



Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz

Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)
Schlussbericht



Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz

Polynomics AG

Dr. Heike Worm, Dr. Karolin Leukert, Dr. Stephan Vaterlaus

Begleitgruppe

Dr. Wolfgang Elsenbast, BFE

Dr. Matthias Gysler, BFE

Dr. Florian Kämpfer, BFE

Dr. Anne-Kathrin Faust, BFE

Dr. Stefan Burri, ElCom

Matthias Spicher, SECO

Olten, 4. September 2015

Inhaltsverzeichnis

1	Das Wichtigste in Kürze	7
2	Ausgangslage und Vorgehen	12
2.1	Ausgangslage.....	12
2.2	Fragestellung und Vorgehensweise	12
2.3	Berichtsstruktur	13
3	Bereitstellung von Qualität im Elektrizitätsnetz und Regulierungsbedarf	14
3.1	Qualitätsdimensionen	14
3.2	Regulierungsbedarf in natürlichen Monopolen	15
3.3	Einfluss des Netzbetreibers und Implikationen für die Regulierung in den Qualitätsdimensionen	16
3.3.1	Kommerzielle Qualität	16
3.3.2	Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit.....	17
4	Regulierungsszenarien für die Schweiz.....	19
4.1	Hintergrund der Regulierungsszenarien	19
4.2	Szenario «Sunshine-Regulierung»	20
4.2.1	Gestaltungselemente Szenario «Sunshine-Regulierung»	20
4.2.2	Notwendigkeit der Qualitätsregulierung im Szenario «Sunshine- Regulierung»	22
4.3	Szenario «Anreizregulierung».....	23
4.3.1	Gestaltungselemente Szenario «Anreizregulierung».....	23
4.3.2	Notwendigkeit der Qualitätsregulierung im Szenario «Anreizregulierung».....	24
5	Langfristige Sicherung der Versorgungsqualität.....	26
5.1	Inputorientierte Indikatoren.....	26
5.2	Überwachte Netzbetreiber	27
5.3	Zielvorgaben und Monitoring.....	28
5.4	Frühwarnindikatoren (inputorientierte Qualitätsregulierung): Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz	29
6	Messung und Überwachung der Qualitätsdimensionen.....	32
6.1	Kommerzielle Qualität	32
6.1.1	Kenngrößen der kommerziellen Qualität	32
6.1.2	Kommerzielle Qualität: Datengrundlagen	34

6.1.3	Kenngrößen kommerzielle Qualität: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz	35
6.2	Netzzuverlässigkeit: Outputorientierte Ansätze	36
6.2.1	Kenngrößen zu Versorgungsunterbrüchen	36
6.2.2	Differenzierung der erfassten Unterbrüche	39
6.2.3	Netzzuverlässigkeit: Datenerhebung und -belastbarkeit.....	43
6.2.4	Kenngrößen Netzzuverlässigkeit: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz	45
7	Regulierungsansätze zur Gewährleistung eines optimalen Qualitätsniveaus ...	49
7.1	Bestimmung der Referenzwerte	49
7.1.1	Kommerzielle Qualität	49
7.1.2	Netzzuverlässigkeit: outputorientiert.....	52
7.1.3	Referenzwertbildung: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz.....	55
7.2	Monetarisierung der Auswirkung von Qualitätseinschränkungen.....	58
7.2.1	Monetarisierung kommerzielle Qualität	59
7.2.2	Monetarisierung Netzzuverlässigkeit	61
7.2.3	Monetarisierung: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz.....	63
7.3	Anreizinstrumente und Sanktionsmöglichkeiten.....	64
7.3.1	Transparenz	64
7.3.2	Kundenbasierte monetäre Ansätze	66
7.3.3	Systembasierte monetäre Ansätze	67
7.3.4	Anreizinstrumente: Ausgangslage und Fragen der Umsetzung für die Schweiz.....	75
8	Gestaltungsmöglichkeiten einer Qualitätsregulierung für die Schweiz.....	77
8.1	Zusammenfassung der Gestaltungselemente einer Qualitätsregulierung	77
8.2	Inputorientierte Regulierung: Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit	80
8.2.1	Kenngrößen und Datengrundlage	80
8.2.2	Referenzwerte und Anreizsystem	81
8.2.3	Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der inputorientierten Qualitätsregulierung in der Schweiz.....	83
8.3	Outputorientierte Regulierung: Netzzuverlässigkeit	84
8.3.1	Verwendung der bisherigen Datengrundlagen zur Bildung der Kenngrößen.....	84
8.3.2	Berücksichtigung von Struktureinflüssen bei der Referenzwertbildung	85
8.3.3	Erhöhte Transparenz für wenige Indikatoren in der Sunshine-Regulierung.....	86
8.3.4	Bonus-Malus-System frühestens ab zweiter Regulierungsperiode der Anreizregulierung.....	87

8.3.5	Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit in der Schweiz.....	88
8.4	Outputorientierte Regulierung: Kommerzielle Qualität.....	91
8.4.1	Kenngrößen und Referenzwerte.....	91
8.4.2	Anreizsystem.....	92
8.4.3	Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der Regulierung der kommerziellen Qualität in der Schweiz.....	94
9	Referenzen.....	95
9.1	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	95
9.2	Gesetzesverzeichnis.....	97
10	Abkürzungsverzeichnis.....	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklungsmöglichkeiten der Qualitätsregulierung im Zeitablauf	11
Abbildung 2	Übersicht der Qualitätsdimensionen bei der Stromversorgung.....	14
Abbildung 3	Abhängigkeit zwischen Regulierung und Qualität.....	16
Abbildung 4	Übersicht und Kategorisierung verschiedener Kenngrößen und -zahlen für die Netzzuverlässigkeit	38
Abbildung 5	Starke Schwankungen in den ASIDI-Werten (MS) über drei Jahre	44
Abbildung 6	Ausschnitt aus dem ElCom-Erhebungsbogen zur Erfassung der Versorgungsunterbrüche	46
Abbildung 7	SAIDI 2010 bis 2012, Schweiz und Nachbarländer	56
Abbildung 8	Bestimmung des optimalen Qualitätsniveaus, abhängig von Zahlungsbereitschaft und Kostenstruktur	58
Abbildung 9	Abweichungen SAIDI (2007-2009) vom individuellen SAIDI-Referenzwert (n=205 deutsche Strom-VNB, sortiert aufsteigend nach Abweichung MS)	65
Abbildung 10	Varianten eines Bonus-Malus-Systems für Änderungen der Versorgungszuverlässigkeit	69
Abbildung 11	Gegenüberstellung der Wirkungsweise von Bonus-Malus-System und Integration der Ausfallkosten in den Effizienzvergleich für deutsche Strom- Verteilnetzbetreiber	74
Abbildung 12	SAIDI pro Netzbetreiber, Schweiz 2013	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Vorschläge zur Regulierung der Netzzuverlässigkeit für die Schweiz	9
Tabelle 2	Vorschläge zur Regulierung der kommerziellen Qualität für die Schweiz.....	10
Tabelle 3	Eckpunkte Szenario «Sunshine-Regulierung»	21
Tabelle 4	Eckpunkte Szenario «Anreizregulierung»	24
Tabelle 5	Übersicht verschiedener Indikatoren für die kommerzielle Qualität und Verwendung in ausgewählten Ländern	33
Tabelle 6	Indices für Störungen	39
Tabelle 7	Standards für verschiedene Qualitätsindikatoren der kommerziellen Qualität ..	51
Tabelle 8	Höhe der Kompensationszahlungen für kommerzielle Qualität an Kunden	60
Tabelle 9	Übersicht kundenbasierter Direktkompensationen	67
Tabelle 10	Übersicht von systembasierten Anreizsystemen für die Regulierung der Zuverlässigkeit	70
Tabelle 11	Möglichkeiten zur Ausgestaltung der inputorientierte Regulierung der Versorgungsqualität	78
Tabelle 12	Möglichkeiten zur Ausgestaltung der outputorientierten Regulierung der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit	79
Tabelle 13	Ausgestaltungsfragen einer inputorientierten Qualitätsregulierung	83
Tabelle 14	Ausgestaltungsfragen der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit	90
Tabelle 15	Ausgestaltungsfragen der Regulierung der kommerziellen Qualität	94

1 Das Wichtigste in Kürze

Fragestellung

Die Studie «Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz» wurde von Polynomics im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) im Zusammenhang mit Fragen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) erstellt. Sie soll Anhaltspunkte dazu geben, ob Regulierungsbedarf bezüglich Versorgungsqualität besteht und wie eine Regulierung der Versorgungsqualität in der Schweiz ausgestaltet werden könnte. Die Vorschläge zur Qualitätsregulierung sollen auf ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau zielen, bei Bedarf schutzbedürftige Kunden im Sinne des Service Public berücksichtigen und mit einem vertretbaren Aufwand für die Regulierungsbehörde sowie die regulierten Unternehmen umsetzbar sein. Die Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung für die Schweiz sollen sowohl für den Regulierungsrahmen der Sunshine-Regulierung als auch einer Anreizregulierung beantwortet werden, wobei für den Regulierungsrahmen der Sunshine-Regulierung die bisherigen Überlegungen der Elektrizitätskommission (ElCom) und für eine mögliche Anreizregulierung die bisherigen Überlegungen des BFE einbezogen werden.

Notwendigkeit der Qualitätsregulierung in den Regulierungsszenarien

Im Szenario «Sunshine-Regulierung» ist mit der Publikation von Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit bereits ein Instrument der Qualitätsregulierung vorgesehen. Grundsätzlich erachten wir den Regulierungsbedarf im Szenario «Sunshine-Regulierung» geringer als im Szenario «Anreizregulierung». Da die Sunshine-Regulierung darin besteht, dass die bisher angewandte Kostenregulierung um die Publikation von Kenngrössen zu Tarifen, Kosten und Qualität ergänzt wird, besteht kein direkter finanzieller Druck auf die Netzbetreiber, (qualitätswirksame) Kostensenkungen durchzuführen. Der öffentliche Vergleich gegenüber Referenzwerten kann zwar gewisse Effizienzwirkungen nach sich ziehen, grundsätzlich basieren die Tarife aber auch in der Sunshine-Regulierung auf den Kosten. Für Netzbetreiber besteht damit kein Anlass zu qualitätswirksamen Kostensenkungen, da sich aus Kostensenkungen keine höheren Gewinne für den Netzbetreiber ergeben. Der Gewinn ist auf die regulierte Kapitalverzinsung begrenzt.

Dagegen können die Netzbetreiber in einer Anreizregulierung höhere Gewinne erzielen, wenn es ihnen gelingt, ihre Kosten unter die vorgegebenen Erlöse abzusenken. Da die Netzbetreiber Einsparungen zu Lasten der Qualität vornehmen können, werden Anreizregulierungssysteme üblicherweise im Zeitablauf um eine Qualitätsregulierung ergänzt. Für die Schweiz wird der Qualitätsregulierungsbedarf in einer Anreizregulierung zumindest zum Beginn nicht als dringlich angesehen, da die Anreizregulierung im Vorschlag des BFE zum einen am Anfang noch Kostenregulierungskomponenten aufweist. Zum anderen sind im aktuellen Vorschlag des BFE verschiedene Anreize zur Sicherstellung von Investitionen vorgesehen, so dass ein Unterlassen von Investitionen auf Kosten der Versorgungszuverlässigkeit nicht zu erwarten ist.

Untersuchte Qualitätsdimensionen: Kommerzielle Qualität und Netzzuverlässigkeit

Bei der Analyse wurden gemäss Auftrag vor allem die Dimensionen der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit betrachtet. Erstere besteht in der Qualität der Beziehung zwischen Kunden und Netzbetreiber, wie beispielsweise Wartezeiten zur Beantwortung von Kundenanfragen. Letztere steht für die unterbrechungsfreie Stromversorgung der Endverbraucher. Zusätzlich haben wir gemäss Auftrag des BFE auch die Dimension der Netzleistungsfähigkeit analysiert. Diese steht für die Verfügbarkeit des Netzes für die Stromeinspeisung. Geprägt wurde diese

Qualitätsdimension durch die Debatte in Deutschland im Zusammenhang mit der anstehenden Integration erheblicher Einspeisemengen aus dezentraler Erzeugung im Rahmen der Energiewende. Es gibt international jedoch keine Umsetzungsbeispiele, diese Qualitätsdimension eigenständig zu regulieren. Dies hängt damit zusammen, dass eine Regulierung der Netzleistungsfähigkeit einen Eingriff in die Optimierungskalküle des Netzbetreibers bedeuten könnte, der zwischen Ausbau der physischen Netzinfrastruktur und «intelligenten» Netzinvestitionen wie Einspeisemanagement optimieren kann. Die Regulierung der Netzleistungsfähigkeit anhand von Kennzahlen ist daher in unserem Vorschlag für die Schweiz nicht vorgesehen.

Langfristige Sicherung der Versorgungsqualität: Inputorientierte Regulierung

Bei der Qualitätsregulierung ist zu beachten, dass die verschiedenen Qualitätsdimensionen in unterschiedlicher Weise von den Netzbetreibern beeinflusst werden können. Während die kommerzielle Qualität relativ kurzfristig beeinflusst werden kann, ergeben sich Versorgungsunterbrüche oft in Abhängigkeit des Netzzustands, der durch Investitionen und Instandhaltung in der Vergangenheit beeinflusst wurde. Dabei ist die Häufigkeit der Unterbrüche noch weniger vom aktuellen Ressourceneinsatz der Netzbetreiber abhängig als die Dauer der Unterbrüche, da diese von der aktuellen Prozessorganisation und vom aktuellen Ausbildungsstand der Mitarbeiter beeinflusst werden kann. Um die Netzzuverlässigkeit auch zukünftig zu sichern, sollten neben einem Regulierungsrahmen, der die erforderlichen Netzinvestitionen ermöglicht, ausgewählte Frühwarnindikatoren in die Qualitätsregulierung aufgenommen werden. Die dafür erforderlichen Informationen wie Investitionsquote und Anlagenalter liegen der ElCom bereits heute für alle Netzbetreiber vor und können im Zeitablauf beobachtet werden. Im Bereich des Zubaus von Erzeugungsanlagen könnte die Abfrage für grosse Netzbetreiber (mit Tätigkeit auf der Höchst- und Hochspannungsebene) ergänzt werden, was neben dem Aspekt der zukünftigen Netzzuverlässigkeit auch dem Aspekt der Netzleistungsfähigkeit Rechnung trägt. Auf der Höchst- und Hochspannungsebene kann der inputorientierten Qualitätsregulierung aufgrund der kleineren Zahl Netzbetreiber ein grösserer Stellenwert zukommen als auf den darunterliegenden Netzebenen. Weitere Informationen kann die ElCom bei den Netzbetreibern auf der Grundlage vertiefender Rückfragen bei diesen Netzbetreibern stellen, wenn sie auffällige Entwicklungen der Kenngrössen beobachtet, so dass die Vollzugskosten und der Aufwand bei den Netzbetreibern insgesamt niedrig bleiben.

Regulierung der Netzzuverlässigkeit: Outputorientierte Regulierung

Die outputorientierte Regulierung der Netzzuverlässigkeit setzt an den beobachtbaren Unterbrüchen an. Störungsstatistiken liegen der ElCom seit drei Jahren in einer belastbaren Form für Unterbrüche von mehr als drei Minuten differenziert für die einzelnen Spannungsebenen vor. Unabhängig vom Regulierungssystem sollten die Referenzwerte so gestaltet werden, dass sie um die strukturellen Einflüsse auf die Netzzuverlässigkeit bereinigt werden. Da die Störungursachen auf den einzelnen Netzebenen durch unterschiedliche strukturelle Faktoren beeinflusst werden, ist für die Regulierung eine differenzierte Betrachtung der Kennzahlen pro Netzebene erforderlich.

Die Referenzwerte können in der Sunshine-Regulierung verwendet werden, um die publizierten Kenngrössen der einzelnen Netzbetreiber im Branchenvergleich einzuordnen. In der Anreizregulierung kann dieses Vorgehen beibehalten werden. Frühestens ab der zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung kann, je nach Gewicht des Anreizelements, erwogen werden ein Bonus-Malus-System einzuführen, bei dem die Netzbetreiber finanzielle Anreize erhalten, um sich dem volkswirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau zu nähern. Zur Ermittlung der Kosten

von Versorgungsunterbrüchen, die in ein Bonus-Malus-System einfließen, kann ein makroökonomischer Ansatz gewählt werden, bei dem zwar nicht alle individuellen Kosten aber ein grosser Teil der gesellschaftlichen Kosten enthalten sind. Aufgrund der Stochastik in den Störungsstatistiken sollten nur grosse VNB in die Regulierung einbezogen werden. Zudem ist erforderlich, dass mittels Kappungsgrenzen die Bonus- und Maluszahlungen begrenzt werden. Dies limitiert zwar die volkswirtschaftliche Optimierung durch die outputorientierte Qualitätsregulierung, da die resultierenden Maluszahlungen unter Umständen deutlich unter den Investitionskosten liegen, die nötig wären, um eine Qualitätsverbesserung zu erzielen. Die Kappung ist aber erforderlich, damit sich keine zu grossen Verzerrungen, verursacht durch stochastische Einflüsse, durch die Regulierung ergeben. Aufgrund der Heterogenität der schweizerischen Elektrizitätsverteilnetzbetreiber ist eine Berücksichtigung der Ausfallkosten von Unterbrüchen im Effizienzvergleich anstelle von Bonus-Malus-Zahlungen nicht zu empfehlen. Die bereits ohne Berücksichtigung der Qualitätsaspekte grosse Herausforderung eines Effizienzvergleichs bei der gegebenen Netzbetreiberstruktur würde weitere Unsicherheiten ins Benchmarking bringen. Da sich die Anreizwirkung eines Bonus-Malus-Systems grundsätzlich nicht von der einer Berücksichtigung der Qualität im Benchmarking unterscheidet, sollte daher die für das Regulierungssystem als Ganzes zuverlässigere Methode des Bonus-Malus-Systems gewählt werden. Für schutzbedürftige Kunden kann im Rahmen der Service-Public-Diskussion entschieden werden, ob bei besonders langen Störungen kundenspezifische Zahlungen ergänzt werden.

Tabelle 1 Vorschläge zur Regulierung der Netzzuverlässigkeit für die Schweiz

	Sunshine-Regulierung	Anreizregulierung
Datengrundlage	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle ECom-Abfragen, grosse VNB ▪ Erweiterung um Strukturgrössen zur Referenzwertbildung ((Netto-)Netzlast, Rückspeisungen, Einspeisungen) und langfristig für kurze Unterbrüche (<3 Min.) prüfen 	
Kenngrossen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SAIDI > 3 Min. inkl. Anteil geplanter Ausfälle für VNB, differenziert für MS und NS ▪ ENS für HöS und HS ▪ Rückwirkungsstörungen und höhere Gewalt ausschliessen für Regulierungskenngrösse 	
Referenzwerte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Referenzwerte bzw. Durchschnittswerte pro Gruppe und Gesamtschweiz oder individuelle Werte unter Berücksichtigung der Struktur (Regression) 	
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SAIDI, gegenüber Referenzwert strukturell vergleichbarer Unternehmen ▪ Monitoring SAIFI, langfristig auch MAIFI ▪ Monitoring HöS und HS 	
Kundenbezogene monetäre Anreize	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eventuell für längere Ausfälle (Service-Public-Thema) 	
Systembezogene monetäre Anreize	Keine	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bonus-Malus, symmetrisch frühstens ab zweiter Regulierungsperiode ▪ Ausfallkosten makroökonomisch bestimmen, ergänzen um mikroökonomische Ansätze, sofern individuelle Nutzen einfließen sollen

Quelle : Polynomics

Tabelle 1 enthält eine Übersicht über die Elemente zur Gestaltung der Netzzuverlässigkeitsregulierung auf Basis von Outputkenngrössen in der Schweiz. Der Unterschied zwischen der Qualitätsregulierung in der Sunshine-Regulierung und der Anreizregulierung liegt beim Einbezug von systembezogenen monetären Anreizen in der Anreizregulierung.

