



Gerd Balzer  
Christian Schorn

# Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser

*3. Auflage*

 Springer Vieweg

---

# Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser

---

Gerd Balzer · Christian Schorn

# Asset Management für Infra- strukturanlagen – Energie und Wasser

3. Auflage

 Springer Vieweg

Gerd Balzer  
FG Elek. Energieversorgung  
Technical University of Darmstadt  
Darmstadt, Deutschland

Christian Schorn  
TransnetBW GmbH, Stuttgart  
Stuttgart, Deutschland

ISBN 978-3-662-61525-6      ISBN 978-3-662-61526-3 (eBook)  
<https://doi.org/10.1007/978-3-662-61526-3>

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2011, 2014, 2020

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von allgemein beschreibenden Bezeichnungen, Marken, Unternehmensnamen etc. in diesem Werk bedeutet nicht, dass diese frei durch jedermann benutzt werden dürfen. Die Berechtigung zur Benutzung unterliegt, auch ohne gesonderten Hinweis hierzu, den Regeln des Markenrechts. Die Rechte des jeweiligen Zeicheninhabers sind zu beachten.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Lektorat: Alexander Gruen

Springer Vieweg ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer-Verlag GmbH, DE und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Heidelberger Platz 3, 14197 Berlin, Germany

---

## Vorwort zur 3. Auflage

In der vorliegenden Auflage sind aufgrund der weitergehenden Veränderung insbesondere in der elektrotechnischen Infrastruktur wesentliche Teile hinzugefügt bzw. die Struktur ist geändert worden, so dass eine erweiterte Neuauflage sinnvoll erschien.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Infrastrukturunternehmen haben sich sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene geändert, worauf im ersten Kapitel (Abschn. 1.3) näher eingegangen wird. Ausgehend von den Aktivitäten auf nationaler Ebene seitens der DKE (Deutsche Elektrotechnische Kommission) wurde in der Zwischenzeit ein internationaler IEC-Standard entwickelt, der im Jahr 2019, auch als VDE 0109, veröffentlicht wurde, Abschn. 2.2. Zusätzlich werden weitere Asset Management Aktivitäten auf internationaler Ebene dargestellt.

Wesentlich erweitert ist die Thematik „Optimierung der Instandhaltung“, welches sich zum einen durch die Ergänzung des Markov-Modells (Abschn. 3.4.1.4) und zum anderen in der vollkommenen Überarbeitung des Abschn. 3.5 zeigt. Hierbei gilt ein besonderer Dank Herrn Dr.-Ing. A. Rhein für die gründliche Durchsicht.

Darüber hinaus wurde dem erweiterten Thema „Statistik“ ein eigenes Kapitel gewidmet und im Kap. 7 werden Möglichkeiten der Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung aufgeführt. Eine Bewertung des Zustands der Betriebsmittel wird jedoch nicht vorgenommen, da dieses in der Verantwortung des Asset Managers ist, und somit ist diese Darstellung im Einklang mit der IEC/DKE-Vorschrift VDE 0109.

Es zeigt sich, dass die Entwicklung des Aufgabengebietes „Asset Management“ auch in der Zukunft noch nicht abgeschlossen ist, zumal sich die von außen vorgegebenen Randbedingungen stets ändern.

Darmstadt  
Stuttgart  
März, 2020

Gerd Balzer  
Christian Schorn

---

## Vorwort zur 2. Auflage

In der vorliegenden Auflage sind aufgrund der weitergehenden Veränderung insbesondere in der elektrotechnischen Infrastruktur wesentliche Teile hinzugefügt worden, so dass eine erweiterte Neuauflage als sinnvoll erschien. Zum Einen ist in der Zwischenzeit eine Instandhaltungsnorm von der Deutschen Elektrotechnischen Kommission (DKE) veröffentlicht worden, auf die im Abschn. 2.2.2 näher eingegangen wird. Dann ist ein neues Abschn. 3.5 zugefügt worden, welches sich mit der multi-kriteriellen Optimierung in der Instandhaltung bzw. der Erneuerung von Infrastrukturanlagen befasst. Hierbei werden Verfahren des Operations Research (OR) verwendet.

In der Systemwelt der Elektroenergieversorgung ist ebenfalls ein großer Umbruch im Gange, die „Energiewende“ hat natürlich auch massive Auswirkungen auf die Anlagen in der Infrastruktur. Dezentralisierung und neue Aufgabenstellungen erfordern neue Funktionen und dementsprechend auch neue Asset Strategien. Die „Modernisierung“ der Planungsprämissen, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, die Umsetzung von Innovationen mit der Einbeziehung neuer und intelligenter Betriebsmittel ist hier einer der Hauptdiskussionspunkte. Aber auch die Veränderung der Netzentwicklung von reinen Verbrauchsnetzen hin zu Einspeisenetzen mit erneuerbarer Energie stellt eine neue Herausforderung an den Asset Manager dar. Die neuen Planungsprämissen, die sich aufgrund der dezentralen Energieerzeugung ergeben, sind in einem gesonderten Abschnitt „Netzplanung in Smart Grid“ zusammengefasst. Entsprechend dieser Entwicklung sind vor allem die Kap. 2 und 3 mit diesen neuen Aspekten überarbeitet und ergänzt worden.

Es zeigt sich, dass die Entwicklung des Aufgabengebietes „Asset Management“ auch in der Zukunft noch nicht abgeschlossen ist, zumal sich die von außen vorgegebenen Randbedingungen stets ändern.

Stuttgart  
Darmstadt  
Februar, 2014

Gerd Balzer  
Christian Schorn

---

## Vorwort

Die Einführung von Wettbewerbsbedingungen im Bereich der Infrastrukturunternehmen hat vielfach dazu geführt, dass neue Entscheidungs- und Organisationsstrukturen in Versorgungsunternehmen entwickelt und umgesetzt wurden. Hierbei hat sich in den letzten Jahren insbesondere im Bereich der technisch-wirtschaftlichen Betrachtung von Netzen der Begriff „Asset Management“ durchgesetzt. Hierbei besteht, ganz global betrachtet, die wesentliche Aufgabe darin, die Investitionen und den Betrieb eines Netzes zu optimieren. In diesem Zusammenhang beziehen sich die im vorliegenden Buch dargestellten Beispiele häufig auf den Bereich der elektrischen Energieversorgung, jedoch sollte dieses nur exemplarisch angesehen werden, da alle Betrachtungen auch auf andere Infrastrukturbereiche (Gas, Wasser, Telekommunikation usw.) übertragen werden können. Die verwendeten Grundlagen und Beispiele, die in den folgenden Abschnitten dargestellt werden, haben im Wesentlichen zwei verschiedenen Quellen, die aber ihrerseits wiederum die internationale Fachdiskussion in Unternehmen, Fachorganisationen und Verbänden nutzen:

- Das Fachgebiet „Elektrische Energieversorgung“ der TU Darmstadt beschäftigt sich seit 15 Jahren intensiv mit Fragen und Lösungen im Bereich des Asset Management, mit dem Ziel, die Instandhaltung unter dem Gesichtspunkt der Versorgungszuverlässigkeit zu optimieren. Die Ergebnisse dieser Arbeit drücken sich in vielen Veröffentlichungen und Dissertationen aus, die in diesem Zeitraum publiziert wurden. Den Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen sei an dieser Stelle für die Arbeit recht herzlich gedankt.
- Von der EnBW Regional AG, Stuttgart, einem der größten Verteilungsnetzbetreiber in Deutschland wurden die Anregungen aus der Erfahrung einer entsprechenden Organisation aufgenommen. Die reale Struktur eines Asset Managements, entwickelt und ausgebaut mit nationalem und internationalem Austausch anderer Netzbetreiber und die hier durchgeführte betriebliche Umsetzung von Strategien und Prozessen dienten als Diskussionsgrundlage für die operativen Inhalte. Hier sind insbesondere Organisationsmodell und Systemlandschaft in der Informationstechnik von entscheidender Bedeutung.

