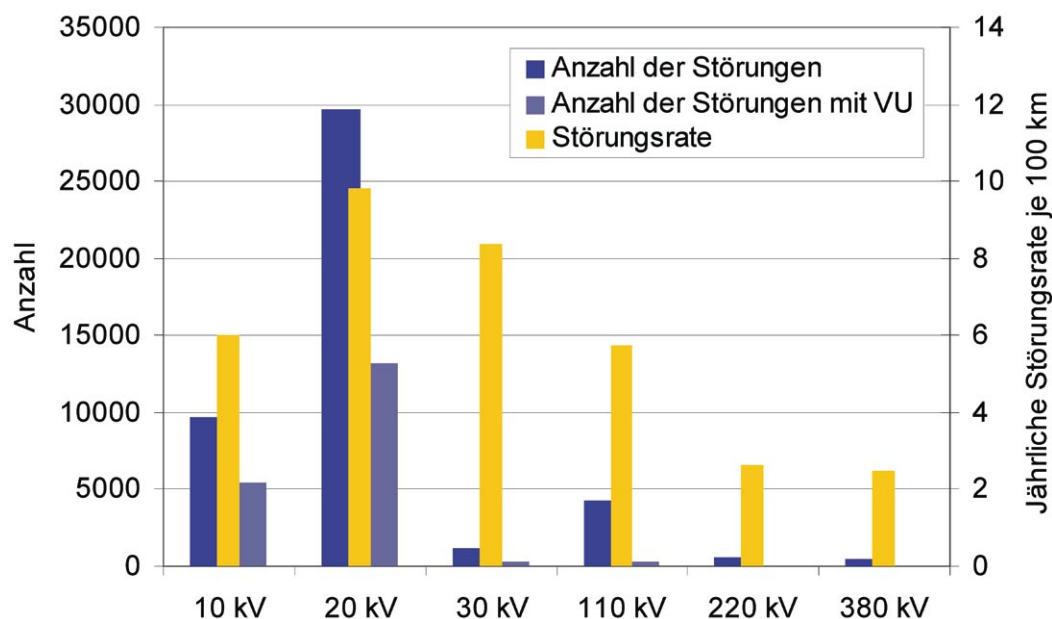


Bild 3 Mittelwerte (Berichtsjahre 1994 bis 2002) der Anzahl der Störungen, der Anzahl der Störungen mit Versorgungsunterbrechung und der Störungsrate je 100 km Stromkreislänge in den Netzen der öffentlichen elektrischen Energieversorgung in Deutschland (Abschätzung anhand der Daten der VDEW-Störungsstatistik [8]).

Die Verteilung ist gemäß Bild 3 unter dem Gesichtspunkt gültig, dass keine Systemblackouts vorkommen, was bisher in Deutschland zu verzeichnen war. Tritt allerdings ein Systemblackout ein, so wird sich diese Statistik sofort umkehren. Alleine der Systemblackout in Nordamerika im August 2003 hat zu einer nicht zeitgerecht gelieferten Energie von ca. 800 GWh geführt. Das ist mehr als die hundertfache Auswirkung der jährlichen Versorgungsausfälle

von ca. 7 GWh/a in Deutschland, für die maßgeblich die Netze der Mittelspannungsebene verantwortlich sind.

Mit den Systemblackouts werden also ganz andere Dimensionen in der Beeinträchtigung der Versorgungszuverlässigkeit bewirkt als bei Störungen im Verteilungsnetz. Darüber hinaus wird im Übertragungsnetz maßgeblich bestimmt, ob das Stromversorgungssystem als Ganzes (Erzeugung-Netz-Verbraucher) stabil funktioniert (Regelenergieeinsatz, Frequenzregelung) – also Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind und die Netzelemente dabei nicht unzulässig belastet werden (Systemsicherheit).

Dieses Thema besteht im Verteilungsnetz nur marginal. Aus diesem Grund müssen bei der Betrachtung der Versorgungsqualität Übertragungs- und Verteilungsnetz gesondert behandelt werden.

Für die Netze bilden eine Vielzahl von Gesetzen und Regeln die Grundlage für den Entscheidungsrahmen, z. B.:

- EnWG
- EU-Richtlinien
- UCTE-Regeln
- TransmissionCode
- DistributionCode
- EEG

Hierauf wird in den folgenden Kapiteln noch eingegangen.

2. Auswirkungen von Entwicklungsszenarien in der Stromerzeugung auf die Versorgungssicherheit

2.1. Bedeutung der Erzeugungsstruktur für die Systemsicherheit

In Deutschland dominiert heute mit ca. 55% Anteil die Verstromung der Kohle, gefolgt von der Kernenergie mit ca. 35%. Wasserkraft und Erdgasverstromung spielen nur eine untergeordnete Rolle; ihr Anteil liegt bei 4,5 bzw. 5%. Die bis Ende 2004 installierten Windenergieanlagen tragen in Starkwindzeiten bis zu 18% an der Deckung des Spitzenleistungsbedarfs bei. Der Energieanteil aber liegt aufgrund der geringen Benutzungsstunden der installierten Leistung infolge des stochastischen Windangebots nur bei 3,6%.

Aufgrund der Alterstruktur ist in den nächsten 15 Jahren der Ersatz von etwa 50% der traditionellen Kraftwerksleistung zu erwarten.

Von entscheidender Bedeutung für die Systemsicherheit ist daher die Entwicklung der Erzeugungsstruktur im Zusammenhang mit derjenigen der Übertragungsnetze.

Sowohl die europäischen (Ausweitung des Stromtransits) als auch die nationalen Entwicklungen (Ausweitung nicht planbarer Erzeugungskapazitäten – EEG [9], Tendenz zur verbrauchsfernen Erzeugung) stellen eine potenzielle Gefahr für die Systemsicherheit dar, sofern das Zusammenspiel und die Bedingungen des Netzes nicht ausreichend berücksichtigt werden [10]. Deshalb soll hier zunächst auf diese Thematik gesondert eingegangen werden.

2.2. Entwicklungsszenarien der Stromerzeugung

In Deutschland wurde politisch entschieden, aus der Kernenergie auszusteigen. Um die Kernkraftwerke künftig zu ersetzen, den CO₂-Ausstoß gemäß Kyoto-Protokoll zu reduzieren und um die Abhängigkeit von importierten Primärenergieträgern zu mindern sowie um die begrenzten fossilen Ressourcen zu schonen, werden auf breiter Front energetische Szenarien für die Zukunft entwickelt.

So hat die EU anspruchsvolle Ziele zum Anteil

- erneuerbarer Energien von 22%,
- Kraft-Wärme-Kopplung von 18%

an der gesamten Stromerzeugung für das Jahr 2010 gesetzt [9], [10]. Jedes Land der EU hat dazu konkrete Vorgaben erhalten.

In Deutschland erfolgt die Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung vorwiegend auf Basis der Windenergie. Die Windstromerzeugung hat aber bisher onshore (auf dem Festland) nur ca. 1.600 Volllaststunden im Jahr erreicht. Bei künftigen offshore (auf See) Anlagen könnte sich die Zahl der Volllaststunden etwa verdoppeln. In der VDE/ETG-Studie „Elektrische Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf“ [13] wurden mögliche künftige Erzeugungsszenarien bis zum Jahr 2020 untersucht.

KWK-Anlagen werden zur Erreichung eines hohen Gesamtwirkungsgrads wärmegeführt betrieben. Das ist heute in Deutschland oft nicht der Fall, weil ausschließlich die Stromerzeugung, nicht jedoch die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen subventioniert wird. Es besteht daher ein wirtschaftlicher Anreiz, KWK-Anlagen unter dem Gesichtspunkt einer maximalen Stromerzeugung zu betreiben. Die Wärme wird somit auch dann erzeugt, wenn sie nicht benötigt wird und folglich ungenutzt bleibt. Damit wird die angestrebte höhere Effizienz der Stromerzeugung weitgehend hinfällig. Sollte es aber gelingen, dass die KWK-Anlagen wirklich im Sinne der Wärmenutzung betrieben werden, so sind auch hier Volllaststunden zwischen 2.000 und 6.000 Stunden zu erwarten.

Bezüglich den teilweise auch von der Bundesregierung beauftragten Strukturuntersuchungen [14], [15] getroffenen Voraussetzungen wie z. B.

- 16% des gesamten Energiebedarfs aus dem Import erneuerbarer Energien im Jahr 2050 bei ca. 7.000 Benutzungsstunden oder
- eine Erzeugerstruktur von 50% erneuerbare Energien, 25% fossile Energien und 25% Energieeinsparungen im Jahr 2050 ist kritisch anzumerken:

- Es kommt zu einer hohen Importabhängigkeit im Strombereich.
- Zur Aufnahme der Stromimporte sind Netzausbauten notwendig.
- Nach bisherigen Erfahrungen sind 7.000 Benutzungsstunden bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ein viel zu hoher Ansatz. Es wäre eine massive Verbesserung der Verfügbarkeit erforderlich.
- Eine Verschiebung der Lastflüsse in den Netzen ist die Folge, was ebenfalls Netzausbauten erforderlich machen kann.
- Die Bereitstellung von Reserveleistung und Regelenergie ist ungeklärt.

Derartige Szenarien für die Entwicklung der künftigen Erzeugerstruktur setzen voraus, dass auch im Netzbereich die Rahmenbedingungen so zu verändern sind, dass diese Szenarien greifen können ohne die Systemstabilität zu gefährden.

Eine Voraussetzung ist beispielsweise, dass parallel zu den erneuerbaren Energien auch neue Speichertechnologien verfügbar werden und für erneuerbare Energieerzeuger ein verbindliches Erzeugungsmanagement Praxis wird.

Ein weiterer Gesichtspunkt ist die parallele Entwicklung der Netze und der Netzführung, die mit einem Wandel der Erzeugungsstrukturen und -verteilung mithalten müssen.

In der dena-Netzstudie [16] wurde dieser Zusammenhang im Detail untersucht. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie bis 2015 mit installierten Gesamtleistungen an Land von 26,2 GW und auf See von 9,8 GW werden folgende Maßnahmen im Netz erforderlich:

- Neubau von 850 km 380 kV-Doppelleitungen (davon bis 2010 bereits 460 km),
- Ertüchtigung von 392 km vorhandenen Leitungen auf 380 kV (davon bis 2010 bereits 366 km).

Zweifelsohne wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und die KWK-Erzeugung einen steigenden Anteil am Energieaufkommen erreichen. Größtenteils werden kleine Einheiten an die Verteilungsnetze angeschlossen werden. In den Verteilungsnetzen wird dann verbrauchernah ein wachsender Anteil des Bedarfs gedeckt.

2.3. Technische Anforderungen an Erzeugungsanlagen

International wird derzeit diskutiert, wie hoch der Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeugung in bestehenden Netzen sein kann. Dabei ist aber der entscheidende Punkt nicht die Festlegung eines Prozentsatzes, sondern die Erfüllung von Kriterien hinsichtlich Netzkonformität, Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit der neuen Erzeuger unter Berücksichtigung der Konformitätsanforderungen der Verbraucher. Das heißt, die gesamte Wirkungskette von der Erzeugung der Energie bis hin zum Verbraucher wird betrachtet. Diese ganzheitliche Betrachtung wird insbesondere seitens der Industrie forciert und mit hoher Dringlichkeit verfolgt. Bild 4 fasst die diesbezüglichen Anforderungen zusammen.

Netzkonformität beinhaltet, dass mit Integration der verteilten Erzeuger keine Betriebsmittelüberlastungen auftreten, die Kurzschlussfestigkeit der Anlagen nicht verletzt wird, die Spannung im Anschlusspunkt keine Grenzwerte über- oder unterschreitet und keine unzulässigen Netzrückwirkungen wie Oberschwingungen, Flicker oder Unsymmetrien auftreten.

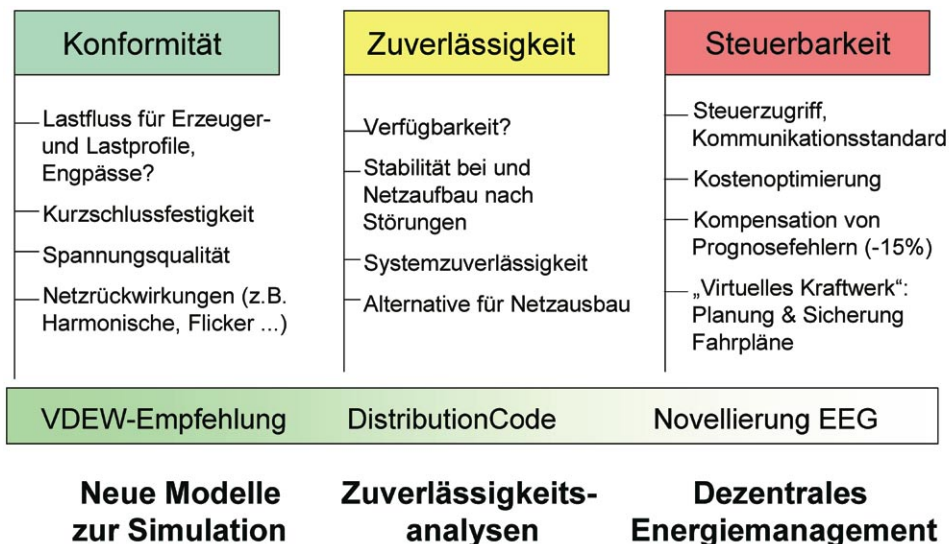


Bild 4 Verteilte Erzeugung – Basisanforderungen [17], [18], [9]

Die Zuverlässigkeit beinhaltet zunächst Forderungen nach Verfügbarkeit der verteilten Erzeuger. Die Betreiber von Anlagen mit einem hohen Gewicht in der Leistungsbilanz müssen zu einer Mindestverfügbarkeit verpflichtet werden. Darüber hinaus gehören das Verbleiben der Anlagen im Kurzschlussfall am Netz, die Lieferung von Kurzschlussstrom und die Unterstützung beim Netzwiederaufbau nach Störungen zu den künftigen Anforderungen. Das entsprechende Verhalten der verteilten Erzeuger wird somit einen wachsenden Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben. Unter der Voraussetzung einer hohen Verfügbarkeit der lastnahen Erzeugung bietet sich unter Umständen die Möglichkeit, auf Netzausbau bei Lastanstieg zu verzichten, ohne dass sich die Zuverlässigkeit verschlechtert.

Steuerbarkeit bedeutet, dass Steuereingriffe nicht nur im gesetzlichen Rahmen möglich werden, sondern dass auch die technischen Voraussetzungen dafür in den Anlagen vorhanden sein müssen. In erster Linie bedeutet das auch Kommunikation zwischen einer Leitstelle und den Erzeugern, vorzugsweise auf Basis etablierter Standards. Die Steuerbarkeit führt einerseits zu einem verbesserten Verhalten bei Störungen, andererseits kann durch Erzeugungsmanagement und Anpassung des Energiemixes an den Leistungsbedarf ggf. eine Optimierung der Erzeugungs- und Bezugskosten für einen Netzbereich erreicht werden. Auch Prognosefehler für das Windleistungsangebot können auf diese Weise dezentral weitgehend kompensiert werden. Steuerbarkeit ist die Voraussetzung für die Umsetzung der virtuellen Kraftwerksidee: die verteilte Erzeugung wird in Clustern planbar und die Fahrpläne können online auch durch Ausgleich im Energiemix gesichert werden.

Der planerische Nachweis der Anforderungen an Konformität, Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit wird durch Integration neuer Erzeugermodelle und von Zuverlässigkeitsanalysen in die Netzplanungstools sowie durch ein dezent-

trales Energiemanagementtool ermöglicht. Für die einzuhaltende Netzkonformität existieren heute bereits Empfehlungen. Die Rahmenbedingungen für Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit sind allerdings noch zu entwickeln. Weiterhin muss perspektivisch unter der Forderung der Konformität neben der Integration von Erzeugermodellen in Netzplanungstools auch eine Simulation des Verbraucherverhaltens integriert werden. Nur so kann die gesamte Prozesskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch physikalisch eindeutig beschrieben werden und die aus den Wechselwirkungen Erzeugung-Übertragung-Verbrauch resultierenden Erkenntnisse in die planerischen Grundlagen zum Aufbau und vor allem in den Betrieb der Netze einfließen. Die exakte mathematische Modellierung von Betriebsmitteln, Anlagen und Prozessen muss daher zukünftig forciert werden.

Unter den Voraussetzungen von Konformität, Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit sind dem Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeugung in der Gesamtenergiebilanz keine Grenzen gesetzt, sofern eine parallele Entwicklung der Netze und der Netzführung erfolgt.

2.4. Empfehlungen

Aufgrund der Tatsache, dass

- zum Jahre 2020 etwa die Hälfte des heutigen Kraftwerksparks altersbedingt oder aus politischen Gründen abgeschaltet werden muss,
- verbraucherferne Standorte neuer Kraftwerke in der Regel höhere Transitleistungen und damit den Ausbau des Übertragungsnetzes erfordern,
- Kraftwerksbau und Netzausbau allein schon für die Genehmigungsphase mehrere Jahre (z. B. 5 – 12 a) benötigen,

sind die Aktivitäten für die Umsetzung geeigneter Szenarien der energetischen Entwicklung im Zusammenhang von Erzeugerstruktur und Netz heute bereits zu starten.

Im Zuge des steigenden Anteils an erneuerbarer und verteilter Erzeugung sind die nachfolgenden Anforderungen als Planungskriterien zu berücksichtigen [19]:

- Netzkonformität im Sinne von Lastflüssen ohne Überlast, Einhaltung der Kurzschlussfestigkeit, Begrenzung von Netzurückwirkungen wie Spannungsabweichungen, Oberschwingungen, Flicker u.a. [17];
- Zuverlässigkeit durch Einhaltung von Verfügbarkeitskriterien der Anlagen, Verbleib am Netz im Verlauf von Störungen und Beteiligung am Netz-wiederaufbau nach Störungsabschaltung;
- Steuerbarkeit der Leistungsbilanz in einem Mix von Erzeugern, Speichern und Lastmanagement in dem Sinne, dass prognostizierte Fahrpläne weitgehend eingehalten werden und Anforderungen an die Vorhaltung konventioneller Reserve- und Regelleistung minimiert werden können.

Dies bedeutet z. B., dass Windenergieanlagen insbesondere zur Netzstützung künftig das gleiche Anforderungsprofil erfüllen müssen wie konventionelle Kraftwerke. Ebenso muss der Ersatz alter konventioneller Kraftwerke künftig durch solche mit hoher Leistungsänderungsgeschwindigkeit und effizientem Teillastbetrieb erfolgen. Für den Erhalt eines stabilen Systembetriebs ist eine kontinuierlich betriebene und geeignet verteilte Minimalerzeugung erforderlich (Must-Run-Units) [20].

Um diese Voraussetzungen zu erfüllen, müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG [9], KWKG [21]) novelliert werden und technische Grundlagen für das Energiemanagement wie z. B. leittechnische Tools und Kommunikationslösungen zur Realisierung von Erzeuger- und Lastmanagement auf der Ebene der verteilten Erzeugung eingeführt werden (siehe auch 3.5).

Für die Simulation der gesamten Prozesskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch sind geeignete mathematische Modelle zu entwickeln.

Ebenso müssen parallel zur Entwicklung der erneuerbaren Energien auch neue Speichertechnologien verfügbar werden.

Diese Aspekte sind aus heutiger Sicht teilweise ungeklärt und bedürfen einer weiteren Bearbeitung.

Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, sind die resultierenden Folgekosten aus der Windenergieerzeugung geeignet zu verteilen.

Für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Konzepts für die Stromversorgung ist es erforderlich, bereits heute einen stabilen und nachhaltigen Ordnungsrahmen zu schaffen, damit Entscheidungen für die notwendigen langfristigen Investitionen und Entwicklungen möglichst bald getroffen werden können.

3. Bedeutung des Übertragungsnetzes für die Versorgungssicherheit

3.1. Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit

Historisch gesehen war der Zweck der Übertragungsnetze vorwiegend die Übertragung der – in großen Einheiten verbrauchsnahe und kostengünstig erzeugten – Energie zu den Verbrauchern und die Ermöglichung eines wirtschaftlich optimalen Zusammenwirkens eines größeren Kraftwerksparks zur Lastdeckung jeweils innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers. Da sich Übertragungsnetz und größere Erzeugungseinheiten i. d. R. im Besitz des gleichen Unternehmens befanden, ergab sich eine enge Koordination zwischen beiden Bereichen in Betrieb und Planung. Die synchrone Kupplung der einzelnen Übertragungsnetze zu Verbundnetzen diente der Erhöhung der Versorgungssicherheit, denn so können Lastschwankungen und Kraftwerksausfälle in größeren Energieversorgungssystemen besser und durch das solidarische Mitwirken in Summe kostengünstiger aufgefangen werden. Daneben erlaubten die Kuppelleitungen einen gemäßigten, zwischen den Regelzonen abgestimmten Energieaustausch.

Nach der Liberalisierung ergaben sich andere Rahmenbedingungen für die Übertragungsnetzbetreiber und andere Aufgaben der Übertragungsnetze, die, verstärkt durch aktuelle Entwicklungen, heute schon nicht mehr uneingeschränkt erfüllt werden können und somit den sicheren Netzbetrieb gefährden können.

Nun sollen die Übertragungsnetze einen möglichst uneingeschränkten, regelzonenübergreifenden Stromhandel ermöglichen. Da sich ein freier Strommarkt naturgemäß nach Preisen richtet, führen systematische Preisunterschiede zwischen verschiedenen Regionen somit unabwendbar zur Ausbildung von Engpässen auf den nicht vorrangig zu diesem Zweck errichteten Kuppelleitungen zwischen Regelzonen. Hier sind geeignete Verfahren zum Engpassmanagement weiterzuentwickeln. Langfristig erscheint zur Erfüllung der Forderung der EU-Richtlinie [22] nach „unbegrenztem Handel“ ein Netzausbau unvermeidlich, sofern diese Forderung nicht einschränkend interpretiert wird. Nach dem Systemblackout 2003 in den USA wurde offensichtlich, dass das Netz nicht den Anforderungen gewachsen war. Die Entwicklungen von Erzeugungsstruktur, Last und Netz müssen koordiniert erfolgen.

Durch sich ändernde politische Rahmenbedingungen und die mit dem Unbundling verbundene Entflechtung von Erzeugung und Transport entsteht jedoch eine zunehmende Unsicherheit über zukünftige Art und insbesondere Standorte von Erzeugungsanlagen, was eine, aufgrund der langen Abschreibungsdauern notwendige, langfristig optimale Planung der Übertragungsnetze erschwert.

Verstärkt wird dieser Effekt durch den zunehmenden Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, speziell Windenergieanlagen und deren gesetzlich verankerte vorrangige Einspeiseberechtigung. Aufgrund des Dargebots sind die Energiequellen zwangsläufig räumlich konzentriert, was zunehmend zu einer neuen – vom ursprünglichen Zustand relativ lastnaher Erzeugung deutlich abweichenden – Aufgabe des Übertragungsnetzes führt. So kommt es an windstarken Tagen zu Rückspeisungen aus den Verteilungsnetzen in die Übertragungsnetze und zu verstärkten Ringflüssen über angrenzende ausländische Netze. Zusätzlich sind mit der Prognoseunsicherheit für das jeweilige Energiedargebot erhöhte Aufwendungen für vorzuhaltende Regelleistung verbunden, um die Systemsicherheit in Form einer zu jeder Zeit ausgeglichenen Leistungsbilanz im Versorgungssystem zu gewährleisten.

Der aufgrund oben genannter Änderungen von Aufgaben und Rahmenbedingungen motivierte Netzausbau wird jedoch auch durch langwierige Genehmigungsverfahren, insbesondere für die üblicherweise errichteten Höchstspannungs-Freileitungen, erschwert. Eine alternative Ausführung als Kabel erhöht die Kosten auf das 8- bis 20-fache, ein flächendeckender Kabeleinsatz ist nicht zuletzt deshalb bisher nicht erfolgt.

Gleichzeitig unterliegen die Netznutzungsentgelte verstärkter öffentlicher Wahrnehmung und Kontrolle. In dem bestehenden Handlungsspielraum für die Übertragungsnetzbetreiber ist sicherzustellen, dass die Netznutzungsentgelte für das Übertragungsnetz den Netzbetreibern ausreichend Spielraum geben, die ihm gestellten Aufgaben zu erfüllen und einen nachhaltigen Netzbetrieb durchzuführen.

Die wichtigsten Einflüsse auf den sicheren Netzbetrieb auf Übertragungsebene sind:

- Netzkonzepte, die das Ansteigen der Leistungstransite durch Ausweitung des Handels und der neuen Kraftwerksstandorte berücksichtigen,
- Netznutzungsentgelte, die den ÜNB Spielraum zum Erhalt der Netze bieten,
- Erzeugungsmanagement bei weiterem Anstieg der Anteile von KWK- und erneuerbarer Stromerzeugung.

Die Forderung aus der EU-Richtlinie [22] nach „unbegrenztem Handel“ führt dazu, dass die Netze an ihre physikalischen Grenzen stoßen und bedarf entsprechender Interpretation.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind in den Verbund des UCTE-Netzes eingebettet und müssen sich dementsprechend nach den UCTE-Regeln, z. B. [23], richten.

Neue Lösungen und Vorgehensweisen machen daher nur Sinn, wenn sie im internationalen Umfeld abgestimmt sind.

Nationale regulatorische Bedingungen dürfen ein europäisch abgestimmtes Vorgehen nicht behindern. Der nationale Regulator kann somit auch nur in den Grenzen der Vorgaben innerhalb der EU (zum Beispiel EU-Richtlinie zur Elektroenergieversorgung [22]) agieren.

3.2. Erhalt und Ausbau der Netze

Die Übertragungsnetze sind heute nach dem (n-1)-Kriterium ausgelegt. Der Ausfall eines Betriebsmittels wird demnach ohne Beeinträchtigung der Versorgungsaufgabe beherrscht.

Die Liberalisierung des Stromhandels birgt eine potenzielle Gefahr für die künftige Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, da der freie Stromhandel sich nicht an den physikalischen Möglichkeiten der Netze orientiert. Die Stromerzeugung erfolgt nicht unbedingt lastnah, sondern dort, wo sie am preiswertesten erfolgen kann. Steigende Transporte und damit einhergehend Verknappung der Übertragungskapazitäten sind die Folge. Vor allem die Windstromerzeugung im Norden Deutschlands trägt zur Steigerung der Transporte bei.

Die Deckung des zusätzlichen Bedarfs an Übertragungskapazität wird durch langwierige Genehmigungsverfahren verzögert, so dass Engpässe entstehen können, wo das (n-1)-Kriterium nicht mehr einzuhalten ist. Die Wahrscheinlichkeit von Systemblackouts wird bei fehlendem Gegenwirken künftig ansteigen.

Elemente eines Gegenwirkens werden also sein müssen

- die Bereitstellung ausreichender Finanzmittel beim Netzbetreiber, um die Netzsubstanz zu erhalten und das Netz nach Bedarf auszubauen (langfristig angemessene Netzentgelte zur Vermeidung von Stranded Investments, auskömmliche Rendite),
- Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für Leitungsbau.

3.3. Eingriffsrechte des Systemverantwortlichen

Bei den Systemblackouts 2003 in Nordamerika und Italien wurde deutlich, dass die Systemverantwortlichen (Regelzonenführer) im liberalisierten Markt reduzierte Eingriffsmöglichkeiten haben, um kurzfristig auftretenden Engpässe und andere kritische Situationen zu beherrschen [24].

Aus der Sicht des Regelzonenverantwortlichen könnte ein kurzfristiger Eingriff in die Erzeuger- oder Lastsituation wirtschaftlich riskant sein, solange dafür keine Regeln vorliegen. Wenn zum Beispiel das Redispatch von Kraftwerken oder das Abschalten von Verbrauchern zu einer Verhinderung von Großstörungen führt, besteht das Risiko, dass der Regelzonenführer dafür haftbar gemacht wird, da eine vermiedene Störung und deren Auswirkung gegenüber den betroffenen Kunden schwer nachweisbar ist.

Hier sind bereits im neuen EnWG [25] entsprechende Weichen gestellt. Noch nicht beantwortet sind hier Fragen etwaiger Schadensersatzansprüche aus den eventuell nötigen Eingriffen.

Um weiterhin ein effektives Management von Engpasssituationen sicherzustellen, sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Kriterien für Engpasssituationen und Zugriffsmöglichkeiten auf die Wirk- und Blindleistungsregelung von ausgewählten, schnell regelbaren Kraftwerken.
- Verbessertes Datenaustausch zwischen benachbarten Regelzonen UCTE-weit, um ein regelzonenübergreifendes Netzmanagement zu erreichen.
- Unterstützung des Regelzonenführers durch dynamische Echtzeitsimulation von Stabilitätskriterien und Störvorgängen zur Vorwarnung bei Erreichen kritischer Zustände und schneller Aufbereitung von Abhilfemaßnahmen. Entsprechende Entwicklungen werden heute intensiv von EPRI (USA), Hydro Quebec (Kanada) und NEEMCO (Australien) eingeleitet.
- Automatisierung von Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungskollapsen. (Alle drei Systemblackouts 2003 in den USA, Schweden/Dänemark und Italien hatten den Spannungskollaps als Ursache bzw. Begleiterscheinung. Im Ergebnis der Spannungskollaps kam es zu Kraftwerksabschaltungen und erst danach wurden die Frequenzkriterien verletzt. Der Spannungskollaps verhinderte darüber hinaus, dass eine Vielzahl von Kraftwerken sich im Eigenbedarf fangen konnte. Daraus resultieren auch die langen Zeiten des Netzwiederaufbaus in Nordamerika und Italien.)
- Im Norden Deutschlands ergeben sich beispielsweise bei Schwachlast und stärkerem Wind Probleme mit der Blindleistungsbalance. Tritt ein Kurzschluss auf, gehen alte Windenergieanlagen ohne Beitrag zur Netzstützung vom Netz. Der Spannungstrichter weitet sich aus und kann zum Spannungskollaps führen, wenn nicht Hilfeinspeisungen (konventionelle Kraftwerke, SVC etc. – s.u.) die Spannung wieder stabilisieren [20]. Für ein Spannungskollaps-Abwehrkonzept können zunächst die Netzbereiche mit überwiegender motorischer Belastung detektiert werden, für die bei störungsbedingter Schwächung des einspeisenden Netzes die Wahrscheinlichkeit des Spannungskollapses besteht. Für solche Netzbereiche sind dann weitergehende Analysen erforderlich, um die richtigen Abwehrkonzepte entwickeln zu können.
- Das kann z. B. durch Unterspannungslastabwurf (ähnlich dem Frequenzlastabwurf) geschehen. Dieses kann z. B. durch Nutzung der Unterspannungsanregung der heutigen digitalen Schutzrelais und Verknüpfung mit einer Information über die Schwächung des Netzes (infolge Leitungs- oder Transformatorenabschaltung) ausgelöst werden.
- Eine zweite Möglichkeit ist die Aufstellung von FACTS wie SVC (Static Var Compensator) in Lastnähe, die innerhalb von Millisekunden die erforderliche Blindleistung zum Hochlauf von Motoren bereitstellen können und damit zur Vermeidung des Spannungskollaps beitragen können.