Regulierung der kommerziellen Qualität: Outputorientierte Regulierung

In der Schweiz liegen keine Informationen darüber vor, ob die kommerzielle Qualität aus Sicht der Kunden suboptimal ist. Das Thema wird von Konsumentenseite auch gegenüber der ElCom nicht portiert, so dass unklar ist, ob und in welchen Bereichen der kommerziellen Qualität überhaupt ein Regulierungsbedarf in der Schweiz besteht. International orientiert sich die Regulierung der kommerziellen Qualität immer an der Situation und den Präferenzen der Konsumenten im jeweiligen Land und ist jeweils auch im Gesamtkontext des Regulierungssystems im Allgemeinen und des Qualitätsregulierungssystems im Speziellen zu sehen. Bevor die Fragen zur Gestaltung der Regulierung der kommerziellen Qualität für die Schweiz beantwortet werden können, ist in einem ersten Schritt mittels einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung zu klären, ob beziehungsweise in welchen Bereichen der kommerziellen Qualität überhaupt ein Regulierungsbedarf besteht.

Die Abklärungen sind erforderlich, um etwaige Datenabfragen zu definieren, da der Aufwand der Datenerhebung bei den Netzbetreibern und der Aufwand der Datenauswertung bei der ElCom nur gerechtfertigt ist, wenn überhaupt ein Qualitätsproblem besteht. Bevölkerungsbefragungen können in diesem Bereich regelmässig durchgeführt werden, um ein Monitoring dieser Qualitätsdimension durchzuführen und bei Bedarf die Regulierung anpassen zu können. Geeignet wären Befragungen auch, um die Höhe kundenspezifischer Kompensationszahlungen herzu-leiten, sofern das Qualitätsniveau dies überhaupt erfordert. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die mögliche Gestaltung einer Qualitätsregulierung, wobei auch der Fall abgedeckt ist, dass gar kein unmittelbarer Regulierungsbedarf festgestellt wird.

Tabelle 2 **Vorschläge zur Regulierung der kommerziellen Qualität für die Schweiz**

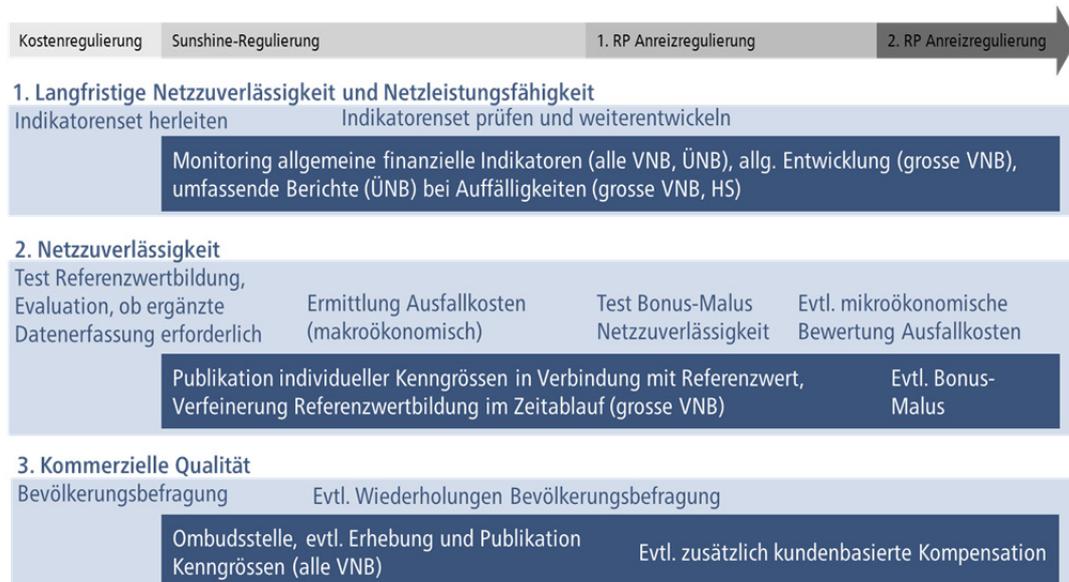
Vorabklärungen	Bevölkerungsumfrage zu den Dimensionen kommerzieller Qualität, um Regulierungsbedarf zu evaluieren	
	Szenario kein Regulierungsbedarf	Szenario Regulierungsbedarf
Datengrundlage	Regelmässige Wiederholung der Bevölkerungsbefragungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erhebung bei Netzbetreibern (alle VNB) für die relevanten Bereiche ▪ Regelmässige Bevölkerungsbefragung zu den nicht regulierten Bereichen
Kenngrossen	Zu definieren auf Basis Bevölkerungsbefragung	
Referenzwerte	Auf Basis Bevölkerungsbefragung	
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Monitoring (global) ▪ Ombudsstelle (z. B. bei ElCom) 	Publikation individueller Kenngrossen
Kundenbezogene monetäre Anreize	Eventuell, falls erforderlich	
Systembezogene monetäre Anreize	Aus heutiger Sicht nicht	

Quelle : Polynomics

Qualitätsregulierung im Zeitablauf

Die Beantwortung der Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung kann aufgrund der zeitlichen Abfolge der Regulierungsszenarien auch auf der Zeitschiene differenziert werden. Abbildung 1 enthält eine Übersicht über die einzelnen Etappen einer Qualitätsregulierung, für den Fall der Ablösung der Sunshine-Regulierung durch eine Anreizregulierung.

Abbildung 1 Entwicklungsmöglichkeiten der Qualitätsregulierung im Zeitablauf



Die Abbildung enthält die verschiedenen Etappen zur Einführung von Elementen der Qualitätsregulierung. Während die Regulierungsnotwendigkeit der kommerziellen Qualität zunächst noch zu überprüfen ist, ist vor allem die langfristige Sicherstellung der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit anhand der Beobachtung ausgewählter Indikatoren durch die EICOM – vor allem zum Investitionsverhalten – von Bedeutung. Für die outputorientierte Regulierung der Netzzuverlässigkeit sollte stufenweise vorgegangen werden, um zu evaluieren, welche Kennzahlen, Referenzwerte und welcher Anreizmechanismus für die Situation in der Schweiz jeweils angemessen ist.

Quelle : Eigene Darstellung, Polynomics.

2 Ausgangslage und Vorgehen

2.1 Ausgangslage

Im Zuge der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) stellt sich in der Schweiz die Frage nach der Einführung einer Qualitätsregulierung. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die Studie «Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz» ausgeschrieben (Studie 3 der Arbeitsgruppe Anreiz- und Qualitätsregulierung im Rahmen der Revision StromVG), in der Empfehlungen für eine etwaige Qualitätsregulierung in der Schweiz erarbeitet werden sollen.

Im Zentrum der Analyse sollen gemäss Ausschreibung die Qualitätsdimensionen Versorgungszuverlässigkeit und kommerzielle Qualität stehen. Neben diesen klassischen Dimensionen der Versorgungsqualität soll auch die Einspeiseverfügbarkeit und damit die Erzeugerperspektive in die Analyse aufgenommen werden. Insbesondere ist vor diesem Hintergrund die im deutschen Regulierungskontext diskutierte Netzleistungsfähigkeit als dritte Qualitätsdimension zu berücksichtigen.

Die Studie beschränkt sich auf den Regulierungsrahmen für den Netzbereich. Aufgaben des Netzbetreibers, die diesem im Rahmen der Grundversorgungsregulierung auferlegt werden und daraus ableitbare Qualitätsdimensionen werden nicht diskutiert und abgebildet.

2.2 Fragestellung und Vorgehensweise

Die Studie soll Empfehlungen für die Gestaltungsmöglichkeiten der Qualitätsregulierung in der Schweiz liefern. Die Empfehlungen sollen sowohl für die aktuelle Kostenregulierung mit der Weiterentwicklung zur bereits von der Elektrizitätskommission (ElCom) angekündigten «Sunshine-Regulierung» als auch für eine zukünftig mögliche Anreizregulierung differenziert werden. Da die Regulierungsansätze unterschiedliche Anreizwirkungen für die Netzbetreiber entfalten, soll auch die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung in jedem der beiden Regulierungsansätze diskutiert werden. Die Studie bezieht neben der ökonomischen Analyse auch einzelne Erfahrungen von Ländern mit Qualitätsregulierung ein, um einen Überblick über mögliche Instrumente und Massnahmen zu gewinnen, die potenziell auch in der Schweiz einsetzbar wären. Hierzu werden sowohl die verwendeten Kenngrössen für die verschiedenen Qualitätsdimensionen vorgestellt als auch Verfahren zur Referenzwertbildung, Monetarisierung sowie schliesslich die Implementierung in einem Anreizsystem vorgestellt. Je nach Stand des Regulierungssystems sowie gewählter Form der Qualitätsregulierung sind nicht alle in dieser Studie behandelten Themen in den verschiedenen Ländern relevant. Zudem lässt sich auch die Struktur der Netzbetreiber nicht in allen Fällen mit der Situation der Schweiz vergleichen, entweder, weil es deutlich weniger Verteilnetzbetreiber gibt als in der Schweiz (z. B. in den Niederlanden oder Grossbritannien) oder weil die Struktur bzw. Heterogenität der Versorgungsaufgabe (z. B. Norwegen) und das Qualitätsniveau (z. B. Italien) sich unterscheiden. Am ehesten vergleichbar sind Deutschland und Österreich, wobei im österreichischen Regulierungssystem derzeit noch keine explizite Qualitätsregulierung mit Anreizmechanismen implementiert ist.

Aus den Analysen der verschiedenen Kenngrössen zur Messung von Qualität und den Massnahmen und Instrumenten zur Anreizsetzung werden Empfehlungen für eine Umsetzung der Qualitätsregulierung in der Schweiz abgeleitet. Dabei finden die drei wesentlichen – gemäss Studienausschreibung genannten Ziele einer Qualitätsregulierung – Berücksichtigung:

- Sicherstellung eines gesamtwirtschaftlich effizienten Niveaus der Versorgungsqualität in mittel- und langfristiger Sicht
- Sachgerechte und möglichst einfache Umsetzung einer Qualitätsregulierung sowohl im Rahmen einer Anreizregulierung mit Erlösobergrenze als auch zur Erzielung einer Steuerungswirkung in einer Kostenregulierung
- Schutz besonders gefährdeter Kundengruppen

2.3 Berichtsstruktur

In Kapitel 3 wird der Regulierungsbedarf für die verschiedenen in der Studie untersuchten Qualitätsdimensionen hergeleitet. Nach einem kurzen Überblick über die Qualitätsdimensionen in Abschnitt 3.1 wird in Abschnitt 3.2 der Bedarf einer Regulierung der Netze als natürliche Monopole, insbesondere hinsichtlich der Versorgungsqualität erläutert. Die Implikationen, die sich aus der Beeinflussbarkeit der Qualitätsdimensionen durch die Netzbetreiber ergeben, werden in Abschnitt 3.3 hergeleitet.

Aufgrund der unterschiedlichen Anreize für die Netzbetreiber Kosten zu reduzieren und somit das aktuelle und zukünftige Qualitätsniveau zu beeinflussen, beschreiben wir in Kapitel 4, die für die Schweiz diskutierten Regulierungsszenarien. Nach einer kurzen Beschreibung des Hintergrunds der Regulierungsszenarien (vgl. Abschnitt 4.1) wird die Regulierungsnotwendigkeit der Qualitätsdimensionen für die geplanten Sunshine-Regulierung (vgl. Abschnitt 4.2) und für das Szenario einer Anreizregulierung, wie sie vom BFE in die Diskussion eingebracht wird (vgl. Abschnitt 4.3), untersucht.

Aktuelle Massnahmen des Netzbetreibers, insbesondere im Bereich Investitionen und Instandhaltung, wirken sich zum Teil erst in der mittleren Zukunft auf die Versorgungsqualität aus. Wie diese langfristige Sicht in der Regulierung berücksichtigt werden kann, wird in Kapitel 5 diskutiert.

Kapitel 6 befasst sich mit den Möglichkeiten der Messung von Qualität in den Dimensionen kommerzielle Qualität (vgl. Abschnitt 6.1) und Netzzuverlässigkeit (vgl. Abschnitt 6.2).

Mögliche Regulierungsansätze zur Gewährleistung eines optimalen Qualitätsniveaus werden in Kapitel 7 diskutiert. Ausgehend von der Art der Ermittlung von Referenzwerten in Abschnitt 7.1 und den Verfahren zur Monetarisierung von Abweichungen von definierten Referenzwerten in Abschnitt 7.2 werden in Abschnitt 7.3 die verschiedenen Massnahmen und Instrumentarien vorgestellt, die eingesetzt werden können, um den Netzbetreibern Anreize zur Sicherung oder Verbesserung der Qualität zu geben.

Sowohl in Kapitel 5, 6 und 7 werden zu den behandelten Themenbereichen Fragen im Hinblick auf eine Ausgestaltung in der Schweiz abgeleitet. Basierend auf diesen Fragen werden in Kapitel 8 die Gestaltungsmöglichkeiten für eine Qualitätsregulierung in der Schweiz vorgestellt.

3 Bereitstellung von Qualität im Elektrizitätsnetz und Regulierungsbedarf

3.1 Qualitätsdimensionen

Die Qualität der Elektrizitätsversorgung wird im Netzbereich üblicherweise gemäss der Dimensionen in Abbildung 2 eingeteilt.

Abbildung 2 Übersicht der Qualitätsdimensionen bei der Stromversorgung

Sicherheit	Produktqualität	Servicequalität	Zuverlässigkeit	Netzleistungsfähigkeit
Vermeidung von Schäden für Mensch und Anlagen	Technische Qualität von Strom (Spannung/Frequenz)	Verhältnis Netzbetreiber-Kunde (Dienstleistungen)	Fähigkeit, Energie von A nach B zu transportieren	Optimale Bereitstellung bzw. die Auslastung von Leitungskapazitäten



Fokus der Studie

Die Qualität der Stromversorgung kann verschiedene Dimensionen betreffen. Typischerweise werden Sicherheit, Produktqualität, Servicequalität und Zuverlässigkeit unterschieden. Neu hinzugekommen ist in den letzten Jahren mit der zunehmenden Bedeutung der Einspeisung von Leistung aus dezentraler Erzeugung die Netzleistungsfähigkeit, die weniger aus Kunden- als aus Erzeugersicht wichtig ist.

Quelle: Eigene Darstellung, Polynomics.

Sicherheit und Produktqualität

Für die Dimensionen Sicherheit und Produktqualität gelten internationale und nationale technische Standards, die von den Netzbetreibern eingehalten werden müssen. Da sie bereits der technischen Regulierung unterliegen, sind sie nicht Gegenstand des Auftrags des BFE und werden im Rahmen der Studie nicht weiterverfolgt.

Zu beachten ist jedoch, dass das Thema Spannungsqualität vor allem in Ländern an Bedeutung gewinnt, die einen signifikanten Zubau an dezentraler Einspeisung haben, die mitunter einer hohen Stochastik unterliegt. In Österreich wird die Spannungsqualität bereits erhoben. In Deutschland werden dazu vorbereitende Diskussionen geführt. Auch die EICOM führt mit der Strombranche entsprechende Gespräche bezüglich des Nutzens einer Erfassung der Spannungsqualität für Monitoringzwecke.

Kommerzielle Qualität

Die kommerzielle Qualität wird auch als Service- oder Dienstleistungsqualität bezeichnet. Und bezieht sich auf die Aspekte der kommerziellen Beziehung zwischen Netzbetreiber und Kunde wie Kundenbetreuung im Allgemeinen und im Fall von Störungen. Bei der Regulierung der kommerziellen Qualität ist zu beachten, dass sich die Verantwortung für kommerzielle Prozesse

von Land zu Land unterscheiden kann. Werden die Prozesse vom Netzbetreiber im Monopolbereich erbracht, ergibt sich eine andere Ausgangssituation als bei Prozessen, die im Wettbewerb erbracht werden (z. B. Mess- oder Abrechnungswesen). Im Rahmen der Studie beziehen wir diese Qualitätsdimension auf die Aufgaben des Netzbetreibers im engeren Sinn. Die Aufgaben, die den Netzbetreibern in der Schweiz im Rahmen der Grundversorgungsregulierung auferlegt werden, werden nicht abgebildet.

Netzzuverlässigkeit

Die Dimension der Netzzuverlässigkeit betrifft die Zuverlässigkeit aus Sicht der Endverbraucher. Eine aus Endverbrauersicht hohe Netzzuverlässigkeit bedeutet eine möglichst unterbrechungsfreie Versorgung mit Strom. Dabei kann der Anspruch an den Grad der Zuverlässigkeit für verschiedene Endverbrauchergruppen unterschiedlich ausfallen. Zudem kann eine Unterscheidung in geplante und nicht geplante Unterbrüche vorgenommen werden, da sich hier die Nutzeneinbussen der Kunden und die Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber unterscheiden.

Netzleistungsfähigkeit

Die Netzleistungsfähigkeit betrifft die Leistungsfähigkeit des Netzes unabhängig von der Endverbrauersicht. Dazu gehört beispielsweise, ob das Netz in der Lage ist, Erzeugungsleistungen abzutransportieren und zu verteilen oder diese abzuregeln, um auf diese Weise den Netzbetrieb zu sichern. Die Dimension der Netzleistungsfähigkeit wurde bisher vor allem in Deutschland vor dem Hintergrund der dortigen Energiewende im regulatorischen Kontext diskutiert.

3.2 Regulierungsbedarf in natürlichen Monopolen

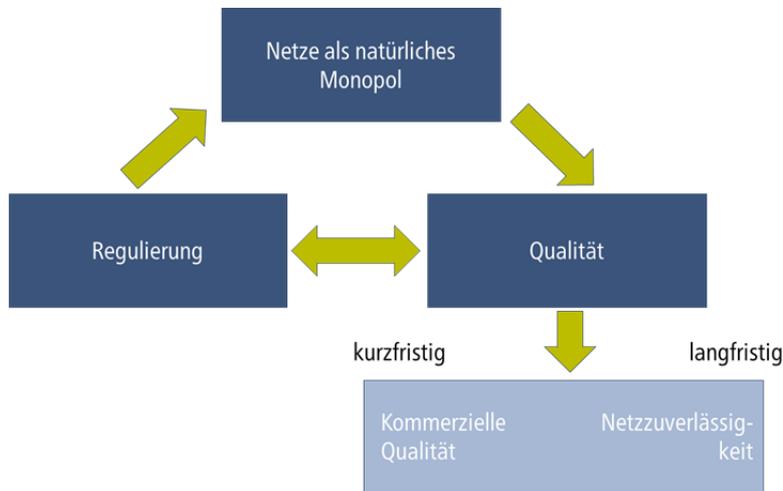
Stromnetze sind natürliche Monopole, da der Aufbau einer parallelen Netzstruktur zur Schaffung einer Wettbewerbssituation nur zu volkswirtschaftlich ineffizienten Kosten möglich ist. Aufgrund der Monopolsituation ist, anders als in Wettbewerbsbereichen, nicht per se gewährleistet, dass die Leistungen des Netzbetreibers effizient bereitgestellt werden. Aufgrund der mit einem Monopol verbundenen Gefahr von allokativen Ineffizienzen in Form monopolistischer Netznutzungsentgelte und um den Netzbetreibern Anreize zu effizienter Leistungserbringung zu setzen, werden die Netznutzungsentgelte beziehungsweise deren Grundlagen reguliert.

Die Begründung einer Qualitätsregulierung liegt zum einen, wie bei der Netzentgeltregulierung, in der Monopolsituation und damit in der fehlenden Wahlmöglichkeit der Kunden, so dass sich das Niveau der vom Netzbetreiber bereitgestellten Qualität nicht notwendigerweise am volkswirtschaftlichen Optimum orientiert. Je nach Ausgestaltung der Regulierung der Grundlagen der Netznutzungsentgelte hat zum anderen die Regulierung des Netzmonopols wiederum einen Einfluss auf die Qualität der Leistungen der Netzbetreiber. Je stärker der Regulierungsrahmen auf eine effiziente Bereitstellung der Netzinfrastruktur ausgerichtet ist, desto stärker sind die Anreize für den Netzbetreiber, Kosten zu reduzieren. Dies kann sich negativ auf das Qualitätsniveau auswirken, wenn die entsprechenden Investitionssignale fehlen, indem die Qualität in der Regulierung nicht betrachtet wird.