Da dieser gesamte Prozess sich in permanenter Weiterentwicklung befindet und auch insbesondere vor dem Hintergrund auch politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen noch nicht abgeschlossen ist, stellen die in diesem Buch dargestellten Systeme, Vorgehensweisen und Ergebnisse den derzeitigen Stand sowohl der Forschungsdiskussion als auch der tatsächlichen operativen Umsetzung bei Unternehmen mit einer entsprechend entwickelten Organisation dar.

Darmstadt  
Stuttgart  
November, 2010

Gerd Balzer  
Christian Schorn



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	1
1.1	Grundlagen des Anlagenmanagements	2
1.2	Entwicklung des Anlagenmanagements in Europa	5
1.3	Gesetzlicher Rahmen für Infrastrukturunternehmen	7
1.3.1	Energiewirtschaftsgesetz EnWG	8
1.3.2	Anreizregulierungsverordnung ARegV	9
1.3.3	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien EEG	11
1.3.4	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen MSbG	12
1.3.5	IT-Sicherheitskatalog IT-SIKAT	14
1.3.6	Clean Energy Package CEP der EC	15
1.4	Motivation für ein Anlagenmanagement	18
1.5	Herausforderungen der Versorgungsnetzbetreiber	20
1.6	Tätigkeiten des Asset Management	21
1.7	Zusammenfassung	24
	Literatur	25
<b>2</b>	<b>Aufgaben des Anlagenmanagements</b>	27
2.1	Strategieentwicklung	27
2.1.1	Überblick Instandhaltungsstrategie	29
2.1.2	RCM-Strategie	38
2.1.3	Instandhaltung mit Fuzzy-Logik	61
2.1.4	FMEA-Methode	78
2.1.5	Alterungsverhalten der Betriebsmittel	91
2.1.6	Lebensdauer von Betriebsmitteln	107
2.1.7	Netzentwicklungsstrategie	109
2.1.8	Erneuerungsstrategie	130
2.1.9	Kurzfrist- und Langfristbetrachtungen	139
2.1.10	Projektentwicklung und Beauftragung	140
2.2	Entwicklung und Sicherstellen von Standards und Normen	142
2.2.1	Interne Regelwerke	142

2.2.2	Nationale und internationale Normierungsverfahren . . . . .	143
2.2.3	ISO Standard 55000 ff . . . . .	145
2.2.4	Instandhaltungsnorm: DIN VDE 0109 und IEC/TS 63060 . . . . .	147
2.2.5	Bewertung der Normen ISO 55000 und DIN (VDE 0109) . . . . .	151
2.2.6	IEC TC 123 . . . . .	153
2.3	Sicherstellung der Ressourcen . . . . .	154
2.3.1	Material und Dienstleistungen . . . . .	155
2.3.2	Betriebspersonal . . . . .	156
2.3.3	Reserven und Sondersituationen . . . . .	157
2.4	Zusammenfassung . . . . .	158
	Literatur . . . . .	158
<b>3</b>	<b>Steuerungsfunktionen . . . . .</b>	<b>163</b>
3.1	Betriebswirtschaftliche Steuerungsfunktionen . . . . .	163
3.1.1	Budgetplanung und Aufbau . . . . .	164
3.1.2	Budgetsteuerung und Controlling . . . . .	172
3.1.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen . . . . .	177
3.2	Technische Steuerungsfunktionen . . . . .	197
3.2.1	Störungsstatistiken . . . . .	197
3.2.2	Schadensdatenbanken . . . . .	202
3.2.3	Netzsubstanzbetrachtungen . . . . .	203
3.2.4	Zustandsdatenbewertung . . . . .	208
3.2.5	Monitoring/Diagnose . . . . .	210
3.2.6	Risikoanalysen . . . . .	218
3.3	Kennziffern . . . . .	257
3.3.1	Zielgrößen der beteiligten Gruppen . . . . .	257
3.3.2	Auswahl von Kennziffern bei einer IH-Maßnahme . . . . .	258
3.3.3	Benchmarking . . . . .	261
3.4	Asset-Simulationen . . . . .	262
3.4.1	Entwicklung einer langfristigen Strategie . . . . .	265
3.4.2	Eingabedaten . . . . .	289
3.4.3	Anwendung dynamischer Simulationen . . . . .	290
3.4.4	Simulation: Zustandsbewertung . . . . .	292
3.4.5	Simulation: Statistische Ausfallrate . . . . .	301
3.4.6	Zusammenfassung Asset Simulation . . . . .	305
3.5	Optimierung der Instandhaltung . . . . .	305
3.5.1	Allgemeines . . . . .	306
3.5.2	Grundlagen der Berechnung . . . . .	307
3.5.3	Zielfunktionen der Optimierung . . . . .	314
3.5.4	Optimierungsmodell: Rucksackproblem . . . . .	314
3.5.5	Lösung eines Problems mit verschiedenen Zielfunktionen . . . . .	316
3.5.6	Algorithmen zur Optimierung von einkriteriellen Problemen . . . . .	319

---

3.5.7	Algorithmen zur Optimierung von multikriteriellen Problemen .....	324
3.5.8	Bewertung und Beispiel in einem 220-kV-Netz .....	331
3.5.9	Beispiel in einem 110-kV-Netz .....	334
3.6	Zusammenfassung .....	339
	Literatur .....	340
<b>4</b>	<b>Einbindung in die Unternehmensorganisation</b> .....	<b>345</b>
4.1	Funktionale Aufteilung im Asset Management .....	346
4.2	Das Rollenmodell im Management von Infrastrukturen .....	348
4.3	Unternehmensorganisation .....	353
4.3.1	Entscheidungskriterien .....	354
4.3.2	Service-Provider Modell .....	356
4.3.3	Network-Manager Modell .....	357
4.3.4	Asset-Manager Modell .....	357
4.3.5	Asset-Owner Modell .....	358
4.4	Einfluss der Infrastruktursysteme auf die Organisation .....	359
4.4.1	Größendegression von Systemen .....	359
4.4.2	Einfluss der Systemhomogenität von Infrastrukturen .....	362
4.5	Zusammenfassung .....	363
	Literatur .....	364
<b>5</b>	<b>Systemlandschaft im Asset Management</b> .....	<b>365</b>
5.1	Daten im Asset Management .....	365
5.2	Enterprise Resource Planning (ERP-Systeme) .....	369
5.2.1	Anlagendokumentation (ADB) .....	371
5.2.2	Finanzmodul .....	374
5.2.3	Betriebs- und Instandhaltungsmodul .....	377
5.2.4	Projektmodul .....	378
5.2.5	Einkaufs- und Materialmodul .....	379
5.2.6	Personalmodul .....	382
5.3	Geo-Informationssysteme (GIS) .....	383
5.4	Asset Strategie Planungssysteme (ASP) .....	388
5.5	Projekt Priorisierungs-Systeme (PPS) .....	393
5.6	Mobile Workforce .....	395
5.7	Netzplanungs- und Netzführungssysteme .....	398
5.8	Zusammenfassung .....	402
	Literatur .....	403
<b>6</b>	<b>Statistik</b> .....	<b>405</b>
6.1	Wahrscheinlichkeit .....	405
6.1.1	Einfache Wahrscheinlichkeit .....	405
6.1.2	Bedingte Wahrscheinlichkeit .....	406