Die Darstellung der Ergebnisse zu Untersuchungen der oben genannten Aspekte in der Fachöffentlichkeit wird empfohlen.

3.4. Regelleistung EEG und Fahrplanmanagement

Deutschland ist mit ca. 15.000 MW installierter Windleistung weltweit mit Abstand führend in der Windstromerzeugung. Ein weiterer Ausbau der Windleistung ist vor allem auch im Offshore-Bereich vorgesehen.

Das Windleistungsdargebot kann zwischen 0 und 100% der installierten Windleistung liegen. Bei einer Versorgungssicherheit von 99% und bei Unterstellung einer verbesserten Windprognose wird in der dena-Netzstudie [16] geschätzt, dass im Mittel der nächsten zehn Jahre 94% der Leistung der Windkraftwerke (Leistungskredit 6%) durch konventionelle Kraftwerksleistung abgesichert werden muss.

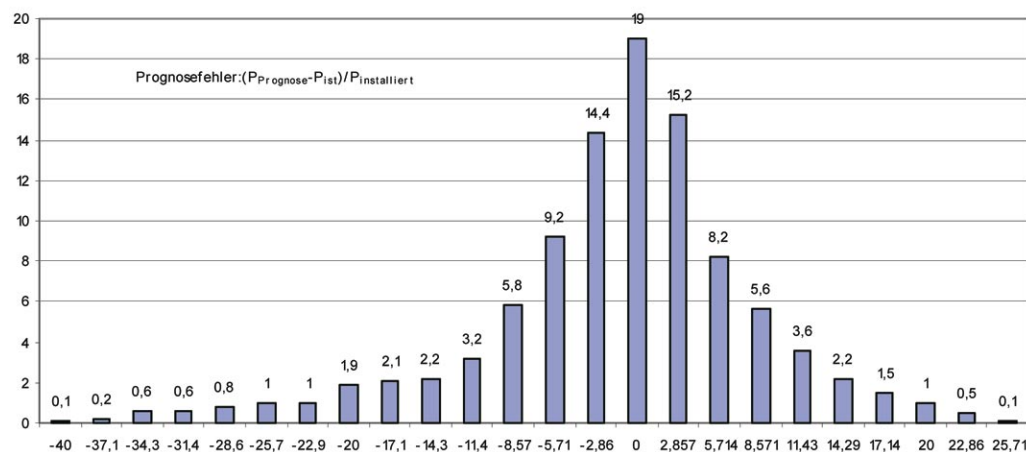


Bild 5 Häufigkeitsverteilung für Prognosefehler der Windleistungserzeugung (Folgetagprognose) [26]

Heute wird die Windstromerzeugung unter Einsatz von Prognosetools des ISET [26] prognostiziert und in den Fahrplänen der Regelzonen berücksichtigt. Allerdings treten bei der Leistungsbereitstellung Prognoseabweichungen von etwa 10% der installierten Windleistung im Mittelwert auf.

Der Prognosefehler unterliegt einer Wahrscheinlichkeitsverteilung gemäß Bild 5.

Entsprechend der Häufigkeitsverteilung sind also im Mittelwert 10% Reserveleistung, das heißt 1.400 MW für Deutschland insgesamt bereitzustellen. Aber es kommen mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,1% auch Abweichungen von bis zu 40% vor. Auch für diese Abweichungen ist kurzfristige Reserve verfügbar zu machen und das sind dann immerhin 5.600 MW, etwa das Doppelte der Primärregelreserve des gesamten UCTE-Netzes.

Aus dieser Betrachtung wird deutlich, dass die Verfügbarkeit von Leistungsreserven zum Ausgleichen der Windfluktuation ebenfalls signifikant für die Vermeidung von Systemblackouts wird.

Für die Prognose und Bereitstellung der Ausgleichsreserve nach EEG ist der Übertragungssystembetreiber verantwortlich: Er muss dafür gesicherte Verfahren einsetzen und Kapazitäten einkaufen.

Künftig werden Möglichkeiten erwartet, einen Teil der Ausgleichsreserve preisgünstig im Prognosezeitraum einzukaufen und bei weniger wahrscheinlichen größeren Abweichungen den Intra-Day-Handel (mit entsprechend höheren Preisen) zu nutzen. Die Festlegung der Grenzen zwischen beiden Einkaufsvarianten wird dann zu einer Optimierungsaufgabe.

Trotzdem wird für die Bereitstellung der Ausgleichsreserven ein ständig steigendes Kostenpaket auf die Übertragungssystembetreiber zukommen, welches in den nächsten zehn Jahren allein für die E.ON eine Größenordnung von einer Milliarde Euro erreichen wird [27].

Für die weitere Entwicklung der Windenergie sind drei Szenarien denkbar:

1. Die Windenergieanlagen können weiterhin ungesteuert je nach Dargebot Leistung in das Netz einspeisen. Parallel zum Windenergieausbau müssen auch die gleichen Leistungen in konventioneller Kraftwerkstechnik zum Ausgleich zur Verfügung stehen. Der Netzausbau wird nicht folgen können, falls keine deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren eintritt. In diesem Fall ist ein Erzeugungsmanagement für Windenergieanlagen unabdingbar.
2. Zu den Windenergieanlagen werden erzeugungsnah entsprechende Speichieranlagen aufgebaut, so dass die kombinierte Einspeisung aus Wind- und Speichieranlagen weitgehend bedarfsgerecht erfolgt.
3. Eine Vielzahl verteilter Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten wird zu Clustern (selbstbilanzierende Bereiche) zusammengefasst mit der Vorgabe, dass diese Cluster sich weitgehend selbstständig nach einem prognostizierten Fahrplan optimieren und aussteuern.

Ein zukunftsfähiges Konzept kann nur mit den Varianten 2 und 3, am besten in deren Kombination, erreicht werden. Variante 1 führt in absehbarer Zeit zu erheblichen Problemen bei der Systemsicherheit.

Für die Varianten 2 und 3 sind aber umgehend die technischen Entwicklungen zu starten und die politischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Das EEG [9] ist entsprechend anzupassen bzw. zu konkretisieren.

3.5. Kommunikation

Eine wichtige Ursache beim Systemblackout in Nordamerika 2003 war die Tatsache, dass Informationen über den Netzzustand, ja sogar über Leitungsabschaltungen infolge Schutzauslösung nicht zur Verfügung standen.

Ein Vergleich der deutschen und us-amerikanischen Kommunikationsphilosophien zeigte, dass unter den in Europa üblichen Voraussetzungen kein derartiger Informationsverlust zu erwarten ist [28], [3].

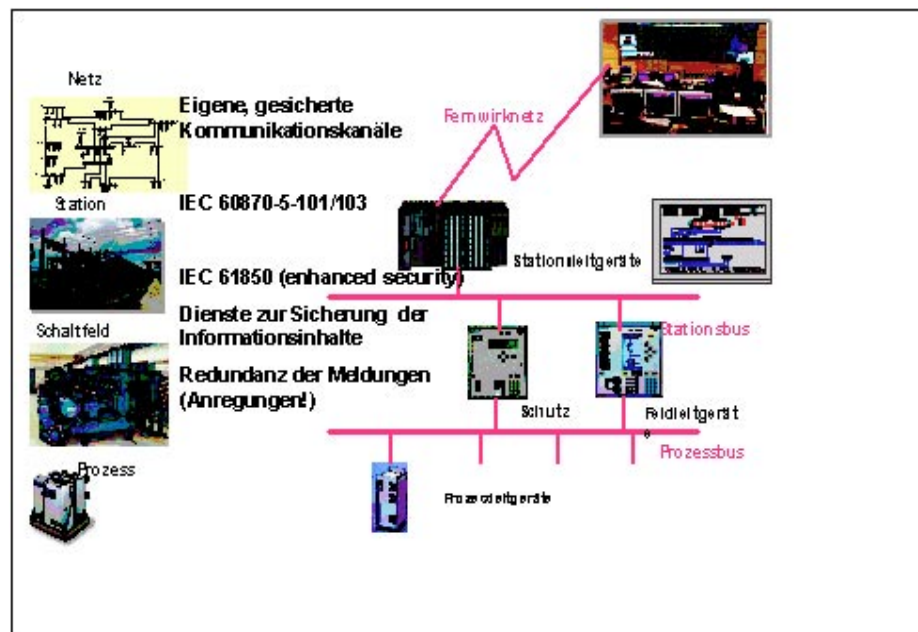


Bild 6 Anforderungen an die sichere Informationsübertragung

Dazu gehören gemäß Bild 6:

- Nutzung eigener, gesicherter Kanäle für alle Kommunikationsaufgaben zur Netzführung – von der Prozessebene über die Feld- und Stationsebene bis zur Netzleitebene.
- Einsatz von Kommunikationsstandards der IEC, die Dienste zur Sicherung der Daten vor Verfälschung und Verlust beinhalten. Bei Anwendung des neuen Standards IEC 61850 ist Wert darauf zu legen, dass die Kommunikationsdienste mit „enhanced security“ eingesetzt sind. Sie entsprechen der europäischen Sicherheitsphilosophie. (Leit- und schutztechnische Systeme, die Dienste mit „normal security“ nach IEC 61850 anbieten, werden nicht zum Einsatz empfohlen).
- Die bewährte europäische Schutzphilosophie, nach der alle Schutzanregungen auch bei einer nicht erfolgten Auslösung gemeldet werden, bringt zusätzliche Redundanz in die Informationsübertragung.

Diese Voraussetzungen müssen auch künftig konsequent erfüllt werden.

Ein zweiter Aspekt der künftigen Vermeidung von Blackouts ist mit dem Thema „Kommunikation für das Erzeugungsmanagement“ verbunden.

Erzeugungsmanagement kann heute gemäß EEG zwischen Netzbetreibern und Windleistungseinspeisern für den Fall vereinbart werden, dass in kritischen Netzsituationen Überlastungen von Betriebsmitteln auftreten und diese Gefährdungen durch Absenken der Einspeiseleistung vermieden werden können. Bereits hierfür ist die Voraussetzung, dass entsprechende Kommunikationsverbindungen geschaffen werden. Bei einem weiteren Ansteigen des fluktuierenden Windleistungsangebots wird dieses eingeschränkte Erzeugungsmanagement nicht mehr ausreichend sein, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Neben dem Netzausbau wird also eine Anpassung der erzeugten Windleistung an den Leistungsbedarf – im Hinblick auf das volkswirtschaftlich sinnvolle Fahrplanmanagement des gesamten Energiemixes (siehe 3.3) – erforderlich werden. Dazu bedarf es einer Weiterfassung des EEG [9]. Für das künftige Erzeugungsmanagement der erneuerbaren Energiequellen, sei es zur Beherrschung von kurzfristigen Engpässen gemäß 3.3 oder zur Umsetzung des unter 3.4 erläuterten Fahrplanmanagements, werden Kommunikationsverbindungen zwischen den Erzeugern und der zuständigen Leitstelle erforderlich.

Einzubeziehen in das Kommunikationsnetz sind vor allem solche Erzeuger, die entsprechendes Gewicht in der Leistungsbilanz eines „selbstbilanzierenden Clusters“ oder „virtuellen Kraftwerks“ haben. Dabei ist aus Kostengründen auf die vorhandene Infrastruktur zurückzugreifen, wobei das Festnetz der Telekom, das Mobilfunknetz, das interne Kommunikationsnetz der Netzbetreiber (TFH oder LWL), Power-Line-Carrier-Verfahren, Rundsteuersignale oder vorhandene LANs genutzt werden können. Je nach Bedeutung der Erzeuger sind Standleitungen oder Wählverkehr einsetzbar.

Da die Informationen in der Leitstelle gebündelt werden, wird es für das Engineering und das Betreiben solcher Netzwerke unabdingbar, einheitliche Datenmodelle und Dienste einzusetzen. Die besten Voraussetzungen dafür bietet der neue Kommunikationsstandard IEC 61850 [29], der von vornherein auch die Voraussetzung für die Abbildung der Daten- und Dienstmodelle der Anwenderschicht (Layer 7) auf unterschiedliche physikalische und Verbindungsschichten (Layer 1 und 2) des ISO/OSI-Kommunikationsmodells ermöglicht. Dieses in IEC 61850 skizzierte Vorgehen wird inzwischen auch bei der Entwicklung des Kommunikationsstandards für Windenergieanlagen IEC 61400-25 angewendet. Für die Umsetzung in einem künftigen Netzwerk sind allerdings noch detaillierte Untersuchungen erforderlich [30].

3.6. Anforderungen aus Sicht des Stromhandels

Den Stromhändlern wird immer wieder vorgeworfen, durch „unkontrollierten Stromhandel“ die Vorhersage der Leistungsflüsse im Netz zu erschweren [31]. Der Stromhandel arbeitet jedoch nicht stochastisch. Händler kaufen Energie ein, wo die Produktionskosten niedrig sind, und verkaufen dort, wo die Kosten ein hohes Niveau haben. Die Strukturen des europäischen Kraftwerksparks sind sehr stabil und nur langfristig zu verändern. Aktuelle Abweichungen resultieren praktisch nur aus Wettereinflüssen oder aus der Veränderung der Primärenergiekosten. Damit sind sie gut prognostizierbar. Eine intensive Marktbeobachtung kann Überraschungen minimieren. Bei Problemen kann ein funktionierender Intra-Day-Handel Abhilfe schaffen. Für Energiegroßhändler ist das Übertragungsnetz der Marktplatz, ohne den er sein Geschäft nicht betreiben kann. Deshalb ist der Energiehandel sehr daran interessiert, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Systeme mit höchster Zuverlässigkeit betreiben.

3.7. Empfehlungen

Wichtige Aufgabe des Regulators wird es sein, den Übertragungsnetzbetreibern Netznutzungsentgelte und Netzrenditen zuzugestehen, die auch unter geänderten Rahmenbedingungen den sicheren Ausbau und Betrieb der Netze ermöglichen.

Durch geeignete Eingriffsrechte muss die Möglichkeit geschaffen werden, dass die Netzbetreiber die ihnen übertragene Systemverantwortung auch sicherstellen können. Diese müssen im internationalen Umfeld abgestimmt sein.

Der Ausbau der regenerativen und verteilten Erzeugung macht Begleitmaßnahmen und neue Regeln erforderlich:

- Einhaltung von Mindestanforderungen an den Beitrag der regenerativen und verteilten Erzeugung zum zuverlässigen Betrieb im Netzverbund.
- Konventionelle Kraftwerkstechnik mit wirtschaftlicher und ökologischer Teillastfahrweise sowie schneller Leistungsregelung.
- Einbindung von regenerativen Erzeugern, steuerbaren Lasten und Speicherung in den Leistungsdispatch und Fernsteuerbarkeit zur Einhaltung der Fahrpläne und Verfügbarkeitssicherung.
- Umsetzung neuer Kommunikationsanforderungen, u. a. Online-Informationsbeschaffung bei den Übertragungsnetzbetreibern für alle Einspeisungen in der Regelzone (zentrales Monitoring der Systembalance).

Die Genehmigungsverfahren für erforderliche Netzausbaumaßnahmen sollten gestrafft werden.

Zur Erhöhung der Systemsicherheit sind die Netzführungswerkzeuge weiter zu entwickeln, z. B. zur dynamischen Echtzeitsimulation, zur Vorwarnung bei Erreichen kritischer Zustände und schneller Aufbereitung von Abhilfemaßnahmen.

Geeignete Verfahren und Kriterien zum Engpassmanagement sind weiter zu entwickeln.

Mögliche Spannungskollaps-Gefährdungen im deutschen Übertragungsnetz sind zu untersuchen und für eventuell festgestellte spannungskollaps-gefährdete Netzbereiche sind geeignete Abwehrkonzepten (z. B. Unterspannungslastabwurf oder FACTS) festzulegen und umzusetzen.

Der erforderliche Datenaustausch zwischen Regelzonen sollte UCTE-weit geprüft und Mindestanforderungen aufgestellt werden, um ein regelzonenübergreifendes Netzmanagement zu erreichen.

Die etablierte Sicherheitsphilosophie für die Kommunikation in der Netzführung (u. a. Nutzung eigener, gesicherter Kanäle; einheitliche Datenmodelle und Dienste; Kommunikationsstandards der IEC etc.) ist beizubehalten. Für die Umsetzung des Kommunikationsstandards für Windenergieanlagen in einem künftigen Netzwerk sind detaillierte Untersuchungen erforderlich.

4. Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen

4.1. Abgrenzung

Zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit werden die auftretenden Versorgungsunterbrechungen betrachtet. Die Definition von Versorgungsunterbrechungen ist daher von großer Bedeutung – allerdings existiert international bisher keine eindeutige Festlegung.

Eine Versorgungsunterbrechung liegt vor, wenn

- die Spannung am Anschlusspunkt eines Endkunden unterbrochen wird (Definition nach VDEW/VDN) [8], [32] bzw. auf einen Betrag unter 1% der Nennspannung (Definition nach EN 50160) [33] sinkt, und
- die Unterbrechung länger als eine Sekunde (Definition nach VDEW/VDN) bzw. länger als drei Minuten (Definition nach EN 50160/DISQUAL) [34] andauert.

In der VDEW-Störungsstatistik bzw. der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik wird jede Unterbrechung ab einer Sekunde entsprechend der Auswirkungen beim Endkunden als Versorgungsunterbrechung gewertet. Ereignisse mit kürzeren Dauern werden der Spannungsqualität zugeordnet (Kapitel 5).

Die Abgrenzung der verschiedenen Spannungsebenen erfolgt für diese Betrachtungen entsprechend zur Definition der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik:

- Niederspannung:
Netze mit einer Nennspannung bis 1 kV
- Mittelspannung:
Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV
- Hochspannung:
Netze mit einer Nennspannung über 36 kV bis 125 kV
- Höchstspannung:
Netze mit einer Nennspannung über 125 kV (siehe Kapitel 3).

4.2. Kenngrößen

4.2.1. Einführung

In der nachfolgenden Tabelle (siehe 4.2.2) sind verschiedene Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit aufgeführt. International wird eine Vielzahl von unterschiedlichen Kenngrößen verwendet und einzelne Kenngrößen können im Detail verschiedenartig definiert sein.

Generell gilt, dass die Versorgungszuverlässigkeit an sich nicht direkt quantifiziert werden kann. Die verschiedenen Kenngrößen beschreiben einzelne Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit bzw. der aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen, entsprechend der ihrer Definition zugrunde liegenden Modellierung.

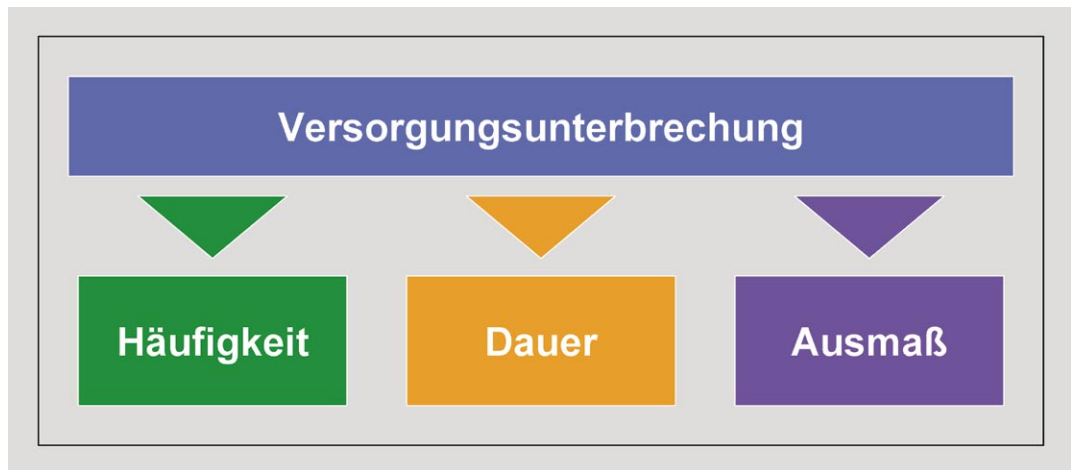


Bild 7 Ausprägungen von Versorgungsunterbrechungen [7]

Basis aller Betrachtungen sind die Häufigkeit, die Dauer und das Ausmaß (z. B. unterbrochene Leistung) von Versorgungsunterbrechungen. Diese Ausprägungen sind unabhängig voneinander und können zu weiteren Kenngrößen aggregiert werden.

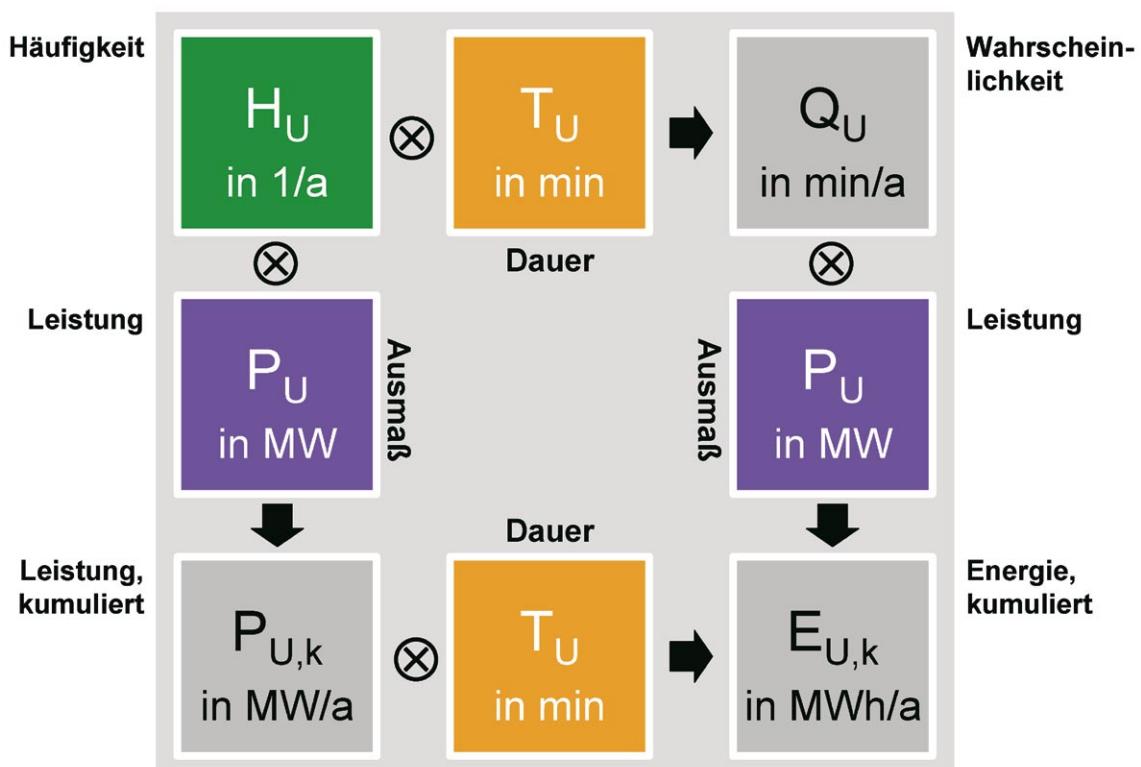


Bild 8 Häufig verwendete Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit [7]

Die statistische Erfassung erfolgt immer über absolute Kenngrößen der einzelnen Ereignisse. Deren Aussagekraft ist eingeschränkt, da kein Bezug zur Größe des betrachteten Systems besteht. Für ein Benchmark sind nur bezogene Kenngrößen geeignet, die die Systemgröße (z. B. Anzahl der versorgten Kunden) berücksichtigen.

Nachfolgend werden die einzelnen Spalten der Tabelle 2 erläutert:

■ **Name/Bezeichnung**

In diesen Spalten werden die Kurzform bzw. das Symbol sowie die übliche Bezeichnung der Kenngrößen angegeben.

■ **Definition**

Hier wird die mathematische Definition der Kenngröße in einer umgangssprachlichen Beschreibung aufgeführt. Die Definition der Kenngrößen bezieht sich dabei immer auf eine zu betrachtende Menge von Versorgungsunterbrechungen. Zur Festlegung dieser Menge sind weitere Definitionen zu beachten, z. B.

- Definition von Versorgungsunterbrechungen bzw. Kundenunterbrechungen (Versorgungsunterbrechung eines Kunden),
- Definition der Endkunden,
- Leistungsbezug, entweder auf installierte Bemessungsscheinleistung oder auf tatsächlich unterbrochene Wirkleistung,
- Definition der zu betrachtenden Versorgungsunterbrechungen (eventuell Ausschluss bestimmter Ereignisse).

■ **Einheit**

Es ist die Einheit der Kenngröße angegeben.

■ **Kategorisierung**

Es wird unterschieden, ob es sich um eine absolute oder um eine bezogene Kenngröße handelt, und ob die Kenngröße aus Kundensicht oder aus Systemsicht definiert ist.

■ **Datenverfügbarkeit**

Die Angaben in dieser Spalte beziehen sich generell auf die Verfügbarkeit der Ausgangsdaten zur Berechnung der Kenngrößen in Deutschland. Maßgeblich ist dabei eine unternehmensübergreifende Verfügbarkeit, die in der Regel durch die VDEW-Störungsstatistik (Berichtsjahre 1994 bis 2003) [8] bzw. durch die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (ab Berichtsjahr 2004) [32] gegeben ist. Diese Aussage bezieht sich nicht auf die eventuelle Verfügbarkeit von Daten bei einzelnen Unternehmen. In der CEER-Studie [35] wurde die Verfügbarkeit von Ausfalldaten in verschiedenen europäischen Ländern erfasst (Tabelle 1). Internationale Daten stehen also – im Rahmen der jeweils gültigen, nicht vereinheitlichten Definitionen – zur Verfügung.

In Deutschland werden derartige Daten seit 2004 im Rahmen der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32] systematisch auf freiwilliger Basis erfasst. Deren Auswertung und Bewertung – unter Berücksichtigung kleinerer Versorgungsunternehmen – ist noch offen.

	Ungeplante Unterbrechungen				Geplante Unterbrechungen Daten zur Trendanalyse
	Daten zur Trendanalyse	Daten zur Siedlungsdichte-Analyse	Daten zur Analyse der Verantwortlichkeit und der Spannungsebenen	Daten für regionale Analysen	
Finnland	•	•	•	○	•
Frankreich	•	•	•	-	•
Großbritannien	•	-	•	•	•
Irland	•	•	•	○	•
Italien	•	•	•	•	•
Niederlande	•	-	○	-	-
Norwegen	•	-	○	•	•
Portugal	○	•	○	•	○
Spanien	○	-	○	•	○
Deutschland (bis 2003)	○	-	○	○	-
Deutschland (ab 2004)	•	-	•	○	•

• verfügbar ○ teilweise verfügbar - nicht verfügbar

Tabelle 1 Verfügbarkeit von Daten zur Versorgungszuverlässigkeit in verschiedenen Ländern [8], [32], [35]

■ Beispiele/Erfahrungswerte

Für Deutschland gibt es keine normativen Festlegungen zu Grenzwerten von Kenngrößen. Die angegebenen Werte sind der internationalen Literatur entnommen und dienen der Veranschaulichung.

■ Kommentar

In dieser Spalte werden erläuternde Anmerkungen, insbesondere im Hinblick auf zu beachtende Details in der Definition der Kenngrößen, aufgeführt.