Abbildung 3 veranschaulicht die Wechselwirkung zwischen dem Netzmonopol, der Regulierung und der Qualität der Netzleistungen. Dabei ist zu beachten, dass sich das Verhalten des Netzbetreibers sowohl kurz- als auch langfristig auf die Qualität auswirken kann. Entsprechend ist bei den Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung sowohl die kurz- als auch die langfristige Perspektive sowie der Einfluss des Regulierungsrahmens auf das Verhalten der

Netzbetreiber bei der Bereitstellung der verschiedenen Qualitätsdimensionen zu berücksichtigen.

Abbildung 3 Abhängigkeit zwischen Regulierung und Qualität



Die schematische Abbildung zeigt die Wechselwirkung zwischen Netzmonopol, Regulierung und Qualität im natürlichen Monopol. Aufgrund der Monopolsituation kommt es zu einem Regulierungseingriff. Je nach Regulierungsrahmen ergeben sich stärkere oder schwächere Auswirkungen auf die durch den Monopolisten bereitgestellte Qualität in der kurzen und in der langen Frist.

Quelle: Eigene Darstellung, Polynomics.

3.3 Einfluss des Netzbetreibers und Implikationen für die Regulierung in den Qualitätsdimensionen

3.3.1 Kommerzielle Qualität

Grundsätzlich handelt es sich bei der kommerziellen Qualität um eine vergleichsweise kurzfristig zu beeinflussende Qualitätsdimension. Die Gestaltung der Prozesse bei der Erstellung eines Netzanschlusses oder der Umgang mit Kundenbeschwerden beeinflusst diese Qualitätsdimension genauso wie die Ausbildung und Qualifikation des Personals und die Effizienz der Informationssysteme. Alle Netzbetreiber haben die Möglichkeit, diese Qualitätsdimension unabhängig von der Struktur ihres Versorgungsgebiets oder von der Grösse ihres Unternehmens zu beeinflussen. Die Massnahmen, die zur Bereitstellung der kommerziellen Qualität ergriffen werden, können sich dagegen in Abhängigkeit von der konkreten Unternehmenssituation unterscheiden. Beispielsweise können Leistungen, wie Pikettdienst oder Telefonhotline selbst erbracht oder eingekauft werden.

Die kommerzielle Qualität kann durch den Netzbetreiber kurzfristig beeinflusst werden. Dadurch besteht in dieser Qualitätsdimension grundsätzlich die Möglichkeit, dass die Regulierung am jeweils aktuell messbaren Qualitätsniveau ansetzt, wie zum Beispiel bei den aktuell messbaren Verzögerungen beim Netzanschluss oder der Bearbeitung von Kundenanfragen. Da jede regulatorische Massnahme mit Kosten bei der Regulierungsbehörde und den regulierten Unternehmen verbunden ist und die Gefahr von Regulierungsfehlern mit sich bringt, muss grundsätzlich geklärt werden, ob überhaupt ein Regulierungsbedarf vorliegt. Hierzu müssen in einem ersten

Schritt Informationen darüber gesammelt werden, ob das Qualitätsniveau von den Kundenbedürfnissen abweicht.

Beispielsweise wird in Deutschland und Dänemark diese Dimension weder erfasst noch reguliert, während in anderen europäischen Ländern die kommerzielle Qualität überwacht oder reguliert wird.

3.3.2 Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit

Versorgungsunterbrüche als Indikator für die Netzzuverlässigkeit werden sowohl von exogenen als auch von endogenen Faktoren beeinflusst. Endogene und exogene Faktoren lassen sich jedoch nicht genau gegeneinander abgrenzen. So hat die Struktur des Versorgungsgebiets, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar ist, eine Auswirkung auf den wirtschaftlich sinnvollen Vermaschungs- oder Verkabelungsgrad. Diese Faktoren wiederum beeinflussen die Häufigkeit von Unterbrechungen. Eine weitere nicht-beeinflussbare Grösse sind Bautätigkeiten, welche sich auf die Häufigkeit geplanter und nicht-geplanter Unterbrüche auswirken. Unter den jeweils gegebenen Voraussetzungen kann der Netzbetreiber die Häufigkeit von Unterbrechungen zu einem Teil vor allem langfristig beeinflussen, indem er die Anlagen regelmässig wartet, instand hält und rechtzeitig ersetzt. Kosteneinsparungen in diesen Bereichen machen sich zum Teil erst nach einem längeren Zeitraum (z. B. 10 bis 15 Jahre) in Form von häufigeren Unterbrechungen bemerkbar. Aufgrund dieses sogenannten Hysterese-Effekts sind aktuelle Informationen zur Häufigkeit von Versorgungsunterbrüchen nicht unmittelbar auf die aktuellen Kosten zurückzuführen und umgekehrt zeigen sich heutige Kosteneinsparungen noch nicht in den aktuellen Zuverlässigkeitskennzahlen. Die aktuellen Kosten beeinflussen vielmehr die zukünftige Versorgungszuverlässigkeit.

Die Dauer von Versorgungsunterbrüchen kann der Netzbetreiber vor allem durch die Organisation der Prozesse und die Anzahl sowie Qualifikation der eingesetzten Mitarbeiter und somit kurz- bis mittelfristig beeinflussen. Auf die geplanten Unterbrüche hat er zumindest bezüglich Häufigkeit einen grösseren Einfluss als auf die nicht-geplanten.

Um den Endverbrauchern eine unterbruchsfreie Versorgung zu gewährleisten, muss der Netzbetreiber einen jederzeit reibungslosen Netzbetrieb gewährleisten. Dabei muss er auch eine Gefährdung der unterbruchsfreien Versorgung durch stochastische Einspeisung vermeiden. Dazu stehen ihm neben einem aktiven Anschlussmanagement grundsätzlich die Optionen eines physischen Netzausbaus zur Kapazitätserweiterung, der Investition in Netzintelligenz und einem aktiven Einspeise- beziehungsweise Lastmanagement offen. Im Fall eines aktiven Einspeisemanagements steht den Einspeisern das Netz nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung, was wirtschaftlich jedoch, je nach Netzsituation sinnvoll sein kann. Welche Optionen tatsächlich genutzt werden können, wird durch die Regulierung im Zusammenhang mit der Energiestrategie beziehungsweise der Förderung erneuerbarer Energien beeinflusst. Im Evaluierungsbericht zur deutschen Anreizreizregulierung der Bundesnetzagentur (BNetzA) wird beispielsweise als Zielsetzung für die Implementierung einer Regulierung der Netzleistungsfähigkeit auch die Optimierung der Abwägung zwischen dem Netzausbau, der sowohl konventionell als auch intelligent erfolgen kann, und dem Wirkleistungs- und Lastmanagement, in Engpasssituationen genannt.

Aufgrund des zeitlichen Auseinanderfallens von Investitionen beziehungsweise Kosten und dem Niveau der Netzzuverlässigkeit respektive der Netzleistungsfähigkeit (Hysterese-Effekt) kann sich die Regulierung dieser Qualitätsdimensionen nicht ausschliesslich am aktuellen Qualitätsniveau orientieren. Zusätzlich sind die zukünftigen Auswirkungen des aktuellen Verhaltens der Netzbetreiber im Blick zu behalten. Angesichts der Langfristigkeit und der hohen Kapitalinten-

sität von Investitionen in die Netzinfrastruktur sind die regulatorischen Rahmenbedingungen von vorneherein so zu setzen, dass langfristig ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau erreicht werden kann beziehungsweise beibehalten wird. So ist ein «Zuviel» an Investitionen ebenso problematisch wie zu wenige Investitionen mit der Gefahr von Einbussen in der Netzzuverlässigkeit. Übersteigen die zusätzlichen Kosten von Investitionen zur Vermeidung von Stromunterbrüchen den Nutzen der damit vermiedenen Unterbrüche, oder ist der Nutzenverlust aus Unterbrüchen grösser als die vermiedenen Investitionen ist dies jeweils volkswirtschaftlich nicht optimal.

Da die Netzleistungsfähigkeit sowohl über einen Netzausbau oder intelligente Netzkonzepte und Einspeisemanagement erreicht werden kann, ist bei einer Regulierung dieser Qualitätsdimension besonders zu beachten, dass die Regulierung die Optimierungsmöglichkeiten des Netzbetreibers nicht einschränkt. Aufgrund der fehlenden Informationsgrundlagen ist zur Vermeidung von Regulierungsfehlern auszuschliessen, dass die Regulierungsbehörde die Optimierungsfrage an Stelle des Netzbetreibers beantwortet. Die Definition von Aufgreifkriterien oder Massstäben für einen Regulierungseingriff ist daher in dieser Qualitätsdimension besonders schwierig. So konnte diese Qualitätsdimension bis anhin in Deutschland nicht operationalisiert werden.

4 Regulierungsszenarien für die Schweiz

Der Bedarf einer Qualitätsregulierung und die konkreten Instrumente unterscheiden sich je nach unterstelltem Regulierungsrahmen für die Elektrizitätsnetze. Aus diesem Grund werden wir im Folgenden die für die Schweiz politisch diskutierten Regulierungsszenarien vorstellen und jeweils die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung einschätzen. Dabei gehen wir in Abschnitt 4.1 zunächst auf die Ausgangslage der Regulierungsszenarien und der Qualitätsregulierung ein. Im Abschnitt 4.2 beschreiben wir den von der ElCom vorgeschlagenen Regulierungsrahmen der «Sunshine-Regulierung» als eine Weiterentwicklung der heutigen Kostenregulierung. Abschnitt 4.3 skizziert den Regulierungsrahmen im Fall eines Wechsels von der Kosten- zur Anreizregulierung.

4.1 Hintergrund der Regulierungsszenarien

Seit dem 1. April 2008 ist in der Schweiz das Stromversorgungsgesetz (StromVG) in Kraft. Dieses definiert den aktuell gültigen Regulierungsrahmen. Die Regulierung der Netznutzungsentgelte basiert im StromVG auf einer Kostenregulierung bei der die anrechenbaren laufenden Kosten aus der Aufwandsrechnung hergeleitet und die Kapitalkosten kalkulatorisch auf Basis der Anschaffungswerte der Netzanlagen berechnet werden. Der Zinssatz wird dabei vom Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) auf Basis eines gewichteten Kapitalkostensatzes vorgegeben (weighted average cost of capital, WACC). Die Kalkulation und Nachkalkulation wird von der ElCom geprüft (Ex-post-Kostenprüfung).

Zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes sieht das aktuelle Stromversorgungsgesetz vor, dass die Netzbetreiber sich untereinander koordinieren, benötigte Reserveleitungskapazitäten vorhalten und internationale Normen und Empfehlungen einhalten, um die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen sicherzustellen (Art. 8 und 9 StromVG). Netzbetreiber, die Netze mit einer Spannung von mehr als 36 kV betreiben, sind verpflichtet Mehrjahrespläne zu erstellen und die ElCom jährlich über den Betrieb und die Belastung der Netze sowie über ausserordentliche Ereignisse zu orientieren. In Zusammenhang mit der Versorgungsqualität schreibt zudem Artikel 5 StromVV vor, dass alle Netzbetreiber der ElCom jährlich die international üblichen Kennzahlen zur Versorgungsqualität einzureichen haben. Genannt werden explizit die Kennzahlen durchschnittliche Unterbrechungsdauer (Customer Average Interruption Duration Index, CAIDI), durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) und durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI).

Im Zuge der aktuellen Arbeiten des BFE zur Revision des StromVG wird unter anderem das Konzept der aktuellen Netzregulierung hinterfragt. Anstelle der aktuellen Kostenregulierung wird diskutiert, inwiefern für die Schweiz ein Übergang zu einer Anreizregulierung sinnvoll ist, bei der die Netzbetreiber einen finanziellen Anreiz erhalten sollen Kosten zu senken (vgl. Abschnitt 4.3).

Parallel zu den Gesetzgebungsarbeiten des BFE hat die ElCom im Jahr 2013 ihre Idee einer Verfeinerung der aktuellen Kostenregulierung in Form einer sogenannten «Sunshine-Regulierung» vorgestellt, die konzeptionell innerhalb der aktuellen Kostenregulierung angesiedelt ist. Unter der Sunshine-Regulierung versteht die ElCom: «[...] einen mehrdimensionalen Regulierungsansatz, welcher den Vergleich von Unternehmen anhand von Indikatoren und die

*Veröffentlichung daraus folgender Ergebnisse umfasst.*¹ Durch die Veröffentlichung von Indikatoren soll der Druck auf die Netzbetreiber erhöht werden, ihre Effizienz zu erhöhen beziehungsweise weiterhin einen effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten, ohne dass die ElCom bei allen auffälligen Unternehmen individuelle Eingriffe vornimmt. Die erhöhte Transparenz soll so auch dazu beitragen, den Vollzugsaufwand zu reduzieren.

4.2 Szenario «Sunshine-Regulierung»

Die Gestaltungselemente des Szenario «Sunshine-Regulierung» in Abschnitt 4.2.1 entsprechen dem Stand der Diskussion Anfang 2015. Auf diesen Elementen wurden Aussagen zur Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung im Szenario «Sunshine-Regulierung» hergeleitet (Abschnitt 4.2.2).

Die Eckpunkte des Szenario «Sunshine-Regulierung» wurden mit der Begleitgruppe der vorliegenden Studie abgestimmt. Die Gestaltungselemente der Sunshine-Regulierung, die nicht die Qualität betreffen, werden im Rahmen dieser Studie nicht evaluiert.

4.2.1 Gestaltungselemente Szenario «Sunshine-Regulierung»

Im ersten Regulierungsszenario wird (aus Vergleichsgründen) als Ausgangs- oder Basisszenario unterstellt, dass die laufende Revision des StromVG und der StromVV keine grundsätzlichen Änderungen am Regulierungsrahmen bewirkt. Unabhängig vom Marktöffnungsgrad bildet die Kostenregulierung auf Basis von vorkalkulierten Kosten die Basis für die Regulierung der Netznutzungsentgelte. Im Szenario «Sunshine-Regulierung» wird ein jährlicher Kosten-Erlösabgleich vorgenommen, so dass für den Netzbetreiber keine Möglichkeit besteht, einen über die Kapitalverzinsung hinausgehenden Gewinn zu erwirtschaften.

Tabelle 3 gibt einen Überblick der Eckpunkte des Szenario «Sunshine-Regulierung». Anders als bei der derzeit geltenden Kostenregulierung sollen Ergebnisse der von der ElCom durchgeführten Kennzahlenvergleiche nicht mehr nur individuell an die Netzbetreiber übermittelt, sondern publiziert werden. Seit der Inkraftsetzung des StromVG hat die ElCom für einzelne Aspekte der Kostenrechnung bereits Richtwerte öffentlich kommuniziert, die ihr als Aufgreifkriterium für vertiefte Prüfungen einzelner Netzbetreiber mit der Möglichkeit von Interventionen dienen. In der Sunshine-Regulierung sollen publizierte Indikatoren der Öffentlichkeit einen weitergehenden Quervergleich zwischen den Netzbetreibern erlauben, als dies durch den im Status quo bestehenden Tarifvergleich möglich ist. Als Indikatoren sollen gemäss ElCom neben den Tarifen auch Kostenkennzahlen, Angaben zur Versorgungsqualität sowie zur Compliance der Netzbetreiber hinsichtlich der Umsetzung regulatorischer Vorgaben dienen.

Im Bereich Tarife und Kostenkennzahlen soll ein Teil der bereits heute im Rahmen der individuellen Rückmeldungen und Prüfungen verwendeten Kenngrößen publiziert werden, wie zum Beispiel Kosten pro Netzlänge auf der Niederspannungsebene. Beim Kosten- und auch beim Tarifvergleich für verschiedene Verbrauchsprofile² soll im Szenario «Sunshine-Regulierung» neben dem Abschneiden der einzelnen Unternehmen im gesamtschweizerischen Vergleich auch das Abschneiden innerhalb einer strukturell ähnlichen Gruppe dargestellt werden.³ Beispiele für Indikatoren im Bereich Compliance sind die rechtzeitige Abgabe der Tarifblätter und der Jahresrechnung. Das genaue Ausmass und die konkreten Bereiche für die Kennzahlen publiziert

¹ ElCom (2014b).

² Vgl. <http://www.strompreis.elcom.admin.ch>.

³ ElCom (2015), S. 14.

werden sollen, sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschliessend definiert. Im Jahr 2015 ist eine Testphase vorgesehen.

Es wird unterstellt, dass ab dem Jahr 2017 die definierten Kennzahlen publiziert und im weiteren Zeitverlauf der Indikatorenatz kontinuierlich aufgrund der Erfahrungen bezüglich Belastbarkeit der Daten und Aussagefähigkeit geprüft und bei Bedarf angepasst wird. Aufgrund der eingeschränkten Datenverfügbarkeit für kleine Netzbetreiber, deren Kalkulation bis dato weniger differenziert bei der ElCom eingereicht werden muss («Light-Version» der Datenerfassung), ist die Möglichkeit vorgesehen, einen reduzierten Indikatorenatz zu publizieren.

Die vorgesehene Sunshine-Regulierung beinhaltet bereits Elemente einer Qualitätsregulierung, da die Überwachung und Publikation von qualitätsrelevanten Indikatoren in Sinne einer Transparenzmassnahme als erste Stufe einer Qualitätsregulierung angesehen werden können (vgl. dazu auch Abschnitt 7.3.1). Bei der Beurteilung der Notwendigkeit und möglichen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung in den Regulierungsszenarien im Rahmen der Studie werden die von der ElCom vorgesehenen Massnahmen zur Qualitätsregulierung entsprechend berücksichtigt und kritisch hinterfragt.

Tabelle 3 Eckpunkte Szenario «Sunshine-Regulierung»

Themen	Szenario «Sunshine-Regulierung»
Regulierungsrahmen	<ul style="list-style-type: none"> Ex-post-Kostenprüfung <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kontrolle der Vor- und Nachkalkulation ▪ Flächendeckende Rückmeldungen der ElCom zur Kostenrechnung ▪ Publikation ausgewählter Indikatoren ▪ ElCom-Interventionen in Einzelfällen
Basis der Netznutzungsentgelte	Vorkalkulierte Kosten inkl. Deckungsdifferenzen früherer Jahre
Phasen der Einführung	Seit Beginn Strommarktöffnung, kontinuierliche Ergänzung von Aufgreifkriterien für vertiefte Prüfungen Sunshine-Regulierung mit kontinuierlicher Bereinigung der erfassten und publizierten Indikatoren («Evolutionärer Indikatorenatz»)
Dauer der Regulierungsperiode	Jährlicher Kosten-Erlösabgleich (keine mehrjährigen Regulierungsperioden)
Effizianzanreize	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indirekt über vergleichende Publikation von ausgewählten Kennzahlen (z.T. gegenüber Referenzwerten) und ▪ Möglichkeit der ElCom zu vertieften Prüfungen und Interventionen der ElCom
Investitionsanreize	Investitionskosten unter Verwendung eines WACC können ohne Zeitverzug in Tarife überführt werden (vorkalkulierte Kosten mit Berücksichtigung Deckungsdifferenzen und deren Verzinsung)
Unterscheidung grosse und kleine VNB	<ul style="list-style-type: none"> ▪ «Light Version» der ElCom-Abfrage zu Kostenrechnung und Tarifen für kleinere Verteilnetzbetreiber (VNB) ▪ Ggf. reduzierter Indikatorenatz im Rahmen einer vergleichenden Kennzahlenpublikation
Qualitätselemente	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Monitoring ▪ Publikation von Indikatoren pro Netzbetreiber (z.T. gegenüber Referenzwerten)
Übertragungsnetz	Jährliche Kostenprüfung

Das Szenario «Sunshine-Regulierung» unterscheidet sich von der bisherigen Kostenregulierung vor allem dadurch, dass ausgewählte Indikatoren publiziert werden. Dazu sollen gemäss ElCom Tarife, Kennzahlen zu den Netzkosten, zur Compliance sowie zur Versorgungsqualität gehören.

Quelle: Polynomics.