6.1.3	Venn-Diagramme . . . . .	406
6.1.4	Regeln der Wahrscheinlichkeitsberechnung . . . . .	407
6.2	Kenngrößen von Wahrscheinlichkeitsverteilungen . . . . .	413
6.2.1	Erwartungswert – Mittelwert . . . . .	413
6.2.2	Medianwert . . . . .	413
6.2.3	Varianz (Streuung) und Standardabweichung . . . . .	414
6.2.4	Spannweite . . . . .	415
6.2.5	Skalierung . . . . .	415
6.2.6	Dichtefunktion . . . . .	416
6.2.7	Verteilungsfunktion . . . . .	417
6.2.8	Fehlerrate (Hazard-Rate) eines Betriebsmittels . . . . .	418
6.2.9	Korrelation . . . . .	420
6.2.10	Konfidenzintervall, Stichprobe . . . . .	420
6.3	Stetige Verteilungen . . . . .	422
6.3.1	Normalverteilung . . . . .	422
6.3.2	Exponentialverteilung . . . . .	427
6.3.3	Weibull-Verteilung . . . . .	428
6.3.4	Weitere Verteilungsfunktionen . . . . .	433
6.4	Diskrete Zufallsgrößen . . . . .	434
6.4.1	Poission-Verteilung . . . . .	434
6.4.2	Binominalverteilung . . . . .	435
6.5	Ausgleichsrechnung . . . . .	437
6.5.1	Messfehler . . . . .	438
6.5.2	Ausgleichsfunktionen . . . . .	438
6.6	Chi-Quadrat-Test ( $\chi^2$ -Test) . . . . .	442
6.7	Evidenztheorie . . . . .	447
6.8	Zusammenfassung . . . . .	452
	Literatur . . . . .	452
<b>7</b>	<b>Zustandsfeststellung . . . . .</b>	<b>455</b>
7.1	Betriebsmittel von Freiluftschaltanlagen (Hochspannung) . . . . .	455
7.1.1	Allgemeines . . . . .	456
7.1.2	Transformator . . . . .	456
7.1.3	Leistungsschalter . . . . .	457
7.1.4	Trenn- und Erdungsschalter . . . . .	458
7.1.5	Strom- und Spannungswandler . . . . .	458
7.1.6	Überspannungsableiter . . . . .	459
7.1.7	Schutz . . . . .	459
7.1.8	Steuerung . . . . .	460
7.1.9	Gerüste-Freiluft . . . . .	460
7.1.10	Fundamente (Freiluft, Transformator) . . . . .	460
7.1.11	Freileitungsportal . . . . .	461

7.1.12	Sammelschiene	461
7.1.13	Infrastruktur	462
7.1.14	FW-Anlage/Telefon-Anlage	462
7.1.15	Eigenbedarf-Transformator	462
7.1.16	Eigenbedarf-MS-Schaltanlage	463
7.1.17	Eigenbedarf-NS-Verteilung	463
7.1.18	Eigenbedarf-Gleichspannungsversorgung	463
7.1.19	Eigenbedarf-Notstrom-Aggregat	464
7.2	Gasisolierte Schaltanlage (Hochspannung)	464
7.2.1	Allgemeines	464
7.2.2	Transformator	465
7.2.3	GIS-Leistungsschalter	466
7.2.4	GIS-Trenn- und Erdungsschalter	466
7.2.5	AIS-Strom- und Spannungswandler	467
7.2.6	GIS-Stromwandler	468
7.2.7	GIS-Spannungswandler (induktiv, gekapselt)	468
7.2.8	GIS-Überspannungsableiter (gekapselt)	468
7.2.9	AIS-Überspannungsableiter	469
7.2.10	GIS-Durchführungen (SF <sub>6</sub> /Luft bzw. SF <sub>6</sub> /Öl)	469
7.2.11	GIS-Gehäuse	469
7.2.12	Schutz	470
7.2.13	Steuerung	470
7.2.14	Gerüste-Freiluft	470
7.2.15	Fundamente (Freiluft, Transformator)	471
7.2.16	Infrastruktur	471
7.2.17	Gebäude	471
7.2.18	FW-Anlage/Telefon-Anlage	471
7.2.19	Eigenbedarf-Transformator	472
7.2.20	Eigenbedarf-MS-Schaltanlage	472
7.2.21	Eigenbedarf-NS-Verteilung	473
7.2.22	Eigenbedarf-Gleichspannungsversorgung	473
7.2.23	Eigenbedarf-Notstrom-Aggregat	473
7.3	Freileitung (Hochspannung)	473
7.3.1	Mast	474
7.3.2	Fundament	474
7.3.3	Leitenseile	475
7.3.4	Erdseil	475
7.3.5	Isolatoren, Klemmen, Verbinder	476
7.4	Anlagen (Mittelspannung)	477
7.4.1	Allgemeines	477
7.4.2	Schaltfeld/Anlagenaufbau	477
7.4.3	Leistungsschalter	478

7.4.4	Lasttrennschalter .....	478
7.4.5	Trennschalter/Erdungsschalter .....	479
7.4.6	Spannungswandler .....	479
7.4.7	Stromwandler .....	479
7.4.8	Schutz, Steuerung, Überwachung .....	479
7.4.9	Hilfsspannungsversorgung .....	480
7.4.10	FW-Anlage/Telefon-Anlage .....	480
7.4.11	Transformator (Mittel-/Niederspannung) .....	480
7.4.12	E-Spule (Mittelspannung) .....	481
7.4.13	TRA-Anlage (Sekundärteil) .....	481
7.4.14	Gebäude .....	481
7.5	Station (Mittelspannung) .....	482
7.5.1	Gesamtbeurteilung .....	482
7.5.2	Schaltfeld/Anlagenaufbau .....	482
7.5.3	Spannungswandler .....	483
7.5.4	Stromwandler .....	483
7.5.5	Trennschalter/Erdungsschalter .....	483
7.5.6	Lasttrennschalter .....	484
7.5.7	Transformator (Mittel-/Niederspannung) .....	484
7.5.8	Gebäude .....	484
7.5.9	Mast .....	485
7.5.10	Niederspannungs-Anlagen .....	485
7.6	Kabel (Mittelspannung) .....	485
7.7	Motor (Hochspannung, ab 250 kW) .....	486
7.8	Zusammenfassung .....	487
	Literatur .....	487
	<b>Stichwortverzeichnis</b> .....	<b>489</b>

---

## Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ADB	Anlagendokumentation
AfA	Abschreibung für Abnutzung
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
AI	Availability Index
AIF	Average Interruption Frequency
AIS	Air Insulated Substation (Freileuftschaltanlage)
AIT	Average Interruption Time
AN	Absoluter Nutzen
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASP	Asset Strategie Planungssystem
ASR	Accident Severity Rate
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CBM	Condition-Based Maintenance (zustandsorientierte IH)
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CEP	Clean Energy Package
CI	Costs Index
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CM	Corrective Maintenance (ereignisorientierte IH)
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e. V.
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
DSO	Distribution System Operator (Verteilungsnetzbetreiber)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes (Gewinn vor Zinsen und Steuern)

EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (Gewinn vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENS	Energy Not Supplied
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	Enterprise Resource Planning System
FMEA	Failure Mode Effect Analysis
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FW	Funkrundsteuertechnik
GGG	globularer Grauguss
GIS	Gas Insulated Substation (Gasisolierte Schaltanlage)
GIS	Geo-Informationssystem
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
HR	Human Resource
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission
IH	Instandhaltung
ISO	International Organization for Standardization
ITO	Independent Transmission System Operator
IT-SIKAT	IT-Sicherheitskatalog
KPI	Key Performance Indikator
KWK	Kraft Wärme Kopplung
LCC	Life Cycle Cost
MF	Major failure
Mf	Minor failure
MS	Mittelspannung
MSbG	Messstellenbetriebsgesetz
NS	Niederspannung
OPEX	Operational Expenditure (Betriebsausgaben)
OR	Operation Research
PAS	Public Available Standard
PE	Polyethylen,
RCM	Reliability-Centered Maintenance (zuverlässigkeitsorientierte IH)
RI	Reliability Index
RN	Relativer Nutzen
ROIC	Return on Invested Capital (Gesamtkapitalrendite)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Überwachen und Steuern technischer Prozesse)
SLA	Service Level Agreement
SPI	System Performance Index



---

TBM	Time-Based Maintenance (zeitorientierte IH)
TC	Technical Committee (IEC)
TCO	Total Cost of Ownership
TNW	Tagesneuwert
TOTEX	Total Expenditure
TR	Technical Report (TR)
TRA	Tonfrequenz-Rundsteueranlagen
TS	Technical Specification (IEC)
TSM	Technisches Sicherheitsmanagement
UIS	Unavailability Index of System
UW	Umspannwerk
VaR	Value-at-Risk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VOLL	Volume Of Lost Load

Die Infrastruktur eines Landes ist die Grundlage der wirtschaftlichen Entwicklung und der bestimmende Faktor, um sich in einer globalen agierenden Welt erfolgreich entwickeln zu können. Während in Staaten, die sich infrastrukturell stark entwickeln in erster Linie neue Strukturen aufgebaut werden, bestand im Gegensatz hierzu in den übrigen Ländern bislang die Aufgabe, bestehende Infrastrukturen nach dem Ende deren Lebensdauer zu erneuern. Diese Aufgabe wird zumindest im Stromsektor in der Zwischenzeit deutlich erweitert in eine Erneuerungsaufgabe kombiniert mit der Entwicklung einer neuen Charakteristik des Netzes. Die ursprüngliche Aufgabe, Energie durch gerichtetem Energiefluss von großen Kraftwerken hin zum Endkunden zu leiten, wandelt sich nun zu einem Energienetz, an dem zentrale und dezentrale Erzeuger ebenso wie Endkunden an jedem Verbindungspunkt dieses Netzes, angeschlossen sein können. Zudem ist mit Klimawandel und Umweltschutzplänen ein grundsätzlicher Wandel der Erzeugung weg von konventioneller Erzeugung zu erkennen. Hierdurch wird auch eine Veränderung der Transportinfrastruktur im Energiesektor verursacht, welche die neuen Erzeugungszentren, z. B. Offshore Windparks, mit den bestehenden Lastzentren verbinden muss.

In den letzten Jahren hat sich im Bereich der Versorgungsunternehmen und auch bei Verkehrs-Infrastrukturbetreibern der Begriff „Asset Management“ durchgesetzt. Die grundsätzliche Aufgabe besteht darin, das Management von Infrastrukturanlagen zu optimieren, indem klare Arbeitsabläufe definiert sowie Betriebs- und Steuerungsprozesse implementiert werden [3]. Auch die Entwicklung dieser Infrastrukturanlagen entlang neu entstehender Aufgaben ist im Rahmen von vorausschauenden Planungsprozessen zu definieren.

Nach [13] wird zwischen den Begriffen „Asset Managing“ und „Managing Assets“ unterschieden. Der Begriff „Managing Assets“ umfasst mehrheitlich Tätigkeiten, die sich direkt mit den Betriebsmitteln beschäftigen, z. B. Lebensdaueraktivitäten, Verfügbarkeit,

Datenbasis, Personal, Budget, Kosten, Indikatoren (Key Performance Indicators, KPI) usw. In Ergänzung hierzu umfasst der Begriff „Asset Managing“ hauptsächlich die Strategien, um den Nutzen des Anlagevermögens für alle Interessengruppen der Unternehmensorganisation zu optimieren. Hierzu gehören z. B. folgende Aktivitäten: Steigerung der langfristigen Vermögenswerte und des Unternehmenswert, Geschäftsrisiken, Regulierung, Kundenbeziehungen usw.

In diesem Buch werden mit dem Begriff „Asset Management“ beide oben beschriebenen Tätigkeiten erfasst.

---

## **1.1 Grundlagen des Anlagenmanagements**

Eine sehr gute Infrastruktur ist somit eine der wesentlichen Grundlagen, damit sowohl die Wirtschaftskraft eines Landes langfristig wachsen kann und es für Industrieunternehmen interessant wird, Investitionen vorzunehmen, als auch für das Wohlergehen der Bevölkerung, um einen ausreichenden Lebensstandard zu erreichen und zu erhalten. Zum Begriff Infrastruktur werden im Allgemeinen unterschiedliche Bereiche zusammengefasst, zu denen beispielhaft gehören:

- Energieversorgungsnetze (Elektrizität, Gas),
- Wasser-, Abwasserversorgung,
- Straßen,
- Schienennetz (Eisenbahn, Straßenbahn),
- Telekommunikation.

Das Kennzeichnende der oben genannten Bereiche ist, dass der Bau der notwendigen Netze besonders kapitalintensiv und langfristig ist, sodass falsche Entscheidungen zu Beginn einer Investitionsphase sich über Jahrzehnte negativ auswirken und dann nur mit einem erheblichen Aufwand korrigiert werden können. Anlagenmanagement in seiner hier beschriebenen ganzheitlichen Funktion hat die Aufgabe, unter Berücksichtigung nachvollziehbarer Planungskriterien die optimale Entwicklung und Erhaltung der Infrastruktur zu gewährleisten.

In der Versorgung mit Energie und Wasser ist eine weitestgehend lückenlose Funktion der Infrastruktur und eine vollständige Erfüllung der Anforderungen der angeschlossenen Kunden unabdingbar, Verkehrsstaus oder Besetztzeichen sind hier aus physikalischen Gründen nicht möglich. In diesem Buch konzentrieren sich die Erläuterungen zum Anlagenmanagement daher auf die Infrastruktur ausschließlich in den Bereichen Energieversorgung (Elektrizität, Gas) und Wasser. Nach [5] hatten die Investitionen in die entsprechenden Netze in Deutschland für den Aus- bzw. Neubau alleine für das Jahr 2010 die folgende Größenordnung:

- Elektrizität: 3,8 Mrd. €
- Gas: 1,1 Mrd. €
- Wasser: 1,3 Mrd. €

Die Investitionssumme im Elektrizitätssektor im Jahr 2018 betrug gemäß Zahlen der Bundesnetzagentur bereits 6,4 Mrd. €. Ergänzend zu diesen Werten gibt es Studien, die speziell im deutschen Stromverteilungsnetz einen Investitionsbedarf im Bereich von 30 bis 40 Mrd. € in den Jahren von 2010 bis 2030 aufzeigen [17]. Im deutschen Netzentwicklungsplan wird in 2019 für den Übertragungsnetzbereich bis 2030 ein Projektvolumen von insgesamt rund 60 Mrd. € diskutiert [14]. Diese Zahlen unterstreichen, welchen Stellenwert die richtige Entscheidungsfindung hinsichtlich eines optimalen Zeitpunktes dieser langfristigen Investitionen hat, um schonend mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen umzugehen. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass ausgehend von einer Monopolstellung der Versorgungsunternehmen in der Vergangenheit, heute alle Entscheidungen unter Wettbewerbsbedingungen erfolgen müssen, da vom Gesetzgeber eingesetzte Regulatoren Erlösobergrenzen für die Investitionen und die Instandhaltung der Netzinfrastruktur vorgeben und diese Erlöse auch durch Effizienzbenchmarks ermittelt werden. Basis für diese Vorgehensweise ist das Energiewirtschaftsgesetz [18], mit den für das Anlagenmanagement wesentlichen Aussagen in den §§ 1 und 11

- § 1: Zweck des Gesetzes ist eine möglichst *sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche* leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.
- § 11: Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind *verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz* diskriminierungsfrei *zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.*

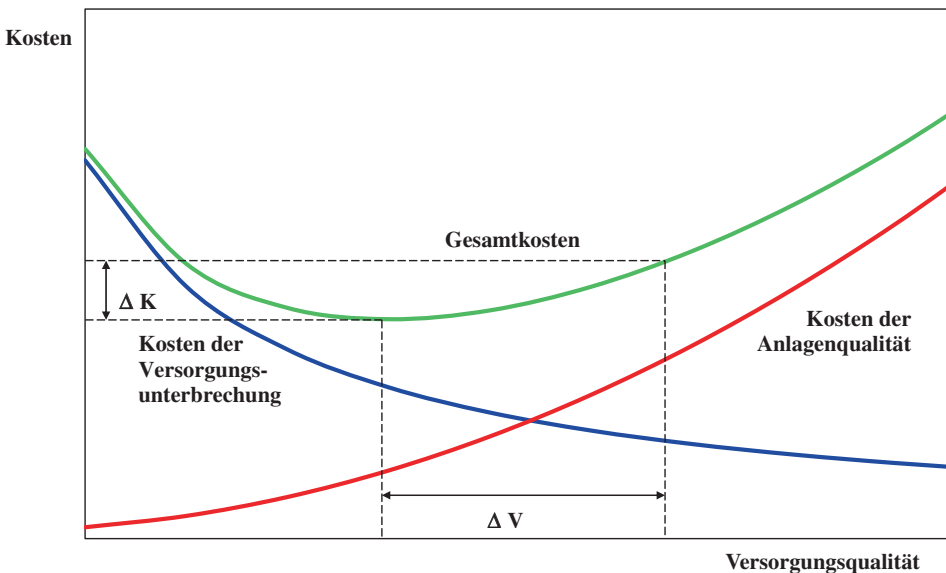
Aus den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes lässt sich somit die Pflicht der Energieversorgungsunternehmen ableiten, dass die Netze so zu errichten und zu betreiben sind, dass eine sichere und zuverlässige Versorgung gewährleistet ist, soweit dieses wirtschaftlich sinnvoll ist. Damit wird deutlich, dass die beiden grundsätzlichen Kriterien:

#### *Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*

in jedem Fall gegeneinander bewertet werden müssen, wobei die technischen Rahmenbedingungen durch die Versorgungsqualität repräsentiert werden können. In der neuen Energiewelt muss dabei nicht mehr nur die Verbraucherseite, sondern auch die Erzeugungsseite in allen Spannungsebenen des Stromnetzes betrachtet und berücksichtigt werden. Dennoch muss die Grundproblematik in zwei Teilaspekte unterteilt

werden, einerseits die notwendige Netzentwicklung durch sich verändernde Rahmenbedingungen wie Lastwachstum, Zubau dezentraler Erzeugung, Entwicklung der Elektromobilität usw. Dieser Bereich wird durch Netzentwicklung und Planungsprämissen abzudecken sein. Der zweite Teilaspekt stellt die reine Erneuerung von Netzkomponenten aufgrund des Erreichens des Lebensdauerendes dieser Komponenten dar. Diese haben durch erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeiten einen starken Einfluss auf die Versorgungsqualität. Die nachfolgende Betrachtung konzentriert sich auf die Fragestellung des zweiten Teilaspektes. Die Thematik der Netzentwicklung wird in einem späteren Kapitel entsprechend detailliert aufgegriffen werden. Eine Lösung dieser Fragestellung wird heute innerhalb der Versorgungswirtschaft durch ein bereits etabliertes „Asset Management“ durchgeführt, indem nicht nur die verschiedenen Prozesse definiert, sondern zugleich auch die betrieblichen organisatorischen Strukturen entsprechend verändert werden. Beeinflusst wird dieser Prozess auch durch die Bestrebungen des „Unbundlings“, was bedeutet, dass die verschiedenen Aufgaben der ehemals integrierten Energieversorgungsgesellschaften von Erzeugung über Vertrieb zum Transport und Verteilung auch in rechtlich unabhängigen Unternehmensstrukturen ausgegliedert werden müssen.

Die beiden dargestellten Rahmenbedingungen (technisch, wirtschaftlich) werden jeweils durch die Instandhaltung und die Investitionen für neue Betriebsmittel beeinflusst, jedoch ergibt sich bei dieser Betrachtung jeweils ein gegenläufiger Einfluss auf die Kosten des Gesamtsystems. Den grundsätzlichen Zusammenhang zwischen den Kosten und der Versorgungsqualität zeigt beispielhaft Abb. 1.1.



**Abb. 1.1** Ermittlung des Kostenoptimums und der Versorgungsqualität

Der Zusammenhang zwischen den Kosten und der Versorgungsqualität lässt sich wie folgt ableiten:

- Kosten für Versorgungsunterbrechungen nehmen mit steigender Versorgungsqualität ab, da die Anzahl der Unterbrechungen vermindert wird und sich damit die Aufwendungen für die Behebung der Störungen (Reparaturkosten, Aufwendungen für nicht gelieferte Energie usw.) reduzieren.
- Kosten der Anlagenqualität nehmen mit steigender Versorgungsqualität zu, da ein größerer Aufwand für Instandhaltung und Neuinvestitionen für die Erreichung einer besseren Versorgungsqualität erforderlich wird.