4.2.2. Übersicht

Name (Allgemeine Anmerkungen))	Bezeichnung	Definition	Einheit	Kategorisierung	Datenverfügbarkeit	Beispiele/Erfahrungswerte	Kommentar
SAIFI (= DISQUAL H _{u,a})	SAIFI: System Average Interruption Frequency Index; Interruption frequency per customer served DISQUAL: Unterbrechungshäufigkeit (Methode A)	(Anzahl aller Kundenunterbrechungen) / (Anzahl aller Kunden)	1/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Bezug auf Deutschland (VDEW-Statistik: 1994-2003 VDN-Statistik: ab 2004)	typischer Wert 1,0	Geltungsbereich DISQUAL: VU ab 3 Minuten Nur NS und MS Geltungsbereich DISQUAL beachten!
SAIDI (= DISQUAL Q _{u,a})	SAIDI: System Average Interruption Duration Index; service unavailability per customer served DISQUAL: Nichtverfügbarkeit (Methode A)	Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen / (Anzahl aller Kunden)	1 bzw. min/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik für NS	typischer Wert 1-1,5 h	Geltungsbereich DISQUAL beachten!
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index; Interruption frequency per customer interrupted	(Anzahl aller Kundenunterbrechungen) / (Anzahl aller betroffenen Kunden)		Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Nicht vorhanden		
CAIDI (= DISQUAL T _{u,a})	CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index; mean duration of a customer interruption DISQUAL: Mittlere Unterbrechungsdauer (Methode A)	(Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen) / (Anzahl aller Kundenunterbrechungen)	h	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik für NS	typischer Wert 1-1,5 h/Unterbrechung	Geltungsbereich DISQUAL beachten!
ASAI	Average System Availability Index	tats. Systemverfügbarkeit / angeforderte Systemverfügbarkeit	1	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Nicht vorhanden		Genauere Definition der Systemverfügbarkeit?
H _u	Unterbrechungshäufigkeit	Anzahl der aufgetretenen VU pro Jahr	1/a	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Systemkenngröße aus VDEW (außer NS) / VDN-Statistik	typische Werte: 0,15-0,33 1/a	
T _u	Unterbrechungsdauer	Mittlere Dauer der VU	h	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Systemkenngröße aus VDEW (HS, H6S) / VDN-Statistik	typische Werte: 1,2-1,5 1/a/ländlich städtisch, 60 min/ländlich	
Q _u	Nichtverfügbarkeit (Unterbrechungswahrscheinlichkeit)	Hu·Tu	1 bzw. min/a	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Systemkenngröße aus VDEW (HS, H6S) / VDN-Statistik	typische Werte: 10-30 min/a städtisch, 30-90 min/a ländlich	
L _u	Unterbrochene Leistung	Kumulierte unterbrochene Leistung pro Jahr	MW/a bzw. MVA/a	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Systemkenngröße aus VDEW (HS, H6S) / VDN-Statistik (nicht NS, MS; S _{max} , HS H6S P _u)		Installierte/tatsächliche Schein-/Wirkleistung
E _u	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie	Kumulierte nicht zeitgerecht gelieferte Energie pro Jahr	MW/hra bzw. MVA/hra	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Systemkenngröße aus VDEW (HS, H6S) / VDN-Statistik (nicht NS, MS; S _{max} , HS H6S P _u)	typischer Wert: 0,5 MW/hra städtisch	Installierte/tatsächliche Schein-/Wirkleistung
K _u	Unterbrechungskosten	Kumulierte Unterbrechungskosten pro Jahr	€/a	Kunden- und Systemkenngröße Absolute Kenngrößen	Nicht vorhanden		Monetäre Bewertungsfaktoren problematisch
DISQUAL H _{u,b} (= ASIFI)	Unterbrechungshäufigkeit (Methode B)	(Summe unterbrochene Bemessungsscheinleistung) / (installierte Bemessungsscheinleistung)	1/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik für MS		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
DISQUAL Q _{u,b} (=ASIDI)	Nichtverfügbarkeit (Methode B)	(Summe unterbrochene MW/Minuten) / (installierte Bemessungsscheinleistung)	1 bzw. min/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik für MS		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
DISQUAL T _{u,b}	Mittlere Unterbrechungsdauer (Methode B)	(Summe unterbrochene MW/Minuten) / (Summe unterbrochene Bemessungsscheinleistung)	h	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik für MS		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
DISQUAL H _{u,c}	Unterbrechungshäufigkeit (Methode C)	(Summe unterbrochene Stationen / Anzahl Stationen)	1/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Nicht vorhanden		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
DISQUAL Q _{u,c}	Nichtverfügbarkeit (Methode C)	(Summe unterbrochene StationsMinuten) / (Anzahl Stationen)	1 bzw. min/a	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Nicht vorhanden		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
DISQUAL T _{u,c}	Mittlere Unterbrechungsdauer (Methode C)	(Summe unterbrochene StationsMinuten) / (Summe unterbrochene Stationen)	h	Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	Nicht vorhanden		Geltungsbereich DISQUAL beachten!
ENS = E _u	Energy Not Supplied	Summe Nicht zeitg. gel. Energie aller Kundenunterbrechungen	MW/a bzw. MVA/a	Systemkenngröße Absolute Kenngröße	VDEW-Statistik ab 110 kV VDN-Statistik (nicht NS, MS; S _{max} , HS H6S P _u)		Installierte/tatsächliche Schein-/Wirkleistung
CML = Q _u	Customer Minutes Lost	Summe Dauern aller Kundenunterbrechungen	min/a	Systemkenngröße Absolute Kenngröße	VDN-Statistik für NS		
"DISQUAL-ähnliche Kenngrößen"		Berechnung wie bei DISQUAL, aber z.B. alle VU ab 1 Minute oder ab 1 Sekunde, oder Bezug auf MW statt MVA in Methode B		Systemkenngröße aus Kundensicht Bezogene Kenngrößen	VDN-Statistik (VU ab 1s, Methode A für NS, Methode B für MS)		Vielzahl an Kenngrößen möglich
h _u (und weitere Kenngrößen)		Unterbrechungshäufigkeit bezogen z.B. auf Stromkreislänge, Stationszahl, ...		Systemkenngröße Bezogene Kenngröße	VDEW-Statistik / VDN-Statistik (teilweise)		Vielzahl an Kenngrößen möglich

Tabelle 2 Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit

4.2.3. Differenzierung

Die allgemeinen, undifferenzierten Kenngrößen stellen eine Beschreibung des Zuverlässigkeitsniveaus dar, erlauben aber kaum Rückschlüsse auf Einzelheiten und besondere Aspekte des verursachenden Störungsgeschehens. Die Gesamtmenge der Versorgungsunterbrechungen, die der Berechnung der Kenngrößen zugrunde liegt, kann – je nach Datenverfügbarkeit – nach unterschiedlichen Kriterien in Teilmengen differenziert werden. Für die explizite Betrachtung einzelner Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit sind entsprechend differenzierte Kenngrößen erforderlich.

Typische Differenzierungen sind z. B.

- Störungsanlass der Versorgungsunterbrechung/Verantwortlichkeit.
 - Netzbetreiber – deterministisch (geplant, z. B. Reparaturen, Instandhaltung usw.).
 - Netzbetreiber – stochastisch (ungeplant, z. B. technische Fehler durch Alterung, Verschleiß, Materialfehler, Montagefehler, falsche Auslegung, Überbeanspruchung, Fehlhandlung eigenes und fremdes Personal [36]).
 - Fremde Einwirkung (z. B. Bagger bei Kabel, Fahrzeuge bei Freileitungsmasten).
 - Atmosphärische Einwirkung (z. B. Blitz, Sturm, Eis, Wasser).
 - Höhere Gewalt (Einzelereignisse, z. B. Naturkatastrophe, Sabotage).
 - Rückwirkungen.
- Spannungsebene und Fehlerort.
- Fehlerart.
- Geographische Kriterien.
- Netzstrukturmerkmale.

4.2.4. Erfassung

Grundsätzlich können Kenngrößen aus zwei Quellen ermittelt werden [7]:

- Aus der Beobachtung der vergangenen Systembetriebs-Erfassung von Versorgungsunterbrechungen in einer Statistik.
- Aus der Prognose der zukünftigen Netzbetriebs-Zuverlässigkeitsberechnung mit Netzberechnungsprogrammen.

Eine systemweite Statistik der Versorgungszuverlässigkeit ist nur möglich, wenn unternehmensübergreifend eine geeignete Datenerfassung durchgeführt wird. Die Erfassung sollte dabei möglichst vollständig sein – wenigstens repräsentativ durch einen ausreichenden Erfassungsgrad in Bezug auf die gesamte Stromkreislänge – und muss unbedingt nach einem einheitlichen Erfassungsschema erfolgen. Bei der Ausgestaltung der Erfassung ist besonderes Augenmerk auf das Aufwand-Nutzen-Verhältnis zu richten.

Wie bei jeder umfangreichen Statistik ist zu beachten, dass in Einzelfällen Daten nur geschätzt werden können. Unter der Voraussetzung, dass Schätz-

werte sorgfältig ermittelt werden, stellt dies bei einem ausreichenden Erfassungsgrad der Statistik jedoch keine große Beeinträchtigung der Datenqualität der Statistik dar.

In Deutschland stellt die VDEW-Störungsstatistik (Berichtsjahre 1994 bis 2003) [8] bzw. die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (ab Berichtsjahr 2004) [32] eine qualitativ hochwertige Datenbasis dar:

Bisherige Auswertemöglichkeiten der VDEW-Störungsstatistik [37]:

- Nur eingeschränkte Aussagen (Anzahl der Störungen) zu Nichtverfügbarkeit und Versorgungsunterbrechungsdauer im Mittelspannungsnetz.
- Keine Aussagen zu Versorgungsunterbrechungen im Niederspannungsnetz.
- Keine Aussagen zu geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung.
- Ebenso sind keine Aussagen zu den kundenbezogenen Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit, Nichtverfügbarkeit Q_u und Unterbrechungsdauer T_u möglich.
- Eine mögliche Auswertung sind Störungen mit Versorgungsunterbrechung je 100 km Stromkreislänge, z. B. nach Störungsanlässen oder Fehlerorten:

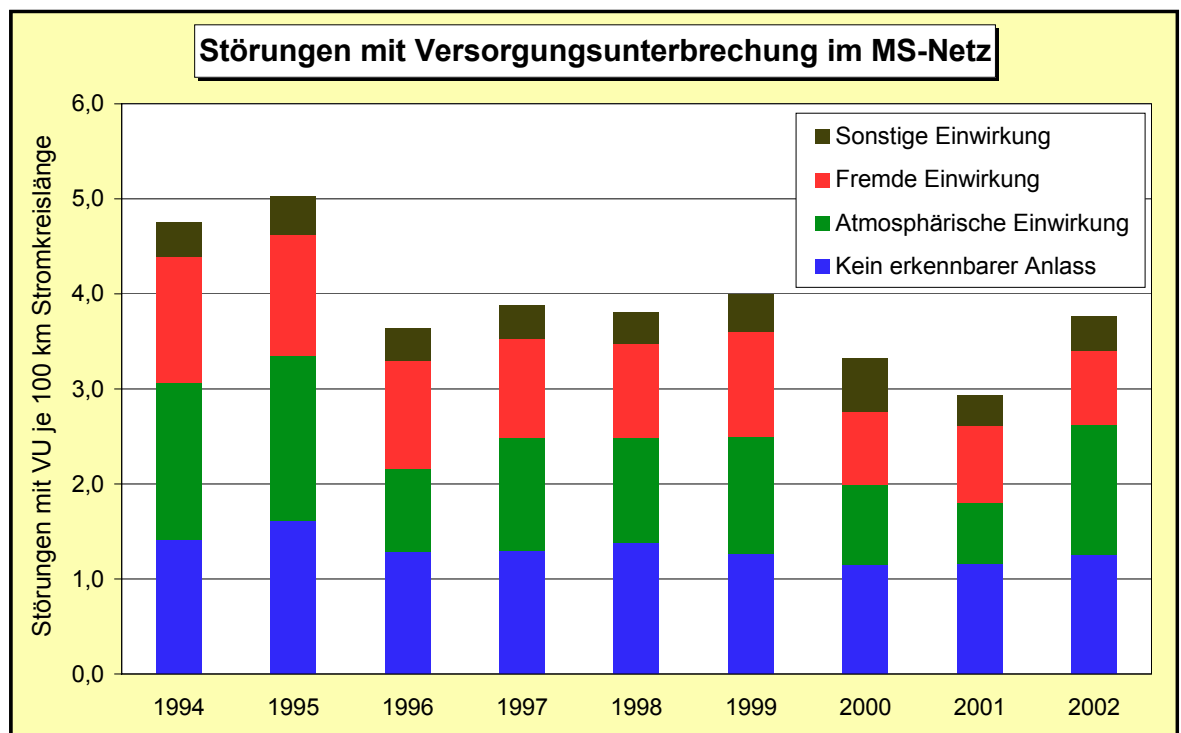


Bild 9 Bisherige Auswertemöglichkeiten VDEW-Störungsstatistik [8], [37]

Mit der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik sind im Herbst 2005 erstmalig Auswertungen zu Q_u , H_u und T_u verfügbar, wobei für belastbare Aussagen ein mehrjähriges Monitoring erforderlich ist [37]. Hinsichtlich dieser Kenngrößen sind Bandbreiten über alle Netzbetreiber (strukturbedingt) und

Streubreiten beim einzelnen Netzbetreiber über die Erfassungsjahre (stochastikbedingt) zu erwarten. Da Störungen mit Versorgungsunterbrechungen grundsätzlich seltene Ereignisse sind, ist die Erhebung von Zuverlässigkeitskennwerten – auch abhängig von der Netzgröße – mit teilweise erheblichen statistischen Unsicherheiten behaftet. Nur die freiwillige Teilnahme möglichst vieler Verteilungsnetzbetreiber an der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik sichert repräsentative Ergebnisse. Mit der VDEW-Störungsstatistik wurden im Berichtungsjahr 2002 ca. 40% der Mittelspannungs-Stromkreislängen der öffentlichen Versorgung erfasst.

In Bild 10 bis Bild 13 sind Ergebnisse der zweiten CEER-Studie [35], [38] zur Nichtverfügbarkeit (ungeplant/geplant), sowie Differenzierungen der Nichtverfügbarkeit in Bezug auf die Anlässe und die Siedlungsdichte sowie die zeitliche Entwicklung der Nichtverfügbarkeit für verschiedene europäische Länder dargestellt. Der direkte Vergleich zwischen den einzelnen Ländern ist aufgrund der im Detail unterschiedlichen Definitionen der betrachteten Kenngrößen mit Vorsicht zu interpretieren. Unterschiede ergeben sich insbesondere aus den unterschiedlichen Erfassungsgraden und der nicht oder nur teilweise durchgeführten Erfassung von geplanten Unterbrechungen in einigen Ländern, aus der Definition von Versorgungsunterbrechungen (Unterbrechungen ab einer Dauer von einer Sekunde, einer Minute oder drei Minuten), der betrachteten Spannungsebenen oder dem Herausrechnen individueller Großstörungen (z. B. „Jahrhundertstürme, -hochwasser“)¹.

Zusätzlich sind die Gruppierungen der Störungsanlässe oder auch die Definition verschiedener Klassen zur Siedlungsdichte nicht einheitlich.

¹ Störungsstatistik Österreich 2002 [38]:

Hier wurde die Kenngröße SAIDI – System Average Interruption Duration Index (geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen) > 1 kV bis 36 kV ohne und mit Berücksichtigung von Hochwasser ermittelt. Einige Netzbetreiber hatten bedingt durch höhere Gewalt (Hochwasser) hohe Unterbrechungsdauern. Der resultierende SAIDI-Wert (Nichtverfügbarkeit) über alle Netzbetreiber in Österreich lag bei 93,19 min/a gegenüber 42,63 min/a, wenn Versorgungsunterbrechungen durch Hochwasser unberücksichtigt blieben. Wenn Kenngrößen (Nichtverfügbarkeit) zahlenmäßig festgelegt werden sollen, ist daher eine Analyse über einen größeren Zeitraum erforderlich, um eine realistische Basis zugrunde legen zu können.

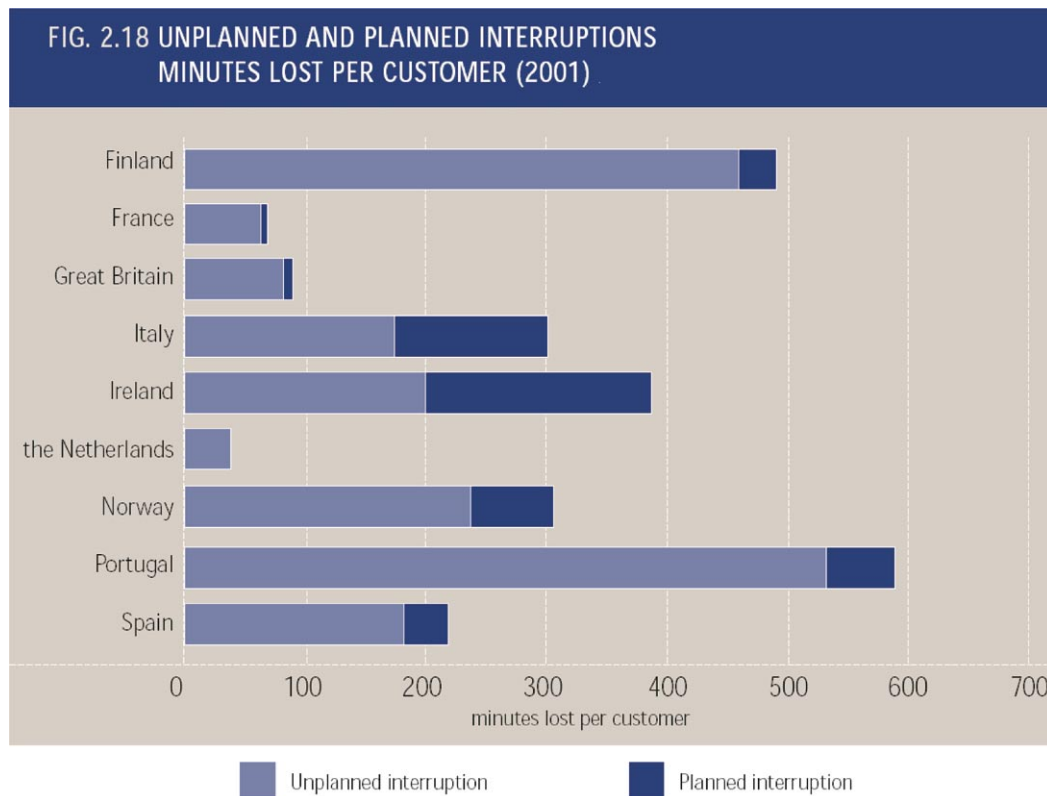


Bild 10 Ungeplante und geplante Nichtverfügbarkeit [35]

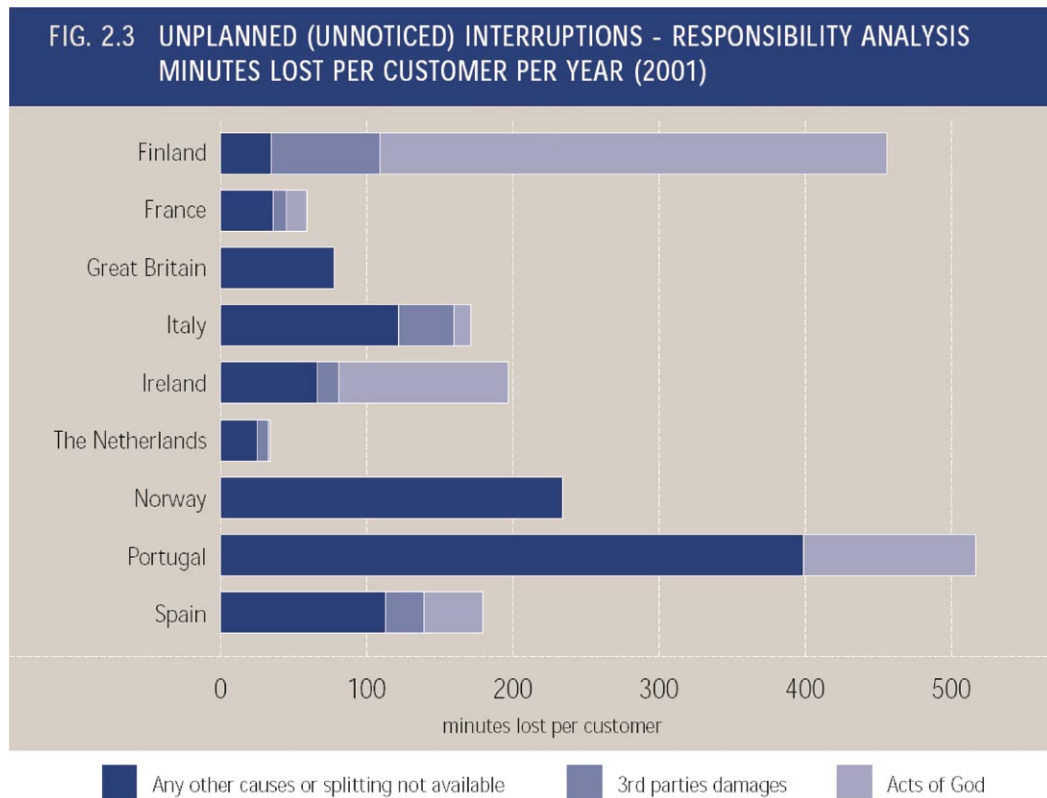


Bild 11 Nichtverfügbarkeit differenziert nach Störungsanlässen [35]

Wenn man in Bild 11 z. B. Finnland und Portugal vergleicht, ergeben sich sehr unterschiedliche Störungsursachen, die auch von den geografischen Verhältnissen beeinflusst werden.

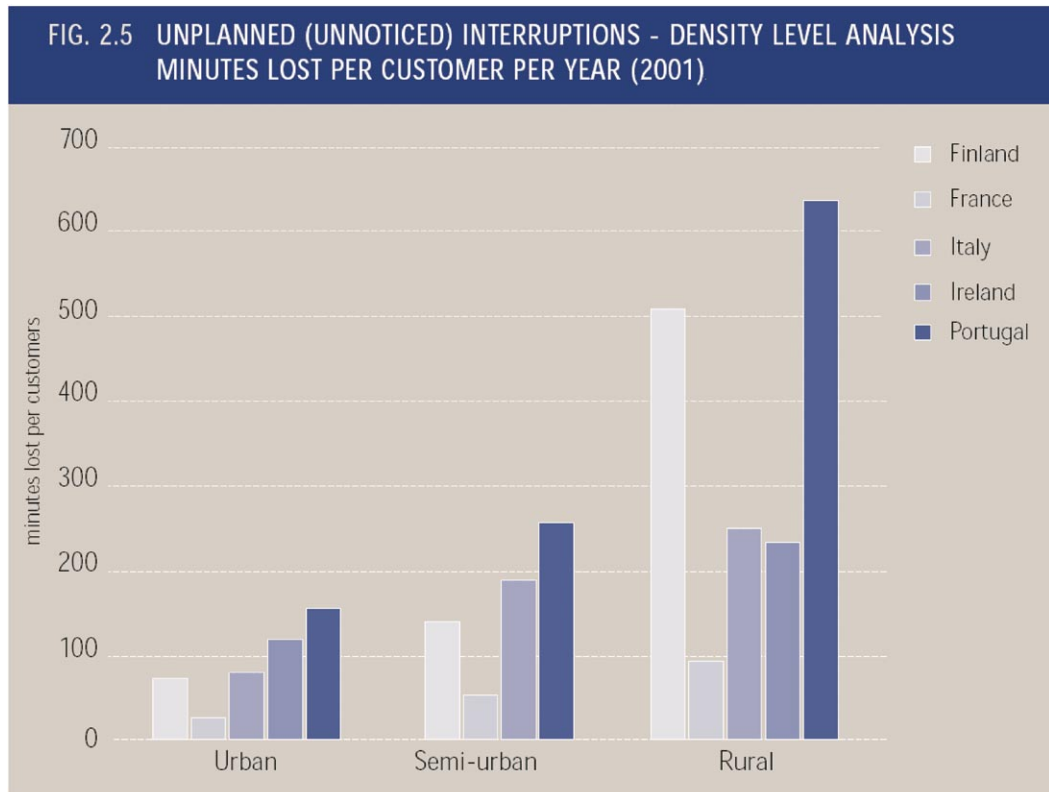


Bild 12 Nichtverfügbarkeit differenziert nach Siedlungsdichte [35]

In Bild 12 zeigt sich, dass die Nichtverfügbarkeit in dünnbesiedelten Gebieten deutlich höher liegt. (Anmerkung: Eine Unterscheidung nach Siedlungsdichten ist auch in der neuen VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32] in Deutschland NICHT vorgesehen, da zu einer geeigneten Klassifizierung vorab entsprechende Untersuchungen erforderlich sind, um den Aufwand zu beschränken. Dies bestätigen auch die inhomogenen Ansätze im europäischen Ausland.)

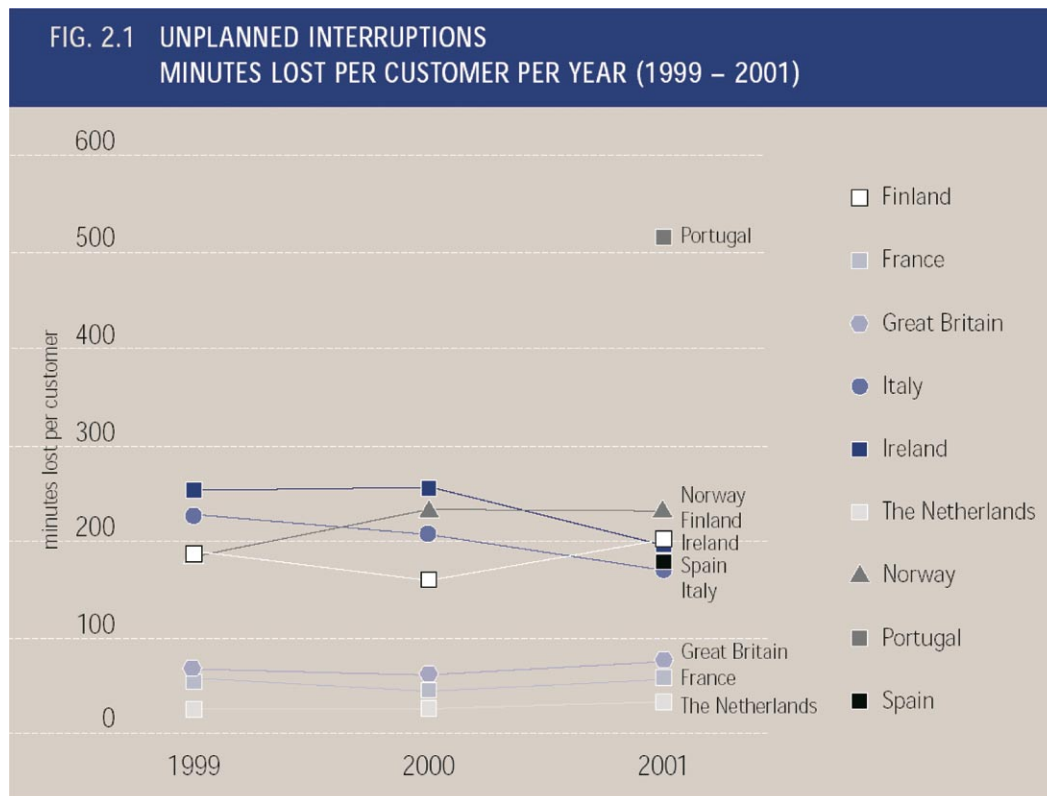


Bild 13 Zeitliche Entwicklung der Nichtverfügbarkeit [35]

Zusammenfassend zeigt die CEER-Studie [35], [38] dass – abhängig von der Struktur und der Versorgungsaufgabe – in den europäischen Ländern sehr unterschiedliche Definitionen angewendet werden und international eine inhomogene Datenbasis vorliegt. Ein aussagefähiges Benchmarking der Versorgungszuverlässigkeit auf europäischer Ebene setzt vergleichbare Erfassungsgrade und Definitionen voraus.

4.3. Wirkungszusammenhänge

Ein Netzbetreiber kann das Auftreten von Störungen nicht generell vermeiden.

Zuverlässigkeitsrelevante Einflüsse auf das Energieversorgungssystem wirken sich im Allgemeinen unterschiedlich auf die Häufigkeit, auf die Dauer und auf das Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen aus. Insbesondere variieren die Einflussmöglichkeiten der Netzbetreiber auf diese unterschiedlichen Ausprägungen von Versorgungsunterbrechungen stark und begrenzen somit ihre Verantwortlichkeit.

Einschränkungen ergeben sich z. B. durch:

- Technische Restriktionen.
- Wirtschaftliche Zumutbarkeit/Berücksichtigung historischer und struktureller Gegebenheiten.

- Rechtlichen Rahmen (z. B. Energie-/Umweltpolitik, EnWG, KWKG, EEG).
- Verordnungen (Baurecht, Genehmigungsverfahren ...).
- Sozio-ökologisches Umfeld/Gesellschaftliche Akzeptanz.

Wie in Abschnitt 4.2.3 ausgeführt, lassen nur differenzierte Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit Rückschlüsse auf Störungsursachen und Einflussmöglichkeiten zu.

Interne Störungsursachen (die Anlage selbst ist die Störungsursache) sind vom Netzbetreiber beeinflussbar durch

- anforderungsgerechte Netz-/Anlagenauslegung und
- anforderungsgerechte Instandhaltung.

Externe Störgrößen (die Umgebung ist die Störungsursache) sind vom Netzbetreiber mittelbar beeinflussbar nur durch anforderungsgerechte Entstörung/Wiederversorgung [36], bzw. zum Teil durch eine Verkabelung von Freileitungen.

Ebenso hat er keinen Einfluss auf die ihm gestellte Versorgungsaufgabe (z. B. Verteilung der Anschlusspunkte), auf die Topographie oder das Klima in seinem Versorgungsgebiet und ähnliche Faktoren (s. 4.2.3).

Durch entsprechende Maßnahmen hat ein Netzbetreiber Einfluss auf die Auswirkung von Störungen, und somit auch auf die Häufigkeit, auf die Dauer und auf das Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen beim Endkunden. Die Auswirkungen sind dabei unabhängig und im Allgemeinen unterschiedlich; konkret sind sie individuell von der Netzsituation abhängig.

Die Maßnahmen zur Einflussnahme des Netzbetreibers auf die Versorgungszuverlässigkeit lassen sich in die folgenden Bereiche einteilen:

- Änderung der Auslegung und Struktur der Netze: Maßnahmen aus diesem Bereich haben mittleren bis starken Einfluss auf alle Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit. Sie können die Versorgungszuverlässigkeit in der Regel nur langfristig beeinflussen – wenn z. B. Ersatz/Erneuerung ansteht – und ergeben keinen kurzfristigen Kosteneinfluss [36].
- Änderung der Betriebsführungskonzepte: Beschleunigung/Verlangsamung der Entstörungsprozesse z. B. haben einen starken Einfluss auf die Unterbrechungsdauer T_U . Solche Maßnahmen sind schnell umsetzbar und haben eine kurzfristige Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit. Ebenso ergibt sich ein kurzfristiger Kosteneinfluss.
- Änderung der Instandhaltung (vorbeugend/zustandsorientiert/ereignisorientiert): Eine Reduzierung der Instandhaltung und damit eine Minimierung der Aufwendungen im Netz haben einen mittleren bis starken Einfluss auf die Unterbrechungshäufigkeit H_U . Diese Maßnahme ist schnell umsetzbar und hat einen kurzfristigen Kosteneinfluss.