Die Publikation der vergleichenden Darstellung ausgewählter Kenngrössen soll indirekt durch den öffentlichen Druck dazu beitragen, die Effizienz der Netzbetreiber positiv zu beeinflussen wobei gleichzeitig der Blick auf die Versorgungsqualität dazu beitragen soll, dass Kostensenkungen nicht zu Lasten der Qualität vorgenommen werden. Ein Vergleich der Effizienz der Netzbetreiber findet bei diesem Ansatz nicht statt. Die im Status quo geprüften und in der Sunshine-Regulierung zusätzlich auch publizierten Einzelkennzahlen erlauben keine umfassende Beurteilung der Effizienz der Leistungsbereitstellung eines Netzbetreibers.

4.2.2 Notwendigkeit der Qualitätsregulierung im Szenario «Sunshine-Regulierung»

In der Sunshine-Regulierung haben die Netzbetreiber aufgrund des jährlichen Kosten-Erlösabgleichs grundsätzlich keine Möglichkeit, durch Kostenreduktion ihren Gewinn zu erhöhen, da die laufenden Kosten direkt angerechnet werden und sich die Kapitalverzinsung durch die Anwendung des WACC-Ansatzes direkt ergibt. Die Netzbetreiber können durch Kostenreduktionen und/oder Unterlassen von Investitionen ihre Gewinnsituation nicht verbessern. Im Szenario «Sunshine-Regulierung» ist daher zu erwarten, dass für die Netzbetreiber keine direkten Anreize bestehen, qualitätswirksame Kosteneinsparungen vorzunehmen, das heisst Betriebskosten auf Kosten der kommerziellen Qualität oder Kapital- und Betriebskosten auf Kosten der Versorgungszuverlässigkeit zu reduzieren.⁴ Zudem wird über eine risikoadäquate Kapitalverzinsung der Rahmen für ausreichende Investitionen gesetzt, die auch in der längeren Frist eine Aufrechterhaltung des aktuell sehr guten Qualitätsniveaus im Bereich der Netzzuverlässigkeit ermöglichen sollten.

Im Gegenteil könnte aufgrund der fast sicheren Abgeltung der Investitionskosten eher das Problem entstehen, dass bei einer garantierten Kapitalverzinsung zu viel investiert wird («Averch-Johnson-Effekt»⁵) und ein volkswirtschaftlich zu hohes Qualitätsniveau bereitgestellt wird, bei dem die (Grenz-)Kosten der Bereitstellung den (Grenz-)Nutzen übersteigen (s. Abschnitt 7.2). Durch die Publikation der Indikatoren der Sunshine-Regulierung soll durch die Reputationswirkung im Fall auffällig hoher Tarife dem Effekt entgegengewirkt werden, dass ein «Zuviel» an Leistung erbracht wird. Im Gegensatz zu einer Anreizregulierung ist der Anreiz, Einsparungen (auf Kosten der Qualität) vorzunehmen geringer, da die fehlende Möglichkeit zur Erwirtschaftung von Übergewinnen bei (qualitätswirksamen) Kosteneinsparungen fehlt. Da bereits ohne Sunshine-Regulierung ein gewisser Druck durch die Ex-post-Kostenprüfung auf die Netzbetreiber besteht, ist durch die zusätzlichen Transparenzmassnahmen der Sunshine-Regulierung kein negativer Effekt auf die Netzzuverlässigkeit zu erwarten. Je nach Auswahl der Kennzahlen kann sich die Publikation positiv auf die jeweilige Qualitätsdimension auswirken.

Bei der Beurteilung der Gestaltung einer Qualitätsregulierung im Szenario «Sunshine-Regulierung» ist eher zu beachten dass der Druck zu Qualitätsverbesserungen die Tendenz zu Überinvestitionen in einer Kostenregulierung verstärken könnte. Diese Tendenz würde dann verstärkt, wenn Netzbetreiber sich von einer guten Bewertung der Qualität ein gutes öffentliches Gesamtbild versprechen. Eine Überinvestition in die Qualität führt gesamtwirtschaftlich ebenso zu Wohlfahrtsverlusten wie eine zu geringe Qualität (vgl. Abschnitt 7.2).

⁴ Tendenziell besteht im monopolistischen Netzbereich jedoch auch keine unmittelbare Notwendigkeit, eine gute Qualität bereit zu stellen. Dies gilt insbesondere, wenn die Netzbetreiber sonst keiner gesellschaftlichen Kontrolle unterliegen. In der Schweiz ist diese Kontrolle bisher offenbar gegeben (z. B. durch Eigentümerstruktur, Grad des Unbundlings), da im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit eine gute Qualität besteht und im Bereich der kommerziellen Qualität keine Probleme in der Öffentlichkeit bekannt sind.

⁵ Averch und Johnson (1962).

4.3 Szenario «Anreizregulierung»

Die im Folgenden beschriebenen Gestaltungselemente des Szenario «Anreizregulierung» in Abschnitt 4.3.1 entsprechen dem Diskussionsstand im März 2015 und geben die Überlegungen aus verschiedenen Gutachten⁶ wieder, die im Auftrag des BFE erarbeitet wurden.⁷ Darauf basierend wird in Abschnitt 4.3.2 die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung im Rahmen des Anreizregulierungsszenarios erörtert.

4.3.1 Gestaltungselemente Szenario «Anreizregulierung»

Im Szenario «Anreizregulierung» wird für jeden Netzbetreiber eine individuelle Erlösvorgabe definiert, die innerhalb einer Regulierungsperiode grundsätzlich einzuhalten ist. Eine Anreizregulierungsperiode soll gemäss dem bis dato vorliegenden BFE-Vorschlag vier bis fünf Jahre dauern. Die Erlösvorgabe setzt sich anteilig aus Istkosten sowie aus Normkosten zusammen. Dabei ergeben sich die Istkosten aus der individuellen Kostenrechnung eines Netzbetreibers und die Normkosten auf Basis eines Effizienzvergleichs. Der Teil der Erlösvorgaben, der auf den Istkosten basiert, wird jährlich auf die letztverfügbaren Istkosten angepasst. Der dabei immer vorliegende Zeitverzug von zwei Jahren (t-2) soll für die Betriebskosten durch eine pauschale Anpassung auf das Preisniveau des aktuellen Jahres ausgeglichen werden. Für die Kapitalkosten soll ein weiterer Mechanismus vorgesehen werden, der einen Zeitverzug für die Anerkennung von Kapitalkosten vermeidet, die zwischen den letztverfügbaren Istkapitalkosten und dem aktuellen Jahr getätigt wurden. Damit die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze durchgeführt werden kann, sind jährlich die entsprechenden Daten zu erheben. Um den Teil der Erlösvorgabe zu bestimmen, der auf den Normkosten basiert, soll der Effizienzvergleich vor Beginn und in der Mitte der Regulierungsperiode, also nach zwei bis drei Jahren, durchgeführt werden, was eine Erhebung der dafür erforderlichen Kosten-, Struktur- und Leistungsdaten bei den Netzbetreibern impliziert. Dabei soll der Einfachheit halber das verwendete Benchmarkingmodell konstant gehalten werden.

Indem die Erlösvorgabe zu einem Teil nicht auf jährlich aktualisierten Istkosten des jeweiligen Netzbetreibers basiert, ist im Szenario «Anreizregulierung» ein Teil der Kosten von den Erlösen entkoppelt. Damit besteht ein Anreiz für die Netzbetreiber, ihre Kosten unter die zulässigen Erlöse zu senken und damit einen Gewinn zu erzielen, der über dem regulatorisch festgelegten WACC liegt. Wie stark die Effizienzanreize wirken, hängt nicht zuletzt davon ab, wie das Benchmarking zur Bestimmung der Normkosten ausgestaltet wird und wie hoch per se der Anteil der Normkosten bei der Bestimmung der Erlösobergrenze ist. Je höher der Anteil der Istkosten, desto ähnlicher wirkt das Szenario «Anreizregulierung» bezüglich der Effizienzanreize wie das Szenario «Sunshine-Regulierung». Der Vorschlag des BFE beinhaltet, dass der Anteil Normkosten im Zeitablauf, das heisst von Regulierungsperiode zu Regulierungsperiode bei Bedarf erhöht werden kann. Auf diese Weise ergibt sich ein stufenweiser Übergang von der Kosten- zur Anreizregulierung.

Um grundsätzlich die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass im Szenario «Anreizregulierung» die Kosten eines sicheren Netzbetriebs auf einem volkswirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau gedeckt werden, ist neben der rollierenden Anpassung der Erlösobergrenze an die Kostenentwicklung eine Anpassung an die Teuerung vorgesehen, um den Zeitverzug von zwei

⁶ Frontier Economics (2015); BET und Dynamo Suisse (2014); BFE (2015)

⁷ Die Eckpunkte des Szenario «Anreizregulierung» wurden auf dieser Basis mit der Begleitgruppe der vorliegenden Studie abgestimmt. Die aufgeführten Gestaltungselemente werden im Rahmen dieser Studie nicht evaluiert.

Jahren zu kompensieren. Mit Blick auf die Voraussetzungen für Investitionen sieht der BFE-Vorschlag vor, die Erlösobergrenze jährlich um die Veränderung der Kapitalkosten anzupassen. Die angepassten Kapitalkosten gehen dann in das nächste Benchmarking ein und werden dann einer Effizienzprüfung unterzogen.

Tabelle 4 **Eckpunkte Szenario «Anreizregulierung»**

Themen	Szenario «Anreizregulierung»
Regulierungsrahmen	Entkoppelung (eines Teils der) Kosten von den Erlösen <ul style="list-style-type: none"> ▪ reduzierte Kontrolle der letztverfügbaren Istkosten pro Netzbetreiber ▪ flächendeckende unternehmensindividuelle Erlösvorgaben ▪ Intervention bei Nicht-Einhalten der berechneten Vorgaben
Basis der Netznutzungsentgelte	Erlösvorgabe für die Regulierungsperiode ermittelt aus: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteil letztverfügbare Istkosten bereinigt um Inflation ▪ Anteil Normkosten basierend auf Effizienzvergleich ▪ jährliche Anpassung um Änderung der Kapitalkosten
Phasen der Einführung	Testphase zur Kalibrierung der Instrumente, Erhöhung der Anzelelemente mit zunehmender Dauer, in 2. bzw. 3. Regulierungsperiode
Dauer der Regulierungsperiode	4 bis 5 Jahre
Effizianzanreize	Direkt durch Anteil Normkosten bei Festlegung der Erlösobergrenze
Investitionsanreize	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteil Istkosten ▪ Vermeidung Zeitverzug: jährliche Nachführung Kosten, Anpassung um Inflation und Änderung der Kapitalkosten
Unterscheidung grosse und kleine VNB	Vereinfachungen im Benchmarking und bei der Kostenprüfung vorgesehen
Übertragungsnetz	Wie Status quo, allenfalls Übergang zu Sharing-Mechanismus oder Menü-Ansatz

Das Szenario «Anreizregulierung» entspricht im Vergleich zum Status quo einem Systemwechsel, der aber erst nach einer mehrjährigen Testphase in Kraft gesetzt werden soll. Wesentliche Merkmale sind ein regelmässiger Effizienzvergleich zur Bestimmung von Normkosten, umfassende Investitionsanreize und Vereinfachungen für die kleinen Verteilnetzbetreiber. In der Ausgangssituation der Anreizregulierung ist keine explizite Qualitätsregulierung vorgesehen.

Quelle: Polynomics.

Im Szenario «Anreizregulierung» ist vorgesehen, dass die kleinen Verteilnetzbetreiber (VNB) nicht dem gleichen Regulierungsrahmen unterliegen wie die grossen VNB, sondern ein vereinfachtes Verfahren angewandt wird. So sollen die kleinen VNB nicht am Effizienzvergleich teilnehmen, da dies mit einem relativ grossen Aufwand für die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörde verbunden wäre. Die Normkosten für die kleinen VNB ergeben sich, indem ein durchschnittlicher Effizienzwert der grossen VNB aus dem Effizienzvergleich für die kleinen VNB angewendet wird.⁸

4.3.2 Notwendigkeit der Qualitätsregulierung im Szenario «Anreizregulierung»

Die Anreize der Netzbetreiber im Szenario «Anreizregulierung» zur Kostensenkung können sich auf die Versorgungsqualität auswirken. Einsparungen bei den Betriebskosten oder bei den Investitionen zur Reduktion der Kapitalkosten können mittel- bis längerfristig zu einer Ver-

⁸ Diesem vereinfachten Verfahren würden gemäss Aussage des BFE ca. 610 Netzbetreiber unterliegen, dem umfangreichen Verfahren ca. 70 Netzbetreiber in der Schweiz, die jedoch den grössten Teil der Netzkosten auf sich vereinen.

schlechterung der aktuellen und/oder zukünftigen Qualität führen (vgl. Kapitel 3.3). Je höher das Anreizelement, desto grösser ist tendenziell diese Gefahr. Wird zudem in einer Anreizregulierung der Sicherung von Investitionsanreizen zu wenig Rechnung getragen, verschärft sich dieses Problem.

Spezielle Investitionshemmnisse für Verteilnetzbetreiber sollen mit dem im BFE-Vorschlag vorgesehenen Mechanismen zur Vermeidung des Zeitverzugs der in die Erlösobergrenze einflussenden Kostenbasis vermieden werden. Durch die jährlichen Anpassungen an die Teuerung und die jährliche Nachführung der Kapitalkostenänderung ist zu erwarten, dass die Investitionsvorhaben nicht durch den Regulierungsrahmen behindert werden, solange in den Kostengrundlagen eine risikoadäquate Kapitalverzinsung gewährleistet wird. Damit ergibt sich die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung im Szenario «Anreizregulierung» vor allem aus dem Anreizelement.

Da der Anteil des Anreizelements im Vorschlag des BFE zur Anreizregulierung offen ist, ist die potenzielle Auswirkung auf die Qualität aufgrund der Anreizwirkung noch unklar. In dem Masse, wie bei einer Entwicklung der Anreizregulierung der Anteil der Normkosten als Anreizelement zunimmt, erhöht sich der Effizianzreiz im Vergleich zu einer Kostenregulierung. Wird im Szenario «Anreizregulierung» der Normkostenanteil schrittweise erhöht, nimmt damit sukzessive die Notwendigkeit einer Qualitätsregulierung für VNB zu. Die Anreizwirkung kann sowohl die kommerzielle Qualität als auch die Netzzuverlässigkeit betreffen, da beide durch den Kostensenkungsanreiz beeinträchtigt werden können. Bei der Beurteilung der Gestaltungselemente einer Qualitätsregulierung im Szenario «Anreizregulierung» ist aufgrund der geplanten sukzessiven Einführung des Anreizelements für beide Qualitätsdimensionen die mögliche Entwicklung des Regulierungsszenarios im Zeitablauf zu beachten, da in der vom BFE vorgesehenen Anfangsphase des Szenarios «Anreizregulierung» keine unmittelbarere Notwendigkeit zur Einführung einer Qualitätsregulierung gegeben ist.

Für Swissgrid als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wird als relevanter Regulierungsrahmen die weitgehende Fortsetzung des Status quo angenommen. Das bedeutet, dass die aktuell gültige Kostenregulierung auch für die nächsten Jahre relevant sein wird. Aus Sicht des BFE ist zu diskutieren, ob auf grosse Erweiterungsinvestitionen Sharing-Mechanismen angewendet werden sollen.⁹ Auch Anreize zu effizienten Betriebskosten sind aus Sicht des BFE zu diskutieren, wobei zu prüfen ist, ob nicht schon wesentliche Effizianzanreize aus den wettbewerblich organisierten Vergabeverfahren der Swissgrid resultieren (bspw. im Bereich Instandhaltung).

⁹ Vgl. Frontier Economics (2015)

5 Langfristige Sicherung der Versorgungsqualität

Im Bereich der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit zeigt sich, dass eine Qualitätsregulierung, die einzig auf dem aktuellen Netzzustand und aktuell messbaren Kenngrössen der Qualität basiert zu kurz greift, da die aktuellen Massnahmen die zukünftige Qualität stark beeinflussen. Eine Grundvoraussetzung für eine dauerhaft volkswirtschaftlich optimale Versorgungsqualität ist, dass die Netzbetreiber kurz- und langfristig wirkende Massnahmen ergreifen, um das gewünschte Qualitätsniveau kurz- und langfristig zu gewährleisten. Daher ist, wie vom BFE vorgesehen, zum einen bereits bei der Gestaltung des Regulierungsrahmens sicherzustellen, dass Netzbetreiber genügend Spielraum haben, um die damit verbundenen Kosten und Investitionen kurz- und langfristig decken zu können. Da die Versorgungszuverlässigkeit unter anderem durch Investitionsmassnahmen in der Vergangenheit beeinflusst wird, ist zudem zu erwägen, ob das Investitionsverhalten der Netzbetreiber durch Ansätze im Rahmen der Qualitätsregulierung beeinflusst werden soll beziehungsweise kann. Dies soll sicherzustellen, dass die Netzbetreiber diesen Spielraum auch nutzen, um langfristig eine volkswirtschaftlich optimale Versorgungsqualität zu ermöglichen. Auch wenn die (zukünftige) Versorgungszuverlässigkeit über monetäre Anreize in Abhängigkeit vom (zukünftig) erzielten gemessenen Qualitätsniveau reguliert wird, fliesst dies aufgrund des langen Zeitraums, zwischen unterlassener Investitionsmassnahme und Qualitätsverschlechterung (d. h. wegen des Hystereseeffekts) nicht oder durch die Diskontierung abgeschwächt in die aktuellen Entscheidungen des Netzbetreibers ein. Vor dem Hintergrund, dass die Verweildauer der Führungskräfte der Netzbetreiber oft kürzer ist als der Zeitraum, in dem sich Qualitätsverschlechterungen einstellen, besteht die Gefahr, dass monetäre Anreize für zukünftige Qualitätsentwicklungen das heutige Verhalten nur begrenzt beeinflussen dürften. Der Zeitverzug, mit dem sich Investitions- und Instandhaltungsmassnahmen auf die Netzzuverlässigkeit auswirken erschwert eine Regulierung dieser Qualitätsdimension auf Basis von Informationen zum aktuellen Qualitätsniveau.

Aufgrund der verzögerten Wirkung einer Regulierung auf Basis aktuell messbarer Qualitätskenngrössen («Output»), umfasst die Qualitätsregulierung daher auch die vom Netzbetreibern eingesetzten Mittel («Input»), um die zukünftige Qualität zu sichern. Im Abschnitt 5.1 werden mögliche inputorientierte Indikatoren für die Überwachung der Netzzuverlässigkeit beschrieben. Abschnitt 5.2 enthält Überlegungen, für welche Netzbetreiber diese Indikatoren gebildet werden können. Die Fragen zur Beschaffung von Daten für einen inputorientierten Ansatz in der Schweiz sind Gegenstand von Abschnitt 5.4

5.1 Inputorientierte Indikatoren

Indikatoren, die im Zusammenhang mit der zukünftigen Versorgungszuverlässigkeit stehen, sind Kenngrössen, welche die Investitionstätigkeit und den Netzzustand betreffen. Dabei können Informationen zu bereits getätigten aber auch zu geplanten Massnahmen betrachtet werden. Zum Beispiel können folgende kaufmännische Kenngrössen auf Basis von abgeschlossenen Geschäftsjahren oder als Plangrössen gebildet werden, wenn die jeweiligen Informationen von den Netzbetreibern erhoben werden:

- Investitionsquote = Investitionen/Sachanlagevermögen
- Reinvestitionsquote = Reinvestitionen in das Sachanlagevermögen/Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen

- Anlagenabnutzungsgrad = Kumulierte Abschreibungen auf Sachanlagevermögen/Sachanlagevermögen
- Kalkulatorisches Anlagenalter = Abschreibungsdauer (1 – Restbuchwerte des Sachanlagevermögens/historische AHK)
- Instandhaltungsquote = Aufwand Wartung- und Instandhaltung/Sachanlagevermögen
- Materialaufwandsquote = Aufwand Wartung- und Instandhaltung/Umsatzerlöse

Werden Plangrößen verwendet, müssten diese hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung zu einem späteren Zeitpunkt überprüft werden.