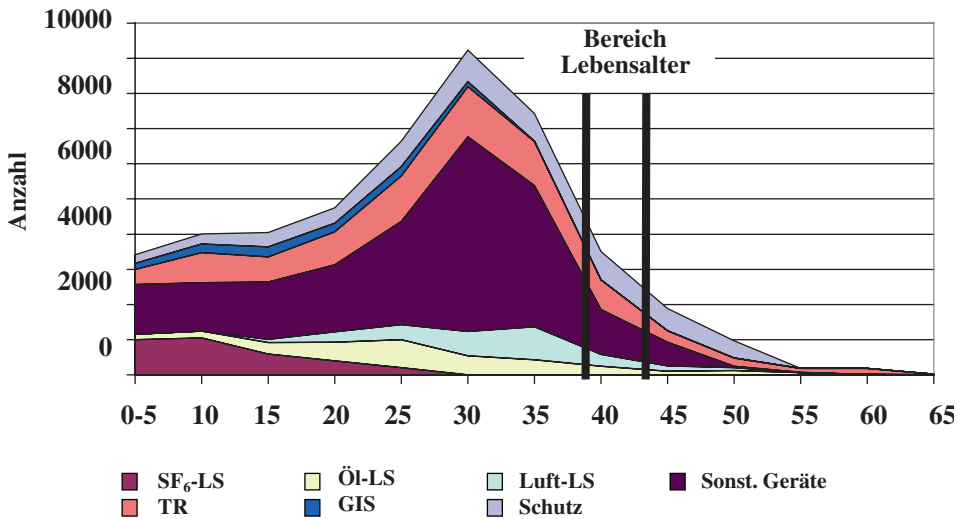
Grundsätzlich kann nach Abb. 1.1 auch analytisch errechnet werden, welcher finanzielle Aufwand notwendig ist, wenn eine bestimmte Versorgungsqualität erreicht werden soll. Jedoch setzt dieses die Kenntnis der genauen Zusammenhänge voraus, was in der Praxis nur erreichbar wäre, wenn der genaue Zeitpunkt einer Störung voraussagbar ist und damit kurz vor diesem Ereignis Qualitätssicherungsmaßnahmen möglich sind. Die Aufgabe für das Anlagenmanagement besteht darin, das Optimum der Versorgungsqualität abzuleiten, was natürlich den gesetzlichen Vorgaben entsprechen muss.

---

## 1.2 Entwicklung des Anlagenmanagements in Europa

Im Jahr 2000 wurde eine Broschüre der Cigre Arbeitsgruppe 37–27 veröffentlicht, die aufgrund einer Umfrage bei den Mitgliedern dieser Arbeitsgruppe eine Zusammenstellung der in Betrieb befindlichen Betriebsmittel einer Hochspannungsschaltanlage durchführten [15]. Das Ergebnis der Altersverteilung zeigt Abb. 1.2.

Die Altersverteilung nach Abb. 1.2 verdeutlicht den Einfluss der unterschiedlichen Technologien auf dem Gebiet der Leistungsschaltechnik (LS), wobei sich in den letzten Jahren ein deutlicher Technologiewandel mit Übergang von Druckluftschaltern (Luft-LS) über ölarme (Öl-LS) zu SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltern vollzogen hat. Darüber hinaus wurden Ende der 60er-Jahre die ersten gekapselten Schaltanlagen (GIS) installiert, die heute den Stand der Technik darstellen, wenn Anlagen aufgrund der Platz- und Umgebungsverhältnisse nicht in Freilufttechnik ausgeführt werden können. Der starke Aufbau insbesondere in Mitteleuropa nach dem zweiten Weltkrieg führte dazu, dass in den 50er und 60er Jahren die Energieversorgungsnetze sehr stark ausgebaut wurden. Diese Entwicklung verstärkte sich noch in den sogenannten „Wirtschaftswunderjahren“. Damit erforderte der Lastzuwachs den weiteren Ausbau, sodass einerseits viele Geräte schon vor dem Ende der Lebensdauer aufgrund der Übertragungsfähigkeit und des technologischen Fortschritts durch neue ersetzt und andererseits neue Netze errichtet wurden. Diese Entwicklung lässt sich auch in der oben gezeigten Altersstruktur ablesen, die rückgerechnet vom Jahr 2000 die starke Investitionstätigkeit der 60er und 70er Jahre und das darauffolgende Abflachen aufzeigt. In dieser Situation stand die Befriedigung



**Abb. 1.2** Anzahl der Betriebsmittel und Altersverteilung (Stand 1998) [15]

der Kundenbedürfnisse und der zeitnahe und zügige Ausbau der Infrastruktur im Vordergrund, ein Anlagenmanagement war nicht erforderlich.

Im Gegensatz hierzu wird heute einerseits von einem moderaten Lastzuwachs ausgegangen, sodass es sinnvoll ist, die vorhandenen Betriebsmittel bis an das Ende der tatsächlichen technischen Lebensdauer auszunutzen, andererseits entstehen neue Herausforderungen. So sieht sich das über Dekaden entwickelte System von Erzeugungsschwerpunkten, Lastzentren und die Verbindung dieser beiden über Stromtransportnetze derzeit durch politische Weichenstellungen einer immensen Veränderung ausgesetzt. Als Beispiel hierzu mag der Beschluss Deutschlands zum Kernenergieausstieg und die anstehende Entscheidung zum Ausstieg aus der Energieerzeugung mit Kohle dienen sowie die Festlegungen im europäischen Energieregulierungswerk „Clean Energy for all Europeans – CEP“. Hieraus ist zu erwarten, dass es komplett veränderte geografische Erzeugungsschwerpunkte aber auch neue Technologien im Stromtransportnetz geben muss, um auch zukünftig die sichere Versorgung mit elektrischer Energie zu garantieren. Daneben verändert sich bereits seit einigen Jahren die Struktur der Versorgungsnetze insbesondere im Elektrizitäts- und Gasbereich durch die Entstehung vieler kleiner Erzeugungseinheiten. Durch die Energiewende steigt die Anzahl der Stromanwendungen auch im Wärme und Verkehrssektor um eine CO<sub>2</sub>-freie Zukunft zu gestalten. Damit steigen auch die Komplexität des Gesamtsystems und in der Folge die Anforderungen an die Infrastruktur.

Wird nun nach Abb. 1.2 ein mittleres Betriebsalter der eingesetzten Geräte von ca. 40 Jahre angenommen, so zeigt sich, dass in den nächsten Jahren mit einer steigenden

Anzahl von Ersatzinvestitionen einerseits aber aufgrund der neuen Anforderungen auch mit Neuinvestitionen zu rechnen ist. Dazu müssen für die Steuerung und Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit neue Technologien entwickelt und eingesetzt werden. Das sogenannte „Smart Grid“ hat hierbei in der Entwicklung der Infrastruktursysteme eine große Bedeutung erlangt und wird nahezu inflationär als Lösung für alle zukünftigen Probleme der Energieversorgung dargestellt. Ausgehend davon, dass die Transportnetze durch ihre gute Beobachtbarkeit in den Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber bereits „smart“ sind, wird im Verteilungsnetz mit „Smart Grid“ der verstärkte Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie aber auch der Einsatz völlig neuer Komponenten wie z. B. der regelbare Ortsnetztransformator oder auch steuerbare Ladeeinrichtungen für Elektromobile verstanden. Dies zielt darauf ab, das Netz auch in den niederen Spannungsebenen mit der volatilen Einspeisung von regenerativen Erzeugungseinheiten (insbesondere Wind und Sonne), einem vermutlich ansteigenden Volumen an dezentralen Speichersystemen, variablen aufgrund volatiler Energiepreise marktgesteuerten Lasten und vielen weiteren Herausforderungen sicher betreiben und steuern zu können.

Die bereits erwähnte, hieraus entstehende „Investitionslawine“ stellt bereits heute sehr hohe Ansprüche an die Personalressourcen der Versorgungsunternehmen, die Lieferfähigkeit von Komponentenherstellern, die Verfügbarkeit von Dienstleistern und auch an die finanzielle Leistungsfähigkeit der Investoren, da es sich hierbei um kapitalintensive und langfristige Investitionen handelt.