Die Versorgungszuverlässigkeit insgesamt hängt aber vom Zusammenspiel von Netzstruktur, Betriebsführungskonzept und Instandhaltung (bzw. Anlagenzustand) ab. Maßnahmen aus einzelnen Bereichen können daher die Versorgungszuverlässigkeit nicht beliebig beeinflussen, sondern nur innerhalb von – oft engen – Grenzen, die durch das System und die Rahmenbedingungen vorgegeben sind.

Eine individuelle Anpassung von Netzstruktur, Betriebsführungskonzept und Instandhaltung an die gegebenen, nicht beeinflussbaren Rahmenbedingungen (Versorgungsaufgabe, klima- oder topologiespezifische Beanspruchungen usw.) ist grundsätzlich möglich. In der Praxis werden aber aus Gründen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und Standardisierungsbestrebungen im einzelnen Versorgungsgebiet für die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben vorwiegend ähnliche Konzepte angewendet; für Versorgungsgebiete unterschiedlicher Struktur (städtisch, ländlich) sind diese jedoch unterschiedlich. Soweit ergeben sich zwangsläufig unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus in verschiedenen Versorgungsgebieten.

Sowohl die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben als auch eine individuelle Anpassung von Netzstruktur, Betriebsführungskonzept und Instandhaltung führen aber zu unterschiedlich hohen Kosten. Grundsätzlich gilt: je höher das angestrebte Zuverlässigkeitsniveau ist, desto höher sind auch die damit verbundenen Kosten.

Unabdingbar ist daher die Beschreibung einer angemessenen, d. h. an den Bedürfnissen von Netz und Kunden orientierten Versorgungszuverlässigkeit, denn nur damit existiert ein Maßstab für zukünftiges Handeln aller Beteiligten in der elektrischen Energieversorger (Netzbetreiber, Kunden, Regulator, ...).

4.4. Kundenanforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit

Im Folgenden werden Anforderungen verschiedener Kundengruppen an die Versorgungszuverlässigkeit betrachtet. Hiervon unterscheiden sich die in der Regel niedrigeren Anforderungen von Privat- und kleinen Gewerbekunden.

Grundsätzlich verbindet der Stromkunde mit Versorgungszuverlässigkeit an seiner Schnittstelle zum Energielieferanten die einfache Forderung, für seine konkreten innerbetrieblichen Anforderungen und Prozesse die Versorgungsspannung unterbrechungsfrei und in einer bestimmten Qualität bereitgestellt zu bekommen, um somit die notwendige elektrische Leistung aus dem Versorgungsnetz zu beziehen. Dass der einfache Fehler im vorgelagerten Netz beherrscht wird und der Energieversorger alle Handlungen unternimmt, seinen Versorgungsauftrag gegenüber dem Kunden zu erfüllen, ist für ihn (den Kunden) selbstverständlich. Spätestens seit dem großflächigen Black-

out in den USA und den Blackouts in Europa im Jahr 2003 ([3], [28]) sind die Stromkunden verstärkt sensibilisiert und widmen dem Thema Energieversorgung wieder die notwendige Aufmerksamkeit.

Als Status quo muss zukünftig Ziel im Netzanschlussvertrag sein, differenzierte Merkmale einer Versorgungsspannung, wie beispielsweise eine noch akzeptable Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, festzuschreiben, respektive Spannungseinbrüche, Spannungstransienten etc., die der Kundenprozess und/oder das Kundenprodukt noch toleriert. Das heißt, dass der jeweilige Kundenprozess, das Kundenprodukt und der Arbeits- und Gesundheitsschutz die Zuverlässigkeitsforderungen der Energieversorgung bestimmen und nicht die territorialen Gegebenheiten der Versorgungszuverlässigkeit Maßstab zur Gestaltung der Kundenprozesse, der Kundenprodukte, des kundenspezifischen Arbeits- und Gesundheitsschutzes sein können. Dass dabei die Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit von Kunde zu Kunde verschieden sein können und eine Forderung nach hoher Versorgungszuverlässigkeit entsprechende Netzmaßnahmen mit entsprechendem finanziellen Aufwand nach sich ziehen, liegt auf der Hand. Grundsätzlich gilt auch hier: Hohe Versorgungszuverlässigkeit bedingt hohe Kosten. Entsprechend den tatsächlichen Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit werden sich verschiedene tariflich zu bewertende Qualitätsstufen herausbilden. Im Gespräch zwischen Kunde und Netzbetreiber ist abzustimmen, ob im Versorgungsnetz und/oder im Kundennetz die erforderlichen Maßnahmen technischer und organisatorischer Natur zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit umgesetzt werden.

Offen in diesem Zusammenhang ist nach wie vor die Frage der juristischen Haftung des Energieversorgers (z. B. Produktionsausfall, entgangener Gewinn) bei Nichtgewährleistung der vereinbarten Versorgungszuverlässigkeit gegenüber dem Kunden.

Im Zuge eines Risiko- und Bereitstellungsmanagements können Unternehmen heute recht gut kalkulieren, welcher wirtschaftliche Schaden durch eine Versorgungsunterbrechung bestimmter Länge auftritt. Davon abhängig entscheidet das Unternehmen, ob und in welchem Rahmen interne Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit realisiert werden.

Im Zuge des erwähnten Risiko- und Bereitstellungsmanagements ist zu beobachten, dass die Unternehmen die Frage der Versorgungszuverlässigkeit immer stärker mit Kriterien zur Bewertung der elektrischen Energie bzw. mit der Frage verkoppeln, „Inwieweit nehmen Spannungskriterien Einfluss auf meine Prozesse bzw. auf die Qualität meiner produzierten Güter?“. Damit ist ein fließender Übergang von Versorgungszuverlässigkeit zur Spannungsqualität gegeben. Zahlreiche Unternehmen schätzen heute wirtschaftliche Schäden, verursacht durch nicht konforme Spannungsqualität, deutlich signifikanter ein als Schäden, die durch (intern oder extern) beherrschbare und/oder prognostizierbare Versorgungsunterbrechungen auftreten.

Tatsache ist, dass sowohl die Frage der Versorgungszuverlässigkeit als auch die damit eng verbundene Frage der Spannungsqualität ein entscheidender Standortfaktor und damit ein Baustein in der Sicherung des Produktionsstandortes Deutschland ist.

Als ein Beispiel der industriellen Stromversorgung sei die eines Chemieparkes genannt [39], [40]: Dort bestehen konzentrierte Flächenlasten von bis zu 100 MW/km². Bezogen auf den Prozess der industriellen Stromversorgung eines Chemieparkbetreibers ist die vereinbarte (vertragliche) Kundenerwartung (Kunde = Produktionsbetrieb am Chemiepark) die sichere, zuverlässige und kostengünstige Versorgung seines Produktionsprozesses mit elektrischer Energie, damit er sorgenfrei produzieren kann.

An dieser Definition wird deutlich, dass ein Industrienetzbetreiber ein sehr breites Spektrum an unterschiedlichsten Qualitätsanforderungen seiner Kunden erfüllen muss. Jeder Produktionsprozess unterscheidet sich von dem anderen und hat spezielle Anforderungen an Sicherheit (Ex-Bereiche, Notbeleuchtung, Umgang mit gefährlichen Stoffen) und Zuverlässigkeit (Verfügbarkeit, Redundanz) der Stromversorgung. An einem Chemiestandort befinden sich „High-Quality“-Kunden und „Netzverschmutzer“ in unmittelbarer Nähe. So erwachsen in Chemiestandorten aus dem hohen Anteil motorischer Lasten mit ausgeprägter Lastdynamik besondere Ansprüche hinsichtlich Blindleistungshaushalt und Netzstabilität. Hohe Kurzschlussleistungen müssen sicher geführt werden. Eine zunehmende Automatisierung führt zu besonderen Ansprüchen hinsichtlich der Spannungsqualität. Aus dem zunehmenden Einsatz nichtlinearer Verbraucher im chemischen Produktionsprozess (drehzahlgesteuerte Antriebe, Gleichrichter) resultieren hohe Oberschwingungsanteile, kurzzeitige Spannungseinbrüche können empfindliche Produktionsprozesse beeinträchtigen. Der Netzbetreiber steht vor einer anspruchsvollen Aufgabe hinsichtlich der Definition und Einhaltung von Spannungsqualitätsgarantien. Vorgaben für Oberschwingungsanteile von anzuschließenden Verbrauchern sowie Netztrennungsmaßnahmen sind notwendige Maßnahmen, die gemeinsam mit den Kunden erarbeitet und abgestimmt werden müssen, d. h. die Versorgungsqualität muss abgestimmt sein auf den zu versorgenden Prozess. Großkunden kennen ihre Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit und können individuell auf den Prozess zugeschnittene Maßnahmen ergreifen. So scheint die Bedeutung der Inselfähigkeit (Erzeugungseinheiten, Schnellentkopplung vom Netz der öffentlichen Versorgung) in der chemischen Industrie an Bedeutung zu gewinnen – in Anbetracht der Veränderungen in der europäischen Stromversorgung (Stromhandel, erneuerbare Energien, Blackouts). Es ist die Herausforderung für den Industrienetzbetreiber, diese unterschiedlichsten Qualitätsanforderung seiner Kunden zu bedienen. So unterschiedlich die Erwartungen an die Versorgungsqualität der Kunden sind, so unterschiedlich ist auch die Bereitschaft für den „Qualitätsstrom“ zu bezahlen. Kunden mit geringen Qualitätsansprüchen (Unempfindlichkeit gegen Versorgungsunterbrechungen, Toleranz hinsichtlich der reinen Sinus-Form des Stromes, etc.) sehen in dem Produkt Strom das reine Commodity, welches am Großhandelsplatz eingekauft wird

und möglichst günstig vor Ort transportiert werden soll. Kunden mit höchsten Qualitätsanforderungen (jeder Ausfall der Versorgung stört oder gefährdet Produktionsprozess mit hohen Folgekosten oder auch Gefahren für Mensch und Leben) sind bereit, einen angemessenen Preis für das sorgenfreie Produzieren zu zahlen.

So wird deutlich: Versorgungsqualität eines industriellen Stromversorgers ist kein Selbstzweck, sondern richtet sich nach den individuellen Anforderungen seiner Kunden. Das Motto kann nicht allein „so zuverlässig (oder qualitativ hochwertig) wie möglich“, sondern muss vor allem „so angemessen wie nötig“ heißen. Nur Qualität und Preis der Versorgung gemeinsam erfüllen die Kundenerwartung.

Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen bei der Deutschen Bahn [41], [42]: Das 110-kV-Bahnstromleitungsnetz der DB Energie (Bild 14) bildet bundesweit und mit Österreich verbunden eine Netzgruppe. Es versorgt die Umspannwerke (Unterwerke), die ihrerseits 15 kV in die Oberleitung einspeisen. Auch diese besteht aus einer einzigen Netzgruppe. Das 110-kV-Bahnstromleitungsnetz wird gespeist von Bahnstromkraftwerken sowie zentralen Umformern und Umrichtern, die vom öffentlichen 50-Hz-Netz versorgt werden. Ergänzend speisen dezentrale Umformer und Umrichter aus dem 50-Hz-Netz direkt in die 15-kV-Oberleitung. Nachfolgend einige Ausfallvarianten der 50-Hz-Einspeisung der Umformer und Umrichter und deren Folgen:

- Bei einem bundesweiten Ausfall des öffentlichen (50 Hz) Netzes steht die Bahn, trotz eigenem 110 kV/16,7-Hz-Netz, eigenen Kraftwerken und dem Energieverbund mit anderen Bahnunternehmen in europäischen Nachbarländern.
- Der regionale Ausfall der 50-Hz-Versorgung hat folgende Konsequenzen:
 - In Gebieten mit dezentraler Versorgung direkt in die Oberleitung steht die Bahn in den Einspeisebezirken, deren versorgende Umrichter oder Umformer nicht mehr über das öffentliche 50-Hz-Netz versorgt werden.
 - In Gebieten mit zentraler Versorgung über das 110-kV-Netz und Unterwerke können durchaus einige versorgende Umrichter oder Umformer 50-Hz-los werden. Die Bahn fährt trotzdem und holt die erforderliche Regelleistung über das 110-kV-Netz von entfernteren Umrichtern oder Umformern.

Der Ausfall der 50-Hz-Versorgung hätte auch für die Strecken-Infrastruktur kaum Bedeutung, unter der Voraussetzung, dass Stellwerke, Schranken, Bahnhöfe mit USV bzw. Netzersatzanlagen ausgerüstet sind.

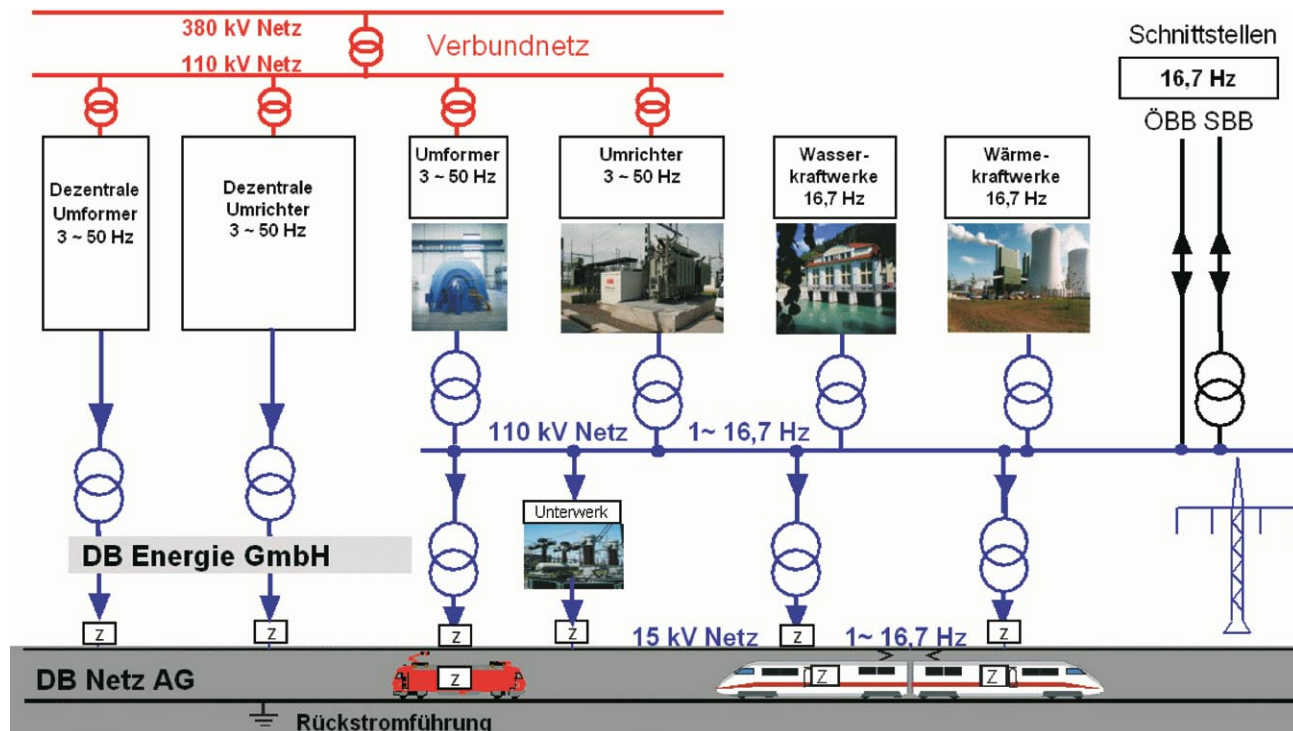


Bild 14 Prozess der Traktionsstromversorgung [41], [42]

Ein Bahnstromkraftwerksausfall wegen Wegbleibens des 50-Hz-Eigenbedarfs hätte keine unmittelbaren Folgen für die Bahn.

Spannungsschwankungen sind weniger kritisch.

Die Antwort auf die Frage: „Was ist eine angemessene Versorgungszuverlässigkeit?“ lautet für die Bahn: „Pünktlich sein und keine Verspätungen aus Stromversorgungsgründen!“

Die von medizinischen Einrichtungen benötigte Versorgungszuverlässigkeit muss in den Einrichtungen vorgehalten werden [43]. Medizinische Einrichtungen müssen mindestens eine Sicherheitsstromquelle mit einem eigenen Verteilungsnetz installieren (Feuer, Leben). Die Anlagen müssen bestimmte Anforderungen, z. B. bzgl. Kapazität und Betriebsdauer erfüllen. Die Anlagen werden regelmäßig erprobt und geprüft. An den Übergabestellen zum öffentlichen Netz werden die Übergabeparameter messtechnisch erfasst.

4.5. Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit

Es ist allgemein bekannt und offensichtlich, dass in einem elektrischen Energieversorgungsnetz ein enger Zusammenhang zwischen den Kosten und dem Zuverlässigkeitsniveau bzw. der Versorgungsqualität allgemein besteht. In der Diskussion um die Kosten der elektrischen Energieversorgung ist es daher unbedingt erforderlich, auch Qualitätsaspekte mit zu berücksichtigen.

Die beschriebenen Wirkungszusammenhänge im Themenbereich der Versorgungszuverlässigkeit (Kap. 4.3) sowie insbesondere die vielfältigen Wechselwirkungen mit den Kosten können bisher allerdings quantitativ nicht umfassend beschrieben werden [44], auch wenn die qualitativen Zusammenhänge in der Fachwelt allgemein akzeptiert sind.

Für die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit müssen verschiedene Planungsvarianten der elektrischen Netze in Bezug auf die zu erwartende Zuverlässigkeit bewertet werden können. Hier ermöglicht die Anwendung der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse in Kombination mit quantitativen Abschätzungen der Wirkungszusammenhänge detaillierte Analysen.

So zeigte z. B. eine Untersuchung [45], dass eine Netzvariante, in der der Einfluss der Kombination von höherem Alter und höherer Auslastung der Anlagen, verminderter Instandhaltung und von Personalabbau abgeschätzt wurde, eine im Vergleich zur aktuellen Grundvariante deutlich erhöhte Nichtverfügbarkeit aufweist (Bild 15):

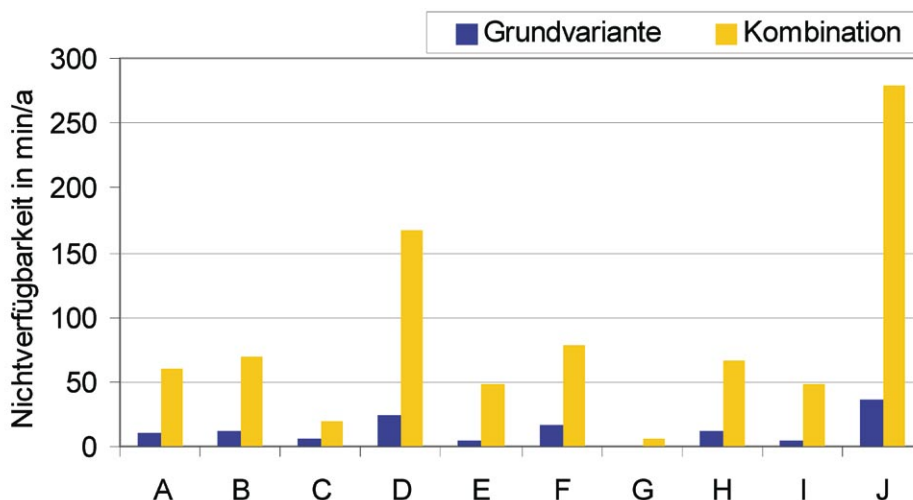


Bild 15 Nichtverfügbarkeit eines exemplarischen Hochspannungsnetzes (HS/MS-Netzstationen A-J) in der aktuellen Grundvariante und in einer Variante mit erhöhtem Anlagenalter und -auslastung, verminderter Instandhaltung und Personalabbau [45]

Laut einer Umfrage des VKU würde sich eine Vernachlässigung der Netze im Zeitraum von fünf bis zehn Jahren auf die Versorgungsqualität auswirken [46]. Andere erste Untersuchungsergebnisse ([47], [48]) zur Bewertung von Kosten und Zuverlässigkeit zeigen u.a.:

- Die Lastdichte eines Verteilungsnetzes beeinflusst im Wesentlichen die Unterbrechungshäufigkeit.
- Bei gleichen Mehrkosten wird durch zusätzliche Fernwirktechnik eine höhere Verfügbarkeit erreicht als durch aufwändigere Netzstrukturen. Allerdings beeinflusst die Fernwirktechnik nur die Unterbrechungsdauer, während sich die Netzstruktur auch auf die Unterbrechungshäufigkeit auswirkt.
- Der Zusammenhang zwischen Kosten und Zuverlässigkeit ist nicht linear und komplex.
- Das Kosten/Nutzen-Verhältnis für Maßnahmen in Gebieten geringer Lastdichte ist besser.

Wie schon in Kap. 4.3 angesprochen, ist die Klärung der Frage, was eine „angemessene Versorgungszuverlässigkeit“ ist, von besonderer Bedeutung.

Gemäß Kap. 4.2.4 existiert auch international bisher keine detaillierte Definition einer angemessenen Versorgungszuverlässigkeit. Es existieren lediglich verschiedene Vorgaben einiger Regulatoren, die quantitativ die Grenze zu dem Bereich der Versorgungszuverlässigkeit ziehen, der nicht mehr angemessen und daher nach Möglichkeit durch die Versorgungsunternehmen auszuschließen oder durch den Regulator zu pönalisieren ist (z. B. Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer über 18 h in Großbritannien [49]). Darüber hinaus existieren einige Selbstverpflichtungen von Netzbetreibern, die als Anhaltswerte dienen können (vgl. Smaragd-Vertrag der EdF [50]).

Ansätze, ein volkswirtschaftlich optimales Niveau durch Betrachtung des kundenbezogenen Wertes der Versorgungszuverlässigkeit zu finden, scheitern bisher daran, dass dieser Wert nicht objektiv und ausreichend belastbar ermittelt werden konnte.

Gleichwohl gibt es seit der Errichtung der ersten elektrischen Energieversorgungsnetze Überlegungen und konkrete Methoden, wie eine hohe Versorgungszuverlässigkeit sichergestellt werden kann. In erster Linie geschieht dies durch den Einsatz entsprechender Planungskriterien für die Auslegung der Netze, die sich im jahrelangen Einsatz bewährt und – auch international – als Stand der Technik etabliert haben. In den liberalisierten Energiemärkten entwickeln sich darüber hinaus verschiedenste Modelle, die eine Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit auch im wettbewerbsorientierten Markt gewährleisten sollen. Nachfolgend werden diese verschiedenen Instrumente kurz beschrieben:

■ **Planungskriterien**

Die üblicherweise angewendeten Planungskriterien (z.B. das $(n1)$ -Kriterium [51] oder die NORDEL-Kriterien in Skandinavien [52]) haben sich

seit vielen Jahren bewährt und bilden auch heute die Grundlage für die Planung der elektrischen Energieversorgungsnetze. In manchen Ländern ist der Einsatz bestimmter Planungskriterien auch vom Regulator vorgeschrieben.

■ **Statistische Erhebung von Kenndaten**

Die Erhebung geeigneter Kenndaten zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit ist die Grundlage für alle folgenden Regulierungsansätze. Neben der weiteren internen Verwendung der Kenndaten ist auch die anonymisierte Veröffentlichung derartiger Kenndaten üblich.

■ **Vergleichende Veröffentlichung von Kenndaten**

Kenndaten können zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit auch in nicht anonymisierter Form veröffentlicht werden.

■ **Festlegung von systembezogenen Grenzwerten**

Systembezogene Grenzwerte werden definiert und deren Einhaltung gefordert. Sie spiegeln das allgemeine Zuverlässigkeitsniveau eines Netzbetreibers sehr gut wider.

■ **Festlegung von kundenbezogenen Grenzwerten**

Es werden kundenbezogene Grenzwerte definiert und deren Einhaltung gefordert. Kundenbezogene Grenzwerte stellen sicher, dass vertragliche Festlegungen eingehalten bzw. ausgeglichen werden. Unter Umständen können diese Festlegungen mit Aufwand im Versorgungsnetz verbunden sein.

■ **Spezielle Regulierungsverfahren**

In Norwegen ist z. B. ein Verfahren implementiert, in dem ein direkter Zusammenhang zwischen der Versorgungszuverlässigkeit und dem zugestandenem Gewinn der Netzbetreiber hergestellt wird. Prinzipiell ist eine Vielzahl spezieller Verfahren in Anwendung, die eine Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleisten sollen, z. B.

- systembezogene Standards – Ausgleichszahlungen in einen Fonds oder
- kundenbezogene Standards – Pönalzahlungen.

4.6. Fazit

Alle Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit lassen sich aus der Häufigkeit und der Dauer von Unterbrechungen sowie dem Ausmaß der Unterbrechungen (z. B. Kundenanzahl, Stationsanzahl oder Leistung) zusammensetzen. Zusammengesetzte Kenngrößen können vorteilhaft zur Veranschaulichung bestimmter Aspekte sein, Detailinformationen über die verursachenden Unterbrechungen sind dann allerdings je nach Definition nicht mehr sichtbar.

Zur Bewertung und Vergleich von Zuverlässigkeitskenngrößen eignen sich nur kundenbezogene Kenngrößen oder Systemkenngrößen, da sie die Größe des betrachteten Systems berücksichtigen. Wichtig ist dabei, dass eine Kundensicht im Vordergrund steht, denn Zuverlässigkeit wird in erster Linie vom Netzkunden empfunden.

International üblich sind DISQUAL-Kennzahlen [34] (Deutschland: analog DISQUAL ermittelbar und zusätzliche Ermittlung von DISQUAL-ähnlichen Kennzahlen aus den erfassten Versorgungsunterbrechungen ab einer Sekunde in der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32]) für die Mittel- und Niederspannungsebene, die auch diesen Anforderungen genügen. Für die Hochspannungsebene können derzeit keine gleichwertigen Aussagen getroffen werden, da noch keine geeigneten Kenngrößen allgemein anerkannt sind.

Deutschlandweit können heute nur Mittelwerte (nur Mittelspannung) angegeben werden, die aber für einen Vergleich einzelner Netzbetreiber untereinander nicht geeignet sind. Erste Angaben zu den DISQUAL-Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit stehen erst ab Ende 2005 (belastbare Zahlenwerte erst nach mehreren Jahren, für Einzelnutzer später) über die (freiwillige) VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32] zur Verfügung. Auf dieser Basis könnten dann u. U. auch (netzbetreiber-individuelle) Standards festgelegt werden.

Für weiter gehende Betrachtungen sind Differenzierungen erforderlich z. B.

- Zuordnung der Verantwortlichkeiten (vgl.4.2.3, mit aktueller Datenlage möglich),
- Strukturmerkmale zum Vergleich einzelner Netze/Zielvorgabe für einzelne Netze (mit aktueller Datenlage nicht möglich, signifikanter Aufwand für Einführung).

Derzeit können (z. B. nach Verantwortlichkeiten oder Strukturmerkmalen) differenzierte Zielwerte auf Grund mangelnder Datenbasis nicht angegeben werden (s. Kap. 4.2.4).

Es ist zu beachten, dass eine Änderung des Erfassungsumfangs (VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32]) einen erheblichen (Kosten-)Aufwand in den Unternehmen zur Anpassung der Datenerfassung und bei den auswertenden Stellen verursachen kann.

Derzeit angedachte Regulierungsansätze wie „Kundenbezogene Standards“ oder „Spezielle Regulierungsverfahren“ verursachen einen hohen Aufwand. Daneben sind theoretische Zusammenhänge, die diesen Ansätzen zu Grunde liegen, noch nicht ausreichend abgesichert und beinhalten eine komplexe Umsetzung. Ebenso fehlen noch Handlungsmuster für die Zuordnung zu Verbraucherkategorien wie

- sensible Industrie, Informationsverarbeitung, Krankenhäuser,
- sonstige Industrie, Gewerbe,
- Haushalte und
- ländliche Bereiche.

Daher erfordert die Einführung von einheitlichen und verbindlichen Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit eine

- exakte Definition der Kenngrößen,

- exakte Beschreibung deren Aussagekraft und Beeinflussbarkeit (Wirkungszusammenhänge) zwecks Zuweisung der Verantwortlichkeit,
- Festlegung des erforderlichen Datenerfassungsaufwandes und der Kostentragung,
- Beschreibung und regelmäßige Anpassung von individuellen Grenzwerten, die nach – die Zuverlässigkeit beeinflussenden – Charakteristiken von Versorgungsaufgaben differenzieren, und eine
- objektive Beschreibung der Konsequenzen einer Verletzung der Grenzwerte.

Industriernetze haben ganz individuelle Qualitätsansprüche. Im Zuge eines Risiko- und Bereitstellungsmanagements wird der Sachverhalt der Versorgungszuverlässigkeit immer enger gekoppelt mit der Frage der Spannungsqualität. Es ist ein fließender Übergang der Anforderungen von Versorgungszuverlässigkeit zu Spannungsqualität zu beobachten. Industrieunternehmen schätzen wirtschaftliche Schäden, verursacht durch nicht konforme Spannungsqualität, teilweise deutlich signifikanter ein als Schäden, die durch eine beeinträchtigte Versorgungszuverlässigkeit verursacht werden.