Um ein umfassenderes Bild zu erhalten, wird in einigen Ländern diskutiert, solche kaufmännischen Kennzahlen um weitere Kennzahlen zu ergänzen, die den technischen Zustand der Anlagen noch besser reflektieren. Dies wurde auch im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung in Deutschland konstatiert. Im Rahmen der Regulierung der 14 Verteilnetzbetreiber im Vereinigten Königreich werden bei der Genehmigung von Investitionsbudgets auch die technischen Grundlagen von der Regulierungsbehörde eingesehen.

Für die Regulierung der Netzleistungsfähigkeit werden in Deutschland in der Verordnung gewisse Kennzahlen genannt, anhand derer sich diese Qualitätsdimension messen liesse. Neben der Häufigkeit und der Dauer von Massnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen (vgl. § 20 Abs. 5 ARegV) und der Häufigkeit und der Dauer des Einspeisemanagements werden die Menge der abgeregelten Energie und Last als mögliche Kennzahlen genannt. Allen Kennzahlen ist gemein, dass sie jeweils aus Sicht der Netznutzer, die einspeisen möchten, zu betrachten sind und dass belastbare Datenreihen vorliegen müssen, wenn diese Kennzahlen regulatorisch implementiert werden sollen. International sind für die Dimension der Netzleistungsfähigkeit keine Kennzahlen in Gebrauch. Da die Einspeiseverfügbarkeit des Netzes Resultat eines auch politisch geforderten Optimierungskalküls ist, ist eine Implementierung der Kennzahlen problematisch, da die Implikationen aus den Kennzahlenwerten unklar sind.

5.2 Überwachte Netzbetreiber

Wenn inputorientierte Ansätze zur Qualitätsregulierung zum Einsatz kommen, stellt sich die Frage, welche Netzbetreiber Monitoringpflichten erfüllen beziehungsweise Investitionspläne einreichen müssen. Aufgrund des vergleichsweise grossen Aufwands zur Erstellung aber auch der Überprüfung dieser Massnahmen finden sich diese vornehmlich in Ländern mit nur wenigen Netzbetreibern, oder aber die Massnahmen sind beschränkt auf eine Gruppe von Netzbetreibern. So müssen die 14 Verteilnetzbetreiber in Grossbritannien beispielsweise Investitionspläne auf Plandatenbasis bei der Regulierungsbehörde einreichen, die so ein sehr genaues Bild über die geplanten Investitionen erhält. In Deutschland mit rund 800 Netzbetreibern wäre ein solches Verfahren administrativ kaum zu bewerkstelligen, aber auch die knapp 200 Netzbetreiber des sogenannten regulären Verfahrens mit in der Regel mehr als 50'000 Kunden unterliegen keinem Monitoring¹⁰ der Investitionstätigkeit und müssen keine Investitionspläne an die Bundesnetzagentur abgeben. Verteilnetzbetreiber, die in den Genuss von Investitionsbudgets kommen wol-

¹⁰ Es müssen zwar von allen Netzbetreibern gem. § 35 EnWG jährlich Daten für den sogenannten Monitoringbericht abgegeben werden; Diese dienen jedoch der Analyse im Zusammenhang mit Fragen der Marktöffnung, der Transparenz und des Wettbewerbs auf der Großhandels- und Endkundenebene. In der Abfrage enthalten ist lediglich die Summe aller getätigten Investitionen, ohne Differenzierung für Ausbau, Neubau, Erweiterung oder Instandhaltung.

len, die insbesondere für Investitionen zur Integration erneuerbarer Energien in das Netz genehmigt werden, müssen Plankosten für die vorgesehenen Investitionen an die BNetzA abgeben. Hier lassen sich dann sowohl die geplanten Kapazitätserweiterungen aber auch die Investitionskosten bewerten.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland haben umfassende Berichtspflichten, einerseits im Zuge der Beantragung von Investitionsbudgets aber auch im Zusammenhang mit dem regelmässigen Erstellen von Netzentwicklungsplänen, die gemeinsam von den vier deutschen ÜNBs erstellt und der BNetzA beziehungsweise dem Bundesministerium für Wirtschaft vorgelegt werden müssen. Es geht hier im Wesentlichen um die Planung und Genehmigung von Investitionen, die erforderlich sind, um die Ziele der Energiewende zu erreichen.

5.3 Zielvorgaben und Monitoring

Im Bereich der inputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit beziehungsweise der Netzleistungsfähigkeit können Referenzwerte oder Zielvorgaben nur der Orientierung dienen. Die Regulierungsbehörde kann zwar Monitoringpflichten einführen, anhand derer sich überwachen lässt, welche Investitionen zu welchem Zeitpunkt geplant sind oder umgesetzt wurden. Damit soll die Behörde die Möglichkeit erhalten, rechtzeitig zu erkennen, falls eine Situation der Unterinvestition mit dem Potential zukünftiger Qualitätseinbussen droht. Bei der inputorientierten Qualitätsregulierung ist jedoch zu beachten, dass die Regulierungsbehörde die Investitionsplanung des Netzbetreibers nicht übernehmen kann und nicht übernehmen darf, da es prinzipiell nicht die Aufgabe der Regulierungsbehörde sondern des Netzbetreibers ist, die Investitionsplanung vorzunehmen, und ihr zudem die nötigen Detailinformationen fehlen.

So ist es grundsätzlich schwierig, die Angemessenheit von Investitionen und ihre Auswirkungen auf die Versorgungsqualität ex ante zu beurteilen. Zu dieser Einschätzung kommt auch die BNetzA in ihrem Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung nachdem umfangreiche Analysen zum Investitionsverhalten der deutschen Netzbetreiber während der Kosten- und Anreizregulierung vorgenommen wurden. Auf aggregierter Ebene liegen zwar für verschiedene Zukunftsszenarien im Zeichen der Energiewende zahlreiche Investitionspläne vor, diese unterscheiden sich im Gesamtvolumen, der Art der Anlagegüter, in die investiert werden müsste sowie bezüglich der zeitlichen Staffelung, wann welche Ausbauszenarien angesetzt werden.¹¹ Von einer jährlichen Abgabe von umfassenden Investitionsberichten der einzelnen Unternehmen sieht die Bundesnetzagentur aber ab. Dies aufgrund des damit verbundenen erheblichen Erhebungs- und Kontrollaufwands aber auch aufgrund des eingeschränkten Nutzens derartiger Berichte für die Beurteilung der Angemessenheit von Investitionen. Die BNetzA schlägt daher vor, einen Indikatorenatz einzuführen, anhand dessen die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber überwacht werden kann. Die Daten dazu würden jährlich erhoben. Vornehmliches Ziel dieses Indikatorenatzes soll es sein, eine Datenquelle zu schaffen, die perspektivisch eine regelmässige deskriptive Analyse des Investitionsverhaltens ermöglicht und bei der Betrachtung im Zeitablauf Hinweise auf auffallendes Investitionsverhalten geben kann. Des Weiteren liessen sich die Indikatoren als Aufgreifkriterium nutzen, um eine vertiefte Prüfung vorzunehmen.¹² Die konkreten Indikatoren zur Überprüfung der Angemessenheit von Investitionen im Sinne der Sicherung der

¹¹ Vgl. BNetzA (2015), Abb. 6, S. 59.

¹² BNetzA (2015), S. 431.

Versorgungssicherheit sind gemäss Evaluierungsbericht zusammen mit der Branche zu entwickelt.¹³

Da Investitionen nicht nur die zukünftige Netzzuverlässigkeit sondern auch die Netzleistungsfähigkeit beeinflussen, eignet sich der Monitoringansatz für beide Qualitätsdimensionen. Im Bereich der Netzleistungsfähigkeit könnte zusätzlich erhoben werden, ob ein Netzbetreiber über Systeme zum Einspeisesmanagement verfügt und wie oft diese pro Jahr eingesetzt werden. Derartige Fragen finden sich im jüngsten Fragebogen der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zum Monitoringbericht der BNetzA in Deutschland.¹⁴ Die Beurteilung dieser Informationen ist jedoch schwierig, da es in der Entscheidung des Netzbetreibers liegen sollte, ob er über derartige Massnahmen entsprechende Kapazitäten für die Einspeisung zur Verfügung stellt, oder ob er in den Ausbau der Netze investiert.

5.4 Frühwarnindikatoren (inputorientierte Qualitätsregulierung): Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Ausgangslage

Aktuell werden von der ElCom im Rahmen der Abfrage zur «Kostenrechnung für Tarife» einige kaufmännische Daten erhoben, aus denen sich Anhaltspunkte zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber ergeben. Dazu zählen die Bruttoinvestitionen, die in Relation zum Anlagenwert gestellt werden können und die Anschaffungsrestwerte aus denen sich implizit das Anlagenalter beziehungsweise der Abnutzungsgrad ableiten lässt. Auch Instandhaltungsquoten sind ableitbar. Da bei den Abfragen im Zusammenhang mit Investitionen und den Anlagenwerten Interpretationsspielraum besteht und kostenrechnerische Eigenheiten der Netzbetreiber einfließen können, sind die Daten nicht vollständig zwischen den Netzbetreibern vergleichbar.

Zusätzlich zu diesen konkreten Abfragen besteht gemäss Artikel 8 Absatz 2 StromVG und Artikel 6 Absatz 1 Bst a StromVV die Pflicht zur Einreichung von Mehrjahresplänen für Netzbetreiber mit einer Netzspannung von mehr als 36 kV. Bisher werden diese Pläne vor allem dann der ElCom vorgelegt, wenn es darum geht, die Anrechenbarkeit von Investitionsvorhaben abzusichern. Der Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat 2014 eine Branchenempfehlung mit einem Schema zur systematischen Übermittlung der relevanten Informationen an die ElCom herausgegeben.¹⁵ Neben den kaufmännischen Daten gehören dazu Informationen zur Last- und Produktionsentwicklung und zum Projektauslöser (z. B. Netzverstärkung oder (n-1)-Sicherheit beziehungsweise Verfügbarkeit). Darüber hinaus hat die ElCom bei der Genehmigung von Netzverstärkungen auf Basis von Artikel 22 Absatz 3 StromVV bereits Erfahrungen im Zusammenhang mit der Beurteilung von Investitionsvorhaben gesammelt. Dabei sind zunehmend auch Fragen hinsichtlich der Art des Netzausbaus beziehungsweise der Netzoptimierung (Verstärkung vor Ausbau) relevant.

Im Szenario «Anreizregulierung» ist vorgesehen, die Kapitalkosten fortzuschreiben, so dass hierfür mindestens zu den kaufmännischen Kennzahlen Informationen abgefragt werden müssen.

¹³ BNetzA (2015), S. 231 f.

¹⁴ Vgl. Fragebögen zur Datenerfassung für die Monitoringberichte unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Data_naustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_2014/Monitoringbericht_2015_node.html, Juni 2015.

¹⁵ VSE (2014).

ten, die dann auch für Auswertungen inputorientierter Qualitätsindikatoren herangezogen werden können.

Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen zu den Gestaltungsoptionen inputorientierter Massnahmen zur langfristigen Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit für die Schweiz. Diese Fragen werden im Folgenden zusammengefasst und in Abschnitt 8.2 bei der Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags für die Schweiz in den unterstellten Regulierungsszenarien berücksichtigt. Im Folgenden werden bereits mögliche Ausgestaltungen für die Umsetzung in der Schweiz skizziert:

- Für welche Gruppe der Netzbetreiber sollten welche Indikatoren zu Investitionen erfasst werden?
 - Bisher erhebt die ElCom bereits aggregierte kaufmännische Daten zu Investitionen «Kostenrechnung für Tarife», die in der inputorientierten Qualitätsregulierung verwendet werden können. Beispielsweise lässt sich Investitionsquote für alle Verteilnetzbetreiber ermitteln. Dies ermöglicht ein Monitoring der Investitionstätigkeit im Zeitablauf und erlaubt Rückschlüsse auf Verhalten einzelner Netzbetreiber sowie der Wirkung des Regulierungssystems auf die Gesamtheit der Netzbetreiber.
 - Für grössere Netzbetreiber können aufgrund der detaillierten Abfrage der Anlagenwerte pro Anlagenklasse Schätzungen des Anlagenalters durchgeführt werden, welche zusammen mit den Informationen zur Investitionstätigkeit von der ElCom ins Monitoring einbezogen werden können. Erscheint das Investitionsverhalten zusammen mit dem Anlagenalter auffällig, da ein Netzbetreiber z. B. trotz hohem Durchschnittsalter der Anlagen vergleichsweise wenig investiert, kann die ElCom dies als Ausgangspunkt für Rückfragen z. B. zur Differenzierung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen nehmen. Eine weitergehende flächendeckende Datenerfassung erscheint nicht zielführend. Zum einen würde dies den Aufwand erhöhen und zum anderen aufgrund von unterschiedlichen Abgrenzungen der Netzbetreiber (z. B. bei der Instandhaltungsquote) nicht unbedingt die Interpretierbarkeit erhöhen. Gezielte Rückfragen, die nur bei grösseren Netzbetreibern ab HS bei Auffälligkeiten der bereits vorhandenen Datenbasis durchgeführt werden, können ein genaueres Bild liefern.
- Welche Erweiterung der Datenerfassung wäre erforderlich, um den technischen Zustand der Anlagen besser bewerten und die Angemessenheit von Investitionen beurteilen zu können? Wäre ein entsprechender Aufwand gerechtfertigt?
 - Die Möglichkeit zur Erhebung von Netz(ausbau-)plänen für Hochspannung und Übertragungsnetz (analog heutiger gesetzlicher Regelung) sollten beibehalten werden.
 - Eine Bewertung des technischen Zustands der Netze durch eine Regulierungsbehörde ist nur mit sehr grossem Aufwand möglich: Eine Erhebung von technischen Indikatoren bzw. individuelle Rückfragen zu Mehrjahresplänen dazu sollten nur im Fall auffälliger Investitionsverläufe von Netzbetreibern durchgeführt werden. Bei der Gestaltung der Rückfragen kann die ElCom die Erfahrungen zu den Anträgen für die Anerkennung von Netzverstärkungen einbeziehen.

- Der Aufwand zu einer flächendeckenden Erhebung technischer Ausbaupläne und Investitionsberichte ist wegen dem hohem Erhebungs- und Vollzugsaufwand im Fall einer Prüfung der Pläne nicht zu rechtfertigen.
- Sind Zielvorgaben für die einzelnen Netzbetreiber bei der inputorientierten Qualitätsregulierung vorzusehen oder sollte sich die Regulierung auf ein Monitoring beschränken?
 - Individuelle Zielvorgaben für die Netzbetreiber können nicht mit einem angemessenen Aufwand ermittelt werden und bergen die Gefahr, dass die Regulierungsbehörde an Stelle des Netzbetreibers die Netzplanung übernimmt.
 - Stattdessen sollten Investitionsentwicklungen der Gesamtbranche beobachten werden, um Rückschlüsse auf die Angemessenheit des Regulierungssystems ziehen zu können.
 - Ausserdem kann die ElCom Entwicklungen im Zeitablauf bei den einzelnen Netzbetreibern beobachten und bei Auffälligkeiten Rückfragen stellen.
- In welcher Form lässt sich eine Regulierung der Netzleistungsfähigkeit in den Gesamt-Regulierungskontext einbetten? Besteht unter den gegebenen Rahmenbedingungen des Regulierungssystems ein konkreter Regulierungsbedarf?
 - Diese Qualitätsdimension ist schwer greifbar, da der Netzbetreiber unterschiedliche Möglichkeiten hat, die Netzleistungsfähigkeit zu sichern. Einerseits besteht die Möglichkeit im Fall des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen die Kapazität der Betriebsmittel zu erhöhen. Andererseits kann die Auslastung des Netzes durch Steuerungsmechanismen optimiert werden (z. B. Einspeisemanagement).
 - Diese Qualitätsdimension kann durch ein spezielles Monitoring überwacht werden bei dem die Massnahmen der Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität bei dezentraler Erzeugung erfasst werden ohne dass konkrete Anreizmechanismen verwendet werden, um den Netzbetreiber in die eine oder andere Richtung zu beeinflussen.
- Welche Indikatoren wären zielführend, um die entsprechenden Anreize für eine Optimierung zwischen Netzausbau und Massnahmen zum Einspeisemanagement beziehungsweise zur Lösung von Engpasssituation bei Einspeisungen zu setzen?
 - Quantifizierbare Indikatoren zu konkreten Netzausbauten unter unterschiedlichen Einspeiseszenarien bergen die Gefahr einer Mikroregulierung, die in die Optimierungspläne der Netzbetreiber eingreift. Daher erscheinen globale Indikatoren, die den geplanten Zubau an Erzeugung in Verbindung zur Information ob ein Anschluss- bzw. Einspeisemanagement beim Netzbetreiber besteht bzw. geplant ist ausreichend.
 - Im Einzelfall könnten Schätzungen zu Einspeiselast in Relation zur Ausspeiselast und deren zukünftige Entwicklung im Fall eines hohem Zubaus dezentraler Erzeugung vom Netzbetreiber abgefragt werden, um die Nachhaltigkeit der geplanten Massnahmen abschätzen zu können.

6 Messung und Überwachung der Qualitätsdimensionen

Sollen im Rahmen einer Qualitätsregulierung Anreize zur Verbesserung oder Sicherung der Qualität gesetzt werden, muss die Qualität in einem ersten Schritt gemessen werden. Kapitel 6 gibt einen Überblick über mögliche Messgrössen der Qualitätsdimensionen «Kommerzielle Qualität» (vgl. Abschnitt 6.1) und «Netzzuverlässigkeit» (vgl. Abschnitt 6.2). Der Blick in verschiedene Länder soll aufzeigen, welche Ausgestaltungsformen und Varianten eingesetzt werden und welche Herausforderungen bei der Erfassung sowie Aggregation der dafür erforderlichen Daten zu Indikatoren auftreten.¹⁶ Vor dem Hintergrund der Ableitung eines Konzepts zur Qualitätsregulierung in der Schweiz wird zudem das Thema der Datenverfügbarkeit und Datenqualität behandelt.

6.1 Kommerzielle Qualität

Zur Messung der kommerziellen Qualität wird international eine Vielzahl an Kenngrössen eingesetzt. Je nach Relevanz, die der Regulierung dieser Qualitätsdimension im jeweiligen Land beigemessen wird, liegt das Spektrum der erfassten Kennzahlen zwischen «keine» und «sehr viele», wobei unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt werden. Im Folgenden werden die Kenngrössen beschrieben (Abschnitt 6.1.1) und hinsichtlich der Datenanforderungen beurteilt (Abschnitt 6.1.2). In Abschnitt 6.1.3 finden sich die aus der Analyse abgeleiteten Fragestellungen für die Umsetzung in der Schweiz.

6.1.1 Kenngrössen der kommerziellen Qualität

Die kommerzielle Qualität kann einerseits über einzelne Kennzahlen, wie beispielsweise Richtwerte oder Mindeststandards für Reaktionszeiten auf Kundenanfragen, abgebildet werden. Andererseits lassen sich auf Basis von regelmässigen Kundenumfragen zur Beurteilung verschiedener Dimensionen der Dienstleistungsqualität eines Netzbetreibers mehrdimensionale Indices bilden. Der Council of European Energy Regulators (CEER) unterscheidet vier Gruppen von Indikatoren für die Messung der kommerziellen Qualität:¹⁷

- Netzanschluss
- Kundenbetreuung
- Technischer Service
- Messung und Rechnungsstellung

In Tabelle 5 findet sich eine Übersicht, welche Indikatoren in den vier genannten Gruppen in verschiedenen europäischen Ländern im Rahmen der Qualitätsregulierung berücksichtigt werden. Die Zusammenstellung ist das Ergebnis einer Befragung von nationalen Regulierungsbehörden im Zuge der Veröffentlichung des 5. Benchmarking-Berichts zur Versorgungsqualität europäischer Stromnetzbetreiber des CEER. Welche Dimensionen und Kennzahlen der kommerziellen Qualität konkret erfasst werden, hängt zum einen davon ab, wie weit der Aufgabenbereich des Netzbetreibers definiert ist, zum Beispiel ob dazu Messung und Abrechnung gehö-

¹⁶ Im Rahmen der vorliegenden Studie soll dabei kein systematischer Länderüberblick gegeben, sondern punktuell relevante Beispiele aus anderen Ländern herangezogen werden.