---

### **1.3 Gesetzlicher Rahmen für Infrastrukturunternehmen**

Aufgrund der grundlegenden Bedeutung von Infrastrukturen, insbesondere im Versorgungsbereich für die Gesellschaft, gibt es eine Vielzahl von gesetzlichen Regelungen, die den ordnungspolitischen Rahmen für das in letzter Konsequenz privatwirtschaftlich organisierte Infrastrukturgeschäft setzt. Diese Gesetze werden regelmäßig novelliert, um sie den aktuellen Entwicklungen anzupassen, teilweise kommen neue Gesetze hinzu. Auch hier ist es eine maßgebliche Aufgabe des Asset Managers, diese Gesetze für seine verschiedenen Aufgaben zu kennen und sein Handeln entsprechend konform auszurichten. In einem Buch ist es nicht zielführend, alle Gesetze zu beleuchten, da dies von Umweltsachverhalten bis Datenschutz nahezu alles betrifft. Dennoch sollen im Folgenden die wichtigsten Gesetze und Verordnungen beispielhaft für Deutschland genannt und Ihre Bedeutung für das Asset Management aufgezeigt werden. Ergänzend wird auch auf das energiepolitische Rahmenwerk der Europäischen Kommission eingegangen, da dies eine grundlegende und verpflichtende Bedeutung für die nationalen Regelungen innerhalb der europäischen Union hat.



### 1.3.1 Energiewirtschaftsgesetz EnWG

Im Jahr 2005 wurde das deutsche Energiewirtschaftsgesetz [18] grundsätzlich neu veröffentlicht. Es bildet die gesetzliche Grundlage für alle Unternehmen, die im Energieversorgungssektor tätig sind. Damit sind natürlich auch die Betreiber von Infrastrukturen in diesem Segment betroffen und folgende wesentlichen Abschnitte sind für das Anlagenmanagement von Bedeutung:

- § 1: Zweck des Gesetzes
  - (1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst *sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche* leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.
  - (2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines *langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen*.
- § 11: Betrieb von Energieversorgungsnetzen
  - (1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind *verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist*.
  - (1a) Der Betrieb eines *sicheren Energieversorgungsnetzes umfasst insbesondere auch einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Die Regulierungsbehörde erstellt hierzu im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik einen Katalog von Sicherheitsanforderungen und veröffentlicht diesen*.
- § 49: Anforderungen an Energieanlagen
  - (1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die *technische Sicherheit gewährleistet ist*. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.
  - (2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von
    1. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.,
    2. Gas die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
 eingehalten worden sind. ...

In diesen Passagen werden die Kriterien festgelegt, nach denen ein Asset Manager sein System entwickeln und betreiben muss. Wie schon erwähnt ist hier auch die Berücksichtigung von ökonomischen Randbedingungen explizit aufgeführt mit der Aussage soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.

Des Weiteren ist eine wichtige Grundlage für die Arbeit eines verantwortlichen Managers die gesetzliche Verankerung der Berücksichtigung von Normen und Standards im sogenannten „Vermutungsparagrafen 49“. Hier ist festgelegt, dass der Betreiber juristisch auf der sicheren Seite liegt, wenn das Regelwerk des jeweiligen Energiesektors nachweislich eingehalten wird bzw. die korrekte Interpretation dieses Regelwerkes durch Sachverständige in den Entscheidungen zugrunde gelegt wurde. Sagt das Regelwerk zu einem bestimmten Sachverhalt nichts aus, so ist es entsprechend hilfreich über weitergehende Erfahrungen wie z. B. Expertengruppen internationaler Organisationen wie Cigré, Cired oder wissenschaftliche Studien Argumentationen als Grundlage für die anstehenden Entscheidungen zu schaffen. Damit kann gegebenenfalls gegenüber einer Aufsichtsbehörde oder schlimmstenfalls der Justiz die Einhaltung der „allgemeinen Regeln der Technik“ bestätigt werden.

### 1.3.2 Anreizregulierungsverordnung ARegV

In der Vergangenheit wurden die Erlöse eines Versorgungsunternehmens aufgrund des Monopols auf der Basis einer Kalkulation sämtlicher Ausgaben (Investitions- und Betriebskosten) ermittelt, einschließlich eines angemessenen Betrags für das eingesetzte Kapital. Mit der Verabschiedung der Anreizregulierungsverordnung ARegV [16] im Jahr 2007 (zuletzt novelliert in 2019) wurde dieses System vollständig ersetzt. Durch den Übergang zur Anreizregulierung werden Erlösobergrenzen vorgegeben, die dem Unternehmen zur Verfügung stehen. Anlass für den Einsatz der Anreizregulierung war, der, in den Augen der Politik, grundsätzlich fehlende Effizienzdruck der Unternehmen in den Zeiten vor der Regulierung, da als Folge der Kostenerstattung für sämtliche Netzaufwendungen der Anreiz fehlte, kostenoptimal die Versorgung sicherzustellen.

Die Anreizregulierung dient somit in einem aufgrund der technischen Rahmenbedingungen grundsätzlichen Monopolmarkt Wettbewerbsbedingungen einzuführen, da es für neu eintretende Wettbewerber nicht sinnvoll ist, eine parallele Infrastruktur vorzuhalten, die in der Errichtung auch noch äußerst kapitalintensiv ist.

Nach gesetzlicher Festlegung [8] begann die erste Regulierungsperiode am 1. Jan. 2009, wobei diese Periode fünf Jahre dauert und damit die zweite Regulierungsperiode am 1. Jan. 2014 startete. Der wesentliche Bestandteil der Verordnung besteht darin, dass eine Erlösobergrenze festgeschrieben wird, die die zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers festlegen. Diese Erlösobergrenze bestimmt sich nach Gl. (1.1), wobei der Einfluss eines Qualitätselementes  $Q_t$  erst in weiteren Regulierungsperioden umgesetzt werden soll:

$$EO_t = KA_{\text{dnb},t} + (KA_{\text{vnb},0} + (1 - V_t) \cdot KA_{\text{b},0}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t \quad (1.1)$$

Die verschiedenen Parameter nach der Gl. (1.1) definieren sich wie folgt:

$EO_t$	Erlösobergrenzen aus Netzentgelten
$KA_{\text{dnb},t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{\text{dnb},0}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$V_t$	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen
$KA_{\text{b},0}$	beeinflussbarer Kostenanteil
$VPI_t$	Verbraucherpreisgesamtindex
$VPI_0$	Verbraucherpreisgesamtindex (Statistisches Bundesamt)
$PF_t$	Produktivitätsfaktor
$EF_t$	Erweiterungsfaktor
$Q_t$	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen (Qualitätselement)

Für eine Beurteilung, welche Kosten nach Gl. (1.1) für den Asset Manager von Interesse sind, ist eine detaillierte Beschreibung einiger Größen wesentlich:

- Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, z. B.:
  - gesetzliche Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen,
  - Konzessionsabgaben,
  - Betriebssteuern,
  - Ausgaben des genehmigten Investitionsbudgets, hierzu gehören Ausgaben für Investitionen, die zur Stabilität, der Einbindung in das Gesamtsystem bzw. Verbundnetz oder einem bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes dienen,
  - erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,
  - Vergütungen für dezentrale Einspeisungen (Erzeugung),
  - Berufsausbildung und Weiterbildung usw.
- Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil: Dieses Kosten werden aus den Gesamtkosten ermittelt, wenn der Netzbetreiber Besonderheiten bezüglich seiner Versorgungsaufgabe nachweisen kann.
- Beeinflussbarer Kostenanteil: Diese sind die Kosten, die nicht den beiden oben definierten Kostenanteile zugeordnet werden können, hierzu gehören beispielhaft die Reparatur- und Instandhaltungskosten der Netze.