4.7. Empfehlungen

Grundsätzlich lässt sich im Zusammenhang mit der Versorgungszuverlässigkeit festhalten:

- Der Zusammenhang zwischen der Versorgungsaufgabe, die beispielsweise durch die Lastdichte sowie die geografischen Gegebenheiten bestimmt wird, und der bereitgestellten Versorgungszuverlässigkeit ist eklatant. Dieser Zusammenhang muss daher beim Vergleich der Versorgungszuverlässigkeit verschiedener Netzbetreiber unbedingt berücksichtigt werden.
- Maßnahmen wie Verschlinkung der Netze, Vereinfachung der Netzstruktur, Reduzierung der Instandhaltung, Personalabbau können mittelfristig negative Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit haben.
- Um langfristig einen hochwertigen Zustand des Versorgungsnetzes zu gewährleisten, sind für angemessene Investitionen in die Netze und deren Instandhaltung ausreichende finanzielle Ressourcen der Netzbetreiber notwendig. Dies wird eine wichtige Aufgabe des Regulators sein. Ansonsten ist ein Absinken des heutigen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit zu erwarten.
- Eine gemeinsame Festlegung der Kriterien und Kenngrößen zur Ermittlung der Versorgungszuverlässigkeit muss erfolgen.
- Die Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit sind noch nicht hinreichend bekannt. Es müssen daher geeignete Modelle zur quantitativen Bewertung der Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit entwickelt werden.

- Als abgesicherte Basis und Entscheidungsgrundlage ist eine statistisch aussagefähige Erfassung der relevanten Parameter der Versorgungszuverlässigkeit erforderlich.
Die Mitwirkung an einer einheitlichen und aussagekräftigen Statistik (z. B. der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32]) sollte daher für alle Netzbetreiber verbindlich sein, da die Statistik nur dann eine repräsentative Basis darstellt. Aktuelle Verfügbarkeitsdaten sollten zukünftig durch die Netzbetreiber veröffentlicht werden. (Für die Niederspannungsebene erscheint der Aufwand einer kundenscharfen Erhebung sehr hoch, so dass ggf. auch Schätzungen genutzt werden könnten, siehe DISQUAL-Unterlage [34]. Zudem ist der wesentlich geringere Beitrag zur Nichtverfügbarkeit im Vergleich zur Mittelspannung gemäß Abschnitt 1.2 zu beachten.)
- Die Festlegung eines pauschalen Grenzwerts der Versorgungszuverlässigkeit ist nicht zielführend. Aufgrund der Unterschiede bei den Anforderungen der Kunden sind Differenzierungen erforderlich. Die Frage der angemessenen Versorgungszuverlässigkeit nach Verbraucherkategorien (Haushalt, Industrie, Gewerbe, Krankenhäuser, Informationstechnik ...) und die Machbarkeit einer Kundengruppen-Differenzierung müssen geklärt werden. Die Entwicklung von Bewertungsmaßstäben wird empfohlen.
- Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit im Verteilungsnetz muss Sonderereignisse (z. B. großräumige Blackouts im Übertragungsnetz, Naturkatastrophen) separieren können, wenn es sich um singuläre Ereignisse handelt oder die Ursachen nicht im Verteilungsnetz begründet liegen.
- Es ist ein aufwandsoptimiertes Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben, das auch europäische Vergleichbarkeit ermöglicht. Für die Bewertung und den Vergleich von Zuverlässigkeitskenngrößen sind nur kundenbezogene Kenngrößen und Systemkenngrößen geeignet.
- Unterschiedliche, tariflich zu bewertende Qualitätsstufen der Versorgungszuverlässigkeit werden sich herausbilden. Dieser Prozess wird kundengetrieben gestaltet und richtet sich nach den Erfordernissen der technischen und technologischen Kundenprozesse. Hier besteht die Chance für die Netzbetreiber, neue Geschäftsfelder zu gestalten.
- Die Frage der juristischen Haftung des Energieversorgers (z. B. Produktionsausfall, entgangener Gewinn) bei Nichtgewährleistung der vereinbarten Versorgungszuverlässigkeit gegenüber dem Kunden ist zu beantworten.

5. Spannungsqualität in Verteilungsnetzen

5.1. Grundlagen

Die Spannungsqualität wird durch die technischen Parameter der Netze (Netzkurzschlussleistung, Netzimpedanz, R/X), die Charakteristika der Netzbetriebsmittel und insbesondere durch die technischen und die Prozessparameter der Verbraucher bestimmt. Damit wird die Spannungsqualität auf allen Spannungsebenen (HS, MS, NS) beeinflusst.

Die meisten, heutzutage eingesetzten elektrischen Geräte und Anlagen² aller Leistungsbereiche, also vom leistungsstarken umrichter gesteuerten Antrieb bis zum kleinen Haushaltgerät, bedingen mehr oder minder stark ausgeprägte Rückwirkungen auf die Spannung im speisenden Verteilungsnetz. Das kann sich z. B. durch langsame oder schnelle Schwankungen des Effektivwerts, Abweichungen von der Sinusform oder ungleiche Verläufe in den einzelnen Leitern des Drehstromsystems äußern. Alle, an einem Anschlusspunkt im Verteilungsnetz angeschlossenen Verbraucher, werden unabhängig von Art und Stärke der eigenen Rückwirkungen auf das Netz von einer Spannung versorgt, die in ihrer Qualität durch andere, in Betrieb befindliche Verbraucher beeinträchtigt ist. Dabei kann die Beeinträchtigung der Spannung in ihren Qualitätsparametern durch eine Vielzahl leistungsschwacher Verbraucher (z. B. Unterhaltungselektronik) oder durch einzelne leistungsstarke Verbraucher (z. B. Industrieunternehmen) verursacht werden.

Bild 16 zeigt die Beteiligung der Erzeugung/Netzebenen an der Spannungsqualität:

	Spannungsqualität	
	Spannungseinbrüche > 30%	Oberschwingungspegel
Erzeugung	0%	0%
220/380-kV-Netze	74%	≈ 0%
110-kV-Netze	13%	25% ³
MS-Netze	13%	75% ³

Bild 16 Spannungsqualität – Beteiligung der Erzeugung/Netzebenen (Abschätzung aus deutschen Netzen) [4]

² Im weiteren Text wird auf *elektrische Geräte und Anlagen* auch unter dem Oberbegriff *Verbraucher* Bezug genommen

³ Gilt nur für resonanzfreie Netze

Jeder angeschlossene oder anzuschließende Verbraucher muss am vorgesehenen Anschlusspunkt bestimmungsgemäß arbeiten, d. h. er muss eine bestimmte Störfestigkeit besitzen. Gleichzeitig darf er die anderen Verbraucher nicht unzulässig beeinträchtigen, d. h. eine bestimmte Störaussendung nicht überschreiten. Beide Bedingungen definieren die Elektromagnetische Verträglichkeit und sind für den Verbraucher nachzuweisen.

Um diesem Sachverhalt gerecht zu werden, hat die EU im Jahre 1998 die EMV-Richtlinie 89/336/EWG [53] verabschiedet (umgesetzt in Deutschland als EMVG [54], überarbeitet 1998). Diese gesetzliche Regelung beinhaltet auch die Konformität aller elektrischen Geräte und Anlagen sowie der Prozesse mit dem Versorgungsnetz.

Die Realisierung der geforderten Elektromagnetischen Verträglichkeit steht im Spannungsfeld der Interessengruppen Stromkunde, Netzbetreiber und Gerätehersteller (Bild 17).

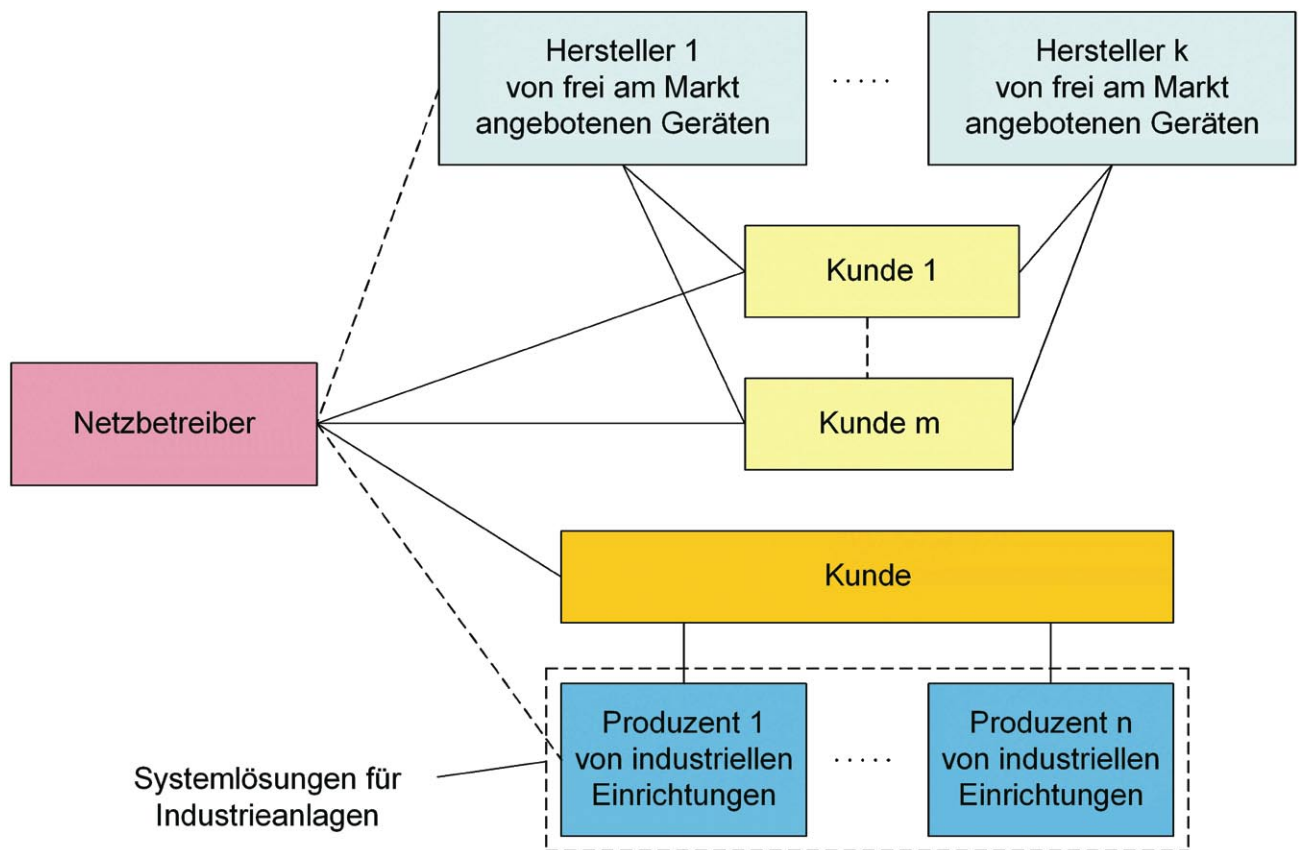


Bild 17 Spannungsqualität – Interessengruppen [55]

Jede Interessengruppe möchte aus wirtschaftlichen Gründen die ihr entstehenden Lasten und Risiken gering halten, was zwangsläufig zu verschiedenen Zielstellungen führt. Dementsprechend unterscheiden sich auch die im Sinne der Interessengruppen wünschenswerten Ausprägungen der Pegel von Störaussendung und Störfestigkeit erheblich. Tabelle 3 verdeutlicht die vorhandenen potenziellen Zielkonflikte:

Interessengruppe	Ziele	wünschenswerte Ausprägung von	
		Störfestigkeit	Störaussendung
Stromkunde	störungsfreier Betrieb aller eingesetzten Verbraucher	großer Abstand zwischen beiden	
Netzbetreiber	Beherrschung der Spannungsqualität ohne „zusätzliche Maßnahmen“	höher	niedriger
Gerätehersteller	niedrige Herstellungskosten	niedriger	höher

Tabelle 3 Zielkonflikte der am Markt auftretenden Interessengruppen

Speziell für Industriekunden gilt verstärkt der Leitgedanke, dass die EMV unter Berücksichtigung der am Anschlusspunkt gegebenen Bedingungen nicht nur für einzelne Geräte, Anlagen und Betriebsmittel, sondern für den Produktionsprozess als Ganzes zu garantieren ist. Es ist also unter konkreten Umgebungsbedingungen ein konkreter Qualitätsanspruch für die im Produktionsprozess herzustellenden Güter zu gewährleisten.

Im Rahmen der nationalen, europäischen und internationalen Normen findet eine Koordinierung der Grenzwerte für Störfestigkeit und Störaussendung statt, mit dem Ziel einer sachgerechten Verteilung der Lasten und Risiken auf alle Interessengruppen. Ein umfassendes Normen- und Regelwerk definiert die erforderlichen Grenzwerte. Eine kontinuierliche Weiterentwicklung und Ergänzung innerhalb der entsprechenden Fachgremien wird zur immer weitergehenden Harmonisierung des Normen- und Regelwerks beitragen, unter Berücksichtigung neuer Aspekte bei der Verträglichkeitskoordination.

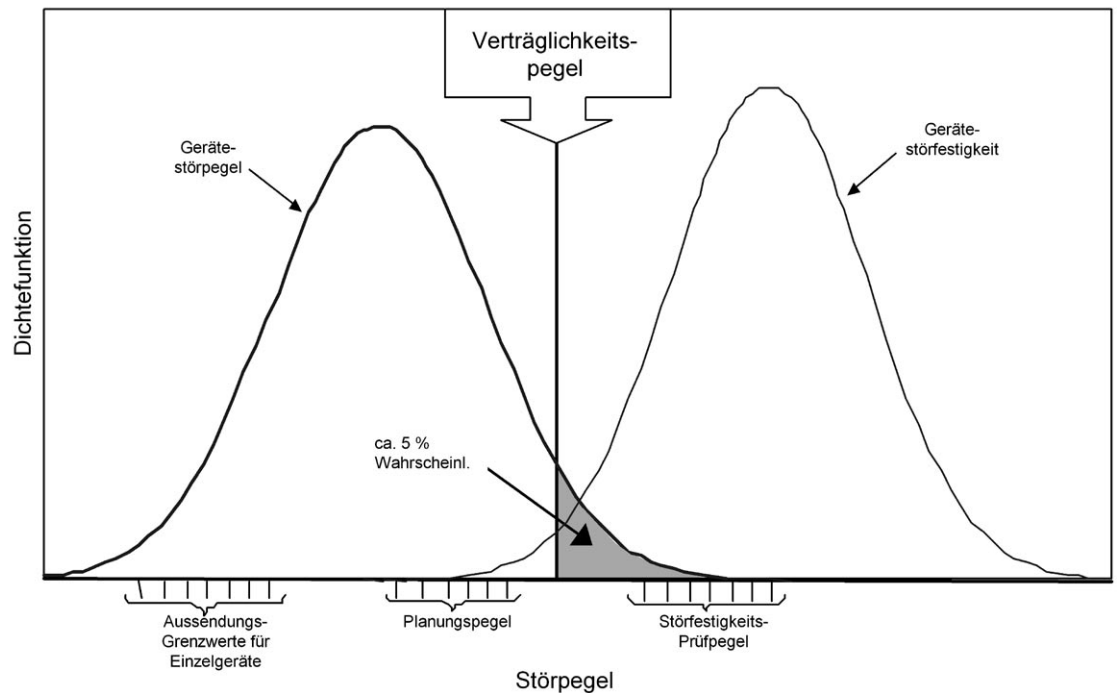


Bild 18 Modell zur Verträglichkeitskoordination

Die Verträglichkeitskoordination ist aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Verbraucher und Anschlusspunkte erfolgversprechend auf statistischer Basis durchzuführen (*Bild 18*). Unterschiedlichen netzseitigen Bedingungen der Anschlusspunkte trägt deren Zuordnung zu definierten Umgebungsklassen Rechnung (z. B. öffentliche Verteilungsnetze oder Industrienetze; verschiedene Spannungsebenen). Verbraucher werden auf ähnliche Weise in verschiedene Klassen und Gruppen eingeteilt (z. B. Geräte bis einschließlich 16 A in die Geräteklassen A bis D). Die Qualitätskenngrößen bzw. Störgrößen werden in geeigneter Form gegliedert (z. B. niederfrequent oder hochfrequent, leitungsgeführt oder feldgebunden).

Aus Sicht der Industrie ist die Beschränkung des heutigen Regelwerkes auf die Klassifizierung einzelner Verbraucher – vorrangig leistungsschwacher Verbraucher im Heimbereich – zur Planung ganzheitlicher Betriebsabläufe sowie zum Betrieb von Produktionsanlagen nicht ausreichend. Die Notwendigkeit für eine ganzheitliche Betrachtung resultiert auch aus der gültigen Rechtslage (EMVG [54]), nach der der Betreiber einer Maschine verpflichtet ist, die physikalischen Umgebungs- und Betriebsbedingungen am Aufstellungsort der Maschine einzuhalten und zu dokumentieren. Nach der Gesetzlichkeit ist unter „Maschine“ nicht nur ein einzelnes Gerät nach EMV-Kriterien zu bewerten, sondern es sind auch gesamte Anlagen und Prozesse EMV-konform zu planen und zu betreiben.

Aufbauend auf umfangreichen Messungen und Erfahrungswerten wird der Verträglichkeitspegel festgelegt, der mit hoher Wahrscheinlichkeit durch die Störaussendung, also die Gesamtstörbelastung im Netz, nicht überschritten wird und mit kleiner Wahrscheinlichkeit zu Störwirkungen an angeschlosse-

nen Verbrauchern führt. Verträglichkeitspegel beschreiben die am Anschlusspunkt zu erwartenden Qualitätsminderungen und basieren dementsprechend auf Qualitätskenngrößen der Spannung. Ausgehend von einer repräsentativen Netzimpedanz (Referenzimpedanz) und unter Berücksichtigung von Überlagerungseffekten können bei vorgegebener Gesamstöraussendung die Grenzwerte für die Einzelstöraussendungen, insbesondere der Geräte kleiner Leistung (Massengeräte) festgelegt werden. Die erfolgreiche Koordination der Verträglichkeit setzt voraus, dass weder Störaussendung noch Störfestigkeit den Verträglichkeitspegel für sich beanspruchen und unter Beachtung entsprechender Sicherheitsmargen einen angemessenen Mindestabstand voneinander einhalten.

Schwerpunkt der Normung zur Elektromagnetischen Verträglichkeit ist DIN EN 61000 [56] (Tabelle 4). Teil 2 dieser Norm definiert die Verträglichkeitspegel für verschiedene elektromagnetische Umgebungen und Qualitätskenngrößen. Die Störaussendungsgrenzwerte für verschiedene Qualitätskenngrößen und Verbraucher enthält Teil 3 dieser Norm. Zur messtechnischen Bestimmung der Pegel in den Netzen bzw. dem Nachweis der Einhaltung von Störaussendungsgrenzwerten sind standardisierte Prüf- und Messverfahren erforderlich. Diese fasst Teil 4 dieser Norm zusammen.

DIN EN 61000-2-2	EMV-Umgebungsbedingungen: Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen
DIN EN 61000-2-4	EMV-Umgebungsbedingungen: Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen
DIN EN 61000-2-12	EMV-Umgebungsbedingungen: Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in öffentlichen Mittelspannungsnetzen
DIN EN 61000-3-2	EMV-Grenzwerte: Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom $\leq 16A$ je Leiter)
DIN EN 61000-3-12 FDIS	EMV-Grenzwerte: Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom $> 16A$ und $\leq 75 A$ je Leiter)
DIN EN 61000-3-3	EMV-Grenzwerte: Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungsnetzen für Geräte-Eingangsstrom $\leq 16A$ je Leiter
DIN EN 61000-3-11	EMV-Grenzwerte: Grenzwerte für Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungsnetzen für Geräte-Eingangsstrom $>16A$ und $\leq 75A$ je Leiter
DIN EN 61000-4-7	EMV-Prüf- und Messverfahren: Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten
DIN EN 61000-4-15	EMV-Prüf- und Messverfahren: Flickermeter – Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation

Tabelle 4 Wichtige Verträglichkeitsnormen [56]

Teil 3 deckt die zulässigen Störaussendungen von Geräten kleiner Leistung (wie Computer, Fernsehgeräte, u.a.) praktisch vollständig ab. Die Störaussendungen werden im Niederspannungsnetz für Geräte bis 16-A-Eingangsstrom je Phase unter Vorgabe der Referenzimpedanz bestimmt, da der spätere Anschlusspunkt der Geräte und damit die Daten des entsprechenden Netzes nicht bekannt sind. Für leistungsstärkere Anlagen sind der vorgesehene Anschlusspunkt und die entsprechenden Netzdaten bekannt bzw. bestimmbar, so dass eine individuelle Beurteilung der Netzurückwirkungen bereits in der Projektierungsphase erfolgen kann. Dafür existiert, neben den o.g. Normen DIN EN 61000-3-11 und 61000-3-12 (Entwurf), die gemeinsam von den zuständigen Verbänden aus den Ländern Deutschland (VDN), Österreich, Schweiz und Tschechien erstellte „Technische Regel zur Beurteilung der Netzurückwirkungen“ von Oktober 2004 [57]. Diese stellt eine Fortschreibung der bisherigen VDEW-Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen [58] dar. Die gemeinsame Technische Regel kann als zukunftsweisender Schritt zu einer europäischen Harmonisierung angesehen werden.

Da sich bei der Beurteilung der Netzurückwirkungen bzw. der Spannungsqualität allgemein die elektrischen Verhältnisse an einem Netzknoten permanent ändern (Änderungen der Verbraucherstruktur oder in den Versorgungsnetzen), ist aus Sicht von industriellen Verbrauchern der Einsatz ganzheitlicher Simulationstools zur Betrachtung der gesamten Wirkungsketten vom Erzeuger bis zum Verbraucher erforderlich [59], [60].

Eine weitere wichtige Norm, die in keinem direkten Zusammenhang zur DIN EN 61000 steht, ist die von CENELEC herausgegebene DIN EN 50160 [33]. Sie beschreibt die Merkmale der Spannung am Übergabepunkt zum Kunden und enthält im Gegensatz zu DIN EN 61000 und Produktsicherheitsnormen keine Grenzwerte für Geräte. Beide Normen haben verschiedene Zielsetzungen, Anwendungsgebiete und Gültigkeitsbereiche. DIN EN 50160 beschreibt die zu erwartenden maximalen Bandbreiten und Toleranzen der Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen. Sie wird z. B. in vertraglichen Vereinbarungen beim Stromhandel verwendet und von den europäischen Regulierungsbehörden benutzt. Auf die Grenzwerte entsprechend DIN EN 50160 wird ebenfalls in den derzeit geltenden Regelwerken der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber TransmissionCode [61] und DistributionCode [18] Bezug genommen, worin die sicherzustellende Mindestqualität der Spannung an praktisch allen Anschlusspunkten geregelt wird.

Für Industriekunden mit sensiblen Fertigungsprozessen sind die Grenzwerte nach DIN EN 50160 oftmals nicht ausreichend, so dass zunehmend Verträge vereinbart werden, die gegenüber DIN EN 50160 strengere Anforderungen an die Spannungsqualität stellen. In welchem Umfang abweichende Regelungen zur DIN EN 50160 vereinbart werden, hängt vom Kunden und dessen Prozessen ab [59], [60].

Die aktuell beim CENELEC in Angriff genommenen Änderungen dieser Norm sollen den veränderten Anforderungen des Systems, bestehend aus Versorgungsnetz und angeschlossenen Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen, Rechnung tragen (s. Kap. 5.5.2). So wird es zu einer Reihe von Phänomenen (z. B. Spannungsschwankungen, transiente Überspannungen) Präzisierungen geben, die zusammen mit einer Klarstellung des Anwendungsbereichs der EN 50160 für eine weitgehende Kohärenz und Eindeutigkeit im Normenwerk bezüglich Spannungsqualität, EMV und Gerätesicherheit sorgen sollen [62]. In der Praxis kann dies eine Identifikation und Bewertung auftretender Probleme und damit eine sachgerechte Festlegung eventuell erforderlicher Maßnahmen zur Risikominimierung ermöglichen.

Hinsichtlich Aufbau und Struktur entsprechen die Verteilungsnetze in Deutschland den u. a. aus der hohen Verbraucherdichte resultierenden Anforderungen. Das bedeutet nach Bild 18 einen angemessenen großen Abstand und eine kleine überlappende Fläche zwischen Störaussendung und Störfestigkeit und damit eine im Mittel gute Verträglichkeit.

Die gegenüber früher deutlich veränderte Struktur von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen in den Verteilungsnetzen führt tendenziell zu einer Erhöhung der Gesamtstöraussendung. Zugleich zeigt die bisherige Entwicklung, dass die Empfindlichkeit einzelner Verbraucher gegenüber Beeinträchtigungen der Spannungsqualität ansteigen kann. Beide Tendenzen, gemeinsam betrachtet, führen zur Verringerung des Abstands zwischen Störaussendung und Störfestigkeit und damit zu einer Zunahme der kundenseitig wahrgenommenen Störungen, selbst bei gleich bleibend guter Spannungsqualität. Aus der Industrie sind bereits heute Beispiele bekannt, bei denen trotz Einhaltung der Grenzwerte nach DIN EN 50160 keine ausreichende Prozesssicherheit und Planungsgrundlage gegeben ist. Deshalb wird die Spannungsqualität zukünftig an Bedeutung gewinnen, wobei Netzbetreiber und Gerätehersteller gleichermaßen und unter Berücksichtigung der Kostenoptimierung zur Wahrung einer angemessenen Spannungsqualität beizutragen haben.

5.2. Kenngrößen, Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit

Die Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen wird durch die Norm DIN EN 50160 [33] beschrieben. Ihre Erarbeitung geht darauf zurück, dass die Produkthaftungsrichtlinie 85/374/EWG [63] Elektrizität ausdrücklich als ein Produkt im Sinne dieser Richtlinie klassifiziert. Die Norm enthält die Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Kunden unter normalen Betriebsbedingungen. Sie gibt die Grenzen oder Werte an, innerhalb derer jeder Kunde die Merkmale der Spannung mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit erwarten kann, aber beschreibt nicht die typische Situation im Netz für einen angeschlossenen Kunden bzw. berücksichtigt nicht die Kundenerfordernisse.

Die in der Norm beschriebenen Merkmale sind im Einzelnen (Bild 19):

Grenzwerte	Anhaltswerte	keine Festlegung
<ul style="list-style-type: none"> - Netzfrequenz - Höhe der Versorgungsspannung - Langsame Spannungsänderungen (Spannungsabweichung) - Schnelle Spannungsänderungen (Spannungsschwankung) 	<ul style="list-style-type: none"> - Spannungseinbrüche - Kurze Unterbrechungen der Versorgungsspannung - Lange Unterbrechungen der Versorgungsspannung - Zeitweilige netzfrequente Überspannungen - Transiente Überspannungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Zwischenharmonische Spannung
<ul style="list-style-type: none"> - Spannungsunsymmetrie - Oberschwingungsspannung - THD - Signalspannungen auf der Versorgungsspannung 		

Bild 19 Merkmale der Spannung nach DIN EN 50160 [55]

In Tabelle 5 sind die wichtigsten Merkmale der Spannungsqualität mit den geltenden oberen und unteren Grenzen zusammengefasst.

Merkmal	Werte für		Erfassung	Auswertung	Anmerkung
	Niederspannung (NS)	Mittelspannung (MS)			
Netzfrequenz	Synchrone Verbindung zum Verbundnetz: 50 Hz + 1 % 50 Hz + 4 % / - 6 % Ohne synchrone Verbindung zum Verbundnetz: 50 Hz ± 2 % 50 Hz + 15 %	Werte wie bei NS	10-s-Mittelwert 10-s-Mittelwert 10-s-Mittelwert 10-s-Mittelwert	99,5 % eines Jahres 100 % der Zeit 95 % einer Woche 100 % der Zeit	
Höhe der Versorgungsspannung	Genormte Nennspannung $U_n = 230 \text{ V}$	Vereinbarte Spannung U_c	---	---	Bei NS: $U_c = U_n$
Langsame Spannungsänderungen	$U_n \pm 10 \%$ $U_n + 10 \% / -15 \%$	$U_c \pm 10 \%$	10-min-Mittelwert 10-min-Mittelwert	95 % einer Woche 100 % der Zeit	Nach HD 472 S1: $U_n + 6 \% / -10 \%$
Schnelle Spannungsänderungen	Höhe: Regelfall 5 % von U_n Sonderfall bis 10 % von U_n Flickerpegel: $P_{fl} \leq 1$	Höhe: Regelfall 4 % von U_c Sonderfall bis 6 % von U_c Flickerpegel: $P_{fl} \leq 1$	Folge von 12 P_{st} – Werten (10 min) über ein 2-h-Intervall	95 % einer Woche	
Spannungseinbrüche (bis zu 1 min)	Anzahl: einige 10 bis zu 1000 p. a. Mehrzahl: Dauer < 1 s, Einbruchtiefe < 60 %	Werte wie bei NS	---	---	Erfahrungswerte
Unterbrechungen der Versorgungsspannung, bis einschließlich 3 min Dauer	Anzahl: einige 10 bis zu mehreren 100 p. a. Die Dauer von etwa 70 % dieser Unterbrechungen dürfte unter 1 s liegen.	Werte wie bei NS	---	---	
Unterbrechungen der Versorgungsspannung, größer 3 min Dauer	Nur Summenwert für geplante + ungeplante Ausfallminuten	Werte wie bei NS	---	---	
Oberschwingungsspannungen	Einzelwerte für $h = 2$ bis 25 von $u_n = 6,0 \%$ bis $0,5 \%$ (Tabelle EN 50 160, ohne THD)	Werte wie bei NS	10-min-Mittelwert	95 % einer Woche	Werte bezogen auf U_n (NS) bzw. U_c (MS)

Tabelle 5 Kenngrößen der Spannungsqualität nach DIN EN 50160

Die Qualitätsmerkmale der Versorgungsspannung werden durch die beim Kunden angeschlossenen Verbraucher in Wechselwirkung mit der Netzimpedanz negativ beeinflusst. Beispielsweise verursachen Schweißmaschinen und eine Vielzahl leistungselektronischer Geräte besonders starke Netzrückwirkungen. Andererseits können auch Ereignisse im Netz selbst Ursachen für Beeinträchtigungen sein. So können Kurzschlüsse zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen und atmosphärische Einwirkungen auf Netzanlagen zu transienten Überspannungen führen.