¹⁷ CEER (2012), S. 95.

ren. Zum anderen ist das beispielsweise durch Kundenbefragungen ermittelte Ausgangsqualitätsniveau in den verschiedenen Dimensionen relevant.

In den meisten Ländern werden Indikatoren aus allen vier Gruppen eingesetzt. Das breiteste Spektrum an Indikatoren wird in Norwegen, Finnland und den Niederlanden verwendet. In Österreich beschränken sich die Standards im Wesentlichen auf solche im Zusammenhang mit dem Netzanschluss und den Mess- und Abrechnungsdienstleistungen.

Tabelle 5 Übersicht verschiedener Indikatoren für die kommerzielle Qualität und Verwendung in ausgewählten Ländern

Gruppe	Indikator	AT	NL	NO	UK	FI	FR	SE
Netzanschluss	Dauer bis zur Reaktion auf Kundenanfrage nach Netzanschluss	√		√	√	√		
	Dauer einer Kostenschätzung für einfache Arbeiten	√	√	√	√	√	√	
	Dauer eines Netzanschlusses neuer Kunden	√	√	√	√	√	√	
	Dauer bis zur Netztrennung nach Kundenauftrag		√	√		√	√	
Kundendienst	Pünktlichkeit bei Terminen mit Kunden		√	√	√		√	
	Antwortzeit bei Kundenanfragen und -beschwerden		√	√	√	√	√	
	Antwortzeit bei Beschwerden zur Spannungsqualität		√	√	√	√		
	Antwortzeit bei Beschwerden wegen Unterbruch		√	√		√		
	Antwortzeit bei Anfragen zu den Kosten und der Zahlung (exkl. Netzanschluss)		√	√		√		
Technischer Service	Zeit zwischen der Antwort bei Beschwerden zur Spannungsqualität und der Störungsbehebung			√		√		
	Dauer bis zum Beginn der Versorgungswiederherstellung nach einem Sicherheitsausfall			√	√	√		
	Dauer der Vorab-Ankündigung eines geplanten Unterbruchs	√	√	√	√	√		√
	Dauer der Versorgungswiederherstellung im Falle eines ungeplanten Unterbruchs		√	√	√	√		√
Messung und Abrechnung	Dauer bis zur Untersuchung bei einem Defekt am Zähler		√			√		
	Zeit zwischen Zahlungserinnerung und Netztrennung	√		√		√	√	√
	Dauer der Versorgungswiederherstellung nach einer Netztrennung wegen Zahlungsverzug	√		√		√		
	Jährliche Anzahl Zählerkontrollen durch das zuständige Unternehmen	√	√	√		√	√	√
Anzahl Indikatoren	7	12	16	9	16	7	4	

In der Tabelle findet sich eine Übersicht verwendeter Indikatoren im Rahmen der Regulierung der kommerziellen Qualität von Stromnetzbetreibern in ausgewählten Ländern. Die Indikatoren sind grob in vier Kategorien eingeteilt. In den meisten Ländern werden Indikatoren aus allen Gruppen verwendet. Insbesondere in Norwegen, Finnland und auch den Niederlanden werden zahlreiche Dimensionen erfasst.

Quelle: In Anlehnung an Tabelle 4.2 des CEER (2012), S. 98.

6.1.2 Kommerzielle Qualität: Datengrundlagen

Mögliche Datenquellen und deren Einsatzmöglichkeiten

Um die kommerzielle Qualität zu beurteilen und den Regulierungsbedarf zu eruieren, können in einem ersten Schritt Bevölkerungs- oder Kundenbefragungen¹⁸ durchgeführt werden. Auch bieten Beschwerdeplattformen bei der Regulierungsbehörde eine Möglichkeit, Informationen zur kommerziellen Qualität aus Perspektive der Kunden zu sammeln. Dies ermöglicht, einen Einblick in die aus Kundensicht wichtigen und im jeweiligen Land problematischen Qualitätsdimensionen zu erhalten und den Regulierungsbedarf zu konkretisieren. In einem nächsten Schritt kann entschieden werden, ob die landesspezifische Ausgangssituation nahelegt, Daten zur kommerziellen Qualität bei den einzelnen Netzbetreibern zu erheben (Vollerhebung). Je nach Grösse der (regulierten) Verteilnetzbetreiber können an Stelle oder in Ergänzung zur Datenabfrage netzbetreiberspezifischen Kundenbefragungen zu Zufriedenheit mit den einzelnen Aspekten der kommerziellen Qualität durchgeführt werden. So verfügt Grossbritannien bereits über langjährige Erfahrung mit der Erfassung von Qualitätsindikatoren zur Messung der kommerziellen Qualität, die in den verschiedenen Regulierungsperioden zur Anpassung an die aktuelle Situation modifiziert wurden. Um die kommerzielle Qualität einzelner Netzbetreiber zu ermitteln, werden in Grossbritannien, wo die 14 Verteilnetzbetreiber alle eine gewisse Grösse aufweisen, auch Kundenumfragen eingesetzt. Umfragen lassen sich einfach implementieren, regelmässig durchführen und standardisiert auswerten. In Grossbritannien wird die branchenweite, einheitliche Befragung beispielsweise über einen gemeinsamen Fonds finanziert, das initiale Aufsetzen sowie die Pilotphase wurde von der Regulierungsbehörde Ofgem getragen.¹⁹

In Deutschland, wo es im Gegensatz zum Vereinigten Königreich nicht nur grosse, sondern auch viele kleine Netzbetreiber gibt, hat man sich bereits vor der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung gegen die Notwendigkeit einer Regulierung der Servicequalität ausgesprochen und auch im Evaluierungsbericht der BNetzA wird ausgeführt, dass es weder systematische Erkenntnisse noch Beschwerden oder besondere Hinweise auf eine vernachlässigte Servicequalität seitens der Netzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden gebe. Allerdings wird im Bericht auch eingeräumt, dass man de facto keine belastbare Datenbasis zur Verfügung habe, um eine adäquate Prüfung vorzunehmen, da die Daten bisher nicht systematisch erhoben wurden. Daher wird geplant, die Datenerfassungen im Bereich Qualität um diese Qualitätsdimension zu ergänzen, ohne jedoch explizit auszuführen, inwiefern diese Daten für die Regulierung eingesetzt werden.²⁰ Vorgesehen ist zunächst die Prüfung des Einsatzes eines Monitorings von Angaben der Netzbetreiber zu den Fristen zur Gewährung eines Netzanschlusses.²¹

¹⁸ Eine repräsentative Bevölkerungsbefragung eignet sich typischerweise dazu, Stimmungen der Gesamtbevölkerung eines Landes abzuholen. Je nach Stichprobengrösse können mehr oder weniger differenzierte Schlussfolgerungen für verschiedene sozioökonomische Gruppen gezogen werden. Eine Kundenbefragung dient der Erfassung der Meinungen und Einstellungen der Kunden eines einzelnen Netzbetreibers und kann somit die Qualität des einzelnen Netzbetreibers abbilden. Bei einer Vielzahl kleiner Netzbetreiber ist dieses Vorgehen methodisch problematisch und die Aussagekraft eingeschränkt.

¹⁹ Aus Umfrageergebnissen lassen sich dann Mindeststandards oder Referenzwerte auf Basis von Durchschnittswerten der Branche ableiten (vgl. Abschnitt 6.1).

²⁰ BNetzA (2015), S. 303.

²¹ BNetzA (2015), S. 336.

Implementierung der Datenerfassung bei den Netzbetreibern

Die Kenngrößen zur kommerziellen Qualität lassen sich inhaltlich relativ einfach voneinander abgrenzen. Jedoch sind bei einer Vollerhebung bei jedem einzelnen Netzbetreiber zur Bildung von Indikatoren die kommerziellen Prozesse in den verschiedenen Qualitätsdimensionen durch die Netzbetreiber zu dokumentieren. Dies kann je nach Organisationsstruktur erheblichen Aufwand und Abgrenzungsprobleme bedeuten. Es ist daher zielführend zunächst global zu prüfen, ob Probleme bei der kommerziellen Qualität bestehen oder zu erwarten ist, dass diese aufgrund des gesetzten Regulierungsrahmens entstehen könnten. Zu beachten ist dabei, inwieweit der Erfassungsaufwand bei den Netzbetreibern für regulatorische Zwecke gerechtfertigt werden kann. Es ist zudem zu prüfen, welche Systeme bereits heute im Einsatz sind, um gewisse Aspekte der kommerziellen Qualität, zum Beispiel die Reaktionszeit auf Anfragen oder die Errichtung eines Netzanschlusses, zu erfassen. Überdies stellt sich die Frage, welche Systeme für eine effiziente Erfassung und Auswertung dieser Qualitätsindikatoren erst noch eingeführt werden müssten. In Deutschland, wo Daten zur kommerziellen Qualität bis heute nicht von den Netzbetreibern erfasst werden müssen, wird seitens der Branche argumentiert, dass aufgrund mangelnder Hinweise, dass es überhaupt Probleme bei diesen Qualitätsdimensionen gibt, und des hohen Verwaltungsaufwandes auf eine Regulierung der Servicequalität verzichtet werden sollte.²²

Für den Fall, dass diese Qualitätsdimension reguliert wird, können die jeweils letztverfügbaren Daten für Vergleiche herangezogen werden, um den aktuellen Stand der Servicequalität zu beurteilen. Eine Durchschnittsbildung über mehrere Jahre ist nicht erforderlich, da die Zufälligkeit in den betreffenden Kenngrößen meist eine untergeordnete Rolle spielt. Verschiedene Länder haben in dieser Qualitätsdimension zu Beginn nur eine kleine Anzahl an Indikatoren erfasst, und das Kennzahlensystem kontinuierlich evaluiert. Bei Bedarf wurden die Kennzahlen oder die Definitionen und Abgrenzungen im Laufe der Zeit angepasst.

6.1.3 Kenngrößen kommerzielle Qualität: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Ausgangslage

Für die Schweiz liegen aktuell keine Informationen darüber vor, ob die kommerzielle Qualität den Ansprüchen der Kunden entspricht. Gemäss den Erkenntnissen einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung im Jahr 2007, die im Rahmen einer Studie im Auftrag des BFE durchgeführt wurde, äusserten sich 98 Prozent der befragten Personen als eher zufrieden oder sehr zufrieden mit ihrem Stromlieferanten. Die 28 Prozent der Befragten, die im Vorjahr mindestens eine unangekündigte oder angekündigte Unterbrechung erfahren haben, zeigten sich ebenfalls zu 98 Prozent zufrieden mit ihrem Lieferanten. Eine sehr hohe Zufriedenheit mit dem Störungsmanagement des Netzbetreibers im Falle einer Störung wurde von 48 Prozent der Betroffenen geäussert. Insgesamt wurde die Qualität der schweizerischen Stromversorgung von 94 Prozent der Befragten als gut oder sehr gut bezeichnet.²³

Es ist davon auszugehen, dass angesichts der wenigen Meldungen bei der ElCom derzeit keine gravierenden Probleme bei der Servicequalität der Netzbetreiber vorliegen. Die wenigsten

²² BNetzA (2015), S. 303 bzw. BDEW (2014).

²³ Vgl. deskriptive Ergebnisse der Bevölkerungsbefragung im Rahmen der Studie zur Versorgungsqualität in der Schweiz von Leukert et al. (2008).

Netzbetreiber in der Schweiz dürften – anders als im Fall von Versorgungsunterbrüchen – derzeit Angaben zu Bearbeitungszeiten von Kundenanfragen systematisch erfassen.

Fragen zur Messung der kommerziellen Qualität in der Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen im Zusammenhang mit der Messung der kommerziellen Qualität. Diese werden in Abschnitt 8.4 bei der Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags für die Schweiz berücksichtigt. Im Folgenden wird bereits ein erster Überblick über die mögliche Ausgestaltung in der Schweiz gegeben:

- In welchen Bereichen der kommerziellen Qualität liegen überhaupt Qualitätsprobleme vor, die eine Regulierung implizieren?
 - Für die Schweiz liegen diesbezüglich derzeit keine Informationen vor. Es scheint zumindest prima vista keine auffälligen Problemlagen zu geben.
- Welches sind die aus Sicht der Kunden relevanten Qualitätsdimensionen der kommerziellen Qualität? In welcher Form lassen sich diese eruieren?
 - Für die Schweiz liegen diesbezüglich derzeit keine Informationen vor. Die Wichtigkeit könnte anhand von repräsentativen Bevölkerungsbefragungen eruiert werden.
- Sollen verschiedene Phasen der Regulierung der kommerziellen Qualität unterschieden werden, indem mit einem reduzierten Indikatorensetz gestartet wird, welcher dann bei Bedarf weiter ausgedehnt werden kann, sollten sich zukünftig Qualitätsprobleme einstellen?
 - Der Bedarf müsste erst durch eine Bevölkerungsbefragung herausgefunden werden, die regelmässig wiederholt werden kann, um Änderungen Rechnung tragen zu können.
- Soll der (reduzierte) Indikatorensetz von allen Netzbetreibern erfasst werden oder ist eine Differenzierung nach grossen und kleinen Netzbetreibern angesichts des Erfassungsaufwands zielführend?
 - Solange es sich um einfach erfassbare Daten mit informativem Charakter handelt (z. B. Kanal und Vorlaufzeit bei der Kommunikation geplanter Unterbrüche) könne alle VNB einbezogen werden.

6.2 Netzzuverlässigkeit: Outputorientierte Ansätze

Outputorientierte Ansätze zur Messung der Netzzuverlässigkeit bilden den jeweils aktuellen Qualitätszustand ab, wie er als «Output» zu beobachten ist (vgl. im Gegensatz dazu den inputorientierten Ansatz auf Basis von Frühwarnindikatoren in Kapitel 5). Die international üblichen Kenngrössen dieser Qualitätsdimension werden in Abschnitt 6.2.1 charakterisiert und in Abschnitt 6.2.2 hinsichtlich ihrer Differenzierungsmöglichkeiten beschrieben. Die Datengrundlagen und deren Belastbarkeit thematisiert Abschnitt 6.2.3.

6.2.1 Kenngrössen zu Versorgungsunterbrüchen

Die Kenngrössen zur Versorgungszuverlässigkeit bilden unterschiedliche Qualitätsaspekte im Zusammenhang mit Versorgungsunterbrüchen ab. Sie unterscheiden sich darin, ob sie absolut im Niveau, das heisst als Summe über alle Störungen pro Netzbetreiber ermittelt werden oder relativ zur Gesamtzahl der Kunden oder einer Leistung. Bei einem relativen Bezug ist ein Vergleich der Kennzahlen zwischen Netzbetreibern möglich. Die absoluten Kenngrössen werden typischerweise direkt monetarisiert, um dann so in das Anreizsystem einzufließen (vgl. Ab-

schnitte 7.2 und 7.3). Grundsätzlich steht entweder die Häufigkeit oder die Dauer der Unterbrechungen im Fokus.

Zur Berechnung der systemorientierten Indices kann entweder die Anzahl der Endverbraucher (vgl. Beispielformeln zu SAIFI und SAIDI) oder die installierte Trafoleistung (Scheinleistung) als Bezugsgrösse verwendet werden.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

$$SAIFI_k = \frac{\sum_j ev_j}{EV_s}$$

SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

$$SAIDI_k = \frac{\sum_j ev_j * t_j}{EV_s}$$

Wobei ev_j die Anzahl der unterbrochenen Endverbraucher bei einer Unterbrechung j , EV_s die Summe aller Endverbraucher im Netzgebiet und t_j die Dauer einer Unterbrechung darstellt. Die Anzahl der unterbrochenen Endverbraucher ist insbesondere auf der Niederspannungsebene nicht immer genau ermittelbar, so dass Abschätzungen auf Basis der an einer Umspannstation angeschlossenen Kunden vorgenommen werden müssen.²⁴ Dabei sind die jeweils vorgelagerten Netzbetreiber auf Informationen von den nachgelagerten Netzebenen angewiesen. Bei Verwendung der Leistung oder Energie kann es zu einer Überschätzung des Störungsereignisses kommen, da die gesamte gemessene Leistung an einem Transformator als «ausgefallen» definiert wird.

In der Kennzahl des CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) werden die systembasierten Störungsdimensionen Dauer und Häufigkeit kombiniert, so dass die kundenbasierte Optik resultiert. Die Kenngrösse gibt an, wie lange ein betroffener Kunde im Falle einer Störung von der Stromversorgung abgeschnitten ist.

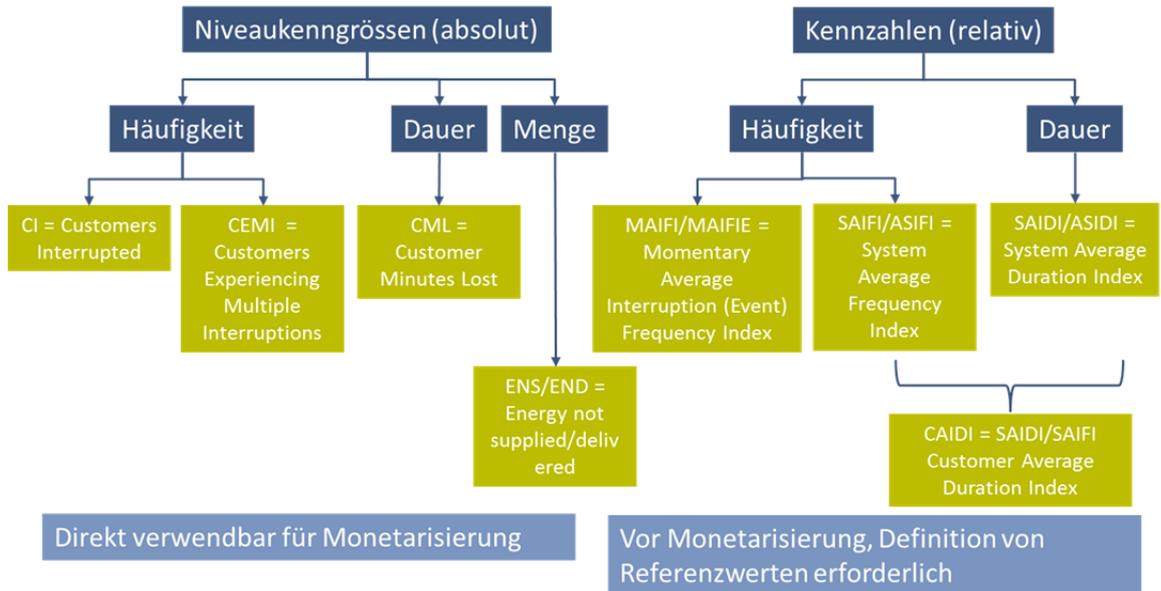
$$CAIDI_k = \frac{\sum_j ev_j * t_j}{\sum_j ev_j} \equiv \frac{SAIDI_k}{SAIFI_k}$$

Aus Tabelle 6 lässt sich erkennen, dass international vor allem die systembezogenen Kenngrössen SAIDI und der SAIFI gemessen und in der Regulierung verwendet werden, welche als Bezugsgrösse die Anzahl Endverbraucher des Systems haben. In einigen Ländern werden ergänzend oder an Stelle dieser Kenngrössen Indices verwendet, welche die Leistung des Systems als Bezugsgrösse verwenden (Average System Interruption Duration Index, ASIDI; Average System Interruption Frequency Index ASIFI). In Deutschland wird in der Regulierung auf der Mittelspannungsebene der ASIDI (bezogen auf die Bemessungsscheinleistung würde statt ev_j für Endverbraucher il_j für installierte Trafoleistung in der Formel verwendet) und auf der Niederspannungsebene der SAIDI verwendet. Die Häufigkeit der Störungen wird zwar gemessen, jedoch in der Regulierung nicht verwendet. In Schweden wird sowohl die Störungshäufigkeit als auch die Störungsdauer in der Regulierung berücksichtigt. Zudem wird mit der Kennzahl CEMI

²⁴ So wird in der Ausfüllhilfe zur Ausfall- und Störungsstatistik in Österreich eine Formel zur approximativen Berechnung der unterbrochenen Endverbraucher vorgeschlagen (E-Control (2012), Version 2.4). Diese ergibt sich durch Division der Anzahl Endverbraucher durch die Anzahl der Umspannstationen (differenziert nach Netzebenen). Es wird also unterstellt, dass sich die Endverbraucher des nachgelagerten Netzes gleichmässig auf die Umspannstationen verteilen.