Die Aufwendungen für die Instandhaltung der Versorgungsnetze stellt somit eine wesentliche Kostengröße dar, die vom Asset Manager zu beeinflussen ist. Grundsätzlich ist es möglich, durch eine Vergrößerung der Wartungsintervalle Kosten zu sparen, jedoch wird dieses u. U. zu einer Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit führen. Zur Kontrolle der Netzzuverlässigkeit ist in der Anreizregulierung ein Qualitätselement ([16], § 19) enthalten, um eine ausreichende Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Durch die Einführung des  $Q$ -Elementes soll die Netzzuverlässigkeit, Sicherheit und Versorgungsqualität gewährleistet sein, da der Netzbetreiber den Anreiz hat, durch die Einhaltung der Qualitätsvorgaben einen höheren Erlös genehmigt zu bekommen. Die Bewertung der Netzzuverlässigkeit kann hierbei nach ([16], § 20) durch folgende Kriterien erfolgen:

- Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung,
- die Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung,
- die Menge der nicht gelieferten Energie und
- die Höhe der nicht gedeckten Last.

Werden die oben aufgeführten Kriterien, bezogen auf den Durchschnitt der gesamten Versorgung, unter- oder überschritten, so werden seitens des Regulators Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen ( $Q_1$ ).

Trotz der vielfältigen Regulierungsvorgaben, ist grundsätzlich zu beachten, dass der Versorgungsnetzbetreiber in einer privatwirtschaftlichen Marktstruktur die letztendliche Verantwortung für den Netzbetrieb hat.

### 1.3.3 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien EEG

Erstmalig im Jahr 2000 wurde der Umgang mit erneuerbaren Energien gesetzlich geregelt und das „Erneuerbare Energien Gesetz“ EEG [10] verabschiedet. Dieses Gesetz war auch der Namensgeber der sogenannten EEG-Umlage, die Endverbraucher mit jeder Kilowattstunde entrichten müssen, um die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus Wind und Sonne zu ermöglichen. Seither gab es viele Entwicklungen und damit zahlreiche Neufassungen (letzte 2017) und Novellierungen (letzte 2019), um den Anforderungen der fortschreitenden Energiewende zu folgen. Das EEG verfolgt das Ziel einer nachhaltigen Versorgung mit Energie insbesondere durch definierte Zielquoten für den Anteil erneuerbarer Energien. Prägnant ist dabei die Zielquote für Deutschland von 80 % im Jahr 2050. Da diese Anlagen an die Infrastruktur angeschlossen werden müssen und eine besondere Rolle im Energiesystem zugewiesen bekommen haben, gibt es wesentliche Paragraphen und Passagen, die für Netzbetreiber und damit Anlagenmanager von Bedeutung sind.

- § 8 Anschluss:
  - (1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen...
  - (4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 möglich wird.

- § 11 Abnahme, Übertragung und Verteilung:
  - (1) Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen...
- § 12 Erweiterung der Netzkapazität:
  - (1) Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.
  - (2) Die Pflicht erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.
  - (3) Der Netzbetreiber muss sein Netz nicht optimieren, verstärken und ausbauen, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist. § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.

Mit diesen Festlegungen werden insbesondere den Planungs- und Netzentwicklungsbereichen im Anlagenmanagement die Handlungsfreiheit einer langfristigen strategischen Entwicklung eines Netzes dahin gehend beschränkt, dass sie quasi ad hoc auf Anschlussbegehren von Anlageninvestoren reagieren mussten. Dies hat insbesondere in den Boomjahren nach 2010 für große Ausbauten im Verteilungsnetz gesorgt, die weder strategisch in einen Entwicklungsplan aufgenommen werden konnten noch eine zuverlässige vorausschauende Finanzplanung im Anlagenmanagement zuließen. Hinzu kommt der sogenannte Einspeisevorrang der Erneuerbaren, der große Anstrengungen in der Bilanzierung und Stabilisierung des Netzes bis heute erfordert. Durch ein in § 14 definiertes Einspeisemanagement besteht ein gewisses Optimierungspotenzial, welches sich der Anlagenmanager aber durch die Entwicklung entsprechender Mess-Sensorik und Automatisierungstechnik erschließen muss. Grundsätzlich verbleibt aber die Pflicht, ausreichende Anschlussnetzkapazitäten sicher zu stellen und auch das Netz bis auf die Ebene des grenzüberschreitenden Transportes auszubauen. Dabei liegt gemäß § 17 auch die Finanzierung eines derartigen Ausbaus in der Verantwortung der Netzbetreiber.

### **1.3.4 Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen MSbG**

Dieses Gesetz, in der Kurzform auch Messstellenbetriebsgesetz [11] genannt, hat die Zielsetzung, intelligente Messsysteme (incl. Zähler) auch als Grundlage für Netzbetriebsoptimierungen in Deutschland einzuführen und dabei ein Höchstmaß an Datensicherheit zu garantieren. Ursprünglich geplant als Verordnung wurde das Thema nach vielen Jahren der Diskussion am 29.08.2016 als Gesetz veröffentlicht. Vorbild in

der grundsätzlichen Einführung von intelligenten Zähler waren Italien und Schweden, wo diese Technik mittlerweile in der 2. oder 3. Generation flächendeckend zum Einsatz kommt. Die angenommene Bedeutung für das Netz und damit den Anlagenmanager lässt sich in der ursprünglichen Cost-Benefit-Analyse für die Einführung in Deutschland erschließen, die der Technologie einen derart großen Einfluss auf die Netzausbau- und Betriebsprozesse zugewiesen hat, dass die Einsparungen in diesen Bereichen einen großen Teil der Einführungskosten abdecken sollte.

Neben der Definition der Messstellenbetriebsorganisation und Festlegungen für die Kundenbeziehungen inclusive der Vertragsbeziehungen sind in dem Gesetz wesentliche für den Anlagenmanager bedeutende Festlegungen und Begriffsbestimmungen enthalten.

- § 1 Anwendungsbereich:  
Dieses Gesetz trifft Regelungen
  1. zur Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, ...
  4. zu technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von intelligenten Messsystemen, ...
  5. zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation und zur allgemeinen Datenkommunikation mit Smart-Meter-Gateways, ...
- § 2 Begriffsbestimmungen:
  7. Intelligentes Messsystem: eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt ...
  16. Netzzustandsdaten: Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbare oder herleitbare Werte, die zur Ermittlung des Netzzustandes verwendet werden können.
- § 50 Zulässigkeit und Umfang der Erhebung:
  4. zur Wahrnehmung einer Aufgabe des Netzbetreibers, die in Ausübung ihm übertragener hoheitlicher Befugnisse erfolgt.

Die Technischen Anforderungen des Gesetzes und die Bestimmungen zum Umgang mit Daten zielen darauf ab, das in letzter Konsequenz nur noch Daten aus dem intelligenten Messsystem für die Netzführung und dann auch die Automatisierung in intelligenten Netzen der regulierten Netzbetreiber genutzt werden soll. Darauf weist der Begriff der „hoheitliche Befugnisse“ in § 50 hin. Wenn dieses Konzept entsprechend ausgerollt würde, stünden den Netzbetreibern auf allen Ebenen die Informationen zur Verfügung, um das Netz möglichst effizient zu betreiben und damit dem Anlagenmanager mit historischen Zustandsdaten und einer Voraussage in die Zukunft seine Netzentwicklungsstrategie mit allen Flexibilitätspotenzialen optimal zu angelegten Bedingungen für einen verpflichtenden Rollout dieser Technologie im Netz nicht erfüllt, es fehlt derzeit die Markterklärung, mit der die Verfügbarkeit von zertifizierten Smart Meter Gateways von