Die Empfindlichkeit von Prozessen beim Verbraucher gegen kurzzeitige Spannungseinbrüche ist sehr unterschiedlich. Bestimmte Produktionsprozesse erfordern eine hohe Spannungsqualität, um eine Unterbrechung des Prozesses bzw. Schwankungen der Qualität produzierter Güter durch den direkten Durchgriff der Spannungsqualität auf das Produkt und somit wirtschaftliche Verluste zu vermeiden. Bestimmte Verbraucher reagieren bereits auf kurze Unregelmäßigkeiten der Spannung mit Fehlfunktionen und Ausfällen. Im Gewerbe- und Industriebereich wird die Spannungsqualität damit zu einem wichtigen Wirtschaftsfaktor. Deshalb wird in Ländern wie z. B. den USA oder Japan für bestimmte Verbraucher bereits über die Etablierung verschiedener Spannungsqualitätslevel („Low Quality“, „Medium Quality“, „Premium Quality“) nachgedacht. Diese werden permanent überwacht und verrechnet zur Klärung von Fragen wie Gewährleistung, Haftung, Verursacherprinzip, Planungs- und Prozesssicherheit [59], [60].

Wissenschaftliche Studien (insbesondere in den USA [64]) belegen, dass mittlerweile wirtschaftliche Schäden durch nicht angepasste Spannungsqualität signifikant teurer sind als Schäden durch die Beeinträchtigungen der Versorgungszuverlässigkeit. Bei anfälligen Prozessen können Spannungsqualitätsprobleme auch lokal gelöst werden, z. B. durch Energiespeicher, eine unterbrechungsfreie Stromversorgung oder durch offen betriebene MS-Kupplungen usw. [39], [40].

5.3. Einflusskenngrößen

Sowohl Netzstruktur als auch Verbrauchereigenschaften beeinflussen die Störaussendung und damit das Auftreten von Qualitätsminderungen entscheidend. Störungsaussendungen werden im Wesentlichen von den, an das Netz angeschlossenen kundenseitigen Geräten oder Anlagen verursacht. Hinsichtlich der Ausbreitung solcher Störaussendungen besitzen Verteilungsnetze vor allem wegen unterschiedlichen geografischen Bedingungen (Bodenbeschaffenheit, Geländeform, Siedlungsstruktur) unterschiedliche Eigenschaften.

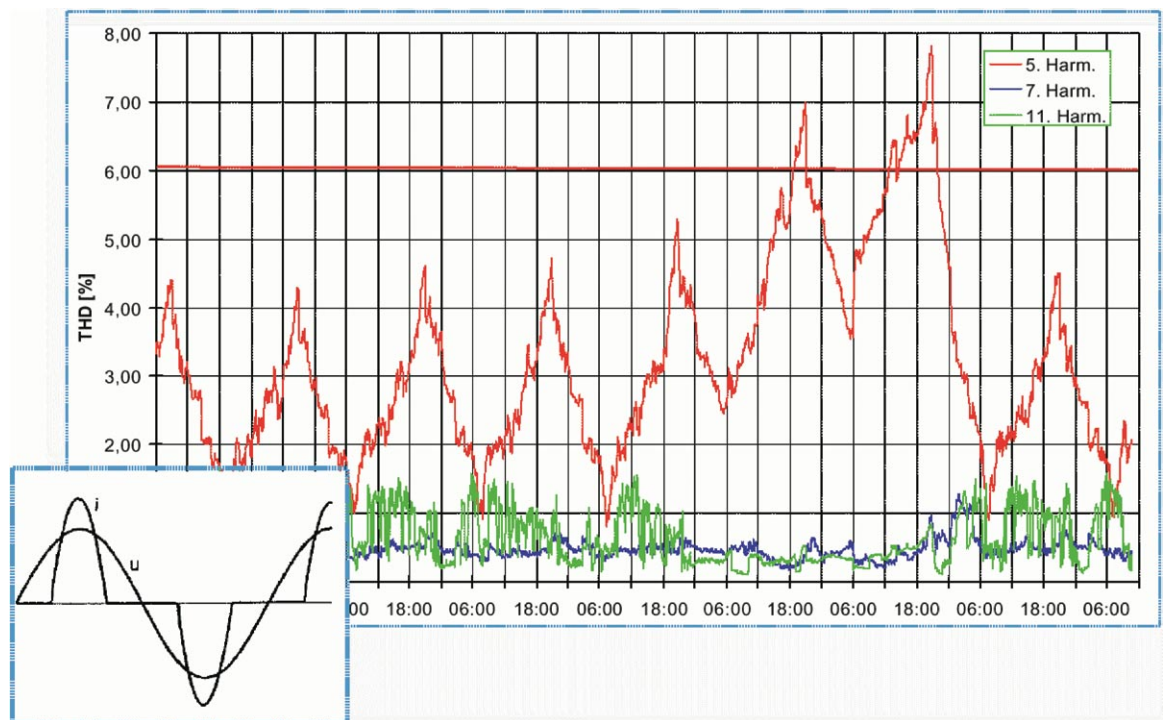


Bild 20 Oberschwingungsbelastung eines 20-kV-Netzes (eine Woche) [65]

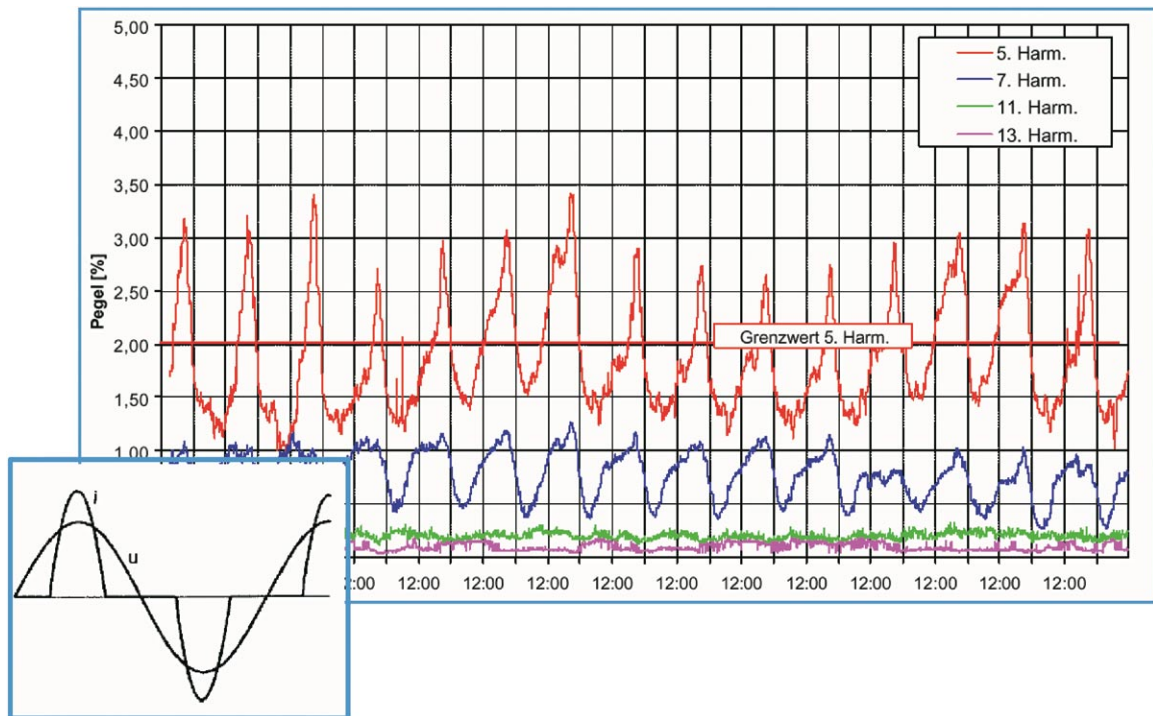


Bild 21 Oberschwingungsbelastung eines 110-kV-Netzes (eine Woche) [65]

Grundsätzlich gilt, dass in „starken“ Netzen, d. h. in solchen mit einer niedrigen Impedanz am Anschlusspunkt der Kundenanlage bei gleicher Störaussendung niedrigere Störpegel entstehen als in „schwachen“ Netzen, d. h. solchen mit hoher Impedanz am Anschlusspunkt. Erstere besitzen eine größere Immunität gegenüber Spannungseinbrüchen. Bezüglich atmosphärischer Einflüsse sind Kabelnetze naturgemäß unempfindlicher als Freileitungsnetze.

„Starke“ Netze mit kurzen Leitungslängen (niedrige Impedanz) und hohem Verkabelungsgrad findet man vor allem in städtischen Bereichen, während Verteilungsnetze in ländlichen Gegenden eher eine gegenteilige Struktur aufweisen. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind diese Strukturen von den Netzbetreibern jedoch nur sehr begrenzt beeinflussbar [66].

Unterschiedliche Verbrauchereigenschaften und Netzstrukturen führen also zwangsläufig zu unterschiedlichen Ausprägungen der Spannungsqualität. Dem gegenüber definiert DIN EN 50160 für alle Anschlusspunkte einheitliche Grenzwerte und folgt damit dem wichtigen Ziel einheitlicher ortsunabhängiger Grenzwerte für alle Stromkunden. In der Praxis führt dies zu einer unterschiedlichen Ausschöpfung der Grenzwerte und damit unterschiedlichen Reserven an verschiedenen Punkten im Verteilungsnetz.

Probleme hinsichtlich einer unzureichenden Spannungsqualität treten fast immer lokal auf. Aus diesem Grunde können Abhilfemaßnahmen durch Filter, Spannungsstabilisatoren u. ä. üblicherweise lokal vorgenommen werden. Eine Erhöhung der Kurzschlussleistung kann sich im Rahmen von Netzausbauten (z. B. Ersatz von Freileitungen durch Kabel, höhere Trafoleistungen) ergeben, wodurch einem größerem Kundenkreis eine verbesserte Spannungsqualität angeboten werden kann.

5.4. Messtechnische Erfassung

Der Markt bietet ein breites Spektrum an Messgeräten unterschiedlicher Leistungsfähigkeiten an, die sich uneingeschränkt zur Messung der Spannungsqualitäts-Kenngrößen nach DIN EN 50160 [33] eignen. Die Hardware der Messgeräte erfüllt in den meisten Fällen zugleich auch die entsprechenden Anforderungen aus Abschnitt 4 der Normenreihe DIN EN 61000 [56].

Alle Stromkunden ohne zusätzliche vertragliche Vereinbarungen zur Spannungsqualität – also hauptsächlich Tarifkunden – erwarten vom Netzbetreiber am Anschlusspunkt die Einhaltung der Grenzwerte nach DIN EN 50160. Aufgrund der übergroßen Zahl von Anschlusspunkten im Verteilungsnetz, und hier insbesondere im Niederspannungsnetz, ist ein lückenloser und gleichzeitiger messtechnischer Nachweis der Konformität mit DIN EN 50160 an allen Anschlusspunkten praktisch kaum durchführbar noch sinnvoll. Aus Sicht des Stromkunden ist dieser Nachweis auch nicht erforderlich, solange für alle seine Verbraucher die Elektromagnetische Verträglichkeit gewährleistet ist, diese also störungsfrei arbeiten. Erst im Falle auftretender Störungen und einer entsprechenden Beschwerde beim Netzbetreiber wird Messung durchgeführt, falls dies zur Ursachenfindung beiträgt. Allerdings kann eine Messung, die nach Auftreten eines Fehlers erfolgt, ggf. die Fehlerursache nicht mehr ermitteln.

In den Verträgen für Stromkunden mit zusätzlichen Vereinbarungen zur Spannungsqualität – also vornehmlich Industriekunden – kann der messtechnische Nachweis am Anschlusspunkt gefordert sein. In diesem Fall werden die vereinbarten Spannungsqualitätskenngrößen lückenlos aufgezeichnet und über einen bestimmten Zeitraum z. B. zu Zwecken der Abrechnung oder als Nachweis bezüglich der Einhaltung vertraglicher Vereinbarungen dokumentiert. International setzen bereits einzelne Industrieunternehmen Monitoringsysteme in ihren Netzen ein, die in Eigenverantwortung oder durch Dienstleistungsunternehmen betrieben werden. Die erfassten Daten bilden eine wichtige Grundlage bei der Beantwortung von Fragen u.a. in Bezug auf Haftung, Gewährleistung, Arbeitsschutz, strategische Planung und Verursacherprinzip.

Messdaten aus Beschwerdemessungen repräsentieren ausschließlich problematische Anschlusspunkte, für die individuelle Lösungen zu erarbeiten sind. Die Nachweismessungen sind sowohl untereinander, als auch mit den Beschwerdemessungen nur eingeschränkt vergleichbar. Deshalb ist die allgemeine Beurteilung der Spannungsqualität im Verteilungsnetz einzelner Versorgungsgebiete auf der Grundlage von Beschwerdemessungen und/oder Nachweismessungen kaum möglich. Gleiches gilt für den Vergleich der Spannungsqualität zwischen verschiedenen Netzbetreibern.

Wenn ein Vergleich der Spannungsqualität zwischen verschiedenen Verteilungsnetzen oder Netzbetreibern angestrebt wird, müssten dafür zusätzliche Messungen durchgeführt werden. Vor Beginn solcher Messungen sind dann Kriterien und eine einheitliche Strategie zu entwickeln, welche eine höchst-

mögliche Repräsentativität und Vergleichbarkeit der Ergebnisse ermöglicht [67]. Ebenso müssen die Anforderungen an die vereinheitlichte Durchführung und Auswertung der Messungen in entsprechenden Richtlinien, unter Berücksichtigung spezifischer Gegebenheiten, definiert werden, z. B.:

- Anzahl der Messpunkte,
- Auswahl der Messpunkte,
- Auswertelgorithmen,
- auszuweisenden Kenngrößen und Performance-Indizes (ggf. unter Beachtung von Netzstrukturabhängigkeiten),
- Datenablage und
- Datenformat.

Um die Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten, ist außerdem die Behandlung von Messwerten, die unzulässige Spannungsqualitätsminderungen darstellen, jedoch nicht versorgungswirksam werden (z. B. wartungsbedingte Betriebsmittelabschaltungen, erdschlussbedingte Spannungsüberhöhungen), eindeutig zu regeln. Die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [32] sieht bisher keine Erfassung der Spannungsqualität vor.

Mit Blick auf das hohe Niveau der Spannungsqualität für Tarifkunden in Deutschland erscheint die, mit entsprechend hohen Aufwendungen verbundene Einführung permanenter Kontrollmessungen der Spannungsqualität in den Verteilungsnetzen derzeit nicht angemessen. Bestätigung findet diese Aussage in einer Vielzahl von Netzmessungen gemäß DIN EN 50160, die unter Koordination des VEÖ (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs) in den mit Deutschland strukturell vergleichbaren Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen Österreichs durchgeführt wurden [68].

Bei Industrieunternehmen hängt der Einbau permanenter Messeinrichtungen zur Kontrolle der Spannungsqualität sowie deren Ort, Art und Umfang von den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Kunde ab. Dabei ist zu beachten, dass sich Kontrollmessungen bei der Bereitstellung fundierter Daten für Planung, Betrieb oder Verrechnung auch für den Netzbetreiber als nützlich erweisen können. Grundsätzlich ist zunächst ein entsprechender Bedarf festzustellen und eine Aufwand/Nutzen-Betrachtung durchzuführen, als Entscheidungsgrundlage für das weitere Vorgehen.

5.5. Anforderungen an die Spannungsqualität

5.5.1. Kundensicht

Bezüglich der Kundenanforderungen an die Spannungsqualität unterscheiden sich die Notwendigkeiten zwischen Tarifkunden (vorrangig Privathaushalte) und gewerblichen, respektive Industriekunden.

Tarifkunden:

Seitens der Tarifkunden besteht kein direktes Interesse an Spannungsqualität, sondern nur am störungsfreien Betrieb aller Verbraucher. Der Kunde erwartet möglichst niedrige Stromkosten bei möglichst einwandfreier Funktion der Geräte. Spannungsqualität wird im Vergleich zur Versorgungszuverlässigkeit nicht direkt wahrgenommen. Zudem sind gegenwärtig irreversible oder reversible Schäden an Geräten aufgrund mangelnder Spannungsqualität eher selten. Allerdings ist die Tendenz auf Grund der höheren Sensibilität der Geräte steigend. Der Kunde überträgt die Erfahrungen der Vergangenheit auf die Zukunft und setzt seine wichtigsten Anforderungen an die Qualität der Spannung, nämlich die unterbrechungsfreie Lieferung und technisch einwandfreie Qualität der Versorgung, als erfüllt voraus.

Das erforderliche Maß an Spannungsqualität ist stets im Zusammenhang mit der betroffenen Verbrauchereinrichtung zu sehen. Empfindliche Einrichtungen stellen hohe Qualitätsanforderungen, weniger empfindliche Einrichtungen können mit geringeren Anforderungen auskommen. Eine angemessene Spannungsqualität zu wirtschaftlichen Bedingungen lässt sich auf Basis der Einhaltung der Werte der DIN EN 50160 verwirklichen. Damit wird den Ansprüchen der überwiegenden Kundenmehrheit nach einer preiswerten und bezüglich Funktion und Sicherheit angemessenen Spannungsqualität entsprochen.

Industriekunden:

Grundlegend anders gestaltet sich die Beurteilung der Spannungsqualität bei Industriekunden. Elektrische Energie ist eine wichtige Eingangsgröße für den Produktionsprozess; ihre Qualität ist mitbestimmend für Kosten und Qualität des Produkts.

Erfahrungen im Umgang mit anderen Prozessmedien (Druckluft, Gas, Wasser etc.) bzw. die Einflüsse mangelnder Prozessmedienqualität auf den industriellen Produktionsprozess und das zu produzierende Gut, haben zu einem Philosophiewechsel in der Wichtung der Spannungsqualität geführt. Spielten in der Vergangenheit vorrangig Versorgungszuverlässigkeit und Preis der Stromversorgung die dominierenden Rollen, hat sich mittlerweile die Erkenntnis durchgesetzt, dass auch Produktparameter der Stromversorgung Einfluss auf den Prozess bzw. das produzierte Gut haben und damit auch Spannungsqualität zu einem mitentscheidenden Faktor in der industriellen Produktion geworden ist. Unterstützt wird diese Entwicklung hin zur bewussteren Wahrnehmung der Thematik „Spannungsqualität“ von international anerkannten

Institutionen, die festgestellt haben, dass die wirtschaftlichen Schäden in der Industrie, verursacht durch eine, für die beabsichtigte Anwendung ungeeignete Versorgungsqualität, Schäden durch reduzierte Versorgungszuverlässigkeit weit übersteigen [64].

In der Industrie gilt daher verstärkt der Leitgedanke: Nicht einzelne Geräte, Anlagen Betriebsmittel müssen zuverlässig ihre Funktion unter den gegebenen Industriebedingungen (auch elektrische Anschlussbedingungen am Netzknoten) erfüllen, sondern der Gesamtprozess muss unter den konkreten Umgebungsbedingungen die Herstellung von Gütern mit einem vorgegebenen Qualitätsanspruch garantieren [59], [60]. Bedingt durch den direkten Durchgriff der Qualität der Stromversorgung auf das zu produzierende Gut, spiegelt sich die Qualität der Stromversorgung unmittelbar in der Qualität der produzierten Güter wider. Hier besteht für Stromversorgungsunternehmen die Chance, zusammen mit ihren Kunden deren Anforderungen bezüglich der Stromversorgung zu erkennen, zu klassifizieren und nach Lösungen zu suchen, die für beide Seiten akzeptabel sind.

Zur Absicherung der Prozessqualität bzw. der Qualität produzierter Güter ist es erforderlich, Fragen der Spannungsqualität bereits in der Planungsphase von Werks-Neubauten und/oder -Umbauten, bei der Planung von technologischen Prozessen usw. zu berücksichtigen. Durch eine frühzeitige, ganzheitliche Planung wird nicht nur der Bedarf an Investitionsmitteln optimiert, sondern es werden auch juristische Fragen der Gerätesicherheit und der Produkthaftung berücksichtigt. Welche Qualität die elektrische Spannung letztendlich haben muss, bestimmt der konkrete zu versorgende Prozess und das zu produzierende Gut mit seinen Qualitätsanforderungen. Aus diesem Grunde kann für Industriekunden oftmals keine generelle Richtlinie oder Vorschrift mit der Angabe von Grenzwerten angewendet werden. Es sind somit Einzelbetrachtungen notwendig.

Alle über die Standardqualität nach DIN EN 50160 hinausgehenden Forderungen sind zwischen Energielieferant/Netzbetreiber und Industriekunde individuell abzustimmen und vertraglich festzuschreiben. Unter diesem Blickwinkel sind mehr und mehr Industriekunden bereit, individuell abgestimmte Preise für eine, dem Produktionsprozess angepasste Energiequalität zu zahlen. Der vereinbarte Preis kann sowohl niedriger („Low-Quality Energy“) als auch höher („Premium-Quality Energy“) sein als der in Standard-Lieferverträgen vereinbarte Preis [69].

Dieses Konzept stellt sicher, dass eine Vielzahl innerbetrieblicher Prozesse optimiert werden kann. Dazu zählen z. B. die Optimierung der Wartungsintervalle, die Verlängerung von Produkthaftungen, anschlusspunktoptimierte Planungen, das Energiepooling, die GS-Zertifizierung, die CE-Konformität etc. Ein entsprechendes Qualitätsmonitoring der Spannung unterstützt diese Prozesse [59].

Es wird heute schon von zahlreichen Industrieunternehmen festgestellt, dass die Versorgungsqualität am Netzübergabepunkt (Anschlusspunkt zum öffentlichen Netzbetreiber, bezeichnet als PPC: Point of Common Coupling) und/oder am internen Netzknotenpunkt (Gewerbe- und Industrienetz als öffentliches Netz, bezeichnet als IPC: In-Plant Point of Coupling) nicht immer einem dort zulässigen Toleranzband – bezogen auf die Kenngrößen der Versorgungsqualität – entspricht. Zwar definiert und regelt der Energieliefervertrag zwischen Versorger und Kunde das technische und wirtschaftliche Vertragsverhältnis zwischen beiden Partnern; bestimmt wird die elektrische Versorgungsqualität jedoch von den konkreten Netzanschlussbedingungen am Netzübergabepunkt. Hier ist nicht der Energieliefervertrag maßgebend, sondern der Netzanschlussvertrag, abgeschlossen mit dem unmittelbaren Netzanschlusspartner.

Da oft der Energielieferant nicht identisch ist mit dem Netzanschlusspartner, ist die Interessensbindung zwischen Kunde und Netzanschlusspartner – im Vergleich zum Verhältnis Energielieferant/Kunde – eher gering. Aus diesem Grunde müssen zukünftig verstärkt Anstrengungen unternommen werden, die, zwischen Versorger und Kunde vereinbarten Regelungen auch auf das Vertragsverhältnis zwischen Kunde und Netzanschlusspartner zu übertragen. Neben den traditionellen Vereinbarungen zu Anschlussleistung, Leistungspreis, Verrechnung von Spitzenlast, $\cos \phi$ etc. finden immer mehr konkrete und speziell auf den Verbraucherprozess abgestimmte Festlegungen zu einzelnen Kriterien und Grenzwerten der Versorgungsqualität Eingang in die vertraglichen Vereinbarungen. Auch diese Kriterien gilt es im Vertragsverhältnis Kunde/Netzanschlusspartner zu vereinbaren. Verschiedene Netzbetreiber schließen bereits separate Verträge mit Industriekunden ab: Der Kunde schließt mit seinem Lieferanten den Stromlieferungsvertrag ab und mit dem Netzbetreiber separat einen Netzanschluss- und einen Netznutzungsvertrag.

In der Informations- und Telekommunikationstechnologie sind 80% der auftretenden Datenverluste auf Spannungsprobleme zurückzuführen [70]. Generell gilt, dass für den Betrieb von IT- und TK-Anlagen die gemäß DIN EN 50160 maximalen Abweichungen der Versorgungsspannung vom Nennwert akzeptabel sind, bei sonst stabilen Verhältnissen der Versorgungsqualität. Die in diesem Fall großflächig verteilten geregelten Stromversorgungsanlagen können dann auf Basis dieser fixierten Randbedingungen auf das örtliche Spannungsniveau ausgelegt werden. Höhere Spannungsschwankungen werden von den so eingestellten Spannungsüberwachungen in den unbesetzten Übergabestellen als Störungen registriert und führen zu erheblichem Aufwand bei überregional tätigen Kunden. So wurden im Sommer 2003 aufgrund einer angespannten Erzeugungssituation (steigende Gewässertemperaturen in Verbindung mit Niedrigwasser) im Südwesten Deutschlands kurzfristig großflächige Spannungsabsenkungen durchgeführt, um so durch Absenkung der Netzlast zur Sicherstellung der Stabilität des Gesamtnetzes beizutragen. Nach diesen Ereignissen wird jetzt bei diesen Kunden über eine kontinuierliche Prüfung der Lieferqualität an allen Übergabestellen bundesweit nachgedacht (s. auch Kap. 6.3).

5.5.2. Geräteherstellersicht

Sowohl Gerätehersteller als auch Kunden haben ein Interesse daran, dass angeschlossene Geräte mit der gelieferten Netzspannung einwandfrei funktionieren, Sicherheitsgefahren müssen ausgeschlossen sein. Dies verlangt nach kohärenten Schnittstellenbedingungen zwischen Netz- und Geräteseite [71].

Die Produktauslegung verlangt eindeutig einzuhaltende Grenzwerte. Daher geben die entsprechenden EMV- bzw. Produktsicherheitsnormen feste Grenzwerte für die Qualitätsparameter der Versorgungsspannung vor, innerhalb derer die Produkte dauerhaft funktionieren, beziehungsweise sicher sein müssen. Geschuldet der Tatsache, dass sich die Verhältnisse mit Einfluss auf die Spannungsqualität in einem großen Netz ständig ändern, folgt die Beschreibung der Netzspannung nach DIN EN 50160 überwiegend statistischen Gesichtspunkten. Grenzwerte werden als Mittelwerte über gewisse Zeiträume festgelegt.

Aus der unterschiedlichen Betrachtungsweise der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 einerseits und Produktnormen andererseits sind Lücken in den Schnittstellenbedingungen entstanden. So gehen die Produktnormen, fußend auf DIN IEC 60038/HD 472 S1 [72], von einer maximalen Abweichung der Versorgungsspannung vom Nennwert von $\pm 10\%$ aus und stellen einen „Sollzustand“ dar. Sie berücksichtigen aber nicht die, in der Praxis des Netzbetriebs unvermeidbaren (kurzzeitigen) Abweichungen [71]. Die DIN EN 50160 ist wegen der statistischen Beschreibung nicht als Schnittstellennorm für Geräte geeignet, könnte aber fälschlicherweise als solche angesehen werden. DIN EN 50160 gibt für langsame Spannungsänderungen Wahrscheinlichkeiten an: für 95% der Zeiteinheit ist ein 10-Minuten-Mittelwert (gebildet aus Einzeleffektivwerten) von $\pm 10\%$ festgelegt und darüber hinaus lässt die Norm während 5% einer Woche (8,4h) eine Abweichung von -15% für den 10-Minuten-Mittelwert zu. Wegen der Mittelwertbildung ergibt sich keine klare Begrenzung für Kurzzeit-Abweichungen. Dies bedeutet, dass nach DIN EN 50160 die Netzspannung über gewisse Zeit um deutlich mehr als 10% vom Nennwert abweichen darf. Solchen – im Sinne von EN 50160 – normkonformen worst-case-Situationen können die Geräte unter Umständen nicht standhalten.

Trotz allgemeiner Präsenz des Problems der Inkohärenzen in den Schnittstellenbedingungen sind derzeit dadurch verursachte Schadensfälle bei Tarifkunden selten. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass extreme Abweichungen der Qualitätsparameter der Spannung heute nur mit geringer Wahrscheinlichkeit und nur über kurze Zeit auftreten. Deutlich mehr Schadensfälle treten bei Industriekunden auf, wenn die Spannungsqualität nur unzureichend auf die Anforderungen des Produktionsprozesses abgestimmt

ist (Voltage-Dips und -Sags, Flicker usw.). Aufgrund fehlendem Expertenwissen über die Zusammenhänge zwischen Spannungsqualität und Qualität des hergestellten Produkts, haben höchstwahrscheinlich noch weit mehr Schadensfälle in der Industrie eine, nicht in ausreichendem Maße an den Produktionsprozess angepasste Spannungsqualität als Ursache.

Es muss das Ziel sein, das derzeit hohe Niveau der Spannungsqualität im Verteilungsnetz auch in Zukunft nicht zu senken. Andernfalls wäre mit steigenden Schadensfällen zu rechnen. Die Einhaltung klarer Grenzwerte in Netzbereichen, in denen spannungssensible Geräte betrieben werden, kann durch ein entsprechendes Monitoring der Spannungsqualität („Power-Quality-Monitoring“) bewertet werden. Allgemeine Vorgaben der Spannungsqualität, wie in der DIN EN 50160 [33] und der DIN IEC 60038/HD 472 S1 [72] bilden die Basis der Betrachtung (Sollvorgabe). Je nach physikalischen Umgebungs- und Betriebsbedingungen (DIN EN 60 204-1, Abs. 4.4 [73]) zum Produkt, Prozess und zum Arbeits- und Gesundheitsschutz am Aufstellungsort im Industrieunternehmen sind ergänzende Festlegungen an der technisch-technologischen Schnittstelle Energieübergabe/Gerätebetrieb beim Betreiber erforderlich (Istvorgabe). Eine Lösung durch erhöhte Produkthanforderungen wäre nicht nur mit unnötigen erhöhten Gerätekosten verbunden, sondern würde auch dann auftretende Probleme mit dem existierenden langlebigen Gerätebestand nicht lösen. Entsprechende Hilfsmittel und Verfahren sind beispielsweise aus der VIK-Verfahrensanleitung zur Elektroenergiequalität [74] zu entnehmen.