(= Customers Experiencing Multiple Interruptions) die Häufigkeit von Ausfällen besonders betroffener Kunden abgebildet.

Abbildung 4 Übersicht und Kategorisierung verschiedener Kenngrößen und -zahlen für die Netzzuverlässigkeit



In der schematischen Darstellung sind die wesentlichen international verwendeten Kenngrößen zur Messung der Netzzuverlässigkeit kategorisiert. Zum einen unterscheiden sich die Kenngrößen darin, ob sie ein absolutes oder ein relatives Mass der Versorgungszuverlässigkeit darstellen. Zum anderen adressieren sie entweder die Dauer von Störungen oder deren Häufigkeit. Kenngrößen zum Niveau bilden die Zuverlässigkeit bezogen auf die von einer Störung betroffenen Kunden ab: Anzahl der betroffenen Endverbraucher (CI), Anzahl von Endverbrauchern, deren Versorgung innerhalb eines Jahres mehrmals unterbrochen war (CEMI), Dauer der Unterbrüche in Minuten (CML) oder die damit verbundene Menge der nicht gelieferten Energie (ENS, END). Bei den relativen Kennzahlen oder Indices werden die Häufigkeit bzw. die Dauer in Relation zum Gesamtsystem (z. B. Anzahl Kunden oder Leistung) gesetzt. Durch diese Normierung können die Kennzahlen unmittelbar zwischen Unternehmen verglichen werden. Bei der Häufigkeit werden Störungen < 3 Minuten MAIFI/MAIFIE und Störungen ab 3 min. SAIFI/ASIFI unterschieden, bei der Dauer beschränkt man sich heute meist auf die Störungen ab 3 min. (SAIDI, ASIDI). Kombiniert man die Indices zu Dauer (SAIDI) und Häufigkeit (SAIFI) der Unterbrechungen auf Systemebene erhält man die durchschnittliche Ausfalldauer pro betroffenem Kunden pro Störung und befindet sich damit in der Kundenperspektive.

Quelle: Eigene Darstellung, Polynomics.

Für die Übertragungsnetzbetreiber werden – insbesondere aufgrund der mangelnden Endkundenperspektive – meist Kenngrößen verwendet, welche die nicht gelieferte Energie beinhalten oder es wird die Leistung als Bezugsgröße zur Berechnung der Indices herangezogen.

Tabelle 6 Indices für Störungen

Land	Index	Bezugsgrösse
AT	SAIDI, SAIFI, ASIDI, ASIFI, CAIDI, (CML, ENS)	Nach betroffener Leistung. Nach betroffenen Trafostationen
D	SAIDI (NS), ASIDI (MS), SAIFI	NS: Anzahl Endverbraucher; MS: Scheinleistung
UK	CI, CML	Nach Anzahl Kunden (VNB), nach Leistung (ÜNB)
NL	SAIDI, SAIFI und CAIDI.	Nach Anzahl Kunden
NO	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, unterbrochene Leistung pro Vorfall und ENS.	Nach Anzahl Kunden
FR	VNB: SAIFI, SAIDI, Anteil Kunden mit ungenügender Netzzuverlässigkeit ÜNB: AIT, SAIFI und ENS	Abhängig vom gewählten Indikator und dessen Differenzierung (geplant/ungeplant, Spannungsebene, Ursachen)
SE	VNB: SAIDI und SAIFI (seit 2010 detaillierte Daten auf Kundenebene verfügbar, so dass verschiedene Indikatoren differenziert rechenbar sind); CEMI	Nach Anzahl Kunden und/oder versorgter Energie
DK	SAIDI, SAIFI, ENS	Nach Art der Unterbrechung und Anzahl Kunden
FI	VNB: SAIDI und SAIFI, <1 kV; Anzahl Unterbrüche. ÜNB und reg. VNB: Dauer/Anzahl Unterbrüche pro Anschlusspunkt	Nach jährlichem Energieverbrauch

In den ausgewählten Ländern werden aus den Störungsdaten teilweise unterschiedliche Kenngrössen berechnet. In der Mehrheit der betrachteten Länder wird als Bezugsgrösse bei der Berechnung der Indices die Anzahl der betroffenen Kunden verwendet.

Quelle: In Anlehnung an Tabelle 2.7 des CEER (2012), S. 22 f. Es werden jeweils Störungen > 3 min. erfasst.

Bei den kundenbasierten Ansätzen werden neben dem CAIDI zum Beispiel im Vereinigten Königreich die Kenngrössen CI (Customers Interrupted) und CML (Customer Minutes Lost) verwendet. Zusätzlich kann kundenbasiert die nicht gelieferte Energie approximiert werden: In Norwegen wird die Kenngrösse ENS (Energy not Supplied) für die Mittelspannungsebene und für das Übertragungsnetz, in Frankreich nur für das Übertragungsnetz verwendet. Da die genaue Energiemenge, die aufgrund einer Störung nicht geliefert wurde, nicht direkt pro Kunde messbar ist, wird sie über Lastprofile abgeschätzt. Für betroffene Kunden, die nicht lastganggemessen sind, typischerweise auf der Niederspannungsebene, werden Standardlastprofile herangezogen. Da nicht klar ist, ob bei einem Ausfall zu einem bestimmten Zeitpunkt die über das Lastprofil approximierte Menge auch tatsächlich vom Kunden bezogen worden wäre, ergeben sich für die Kenngrösse ENS weitere Unschärfen.

6.2.2 Differenzierung der erfassten Unterbrüche

Die Vergleichbarkeit der Indices zur Messung der Versorgungsunterbrüche hängt davon ab, wie genau die im Index berücksichtigten Unterbrüche abgegrenzt werden. Die Verwendung der Indices in der Regulierung erfordert zudem Überlegungen darüber, inwieweit die in den Indices berücksichtigten Unterbrüche ein möglichst genaues Bild der vom Netzbetreiber beeinflussbaren Unterbrüche liefern. Die verschiedenen Dimensionen, in denen üblicherweise Störungsergebnisse differenziert werden, werden im Folgenden beschrieben.

Nach Netzebenen

Störungsereignisse können entweder undifferenziert für das gesamte Netz oder differenziert nach Netzebenen in den Index einfließen. Für eine differenzierte Betrachtung nach Netzebenen spricht, dass die Störungen auf den verschiedenen Netzebenen unterschiedlichen Struktureinflüssen unterliegen, die nicht direkt durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind. Auf der Mittelspannungsebene wird insbesondere die Häufigkeit der Unterbrüche typischerweise durch die strukturellen und geographischen Gegebenheiten eines Netzgebiets beeinflusst, während auf der Niederspannungsebene die Störungsdauern viel homogener zwischen den Netzbetreibern verteilt sind (vgl. hierzu die Evidenz zu den Störungsereignissen in Deutschland in 7.1.2).²⁵ In Deutschland werden Störungen der Nieder- und Mittelspannungsebene daher differenziert in der Qualitätsregulierung verwendet. Erfasst werden in Deutschland zwar auch die Störungen auf der Hochspannungsebene, angesichts der Seltenheit der Ereignisse sowie Problemen bei der Bestimmung der Bezugsgrösse liegen jedoch keine belastbaren Daten vor, die im Rahmen einer Regulierung einsetzbar wären.²⁶

In Österreich hingegen laufen die Vorbereitungen für die Integration der Qualitäts- in die Anreizregulierung in Form einer differenzierten Erfassung von Störungsereignissen für die Mittel- und die Hochspannungsebene. Der Einsatz von Qualitätskennzahlen für die Niederspannungsebene ist nicht vorgesehen.²⁷

Nach Länge der Störungen

In der Mehrheit der Länder beschränkt sich zurzeit die Regulierung auf Störungen ab drei Minuten. Zunehmend werden jedoch auch Störungen zwischen einer Sekunde und drei Minuten erfasst. In Deutschland wurde vor Einführung der Qualitätsregulierung vermutet, dass in der kurzen bis mittleren Frist nicht damit zu rechnen ist, dass Versorgungsunterbrüche unter drei Minuten problematisch würden, so dass von einer systematischen Erfassung vorerst abzusehen wäre.²⁸ Im Rahmen der 2014 durchgeführten Evaluierung der Anreizregulierung wurde jedoch diskutiert, dass man – zumindest zu Monitoringzwecken – zukünftig auch die Störungen unter drei Minuten erfassen müsste, da diese im Zusammenhang mit den Anforderungen an die Netze bei der Integration von Leistung aus erneuerbaren Energiequellen an Bedeutung gewinnen könnten. Inwiefern diese Daten, die mit einem erheblichen Mehraufwand erfasst und ausgewertet werden müssen, zukünftig für die Qualitätsregulierung verwendet werden, ist dabei noch offen.²⁹ Dies auch deshalb, da die Zahl der kurzen Versorgungsunterbrechungen unter drei Minuten stark mit atmosphärischen Einwirkungen (wie z. B. Gewitter, Windböen) sowie Fremdeinwirkungen korreliert und die Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber begrenzt sind.³⁰ Störungen von weniger als drei Minuten werden in 19 von 26 Ländern erfasst, wie in Deutschland teilweise nur auf freiwilliger Basis. Werden Störungen zwischen einer Sekunde und drei Minu-

²⁵ Die strukturellen und geographischen Voraussetzungen eines Versorgungsgebiets beeinflussen die Möglichkeiten des Netzbetreibers, das Netz zu vermaschen und den Verkabelungsgrad. Häufig finden sich wenig vermaschte Netze mit einem hohen Anteil an Freileitungen in Gebieten mit geringer Last- oder Messpunktdichte.

²⁶ Consentec, FGH und Frontier Economics (2010), S. 20.

²⁷ Die österreichische Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 differenziert zusätzlich den Typ der betroffenen Endverbraucher (lastganggemessene Endverbraucher, Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Netznutzerkategorien), vgl. Rührnössl und Görlich (2014).

²⁸ Consentec, FGH und Frontier Economics (2010), S. 32.

²⁹ BNetzA (2015), S. 294.

³⁰ FNN (2013), S. 11.

ten berücksichtigt, hat dies vor allem Auswirkungen auf den SAIFI. Der SAIDI verändert sich weniger stark, da die Unterbrechungen eines Ereignisses per Definition sehr kurz sind.

Eine separate Erfassung von Störungen unter einer Sekunde (sogenannte transiente Störungen) wird in den wenigsten Ländern (Frankreich, Italien, Ungarn und Tschechische Republik) vorgenommen.

Nach Störungsursachen: geplant vs. ungeplant

Ob es sich um geplante oder ungeplante Versorgungsunterbrechungen handelt, ist eine wichtige Unterscheidung hinsichtlich der Wahrnehmung aus Sicht der Kunden. Gleichzeitig lassen sich geplante Unterbrüche hinsichtlich Häufigkeit und Dauer vom Netzbetreiber besser beeinflussen als ungeplante Unterbrüche. Gemäss EU-Norm (EN 50160) gelten jene Unterbrüche als geplant, die dem Netznutzer im Vorhinein angekündigt werden. In 24 von 26 Ländern des CEER-Berichts werden geplante und ungeplante Unterbrüche unterschieden, allerdings unterscheiden sich die geforderten Fristen, innerhalb derer betroffene Kunden informiert werden müssen und die Kanäle, über die informiert wird, teilweise erheblich. So werden beispielsweise in Österreich, Finnland oder Deutschland seitens der Regulierungsbehörde keine konkreten Vorgaben gemacht, wann und wie die Kunden informiert werden müssen. In Norwegen und Schweden sollte eine angemessene Zeitspanne eingehalten sowie ein angemessener Kanal verwendet werden, ohne dass dies näher konkretisiert wird. In den Niederlanden und Grossbritannien sowie Frankreich existieren konkrete Mindestvorgaben bezüglich der rechtzeitigen Ankündigung von Störungen. In Grossbritannien müssen geplante Unterbrüche mindestens 48 Stunden im Voraus gemeldet werden, in den Niederlanden mindestens drei Arbeitstage (Haushaltskunden) – wobei kein konkreter Informationskanal gefordert wird – beziehungsweise zehn Arbeitstage nach einvernehmlicher Absprache (Industriekunden der Mittel- und Hochspannungsebene). Auch in Frankreich gibt es eine differenzierte Regelung für Mittelspannungskunden (einvernehmlich mindestens zehn Tage im Voraus) und Niederspannungskunden (Information durch die Presse oder mit persönlichem Anschreiben).³¹

Geplante und ungeplante Unterbrüche können bei der Indexbildung separat ausgewertet werden, so dass jeweils ein Index für die geplanten und ein Index für die ungeplanten Störungen resultiert. Alternativ können geplante und ungeplante Störungen im Index gewichtet werden. So fließen die geplanten und angekündigten Störungen in Deutschland zu 50 Prozent in die Berechnung des Gesamt-SAIDI pro Spannungsebene ein.

Nach Störungsursachen: Differenzierung ungeplanter Unterbrüche

Neben der separaten Erfassung geplanter Unterbrüche werden ausser in Finnland und einigen osteuropäischen Ländern konkrete Störungsursachen der ungeplanten Unterbrüche differenziert.³² Es werden typischerweise die folgenden Ursachen erfasst, die sowohl exogenen Charakter haben können, das heisst vom Netzbetreiber nicht oder nur bedingt beeinflussbar sind als auch endogener Natur sein können. Als endogene Ursache gilt, wenn ein Netzbetreiber in der Vergangenheit hätte Massnahmen ergreifen können, um die Störungssituation abzuwenden oder zumindest deren Eintrittswahrscheinlichkeit zu reduzieren. Der Übergang zwischen endogenen und exogenen Ursachen ist fließend, da die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Massnahmen zur Vermeidung von «längeren» Unterbrüchen von der Struktur des Versorgungsgebiets

³¹ CEER (2012), Tabelle 2.2, S. 8 ff.

³² Vgl. CEER (2012) Tabelle 2.4, S. 13.

beeinflusst wird. In den meisten Ländern werden Ereignisse aufgrund von Rückwirkungsstörungen und höherer Gewalt separat erfasst und bei der Berechnung der Kenngrößen ausgeklammert. Rückwirkungsstörungen werden erfasst jedoch üblicherweise nicht bei der Bildung von Indices berücksichtigt, da sie nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. Hingegen werden Störungen aufgrund von Fremdeinwirkungen (z. B. Beschädigungen an Leitungen durch Bagger im Rahmen von Bauarbeiten), die vom Netzbetreiber teilweise auch nicht unmittelbar beeinflussbar sind, genauso berücksichtigt wie betriebliche Ursachen und Naturereignisse. Die Ursache von Rückwirkungsstörungen kann im vorgelagerten Netz, bei Endverbrauchern oder bei Erzeugungsanlagen liegen.

Nach Störungsursache: Höhere Gewalt

Die Grenzen zwischen Naturereignissen und der Ursache «Höhere Gewalt» sind fließend und unterscheiden sich zwischen den Ländern.³³ Unter sogenannter «Höherer Gewalt» oder «Force Majeure» handelt es sich um Ereignisse grossen Ausmasses und hervorgerufen durch Naturkatastrophen (Überschwemmung, Orkanstürme, Erdbeben) oder kriegsähnliche Umstände. Auf der einen Seite sollen Netzbetreiber nicht für grosse Störungsereignisse mit langen Unterbrechungsdauern und vielen betroffenen Kunden zur Verantwortung gezogen werden, wenn die Ursache der Störung exogen ist. Allerdings sollen auch nicht zu viele Ereignisse als höhere Gewalt eingestuft werden, damit nicht zum Beispiel jegliche Sturmschäden nicht in die Regulierung einfließen. In gewissen Regionen hätte der Netzbetreiber durchaus die Möglichkeit, durch einen höheren Verkabelungsgrad die Anfälligkeit des Netzes auf durch Sturm verursachte Störungen zu reduzieren. Die Diskussionen in Deutschland aber auch Österreich zeigen, dass die Abgrenzung nicht nur zwischen den Ländern unterschiedlich ist, sondern auch im Zeitablauf ändern kann. So ergaben sich in Deutschland zwischen der ersten und der zweiten Regulierungsperiode bei der Erfassung von Zuverlässigkeitsdaten Änderungen in der Definition, was als Ereignis höherer Gewalt eingestuft werden soll. Dies erschwerte zum einen die Vergleichbarkeit der Daten über die Zeit und führt zum anderen zu einer Unsicherheit auf Seiten der Netzbetreiber, welche Störungen einer Regulierung und gegebenenfalls Pönalisierung unterliegen und welche nicht. In Österreich werden regional aussergewöhnliche Ereignisse differenziert. Darunter fallen Störungen, mit denen in gewissen Regionen nicht gerechnet werden kann und bei denen es wirtschaftlich nicht vertretbar wäre, die Anlagen so zu errichten, dass sie bei derartigen Ereignissen gänzlich störungsfrei funktionieren. Die Erfassung dieser Kategorie ersetzt in Österreich seit 2013 die Störungsursache «Naturkatastrophen», da die Klassifizierung bei der Datenerfassung hier von den Netzbetreibern sehr unterschiedlich gehandhabt wurde.³⁴ Seitens der Branche wurde in Österreich die Anwendung des sogenannten «Major Event Day» (MED) empfohlen, insbesondere auch, um eine bessere internationale Vergleichbarkeit herzustellen. Die MED-Methodik errechnet zunächst die täglichen SAIDI- und ASIDI-Werte über mehrere Jahre (genannt werden hier z. B. 5 Jahre) und logarithmiert diese Werte, um die Spannweite zu skalieren. Ausgehend von der resultierenden Verteilung wird ein kritischer Schwellenwert auf Basis statistischer Verteilungsinformationen für den täglichen SAIDI ermittelt. Die Schwelle ist definiert beim Mittelwert plus der 2.5-fachen Standardabweichung. Die Anzahl Tage bei denen es zu einem Überschreiten dieser kritischen Schwelle kommt, werden dann für die Jahresbetrach-

³³ Vgl. CEER (2012), Tabelle 7 Annex zu Kapitel 2.

³⁴ Vgl. Rührmössl und Görlich (2014).

tung abgezogen. So können unabhängig von der Störungsursache besonders extreme Störungsereignisse mit langen Ausfallzeiten und vielen betroffenen Kunden ausgeschlossen werden.³⁵

Nach Charakteristik der betroffenen Netzteile bzw. Endverbraucher

In einigen Ländern werden die Störungen differenziert nach Charakteristik des betroffenen (Teil-)Versorgungsgebiets erhoben. So wird zum Beispiel in Frankreich erfasst, ob grossstädtische, städtische und rurale Gebiete von einer Störung betroffen sind. In Österreich sind die Netzbetreiber angehalten bei jeder Störung zum einen zu vermerken, ob es sich um eine Störung im städtischen oder ländlichen Bereich handelt und wie sich die betroffenen Endverbraucher unterscheiden, zum Beispiel lastganggemessene Endverbraucher, Gewerbe- oder Haushaltskunden mit Standardlastprofil.³⁶ In Grossbritannien und Norwegen wird zusätzlich erfasst, welcher Leitungstyp (Kabel, Freileitung etc.) betroffen ist.³⁷ Um insbesondere kleine Netzbetreiber nicht zu stark mit differenziert zu erfassenden Störungen zu belasten, wäre eine Abstufung des Differenzierungsgrads nach der Grösse der Netzbetreiber denkbar. So müssen Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren (Wahlmöglichkeit für das vereinfachte Verfahren bis maximal 50'000 Kunden) in Deutschland keine Störungsdaten für die Qualitätsregulierung an die Bundesnetzagentur abgeben.

6.2.3 Netzzuverlässigkeit: Datenerhebung und -belastbarkeit

Für die Bildung der in Abbildung 4 kategorisierten Kenngrössen, muss jeder Netzbetreiber alle Störungen als Einzelereignisse erfassen. Während Zeitpunkt und Dauer von Störungen von den Netzbetreibern (zumindest für die Störungen länger als drei Minuten) meist automatisiert erfasst werden, werden die Störungsursachen meist manuell zugeordnet und beschrieben. Vor allem für grössere Netze kann dies einen erheblichen – teils manuellen – Aufwand bedeuten. Je mehr Störungen erfasst werden (z. B. Störungen zwischen einer Sekunde und drei Minuten), desto grösser der Aufwand.