Die derzeit begonnene Überarbeitung der DIN EN 50160 zur Erreichung einer besseren Kohärenz im Normenwerk und den Schnittstellenbeschreibungen muss weiter geführt werden [71]:

- Textliche Überarbeitung mit dem Ziel der Abgrenzung von Verantwortungsbereichen und Klarstellung der Rolle der einzelnen Normen, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden.
- Aussage einfügen, dass die Spannungshöhe als Zufallsgröße prinzipiell der Statistik unterliegt, dass aber die Auslegung von Produkten auf jeden theoretisch denkbaren Zustand weder wirtschaftlich noch technisch möglich ist, sondern die Zugrundelegung der festen Grenzwerte in der existierenden Produktnormung den realen Verhältnissen gerecht wird (in Beratung im deutschen und europäischen Normungskomitee).
- Messprozedur und Referenz zu IEC 61000-4-30 ergänzen (in Beratung im deutschen und europäischen Normungskomitee).
- zusätzlich „Premium“-Qualität aufnehmen, z. B. „Die 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung liegen innerhalb $U_n \pm 10\%$ “.

5.6. Internationale Sicht

Deutschland muss sich aufgrund seiner Einbindung in das Europäische Verbundnetz und seiner Mitgliedschaft in der Europäischen Union an europäischen Vorgaben orientieren. Die Regulierungs-Behörden der europäischen Länder sind im Gremium der Europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER – Council of European Energy Regulators) organisiert, dem auch Deutschland, vertreten durch die Bundesnetzagentur (BNA), angehört, und das den Kontakt zwischen den Energieregulierungsbehörden der Mitgliedsstaaten und dem EU-Direktorat für Energie und Transport herstellt.

VOLTAGE QUALITY	ITALY	NETHERLANDS	NORWAY*	PORTUGAL*	SPAIN	UNITED KINGDOM
Frequency	EN 50160	EN 50160 with $f_c = \pm 1\%$ (99,5 % of the year)	Not regulated	EN 50160	EN 50160	$f_c = \pm 1\% f_n$
Voltage magnitude	EN 50160	EN 50160 with minor adjustments	22 kV; other levels: not regulated	≤ 45 kV: EN 50160; > 45 kV: $U_c = \pm 5\% U_n$	LV & MV: $U_c = \pm 7\% U_n$; $> MV$: n.a.	LV (230V): $U_c = +10\% / -6\% U_n$; $> LV$: $U_c = \pm 10\% U_n$
Fluctuations of voltage magnitude	EN 50160	EN 50160 with levels for 99,5% of the week	Not regulated	$U_c = \pm 5\%$	No explicit levels	No explicit levels
Voltage dips	Not yet regulated	EN 50160	Not regulated	≤ 45 kV: EN 50160; > 45 kV: n.a.	No explicit levels	No explicit levels
Temporary or transient overvoltages	Not yet regulated	EN 50160	Not regulated	Not regulated	No explicit levels	No explicit levels
Unbalance of three phase voltages	EN 50160	EN 50160 with levels for 99,5% of the week	Not regulated	≤ 45 kV: EN 50160; > 45 kV, indicative values: $U_- \leq 2\%$ (95% of the week, 10 min RMS)	No explicit levels	No explicit levels
Harmonic distortion of the voltage waveform	EN 50160	EN 50160 with levels for 99,5% of the week	Not regulated	≤ 45 kV: EN 50160; > 45 kV: indicative values	No explicit levels	THD $< 5\%$ at 275 and 400 kV, no explicit levels for lower voltages
Interharmonic voltages	Not regulated	Not regulated	Not regulated	Not regulated	No explicit levels	No explicit levels
Mains signalling voltage	EN 50160	EN 50160	Not regulated	Not regulated	No explicit levels	No explicit levels
DC components	Not regulated	Not regulated	Not regulated	Not regulated	No explicit levels	No explicit levels

Tabelle 6 Vorgaben zur Spannungsqualität in ausgewählten CEER-Mitgliedsstaaten [75]

Der CEER erarbeitete bisher in den Jahren 2001 [75] und 2003 [35] zwei Studien (ohne deutsche Beteiligung), die einen Vergleich der Versorgungsqualität in Europa geben, wobei nur die erste Studie Aussagen zur Spannungsqualität trifft. Danach verfügen die meisten Länder über eine landesweit einheitliche Form der Regulierung der Spannungsqualität. Bei einer Verletzung der Grenzwerte können dem Netzbetreiber unter Umständen Maßnahmen zum Netzausbau oder Pönalzahlungen auferlegt werden. Für Verteilungsnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene wird teilweise auf DIN EN 50160 Bezug genommen. Für die Hochspannungsebene kommen nur wenige, einfache Kriterien zum Einsatz, die aus DIN EN 50160 abgeleitet sind (Frequenz- und Spannungsband). Unterteilt nach Ländern enthält **Tabelle 6** detaillierte Informationen zu den in regulatorische Vorschriften einbezogenen Qualitätskenngrößen (Anhang 4 in [75]).

In Übereinstimmung mit Abschnitt 5.1 kommt auch das CEER-Gremium zum Ergebnis, dass die Spannungsqualität in ihrer Bedeutung zunimmt. Die Gründe dafür werden nicht im Verteilungsnetz, sondern hauptsächlich in der Entwicklung der angeschlossenen Verbraucher gesehen. Als Beispiel werden die wachsende Ausstattung der Verbraucher mit Mikroprozessoren und die steigende Zahl von drehzahlgeregelten Antrieben genannt. Zugleich wachsen mit dem Bewusstsein der Stromkunden für die Spannungsqualität auch deren Forderungen. Das CEER-Gremium stellt fest, dass erst dann, wenn die finanziellen Konsequenzen von Spannungsqualitätsproblemen Einfluss auf die ökonomische Situation eines Netzbetreibers haben, die Spannungsqualität zur Angelegenheit der Regulierungsbehörde werden soll.

Während der ersten Jahre der Regulierung priorisierten die meisten Länder Europas die Festlegung von Höchstpreisen für die Netzbetreiber, ohne dabei die Versorgungsqualität auf lange Sicht genügend zu berücksichtigen [76]. Die vorwiegend europäischen Teilnehmer an der Market Design 2003-Conference stimmten darin überein, dass in den nächsten Jahren die Belange der Versorgungsqualität immer mehr Berücksichtigung finden müssen. Allgemeiner Konsens herrscht ebenfalls darüber, dass die langfristige Sicherung kontinuierlicher Investitionen in den Verteilungsnetzen eine Einbeziehung der Versorgungsqualität in die angewendeten Regulierungsmodelle und -mechanismen erfordert. Dies soll einer möglichen Verminderung der Versorgungsqualität, also auch der Spannungsqualität, entgegenwirken. Die Entwicklung und Optimierung solcher Modelle ist auf eine stabile, für Deutschland und Europa angemessene Spannungsqualität auszurichten.

Auf Basis der DIN EN 50160 gibt es nationale Ansätze unterschiedlicher Ausprägung für die Berücksichtigung der Spannungsqualität, wie die folgenden Beispiele zeigen. In Norwegen existierten im Jahr 2001 praktisch keine Vorgaben zur Spannungsqualität (**Tabelle 6**). 2005 plant das Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), die Regulierungsbehörde Norwegens, die Einführung einer neuen Verordnung zur Versorgungsqualität, die u. a. auch eindeutige Regelungen zur Spannungsqualität vorsieht [77].

Die Vorgaben für die berücksichtigten Kenngrößen (u. a. Flicker, Unsymmetrie, Harmonische) basieren auf den Grenzwerten nach DIN EN 50160, sollen jedoch im Gegensatz zur Norm nicht nur in 95% sondern in 100% der Messzeit eingehalten werden. Die unvermeidbaren Über- bzw. Unterschreitungen im Kurzzeitbereich, bspw. durch Fehlersituationen im Netz, werden aufgrund der Mittelung über 10-Minuten-Intervalle ohnehin nicht berücksichtigt (vergl. Kapitel 5.5.2 und [71]).

Einen adäquaten Ansatz verfolgt auch die Regulierungsbehörde der Niederlande, die für eine Reihe von Kenngrößen die Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte für 99,5% der Messzeit anstelle von 95% gemäß DIN EN 50160 fordert. Auf diese Weise kann ein Abbau der Inkohärenzen zwischen Produktnormen, Verträglichkeitsnormen und DIN EN 50160 erreicht werden – auch in der europäischen Normung. Gleichzeitig wirkt der Ansatz einem Absinken der Spannungsqualität entgegen und stellt einen Schritt zur zukünftigen Wahrung des hohen Niveaus der Spannungsqualität in den europäischen Netzen dar.

5.7. Szenarien

Die Diskussion möglicher Entwicklungsszenarien muss sich an den grundsätzlichen Wechselwirkungen orientieren, die die Spannungsqualität beeinflussen. Aus Kundensicht ist dabei einerseits die Rückwirkung eigener Geräte auf das Netz und damit die Störung anderer Verbraucher, andererseits die Beeinflussung eigener Geräte durch Minderung der Spannungsqualität im Netz zu betrachten. Hinsichtlich der Rückwirkung muss entsprechend der bisherigen Praxis der Betrieb genehmigungspflichtiger und nicht genehmigungspflichtiger Geräte unterschieden werden, während die Beeinflussung eigener Geräte von deren Anforderungen an die Spannungsqualität abhängt.

Ziel sollte es aus Vereinfachungsgründen immer sein, den Betrieb bestimmter Geräte aufgrund ihrer Bauart genehmigungsfrei zu stellen, indem deren Störaussendung als zu gering eingestuft werden kann. Der Betrieb von Geräten mit höherer Störaussendung kann praktisch nur genehmigungspflichtig gestellt werden, indem der Netzbetreiber diese Einzelfälle individuell prüfen muss, um gegebenenfalls ein Erfordernis von Gegenmaßnahmen abzuleiten. Ob diese auf Netz- oder Kundenseite erfolgen sollen, lässt sich nicht pauschal beantworten, sondern hängt vielmehr von den spezifischen Randbedingungen ab.

Werden im Netz zulässige Grenzen der Spannungsqualität durch die Verbreitung von Geräten überschritten, deren Betrieb im Prinzip gestattet und damit nicht genehmigungspflichtig ist, so ist der Netzbetreiber bei derzeitiger Festlegung der Verantwortungsbereiche zur Spannungsqualität gefordert, geeignete Gegenmaßnahmen einzuleiten. Diese sind, da sie Änderungen der Netzstruktur oder Errichtung weiterer Kompensationselemente umfassen, stets mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Ist dieser Effekt jedoch

nicht auf eine lokale Entwicklung, sondern eine weiträumige Wandlung der Eigenschaften der verwendeten Geräte zurückzuführen, müsste der Netzbetreiber seine Planungspraxis grundsätzlich anpassen. Aus diesem Grund sind in einem solchen Fall auch die Gerätenormen neu zu hinterfragen und mit den Gerätenutzern abzustimmen.

Andererseits muss ein Kunde davon ausgehen können, dass die Spannungsqualität am Anschlusspunkt den sicheren Betrieb handelsüblicher Geräte unter normalen Betriebsbedingungen ohne weiteres ermöglicht und auch im Fehlerfall (netz- oder geräteseitig) kein unsicherer oder gefährlicher Zustand eintritt. Damit erscheint für Tarifkunden die Definition einer „Standardqualität“ angebracht. Mit den vorgesehenen Modifikationen erscheint die Norm DIN EN 50160 geeignet, diesen Anspruch zu erfüllen. Innerhalb dieses Rahmens ist dann der Netzbetreiber verantwortlich, einer unzulässigen Verringerung der Spannungsqualität entgegenzuwirken.

Speziell für Industriekunden gewinnt die Betrachtung der EMV für gesamte Prozesse immer mehr Bedeutung gegenüber der Betrachtung einzelner Geräte. Die Spannungsqualität beeinflusst damit maßgeblich u. a. die Produktqualität, das Risikomanagement, die Planungssicherheit, das Bereitstellungsmanagement, das Qualitätssicherungssystem etc.

5.8. Empfehlungen

Bei Festlegungen zur Spannungsqualität sind die unterschiedlichen Interessen von Stromkunden (Tarifkunden und Industriekunden), Netzbetreibern und Geräteherstellern gleichermaßen zu berücksichtigen, also die im Zusammenhang mit der Spannungsqualität entstehenden Lasten, Risiken und Kosten in einem fairen Verhältnis zu verteilen.

Die Anforderungen der Tarifkunden an eine angemessene Spannungsqualität zu wirtschaftlichen Bedingungen lassen sich auf Basis der Einhaltung der Werte der DIN EN 50160 verwirklichen. Damit wird den Ansprüchen der überwiegenden Kundenmehrheit nach einer preiswerten und bezüglich Funktion und Sicherheit angemessenen Spannungsqualität entsprochen.

Für die Produktionsprozesse von Industriekunden sind die Werte nach DIN EN 50160 oftmals nicht ausreichend. Diesen höheren Anforderungen an die Spannungsqualität kann durch die Etablierung verschiedener Qualitätsstufen („Low-Quality“, „Standard-Quality“ und „Premium-Quality“) entsprochen werden. Kriterien zur Beurteilung der Spannungsqualität werden verstärkt in Verträgen berücksichtigt und finanziell bewertet werden. Eine neue Tarif-Struktur kann sich herausbilden. Die notwendige Spannungsqualität und der entsprechende Preis werden individuell zwischen Industriekunde und Lieferant/Netzbetreiber vertraglich vereinbart.

Bezüglich der Spannungsqualität ist eine Lücke zwischen den Gerätesicherheitsnormen – inkl. DIN IEC 600 38/HD 472 S1 und DIN EN 50160 zur Beschreibung der Merkmale der Spannung in öffentlichen Stromversorgungsnetzen vorhanden. Die Schnittstelle Energieübergabe/Geräte- und Anlagenbetrieb muss definiert werden, da der Betrieb von Geräten und Anlagen beim Anwender von fixierten Grenzwerten abhängig ist. Daher muss die begonnene Überarbeitung der DIN EN 50160 weitergeführt werden, ebenso die in Aussicht gestellte Überarbeitung der DIN IEC 600 38.

Das derzeit hohe Niveau der Spannungsqualität in den deutschen Verteilungsnetzen ist auch in Zukunft zu erhalten. Zur langfristigen Sicherung der dafür notwendigen kontinuierlichen Investitionen in den Verteilungsnetzen muss die Spannungsqualität in die angewendeten Regulierungsmodelle und -mechanismen einbezogen werden.

Mit Blick auf das Niveau der Spannungsqualität in Deutschland erscheint die mit entsprechend hohen Aufwendungen verbundene breite Einführung permanenter Kontrollmessungen der Spannungsqualität in den öffentlichen Verteilungsnetzen derzeit nicht angemessen. Vor einer evtl. vereinheitlichten Durchführung und Auswertung von Messungen ist zunächst ein entsprechender Bedarf festzustellen. Im Bedarfsfall sind – unter Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten – entsprechende Richtlinien, z. B. bzgl. Messpunkten, Auswertelgorithmen und auszuweisender Kenngrößen zu definieren. Aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zwischen Kunden und Netzbetreiber zur Spannungsqualität oder bestimmten technischen Notwendigkeiten kann jedoch an ausgewählten Verknüpfungspunkten die Durchführung permanenter Kontrollmessungen erforderlich sein. Insbesondere die Überwachung ggf. unterschiedlicher tariflich bewerteter Qualitätsstandards bei Industriekunden und die Beantwortung weiterreichender Fragen wie Haftung, Gewährleistungen, Arbeitsschutz, strategische Planung, Verursacherprinzip usw., kann den Einsatz von permanent arbeitenden Monitoringsystemen erfordern.

Eine ganzheitliche numerische Simulation von Energieerzeugung, Übertragung, Verteilung, bis hin zur Einbeziehung von Kundenanlagen (Geräte, Anlagen, Prozesse), erscheint für zukünftige Planungen notwendig und sinnvoll. Dazu sollen geeignete mathematische Tools entwickelt werden.

Eine Klassifizierung technologischer Prozesse sowie von leistungsstarken Verbrauchern im industriellen Prozess auf Störfestigkeits- und Störaussenpegel ist notwendig. Diese Klassifizierung von Prozessen kann analog zur Klassifizierung nach DIN EN 61000-2-4 erfolgen, wo an Beispielen Nutzungsklassen als elektromagnetische Umgebungsklassen definiert sind.

6. Servicequalität in Verteilungsnetzen

6.1. Grundlagen

Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit charakterisieren die Qualität der elektrischen Energie selbst, die der Stromkunde⁴ bezieht. Keine Berücksichtigung findet dabei die qualitative Bewertung der Beziehungen zwischen Unternehmen und Kunde, also der Kundenservice der Versorgungsunternehmen. Eigenschaften und Qualität des Kundenservice werden durch die Servicequalität erfasst und charakterisiert. Die am liberalisierten Strommarkt erforderliche Trennung zwischen Netz und Vertrieb (Unbundling) führt dazu, dass der Kunde sowohl Beziehungen zum Unternehmen seines Netzbetreibers, als auch zum Unternehmen seines Lieferanten unterhält⁵. Obwohl diese Trennung den Kunden – insbesondere den Tarifkunden – nicht immer bewusst ist, ist bei der Betrachtung der Servicequalität zwischen Kundenservice des Netzbetreibers und des Lieferanten zu unterscheiden.

Die Servicequalität betrifft alle direkten Kontakte des Kunden zu den Unternehmen, wie beispielsweise telefonische oder persönliche Gespräche bei der Tarifberatung, Zählerablesungen oder schriftliche Korrespondenz (z. B. zur Abrechnung), und wird deshalb vom Kunden sehr deutlich wahrgenommen. Umfragen bestätigen den hohen Stellenwert der Servicequalität beim Kunden.

Die Servicequalität gliedert sich gemäß Bild 22 in verschiedene Gruppen:

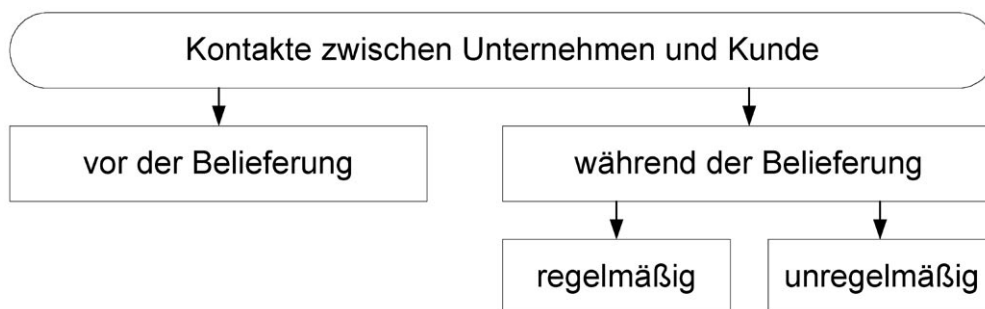


Bild 22 Systematisierung der Kontakte zwischen Kunde und Unternehmen [75]

⁴ Im weiteren Text wird nur der Begriff Kunde verwendet, wenn Stromkunde gemeint ist

⁵ Wenn im weiteren Text Lieferant und Netzbetreiber gleichermaßen gemeint sind, wird der Begriff Unternehmen verwendet

Abgeleitet von der Systematisierung, entsprechend Bild 22, gibt Tabelle 7 einen Überblick wichtiger Kontakte zwischen Kunde und Unternehmen.

Kontakt vor Belieferung	Kontakt während Belieferung	
	regelmäßig	unregelmäßig
<ul style="list-style-type: none"> • Installation von Anschluss und Zählung • Ausführung von Arbeiten • Kostenkalkulation 	<ul style="list-style-type: none"> • Genauigkeit der Abschlagsberechnung • tatsächliche Zählerablesungen • Service in Kundenzentren • Telefonservice 	<ul style="list-style-type: none"> • Reaktion auf Sicherungsauslösungen • Beschwerden über Spannungsqualität • Zählerprobleme • Kundenanfragen zu Kosten (Zahlungen/Vergütungen) • Terminplanung • Reaktion auf schriftliche Anfragen • Reaktion auf Schadensansprüche • Wiederversorgung nach Sperrung des Anschlusses • Ausführung von Arbeiten • Kostenkalkulation • Ankündigung geplanter Abschaltungen

Tabelle 7 Übersicht ausgewählter Kenngrößen der Servicequalität [35]

Tabelle 7 zeigt, dass unregelmäßige Kontakte mit ihrer Vielfältigkeit den Schwerpunkt der Beziehungen zwischen Kunde und Unternehmen darstellen. Sie treten mit deutlich größerer Häufigkeit auf als die Kontakte vor der Belieferung und die regelmäßigen Kontakte während der Belieferung. Grund dafür ist, dass der Kunde fast ausschließlich bei Problemen, z. B. auf Grund von Zählerstörungen oder Versorgungsausfall oder bei Unklarheiten mit der Abrechnung den Kontakt zum entsprechenden Unternehmen sucht. Insbesondere in den Fällen der unregelmäßigen Kontakte erwartet der Kunde eine einfache, zügige und kompetente Lösung seines Problems. Art und Weise der Problembehandlung im Falle eines unregelmäßigen Kontaktes haben bei der kundeneigenen, subjektiven Bewertung des Kundenservice einen besonders hohen Stellenwert.

6.2. Kenngrößen, Wechselwirkungen, Beeinflussbarkeit

Allgemein gültige Normen zur Servicequalität existieren bisher nicht. Im Gegensatz zur Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit hat die Servicequalität keinen direkten Einfluss auf den zuverlässigen und sicheren

Betrieb der Versorgungsnetze und der angeschlossenen elektrischen Geräte und Anlagen. Normative Vorgaben in Analogie zu DIN EN 61000 [56] oder DIN EN 50160 [33] (vergl. Kap. 5) sind deshalb nicht vorhanden. Unternehmensintern existieren jedoch vereinzelt individuelle Vorgaben, die bestimmte Aspekte der Servicequalität regeln.

Im Rahmen der Liberalisierung können die erforderlichen Kostenoptimierungen in den Unternehmen einerseits zur Verschlechterung des Kundenservice, andererseits zur Bevorzugung weniger großer Kunden (Sondervertragskunden) gegenüber anderen Kunden (Tarifkunden) führen. Unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit kann die Servicequalität somit eine Aufgabe der Regulierungsbehörde werden.

Die Einführung von allgemein verbindlichen Servicequalitäts-Kenngrößen sollte dann erfolgen, wenn eine Vielzahl von Tarifkunden mit einer bestimmten Serviceleistung unzufrieden ist oder von der Regulierungsbehörde eine allgemeine Anhebung bzw. Angleichung regional unterschiedlicher Qualitätsstufen einer bestimmten Serviceleistung angestrebt wird. Ziel kann dabei bspw. sein, dem Prinzip der Gleichbehandlung aller Kunden Rechnung zu tragen. Die Auswahl der erforderlichen Kenngrößen sowie der entsprechenden Grenzwerte hängt in starkem Maße von strukturbedingten Gegebenheiten ab und muss daher individuell unterschiedlich ausfallen. Ein Vergleich der Kenngrößen zwischen den europäischen Ländern zeigt eine Vielzahl verschiedener Kenngrößen und einen großen Variationsbereich der definierten Grenzwerte. Ein Teil der Kenngrößen ist zudem auf einzelne Länder beschränkt, was die starke Beeinflussung durch Strukturmerkmale belegt [35] (vgl. auch Bild 25).

Alle Vorgaben erfolgen entweder in Form kundenbezogener Vorschriften („guaranteed standards“) oder systembezogener Richtlinien („overall standards“).

guaranteed standards (GS) (kundenbezogene Vorschriften)	overall standards (OS) (systembezogene Richtlinien)
<ul style="list-style-type: none"> • Definition der Mindestanforderungen an die Qualität verschiedener Serviceleistungen für den einzelnen Kunden • Bußgeldzahlung bei Nichteinhaltung 	<ul style="list-style-type: none"> • Unternehmensweite Sicherstellung einer definierten Mindestqualität für bestimmte Serviceleistungen • Information der Kunden über das zu erwartende, mittlere Niveau einer bestimmten Serviceleistung • Einhaltung nicht für jeden Kunden garantiert • keine Bußgeldzahlung bei Nichteinhaltung für einzelne Kunden • Überwachung der Servicequalität

Bild 23 Vorschriften und Richtlinien [78]

Vorschriften definieren die Mindestanforderungen an die Qualität einer bestimmten Serviceleistung (Kenngröße) für jeden einzelnen Kunden und verpflichten das Unternehmen bei Nichteinhaltung zu einer Entschädigungszahlung. Richtlinien dienen dagegen der unternehmensweiten Sicherstellung einer definierten Mindestqualität für eine bestimmte Serviceleistung. Sie dient den Kunden in erster Linie als Orientierungswert und kann in Einzelfällen unterschritten werden, ohne dass der Kunde dabei Anspruch auf Entschädigung hat. Die Entscheidung für Vorschrift oder Richtlinie ist – wie die Auswahl der Kenngrößen selbst – in starkem Maße von den regionalen Bedingungen und den Zielen der Regulierungsbehörde abhängig. Tabelle 8 gibt für verschiedene europäische Länder und Servicequalitätskenngrößen an, ob eine kundenbezogene Vorschrift oder eine systembezogene Richtlinie definiert wurden.

TABLE 1.4 MOST COMMON GUARANTEED AND OVERALL STANDARDS									
SERVICE	GS/ OS	FRANCE	GREAT BRITAIN	IRELAND	ITALY	THE NETHERLANDS	PORTUGAL	SPAIN	N.
		Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	
Connection (supply and meter)	GS	√	√	√	√			√	5
	OS		●				●		2
Estimating Charges for Simple Works	GS	√	√	√	√			√	5
	OS						●		1
Meter problems	GS		√	√			√	√	4
	OS				●	●			2
Queries on charges and payments	GS		√	√			√	√	4
	OS				●	●			2
Appointments scheduling	GS	√	√	√	√		√		5
	OS					●			1
Number of meter readings within a year	GS							√	1
	OS	●	●	●	●		●		5
Response to customers letters	GS	√							1
	OS		●	●	●	●	●		5
Response to customer claims	GS	√		√				√	3
	OS			●	●	●	●		4
Execution of simple works	GS	√			√			√	3
	OS					●	●		2
N. Total	GS	6	5	6	4	0	3	7	
	OS	1	3	3	5	6	6	0	

√ = where Guaranteed Standard (GS) is in place; ● = where Overall Standard (OS) is in place.

Tabelle 8 Überblick über die gebräuchlichsten Vorschriften und Richtlinien ausgewählter CEER-Mitgliedsstaaten [35]

Bild 24 zeigt zusammengefasst die Anzahl der kundenbezogenen bzw. systembezogenen Standards der in Tabelle 8 betrachteten sieben europäischen Länder.

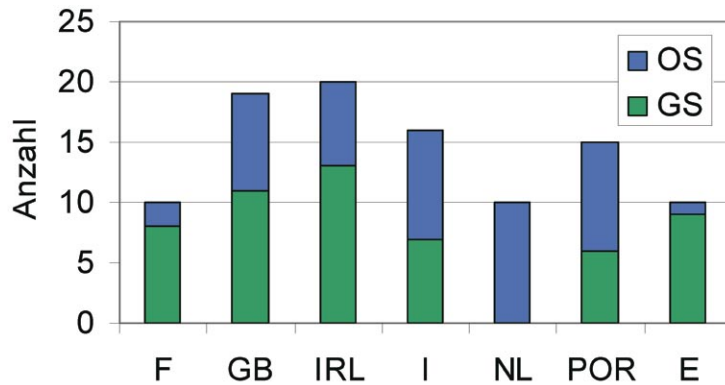


Bild 24 Anzahl der kundenbezogenen (GS) und systembezogenen (OS) Standards [78]

Aus Bild 25 geht die Anzahl der Länder mit gleichen standardisierten Serviceleistungen hervor.

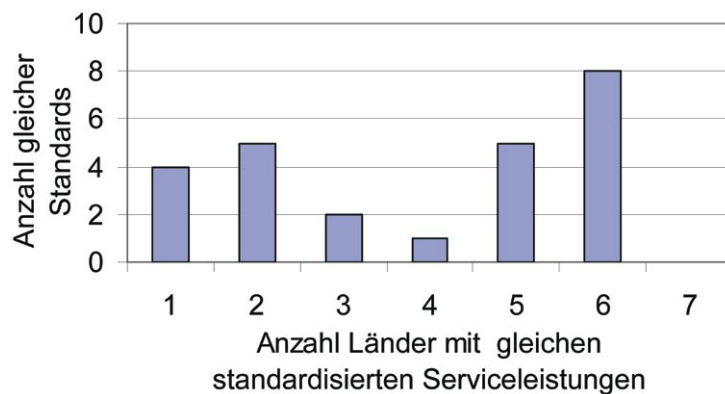


Bild 25 Anzahl gleicher Standards [78]

Keine einzige Servicequalitäts-Kenngröße ist in allen sieben betrachteten Ländern gleichzeitig eingeführt. 13 Kenngrößen werden in fünf bzw. sechs Ländern verwendet, während insgesamt neun Kenngrößen nur in ein oder zwei Ländern Anwendung finden. Letztere sind auf individuelle, strukturbedingte Gegebenheiten in den entsprechenden Ländern zurückzuführen, während die in fünf und sechs Ländern eingesetzten Kenngrößen offensichtlich von allgemeinem Interesse bei Regelungen zur Servicequalität sind.

In den europäischen Ländern häufig verwendete Kenngrößen sowie deren Grenzwertbereiche und die, bei Nichteinhaltung fällig werdenden Entschädigungszahlungen zeigt Tabelle 9. Es gibt für jede Kenngröße mindestens ein Land, das über eine systembezogene Richtlinie verfügt. Deshalb beginnt der Wertebereich für die Entschädigungszahlungen ausnahmslos bei 0 EURO.

	Wertebereich der Grenzwerte		Wertebereich der Entschädigungszahlungen	
	von	bis	von	bis
Zeitspanne für Terminvereinbarungen	2h	3h	0 EURO	35 EURO
Dauer für Einrichtung eines Kundenanschlusses	2 Tagen	5 Tagen	0 EURO	50 EURO
Dauer für Kostenkalkulation einfacher Arbeiten	5 Tage	20 Tage	0 EURO	65 EURO
Reaktion auf Probleme bei der Zählung	5 Tage	20 Tage	0 EURO	35 EURO
Bearbeitung von Anfragen zu Abrechnung und Zahlung	5 Tage	20 Tage	0 EURO	35 EURO
Anzahl der Zählerablesungen pro Jahr	1	6	0 EURO	30 EURO
Reaktionszeit auf schriftliche Kundenanfragen	8 Tage	20 Tage	0 EURO	20 EURO
Reaktionszeit auf Kundenbeschwerden	5 Tage	20 Tage	0 EURO	35 EURO

Tabelle 9 Häufig verwendete Servicequalitäts-Kenngrößen in Europa und deren Variationsbereiche [35]

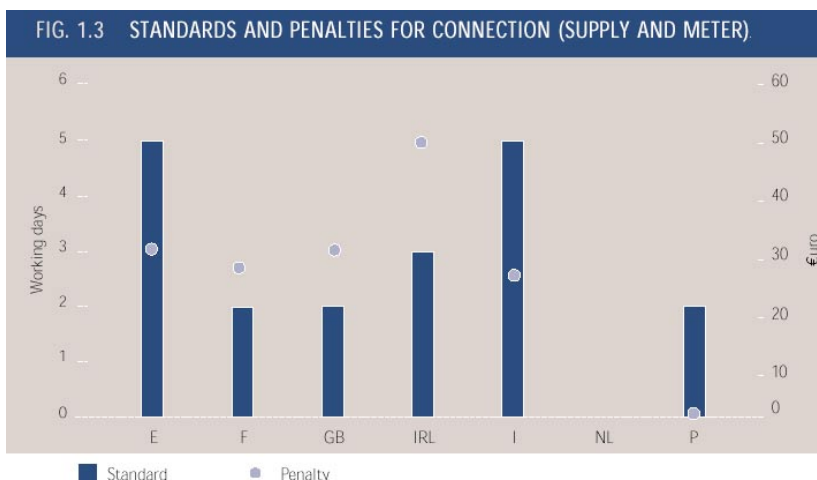


Bild 26 Vorgaben und Entschädigungszahlungen am Beispiel der Servicequalitätskenngröße „Dauer für Einrichtung eines Kundenanschlusses“ [35]

Bild 26 zeigt am Beispiel der Dauer für die Einrichtung eines Kundenanschlusses (Versorgung und Zählung) die Vorgaben durch die Regulierungsbehörde und die, bei Nichteinhaltung fällig werdende Entschädigungszahlung für verschiedene europäische Länder. In Spanien und Italien kann die Einrichtung des Kundenanschlusses bis zu fünf Werktagen in Anspruch nehmen. Wird diese Vorgabe nicht erreicht, sind vergleichsweise niedrige Entschädigungszahlungen von ca. 30 EURO fällig. Die Einrichtung eines Kundenanschlusses in Irland darf dagegen nur maximal drei Werktage dauern. Bei Überschreitungen ist die im Vergleich höchste Entschädigung von 50 EURO zu zahlen. In den Niederlanden ist kein Standard vorgegeben. Der breite Variationsbereich für Vorgabe und Entschädigungszahlung resultiert, wie bereits erwähnt, aus den unterschiedlichen strukturellen Eigenschaften der Verteilungsnetze und den daraus resultierenden verschiedenen Interessen bzw. den Zielen der Regulierungsbehörden.

6.3. Kundensicht

Für den Kunden spielt die Servicequalität eine große Rolle. Für ihn ist die Servicequalität während der Vielzahl verschiedener Kontakte zu den Unternehmen unmittelbar wahrnehmbar. Als Beispiele seien Freundlichkeit und Kompetenz im Kundengespräch und Transparenz und Richtigkeit von Abrechnungen und Abschlägen genannt.

Ebenso sind Kommunikation und Information zwischen Unternehmen und Kunde von zentraler Bedeutung. Beispielsweise wurden im Sommer 2003, als im Südwesten Deutschlands großflächige Spannungsabsenkungen aufgetreten sind, diverse IT- und TK-Anlagen abgeschaltet oder von den, auf feste Grenzwerte eingestellten, über die Fläche verteilten Spannungsüberwachungen Fehlermeldungen erzeugt, die mit einem deutlichen erhöhten Serviceaufwand verbunden waren (vgl. Kap. 5.5.1, [70]). Aus Sicht des Kunden hätten diese Probleme bei einer frühzeitigen Information durch kundenseitige spannungsstabilisierende Maßnahmen vermieden werden können. Hier wären aus Kundensicht bspw. Minimalstandards zur Informationspflicht sinnvoll.

Generell müssen Kundenanlagen und einzelne elektrische Geräte so ausgelegt sein, dass sie innerhalb des nach DIN IEC 600 38 zulässigen Spannungsbandes einwandfrei funktionieren. Aus Sicht des Netzbetreibers muss dieser in kritischen Situationen das Toleranzband ausnutzen können. Eine vorbeugende Information über Spannungsabsenkungen wäre nur möglich, wenn diese frühzeitig absehbar sind und setzt voraus, dass Informationen über die Spannungsempfindlichkeit von Kundenanlagen vorliegen.

6.4. Internationale Sicht

Im September 2003 wurde durch den Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER – Council of European Energy Regulators) ein Vergleich der Servicequalität zwischen zehn Teilnehmerstaaten vorgelegt, deren Ergebnisse an dieser Stelle zusammengefasst werden [35]. Der Vergleich besteht im ersten Teil aus einem Benchmarking, das für bestimmte Servicequalitäts-Kenngrößen entsprechende Grenzwertvorgaben und Entschädigungszahlungen bei deren Nichteinhaltung gegenüberstellt. Auf Grund der großen Unterschiede zwischen den Teilnehmerstaaten der Studie bei den Regelungen zur Servicequalität beschränkt sich der quantitative Vergleich auf sieben Staaten. Durch eine im zweiten Teil der Studie durchgeführte Umfrage, die allgemeinere, qualitative Vergleiche in den Vordergrund stellt, konnten weitere drei Staaten in die Studie einbezogen werden.

Auswertung des quantitativen Benchmarks

Die bestehenden Regelungen zur Servicequalität werden unabhängig von ihrer Bewertung beschrieben. Sowohl die Anzahl der kundenbezogenen und systembezogenen Standards, als auch die festgelegten Grenzwerte und Entschädigungszahlungen bei Nichteinhaltung differieren zwischen den einzelnen Staaten beträchtlich. Irland und Großbritannien haben für die acht häufigsten Servicequalitäts-Kenngrößen die strengsten Grenzwerte und die höchsten Entschädigungszahlungen. Portugal dagegen definiert großzügigere Grenzwerte und niedrigere Entschädigungszahlungen. Die Niederlande verfügen ausschließlich über systembezogene Richtlinien. Entschädigungszahlungen bei Nichteinhaltung der Grenzwerte fallen damit für die Unternehmen nicht an.

Die Regelungen zur Servicequalität werden teilweise in Konzessionsverträgen der Unternehmen und teilweise in Regeln und Codes für den Netzzugang, den Anschluss, die Versorgung und die Zählung fixiert, bspw. in Netzan-schlussverträgen.

Die Studie weist darauf hin, dass alle angegebenen Werte nur eingeschränkt untereinander vergleichbar sind. Einerseits differiert der Informationsumfang und die Definition der einzelnen Servicequalitäts-Kenngrößen zwischen den Staaten, andererseits wird auf die länderabhängig unterschiedlichen Betriebsbedingungen wie Klima und geographische Merkmale, unterschiedliche Grade der Liberalisierung, verschiedene Organisationsstrukturen der Energiemärkte und abweichende Rechtsstrukturen in den Staaten hingewiesen.

Auswertung der Umfrage

Im Folgenden werden ausgewählte Fragen und die entsprechenden Ergebnisse der Umfrage kurz dargestellt:

- Hat die Regulierungsbehörde bestehende Regeln zur Servicequalität, insbesondere im Hinblick auf die Liberalisierung der Versorgung und das Unbundling von Netz und Vertrieb geändert ?

Nur in vier von zehn Staaten wurden durch die Einführung von Codes, Verträgen und notwendigen Genehmigungen erhebliche Veränderungen durch die Regulierungsbehörde vorgenommen, während in den anderen sechs Staaten kaum oder keine Änderungen stattfanden. Nur einige Staaten weisen klar getrennte Regeln für Netz und Vertrieb aus. Die meisten Regeln fallen in die Zuständigkeit der Netzbetreiber.

- Wie ist die Zählung unter Berücksichtigung der Servicequalität geregelt ?

In fünf Staaten existieren konkrete Regeln und Codes für die Zählung. In drei Staaten sind darüber hinaus entsprechende Standards in Kraft. In sieben Staaten ist die Zählung in der Verantwortung der Netzbetreiber und damit nicht offen für den Wettbewerb.

- Gibt es Regelungen für den Wechsel des Lieferanten und existieren ggf. entsprechende Standards ?

In sechs Staaten gibt es eine standardisierte Vorgehensweise beim Lieferantenwechsel. In zwei Staaten existieren keine Regelungen.

- Ist der Lieferant für Sondervertragskunden einziger Ansprechpartner oder können sich diese auch direkt an den Netzbetreiber wenden ?

In sechs Staaten hat der Kunde bei netzrelevanten Belangen direkten Kontakt zum Netzbetreiber. In drei Staaten kann der Kunde wählen, ob er ausschließlich den Lieferanten als Kontaktperson haben möchte. In den meisten Staaten werden Netzanschlussverträge mit dem Netzbetreiber abgeschlossen.

Der CEER stellt in seiner Studie zusammenfassend fest:

1. Die Servicequalität bildet derzeit den Schwerpunkt der Aufgaben der Regulierungsbehörden europäischer Länder.
2. Die Anzahl der definierten Servicequalitäts-Kenngrößen, die festgelegten Grenzwerte und die Höhe der Entschädigungszahlungen bei deren Nichteinhaltung variieren zwischen den Ländern erheblich.
3. Hauptsächlich werden kundenbezogene Vorschriften für die unregelmäßigen Kontakte zwischen Kunde und Unternehmen fixiert.
4. Entschädigungszahlungen erfolgen in den meisten Fällen automatisch. Nur in wenigen Fällen muss der Kunde diese beim Unternehmen beantragen.
5. Es wird zwischen Regelungen für Netzbetreiber und Lieferanten unterschieden.
6. Steigender Wettbewerb, z. B. bedingt durch einen höheren Grad der Liberalisierung, führt zur Verringerung der Regulierung.
7. Eine zyklische Überprüfung der Notwendigkeit der Servicequalitäts-Kenngrößen bzw. deren Anpassung an sich verändernde Wettbewerbsbedingungen ist notwendig.

6.5. Regulatorische Sicht

Die in Deutschland feststellbaren Unterschiede bei Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit sind vor allem für die große Zahl an Tarifkunden kaum wahrnehmbar. Im Wettbewerb zwischen den Unternehmen kann hier deshalb die Servicequalität eine wichtige Rolle bei der Werbung neuer Kunden einnehmen. Es liegt im Interesse der Unternehmen, die Servicequalität zu verbessern, um sich voneinander abzuheben. Verbindliche Servicequalitäts-Standards können, bezogen auf die Kundensegmente Privat-/ Gewerbe-/ Industriekunden, einen Beitrag zur Sicherung der Diskriminierungsfreiheit liefern [79]. Damit könnte ein Gegengewicht zur möglichen Verminderung der Servicequalität auf Grund notwendiger Kosteneinsparungen in den Unternehmen geschaffen werden (vgl. Abschnitt 6.2).

Hält sich beides die Waage, können Eingriffe durch die Regulierungsbehörde auf ein Minimum beschränkt werden. Zum gleichen Schluss kommt auch der CEER, indem er feststellt, dass mit wachsender Deregulierung die Anzahl der Vorschriften und Richtlinien abnimmt (vgl. Abschnitt 6.4). In Deutschland könnte auf Grund der vollständigen Deregulierung die Einführung von Servicequalitäts-Kenngrößen deshalb eine untergeordnete Rolle bei den Aufgaben der Regulierungsbehörde spielen. Vor deren Fixierung sind in jedem Falle Überschneidungen mit bereits gebräuchlichen Regelungen, wie z. B. TAB [80] und AVBEltV [81], zu überprüfen.

Verfügen die Unternehmen selbst bereits über entsprechende interne Regeln und Standards, kann die Regulierungsbehörde durch die Veröffentlichung von Vergleichen (Benchmarking) helfen, die Transparenz gegenüber dem Kunden zu erhöhen. Dabei ist stets die Vergleichbarkeit der Daten zu überprüfen und ggf. deren Vereinheitlichung anzustreben. Aus regulatorischer Sicht erscheint die Überwachung des fairen Wettbewerbs aller Unternehmen ebenfalls als wichtig. Dazu zählen:

- Anstreben eines fairen Verhaltens etablierter bzw. dominanter Lieferanten gegenüber kleineren bzw. neuen Lieferanten (angewendete Vertriebspraktiken),
- Gleichberechtigung zwischen möglichen Vertriebstöchtern des Netzbetreibers und anderen Lieferanten; keine Diskriminierung einzelner Lieferanten beim Netzzugang,
- möglichst einheitliche, geringe Kosten und Dauer für den Lieferantenwechsel,
- keine benachteiligte Behandlung besonderer Kundengruppen (z. B. Behinderte, Geringverdienende oder Kunden mit eingeschränkter Wahlmöglichkeit).

Wird die Einführung bestimmter Servicequalitäts-Kenngrößen aus Sicht der Regulierungsbehörde erforderlich, so müssen eine Reihe von Bedingungen beachtet werden [79]:

- Trennung zwischen Lieferanten-spezifischen und Netzbetreiber-spezifischen Kennzahlen,
- exakte Definition der Kenngrößen, ihrer Ermittlung, Bewertung und Beeinflussbarkeit,
- angemessene, individuelle Festlegung von Grenzwerten,
- Festlegung, ob und ggf. welche Konsequenzen bei Nichteinhaltung der Grenzwerte drohen.

In verschiedenen europäischen Ländern erfolgt eine aktive Kundenbeteiligung zur Sicherstellung der Servicequalität [78]:

- GB:
Beteiligung von Verbraucherverbänden bei der Abwicklung von Beschwerden,
- E, I:
Verbraucherverbände in beratender Funktion für die Regulierungsbehörden.

6.6. Empfehlungen

- Verbindliche Service-Standards können, bezogen auf die Kundensegmente Privat-/Gewerbe-/Industriekunden, einen Beitrag zur Sicherung der Diskriminierungsfreiheit liefern.
- Wird die Einführung von Servicequalitäts-Kenngrößen erforderlich, ist im Sinne des Unbundling von Netz und Vertrieb eindeutig zwischen lieferantenspezifischen und netzbetreiberspezifischen Servicequalitäts-Kenngrößen zu unterscheiden. Die Kenngrößen sind exakt zu definieren (Ermittlung, Bewertung).
- Aufgrund der vollständigen Marktöffnung im Energievertrieb ist die Frage zu beantworten, ob überhaupt lieferantenspezifische Servicequalitäts-Kenngrößen verbindlich festgelegt werden müssen oder ob nicht unterschiedliche Ausprägungen der Servicequalität in diesem Bereich von den Unternehmen primär zu der Marktdifferenzierung genutzt werden können. Wenn ja, sollte sich die Anzahl der in Kraft gesetzten Vorschriften und Richtlinien an den Ländern mit den wenigsten Vorschriften und Richtlinien orientieren.
- Die Einführung von allgemein verbindlichen netzbetreiberspezifischen Servicequalitäts-Kenngrößen sollte dann erfolgen, wenn eine Vielzahl von Tarifkunden mit einer bestimmten Serviceleistung unzufrieden ist oder von der Regulierungsbehörde eine allgemeine Anhebung bzw. Angleichung regional unterschiedlicher Qualitätsstufen einer bestimmten Serviceleistung angestrebt wird.
- In jedem Fall ist auf eine angemessene und individuelle Festlegung der Grenzwerte sowie auf eine objektive Betrachtung möglicher Konsequenzen bei Nichteinhaltung zu achten.
- Grundsätzlich ist bei Veränderungen der bestehenden Situation, also vor der Einführung einer Servicequalitäts-Kenngröße, eingehend zu überprüfen, ob bestehende Regeln, Verträge und Codes in bestehender oder angepasster Form anwendbar sind und welche Konsequenzen die Servicequalitäts-Kenngröße für die Unternehmen hat.
- Im Rahmen einer umfassenden Beurteilung der bestehenden Wettbewerbssituation ist durch die Regulierungsbehörde zu prüfen, ob durch die Beschränkung auf Überwachung des Wettbewerbs und die Veröffentlichung von Vergleichen zwischen den Unternehmen die Einführung einer Servicequalitäts-Kenngröße vermieden werden kann.

Literaturverzeichnis

- [1] K. Engelbertz:
„Versorgungsqualität – Beschreibung, Harmonisierung und Beeinflussung“
1. Arbeitssitzung der ETG-Task-Force „Versorgungsqualität“ am 19.01.2004
- [2] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG):
„Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“ – Tagungsunterlage zur
ETG-Fachtagung am 18.-19.1.2005 in Berlin
www.vde.com/versorgungsqualitaet2005
- [3] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG):
„VDE-Analyse Stromversorgungsstörungen in den USA/Kanada, London, Schweden/
Dänemark und Italien – Anlässe und Abläufe, Ursachen und Konsequenzen.“
www.vde.com/blackouts2003
- [4] M. Schwan:
„Grundsätze der VDE/ETG-Analyse Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungs-
system.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [5] M. Schwan:
„Insurance models as an appropriate measure for risk based asset management in the
competitive European electricity market.“
CIGRE 2002, Discussion in group 38, question 1.12
- [6] K. H. Weck, W. H. Wellssow:
„Bedeutung der Spannungsqualität im Strommarkt.“
ETG-Fachbericht 79 „Internationale ETG-Tage 1999“, S. 179-188,
VDE-Verlag GmbH, Berlin-Offenbach, 1999
- [7] A. Osterholt:
„Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen – Einführung.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [8] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW):
„Anleitung zur systematischen Erfassung von Störungen und Schäden in Netzen über 1 kV
und deren statistische Auswertung.“
4. Ausgabe, VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, 1994
- [9] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG),
21.7.2004
- [10] B. Buchholz:
„Bedeutung der Erzeugungsstruktur und des Übertragungsnetzes für die Versorgungs-
qualität – Einführung.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]

- [11] European Commission Joint Research Centre:
„Green Paper Towards a European strategy for security of energy supply“ 2001,
<http://www.jrc.es/pages/iptsreport/vol64/german/ENE1G646.html>
- [12] Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften C343/195, DE 5.12.2001
- [13] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG):
„VDE-Studie Elektrische Energieversorgung 2020 – Perspektiven und Handlungsbedarf.“
2005, www.vde.com/energieversorgung2020
- [14] J. Nitsch, L.A. Brischke.
„Struktur einer zukünftigen Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien.“
Beitrag ETG-Workshop „Wege zur Energieversorgung 2020“, 30.9.2003, Energietechnische
Gesellschaft im VDE (ETG), 2003
- [15] Bündnis 90/ Die Grünen:
„Erschließung erneuerbarer Energien.“
Beitrag Forum des VDE-Bezirksvereins Sachsen, 26.2.2004
- [16] Deutsche Energie-Agentur:
„Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an
Land und Offshore bis zum Jahre 2020 (dena-Netzstudie).“
Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2005
- [17] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW):
„Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.“
2. Ausgabe, VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt, 1998
- [18] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW:
„DistributionCode 2003 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen.“
2003
- [19] B. Buchholz, C. Schwaegerl, T. Stephanblome, H. Frey, N. Lewald, Z. Styczynski:
„Advanced planning and operation of dispersed generation ensuring power quality, security
and efficiency in distribution systems.“
Beitrag CIGRE-Konferenz Paris, 2004
- [20] F. Berger:
„Systemsicherheit: Übertragungsnetze als Bindeglied zwischen sich ändernden
Erzeugungsstrukturen und zu gewährleistender Versorgungsqualität für angeschlossene
Verteilungsnetze.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [21] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
(KWKG), 19.3.2002
- [22] Europäische Kommission – Generaldirektion Energie und Transport:
„Entscheidung zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäische Netze im Energiebe-
reich“ (KOM 2003/742)
- [23] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE):
„Operation Handbook“
2004, www.ucte.org

- [24] G. Brauner:
„Großstörungen und Sicherheitsanforderungen in Übertragungssystemen.“ VEÖ Journal
Jan.-Feb. 2004
- [25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), Artikel 1 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7.07.2005
- [26] K. Rohrig, D. Christoffers:
„Prognoseverfahren zur optimalen Nutzung erneuerbarer Energien.“
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET), FVS Themenheft 2001
- [27] G. Dany, H. Bouillon:
„Ausgleichsleistung und -energiebedarf in Regelzonen mit hohem Windenergieanteil.“
VDE-Kongress 2002, Band 1, VDE-Verlag GmbH, Berlin-Offenbach
- [28] Buchholz, Schegner, Imhof:
„Erkenntnisse aus den Blackouts des Jahres 2003.“
VDN/ETG-Fachtagung „Schutz- und Leittechnik“, 2004
- [29] B. Buchholz, H. Schubert:
„Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für verteilte Erzeugung.“
Kasseler Symposium für Energie-Systemtechnik, 2003
- [30] K. Rohrig:
Vorhabensbeschreibung „Aufbau des thematischen Netzwerks Energie und Kommunikation.“
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel, 2003
- [31] K. G. Krämer, EFET Deutschland, Berlin
„Der Beitrag des Großhandels zur Versorgungsqualität.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [32] Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW:
„VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik: Anleitung – Systematische Erfassung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen und deren statistische Auswertung.“
5. Ausgabe, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin, 2004
- [33] DIN EN 50160:2000-03:
„Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.“
- [34] UNIPEDA Distribution Study Committee, Group of Experts:
„Service Quality (DISQUAL): Availability of Supply Indices.“
Ref. 05005REN 9733, 1997
- [35] Council of European Energy Regulators (CEER, Working Group on Quality of Electricity Supply):
„Second benchmarking report on actual levels, standards and regulators Strategies.“
2003

- [36] H. Roman:
 „Einflussmöglichkeiten des Netzbetreibers auf die Versorgungszuverlässigkeit.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [37] H. Schubert:
 „Stand und Perspektiven der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [38] A. Hüneburg:
 „Nationale/internationale Rahmenbedingungen.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [39] CH. Czauderna:
 „Versorgungsqualität in Industrienetzen.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [40] CH. Czauderna:
 „Versorgungsqualität in Industrienetzen.“
 Beitrag ETG-Mitgliederinformation 2/2005, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG),
 Frankfurt, 2005
- [41] S. Orzesko:
 „16,7 Hz – Insel der Glückseligen? Qualität der 16,7 Hz – Bahnenergieversorgung in
 Abhängigkeit von 50 Hz.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [42] S. Orzesko:
 „16,7 Hz – Insel der Glückseligen? Qualität der 16,7 Hz-Bahnenergieversorgung in
 Abhängigkeit von 50 Hz.“
 Beitrag ETG-Mitgliederinformation 2/2005, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG),
 Frankfurt, 2005
- [43] T. Flügel:
 „Versorgungszuverlässigkeit versus wirtschaftlichen Zwängen: Konsequenzen für
 medizinisch genutzte Einrichtungen – Ist der Patient heute gefährdet?“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [44] M. Angenend et al:
 „Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und Netzkosten großstädtischer und
 regionaler Stromverteilungsnetze.“
 ew. Jg. 103 Heft 15, 2004
- [45] M. Schwan, W. H. Wellßow, A. Schnettler:
 „Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit.“
 ETG-Fachbericht 92 „Zuverlässigkeit in der Stromversorgung“, VDE-Verlag,
 Berlin-Offenbach, 2003

- [46] H.-J. Ebeling:
„Versorgungssicherheit im regulierten Umfeld.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [47] M. Obergünner, F. Wirtz, H. Vennegeerts, W. Fritz:
„Was kostet die Versorgungszuverlässigkeit?“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [48] F. Schneider, A. Kollmann, R. Tichler:
„Netztarife in Österreich: Bestandsaufnahme und internationaler Vergleich.“
Energie-Institut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2005
- [49] Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM):
„Guaranteed and overall standards of performance.“
London, 2000
- [50] Electricité de France limited liability company (EDF S.A.):
„Contrat Emeraude“ (Smaragd-Vertrag), Übersetzung aus dem Französischen, Vereinigung
Deutscher Elektrizitätswerke e.V., Frankfurt, 1997
- [51] D. Haß, G. Pels Leusden, J. Schwarz, H. Zimmermann:
„Das (n-1)-Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen.“ Elektrizitätswirtschaft 80,
Heft 25, S. 923-926, 1981
- [52] D. Holmberg, T. Ostrup, M. Amorouayeché, A. Invernizzi:
„Reliability standards versus development of electric power industry.“ ÉLECTRA No. 177, S.
94-104, 1998
- [53] EMV-Richtlinie 89/336/EWG, Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit, 1998
- [54] Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG), 1998
- [55] P. Schegner:
„Spannungsqualität in Verteilungsnetzen – Einführung.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [56] DIN EN 61000 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
- [57] CSRES/VEÖ/VSE AES/VDN:
„Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen.“
2004
- [58] VDEW-Richtlinie: „Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“
Stand Oktober 2004, Neuauflage im Herbst 2005
- [59] T. Heck:
„Mindestansprüche von Industriekunden – Definition der Spannungsqualität als Notwendig-
keit der Absicherung einer betrieblichen Produktion.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]

- [60] H. Schäfer:
 „Mindestansprüche von Industriekunden – Betrachtung der Spannungsqualität versus Produktqualität und Produktsicherheit an Fallbeispielen.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [61] Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW:
 „TransmissionCode 2003: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 2003
- [62] Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC):
 „Application Guide zu EN 50160“
- [63] Rat der Europäischen Gemeinschaften:
 „Richtlinie 85/374/EWG des Rates vom 25. Juli 1985 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Haftung für fehlerhafte Produkte“
- [64] „Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power“ (ICHQP), Proceedings, October 1-4, 2000, Orlando, Florida, USA
- [65] B. Walther:
 „Blindleistungsregelung durch dynamische Kompensation in Mittel- und Niederspannungsnetzen.“
 ETG-Fachbericht 98 „Technische Innovationen in Verteilungsnetzen“, VDE-Verlag, Berlin-Offenbach, 2005
- [66] J. Pestka:
 „Welche Möglichkeiten hat der Netzbetreiber, Einfluss auf die Spannungsqualität zu nehmen?“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [67] J. Meyer, P. Schegner, G. Winkler, M. Mühlwitz, L. Schulze:
 „Efficient method for Power Quality Surveying in Distribution Networks.“ CIRED 2005, Turin
- [68] „Spannungsqualität. Koordinierte Messungen österreichischer E-Unternehmen.“
 Teil I-VII. versch., VEÖ-Journal 2000-2004
- [69] S. Klinger, F. Otto, H.-J. Radtke:
 „Lösungen bei erhöhten Anforderungen an die Versorgungsqualität.“
 etz Elektrotechnik und Automation, Heft 18, VDE Verlag GmbH, Berlin-Offenbach, 2003
- [70] P. Fleischmann:
 „Mindestansprüche eines flächendeckenden Kunden der Informations- und Telekommunikationstechnologie bei der Stromlieferung.“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]
- [71] W. Linke:
 „Netzspannungsqualität und Geräteeigenschaften – ein Normenproblem?“
 Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
 siehe [2]

- [72] DIN IEC 60038 (VDE 0175):2002-11 IEC-Normspannungen
- [73] DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1):1998-11 Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; siehe auch DIN EN 60204-1/ A1 (VDE 0113-1/ A1): 1998-07 (Entwurf) Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Änderung A1
- [74] Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
„VIK-Verfahrensweisung zur Elektroenergiequalität.“
Essen, 2005
- [75] Council of European Energy Regulators (CEER), Working Group on Quality of Electricity Supply:
„Initial Benchmarking report on quality of electricity supply.“
2001
- [76] Tagungsunterlagen zur Market Design Conference,
Schweden, 2003
- [77] K. Sand, K. Samdal, H. Seljeseth:
„Quality of Supply Regulation/Status and Trends“
Nordic Distribution and Asset Management Conference 2004
- [78] J. Meyer:
„Internationaler Rahmen zur Servicequalität.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [79] K. Engelbertz:
„Servicequalität in Verteilungsnetzen – Einführung.“
Beitrag ETG-Fachtagung „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“
siehe [2]
- [80] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW):
„Technischen Anschlussbedingungen – TAB 2000“
2000
- [81] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEitV), 1979

Abkürzungsverzeichnis

AVBEitV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
BNA	Bundesnetzagentur
CEER	Council of European Energy Regulators
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFET	European Federation of Energy Traders
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
ISO/OSI	ISO/OSI-Referenzmodell (reference model for open systems interconnection of the international organization for standardization)
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LAN	Local Area Network
LWL	Lichtwellenleiter
TAB	Technische Anschlussbedingungen Stromversorgung
TFH	Trägerfrequenz über Hochspannung
THD	Total Harmonic Distortion
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDN	Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
Telefax 069 6312925
<http://www.vde.com>
E-Mail service@vde.com