In den meisten Ländern liegen bereits für mehrere Jahre Daten zu Versorgungsunterbrüchen von länger als drei Minuten vor. Die Störungsstatistiken sind unterschiedlich differenziert und durchlaufen über die Jahre typischerweise Veränderungen zum Beispiel, wenn sich Definitionen ändern (z. B. Abgrenzungen von geplanten Versorgungsunterbrüchen, Kriterien für die Klassifizierung eines Ereignisses als «höhere Gewalt») oder weitere Differenzierungen in die Erfassung aufgenommen werden (z. B. weitere Ursachen). Diese Abgrenzungsschwierigkeiten und die bereits genannten Schwierigkeiten, die jeweilige Auswirkung eines Ereignisses vor allem hinsichtlich Zahl der betroffenen Kunden zu beziffern, erschweren die Vergleichbarkeit der Indices und damit deren Verwendung in der Regulierung.

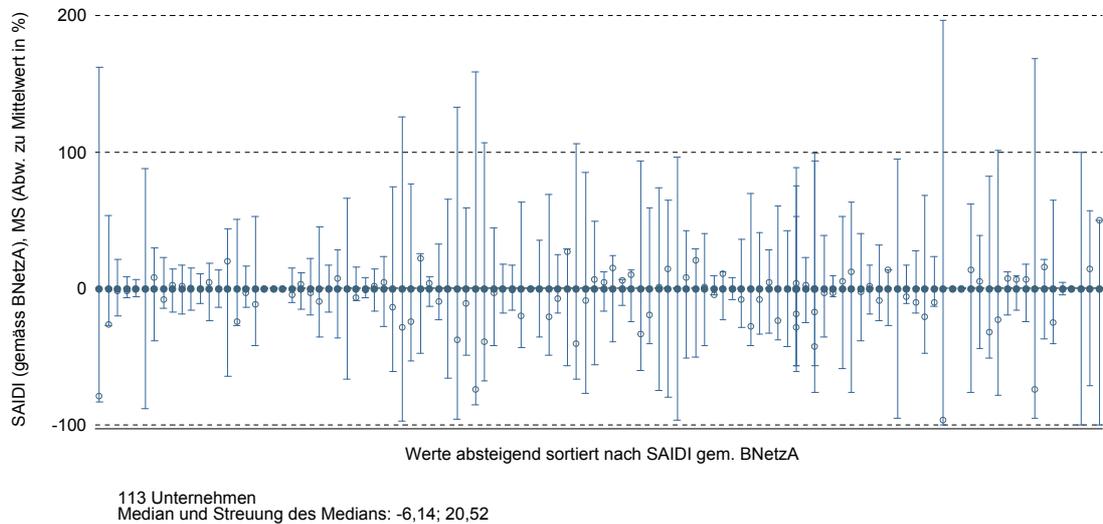
Für die Vergleichbarkeit der Indices spielt aber auch die Stochastik eine wichtige Rolle. In Abbildung 5 sind die Schwankungen in den ASIDI-Werten der Mittelspannungsebene der deutschen Verteilnetzbetreiber, ohne die Störungsereignisse aufgrund höherer Gewalt, über drei Jahre abgetragen. Versorgungsunterbrechungen aufgrund höherer Gewalt können das Bild noch extremer aussehen lassen. Diese treten erstens selten auf und gehen zweitens meist mit hohen Ausfalldauern einher.

³⁵ Vgl. Rührmössl und Görlich (2014).

³⁶ E-Control (2012), Ausfalls- und Störungsstatistik. Ausfüllhilfe für die Datenerhebung, Stand Dezember 2012, Version 2.4.

³⁷ Vgl. CEER (2012), Tabelle 2.4, S. 13 ff.

Abbildung 5 Starke Schwankungen in den ASIDI-Werten (MS) über drei Jahre



BMT-Grafik © 2011 Polynomics AG

In der Abbildung sind die Schwankungen der ASIDI-Werte der deutschen Verteilnetzbetreiber über die Jahre 2007 bis 2009 als prozentuale Abweichung vom eigenen Mittelwert über diese Zeitperiode abgetragen. Der dargestellte ASIDI-Wert entspricht jenem, der von der BNetzA für die Qualitätsregulierung herangezogen wird. Geplante Störungen fließen zu 50 % ein und Störungsereignisse aufgrund höherer Gewalt sowie Rückwirkungsstörungen sind nicht enthalten. Bei einigen Netzbetreibern unterscheiden sich die ASIDI-Werte der Mittelspannungsebene zwischen den Jahren erheblich. Dies bringt die Stochastik der Störungsereignisse zum Ausdruck. Mit einer Durchschnittsbildung über drei Jahre kann dieser Stochastik etwas entgegen gewirkt werden. Je nach Abweichungen wären jedoch längere Zeiträume erforderlich für eine angemessene Glättung. Eine längere Zeitreihe von Daten zur Störungsereignissen konnte jedoch angesichts geänderter Definitionen und sehr unterschiedlichen Datenqualitäten in den ersten Jahren der Erfassung nicht herangezogen werden.

Quelle: Polynomics/PwC: Projekt Benchmarking Transparenz; Filges, Leukert et al. (2011), Benchmarking Transparenz – nicht nur im letzten Jahr der Regulierungsperiode wichtig!, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(3).

Insbesondere bei kleinen Netzen, die nicht in jedem Jahr Störungsereignisse aufweisen, können sich jeweils sehr unterschiedliche Werte ergeben. Vor diesem Hintergrund ist die Kennzahl SAIDI gegenüber dem SAIFI vorteilhafter, wenn daraus regulatorische Konsequenzen für den Netzbetreiber abgeleitet werden. Die Anzahl der Störungen unterliegt einer noch grösseren Stochastik als die Dauer, wenn es denn erst einmal zu Störungen gekommen ist. Wenn auch Störungen zwischen 1 Sekunde und 3 Minuten einbezogen würden, akzentuiert sich dieser Unterschied zwischen SAIDI und SAIFI. Aufgrund der Stochastik ist zur Indexbildung mit dem Zweck des Vergleichs von Netzbetreibern ein mehrjähriger Durchschnitt zu verwenden. Indem geplante Unterbrüche und nicht nur ungeplante berücksichtigt werden, ist eine weitere Entkopplung von der Stochastik möglich.

Welche Formen von Versorgungsunterbrüchen im Rahmen einer Qualitätsregulierung oder eines Monitorings erfasst werden sollen und wie differenziert diese ausgewertet werden, ist unter anderem auch abhängig von der Zielsetzung. Gilt es die Versorgungszuverlässigkeit eines Landes und die Zuverlässigkeit des Netzes im Allgemeinen zu dokumentieren, ist eine aggregiertere

Sicht möglich, als bei einer Verwendung von Störungsindizes pro Netzbetreiber im Rahmen der Qualitätsregulierung.

6.2.4 Kenngrößen Netzzuverlässigkeit: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Ausgangslage

In der Schweiz werden Daten zu Versorgungsunterbrüchen seit 2009 systematisch von der El-Com erfasst. Seit 2010 beinhaltet die Stichprobe gut 80 Netzbetreiber, die rund 87 Prozent der Energiemenge repräsentieren. Alle Einzelereignisse müssen von den Unternehmen gemäss dem Schema im Erhebungsbogen in Abbildung 6 erfasst werden. Dabei werden folgende Unterbrechungsursachen unterschieden:³⁸

- Geplante Unterbrechungen (Unterhalt der Anlagen)
- Naturereignisse (Gewitter, Sturm, Tiere, etc.) oder atmosphärische Ereignisse
- Betriebliche Ursachen (Kurzschluss, Überlastung, Alterung des Materials, etc.)
- Fremdeinwirkungen (Hoch-, Tiefbauarbeiten, Fahrzeuge, Brand, etc.)
- Menschliches Versagen (Fehlschaltung, Montagefehler, etc.)
- Andere Ursachen
- Höhere Gewalt
- Rückwirkungen aus anderen Netzen

Der Differenzierungsgrad und die Definitionen sind seit 2012 weitgehend gleich geblieben und entsprechen den international üblichen Kategorien. Grundsätzlich liegen die erforderlichen Informationen vor, um Auswertungen pro Netzebene durchführen zu können. Auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene können dabei Kennzahlen zur Anzahl (betroffener) Endverbraucher gebildet werden. Für die Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene kann jeweils die nicht gelieferte Energie der Unterbrüche auf Basis der abgefragten Daten bestimmt werden. Die Bemessungsscheinleistung auf der Mittelspannungsebene, die in Deutschland zur Kenngrössenbildung herangezogen wird, wird aktuell von der ElCom nicht abgefragt. Die Netzbetreiber sind in der Schweiz in der Lage, die Anzahl Endverbraucher in den nachgelagerten Netzebenen zu ermitteln und müssen nicht, wie in Deutschland, auf die Transformatorenscheinleistung zurückgreifen.

³⁸ Vgl. ElCom (2014b).

Abbildung 6 Ausschnitt aus dem ElCom-Erhebungsbogen zur Erfassung der Versorgungsunterbrüche



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Erfassungsbeispiel

Elektrizitätskommission ElCom

Gesamtzahl der Endverbraucher im Versorgungsgebiet (siehe Weisung 1/2013 Kap. 3.1)			
	Direkte Endverbraucher	Indirekte Endverbraucher	Σ
Höchstspannung (220/380 kV)	0	0	0
Hochspannung (U > 36 kV bis < 220kV)	10	0	10
Mittelspannung (U > 1kV bis 36 kV)	250	5000	5250
Niederspannung (U bis 1 kV)	20000	0	20000
Summe			25260

Endverbraucher

Gesamtzahl der direkten und indirekten Endverbraucher

Gesamte gelieferte Energie während der Erfassungsperiode (Netzbetreiber, die nur auf Netzebene 7 (und 6) tätig sind, können das Feld leer lassen / siehe Weisung 1/2013 Kap. 3.2)	320850
---	--------

MWh

Grosse des Versorgungsgebietes (siehe Weisung 1/2013 Kap. 3.3)	89
--	----

km²

Ereignis (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.1)	Schalt-schritt	Ereignis-Beginn		Ereignis-Ende		Unterbrechungs-dauer [min] (wird automatisch berechnet) (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.2)	Höchste unterbrochene Spannungsebene (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.3)	Anzahl betroffener Endverbraucher (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.4)	Nicht gelieferte Energie [kWh] (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.5) (Netzbetreiber, die nur auf Netzebene 7 (und 6) tätig sind, können das Feld leer lassen.)
		Datum [tt.mm.jj]	Zeit [hh:mm]	Datum [tt.mm.jj]	Zeit [hh:mm]				
1		10.01.14	02:27	10.01.14	02:30	3	U > 1kV bis 36 kV	8740	662
2		27.01.14	22:04	28.01.14	02:47	283	U bis 1 kV	142	
3	1	11.02.14	08:05	11.02.14	08:13	8	U bis 1 kV	550	
	2	11.02.14	08:05	11.02.14	08:35	30	U bis 1 kV	150	
4		23.02.14	22:03	23.02.14	23:12	69	U > 1kV bis 36 kV	228	224
5		25.02.14	04:10	26.02.14	22:07	2517	U bis 1 kV	9	

Ursache des Unterbruchs (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.6)		Schaden (siehe Weisung 1/2013 Kap. 4.7)	
Auswahlkriterien	Beschreibung der Ursache (Ausnahme: Geplante Unterbrechungen!)	Auswahlkriterien	Beschreibung des Schadens
Menschliches Versagen (Fehlschaltung, Montagefehler...)	Fehlschaltung	Kein Schaden	
Rückwirkung aus einem fremden Netz oder aus einem Kraftwerk	Verteil AG Ost-West	Kein Schaden	
Betriebliche Ursache (Alterung, Fehlfunktion, Überlastung...)	Überlast, Leitung A-B	Kein Schaden	
Fremdeinwirkung / Beschädigung durch Dritte (Bagger, Fluggerät...)	Bagger, Baustelle Gartenstrasse	Schaden am Kabel (Kabel, Kabelmuffen...)	Kabel Y-Z
Naturereignis (Gewitter, Eisschlag, Tiere, herunter fallende Äste...)	Baum fällt in Leitung, Leitung X-Y	Schaden an Freileitungen (Leitung, Isolatoren...)	Leitungsbruch X-Y
Betriebliche Ursache (Alterung, Fehlfunktion, Überlastung...)	Fehlfunktion	Schaden an Anlagen / Trafo (Trafo, Schalter, Trenner...)	Schalter S

Im Erfassungsbeispiel aus dem offiziellen ElCom-Erhebungsbogen zur Erfassung der Versorgungsunterbrüche ist ersichtlich, dass pro Störung der Start- und Endzeitpunkt, die unterbrochene Spannungsebene, die Anzahl der betroffenen Endverbraucher, die nicht gelieferte Energie sowie die Ursache des Unterbruchs und eine Beschreibung des Schadens abgefragt werden. Aus diesen Angaben lassen sich eine Vielzahl der Kennzahlen und Indices zur Versorgungszuverlässigkeit berechnen. Eine systematische Analyse der Daten ist jedoch nur erforderlich, wenn Daten mehrerer Jahre vorliegen und die Definitionen und Abgrenzungen nicht wesentlich geändert haben.

Quelle: Erfassungsbeispiel ElCom; Erläuterung Polynomics.

Fragen zur Messung der Netzzuverlässigkeit in der Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen im Zusammenhang mit der Messung der Netzzuverlässigkeit. In Abschnitt 8.3 werden diese Fragen bei der Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags für die Schweiz diskutiert. Im Folgenden werden bereits mögliche Ausgestaltungen für die Umsetzung in der Schweiz skizziert:

- Soll sowohl die Perspektive der Dauer einer Störung als auch die Häufigkeit berücksichtigt werden?
 - Für die Regulierung der Qualitätsdimension Netzzuverlässigkeit sollte die Dauer berücksichtigt werden (geplante und ungeplante Unterbrüche), da sie den aktuellen Ressourceneinsatz besser reflektiert als die Häufigkeit der Unterbrüche. Als Kenngrösse zur Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit der einzelnen Netzbetreiber sollte daher der

SAIDI verwendet werden. In ein Monitoring der Branche kann auch der SAIFI einbezogen werden.

- Aufgrund der Bedeutung für die Kunden und der Relevanz bei zunehmender dezentraler Erzeugung könnte langfristig auch ein Monitoring von Ausfällen < 3 Min. bzw. des MAIFI erwogen werden.
- Welche Spannungsebenen sollen berücksichtigt werden? Reicht eine Betrachtung der Mittel- und Niederspannungsebene aus? Wie ist die Datenqualität auf der Hochspannungsebene zu bewerten?
 - Störungsursachen sollten differenziert für einzelne Spannungsebenen berücksichtigt werden. Eine Betrachtung der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene reicht aus, um die Endverbraucheroptik abzudecken. Für jede Netzebene ist separat zu prüfen, welche strukturellen Einflussfaktoren die Zuverlässigkeitskenngrößen beeinflussen.
 - Daten zur Anzahl Kunden sind bei Störungsursachen auf der Hochspannungsebene schwieriger interpretierbar, daher sollte ein Monitoring der nicht gelieferten Energie durchgeführt werden. Die ENS/END kann nur auf Basis von Annahmen zur potenziell gelieferten Energie (Lastprofile) im Unterbruchszeitraum ermittelt werden.
- Wie soll mit Naturereignissen umgegangen werden und wie lassen sich Ereignisse höherer Gewalt abgrenzen? Wäre eine Regelung zu «regional auftretenden Störungen aufgrund von Naturereignissen» bzw. «Major event days, MED», wie sie in Österreich diskutiert werden, zielführend für die Schweiz? Können weitere Ursachen abgegrenzt werden, die exogen sind?
 - Für Regulierungszwecke sollte die aktuelle Erfassung der Störungsursachen pro Netzbetreiber beibehalten werden. Anhand der ElCom-Definition der höheren Gewalt ordnet bspw. der Netzbetreiber jedem Störungsereignis eine Ursache zu. Das Vorgehen in Österreich trägt den lokalen Unterschieden zu wenig Rechnung bzw. wäre mit höherem Umsetzungsaufwand verbunden, wenn die ElCom für regionale bzw. lokale Unterschiede korrigieren würde.
 - Als weitere exogene Ursachen können Rückwirkungsstörungen für die Regulierungskenngrößen herausgerechnet werden.
 - Die Publikation globaler Kenngrößen sollte die Kundenoptik beinhalten und auch Kenngrößen inkl. höherer Gewalt und Rückwirkungsstörungen umfassen, damit die Kunden den direkten Bezug zu den tatsächlichen Unterbrüchen herstellen können.
- Sollen weitere Störungsdaten erfasst werden? Sollten alle Netzbetreiber die gleichen Störungsdaten erfassen wie die bisher gut 80 Netzbetreiber?
 - Langfristig sollten auch Unterbrüche < 3 min. bzw. MAIFI bei grossen VNB erfasst werden, wenn deren Relevanz aufgrund dezentraler Erzeugung zunimmt, da auch kurzen Unterbrüche negative Folgen für Endverbraucher haben.
 - Eine detaillierte Erfassung von Störungsstatistiken für die ElCom von allen Netzbetreibern wäre zu aufwändig und hätte aufgrund der Stochastik der Störungsereignisse keine Aussagekraft für den einzelnen Netzbetreiber.
 - Um ein Gesamtbranchenmonitoring zu ermöglichen könnte erwogen werden, auch Unterbrüche bei kleineren Netzbetreibern zu erfassen, wobei die Ursachen möglichst ein-

fach und wenig differenziert erfasst werden sollten, um den Aufwand gering zu halten. Da die vielen kleinen Netzbetreiber in der Schweiz nur einen geringen Teil der Versorgungsleistung erbringen, ist eine zentrale Erfassung der Kenngrössen bei kleinen Netzbetreibern jedoch nicht dringend.

- Welcher Indikator für die Netzzuverlässigkeit wäre für Swissgrid zielführend?
 - Wie auf der Hochspannungsebene wäre die nicht gelieferte Energie ein geeigneter Indikator, um die Versorgungszuverlässigkeit abzubilden. Im Vergleich zu Kenngrössen, die sich auf die Anzahl Endverbraucher beziehen, gibt die ENS das Ausmass von Störungen auf Netzebenen mit wenig Bezug zu Endverbrauchern zuverlässiger und anreizkompatibler wider.
 - Auf den Netzebenen HS und HöS hat die inputorientierte Qualitätsregulierung aufgrund der kleineren Anzahl Netzbetreiber und der Möglichkeit der ElCom zum Einblick in Mehrjahrespläne einen grösseren Stellenwert als bei den VNB auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Daher muss für Swissgrid kein Anreizsystem auf Basis der outputorientierten Qualitätskenngrösse eingerichtet werden, sondern es genügt ein Monitoring der ENS.

7 Regulierungsansätze zur Gewährleistung eines optimalen Qualitätsniveaus

Neben der Messung der Qualität in den verschiedenen Dimensionen muss in einem nächsten Schritt definiert werden, an welchen Referenzwerten die Qualität ausgerichtet werden soll und wie Abweichungen pönalisiert oder belohnt werden sollen. Grundsätzliches Ziel einer Qualitätsregulierung ist es, ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau zu erreichen. Dass dies mit grossen Herausforderungen verbunden ist, zeigen die folgenden Ausführungen in Abschnitt 7.1 zu den international verwendeten Ansätzen zur Bestimmung der Referenzwerte sowie zur Monetarisierung der Abweichungen von Referenzwerten in Abschnitt 7.2. Wie das Anreizsystem zur Sicherstellung der Versorgungsqualität dann ausgestaltet ist und welche Vor- und Nachteile die verschiedenen Ansätze haben, wird in Abschnitt 7.3 anhand von Umsetzungsbeispielen aus anderen Ländern diskutiert.³⁹

7.1 Bestimmung der Referenzwerte

7.1.1 Kommerzielle Qualität

Für die in Abschnitt 6.1.1 ausgewiesenen Kenngrössen der kommerziellen Qualität lässt sich entweder eine garantierte Servicequalität aus der Sicht der einzelnen Kunden definieren oder es kann ein Referenzwert für eine Gesamtservicequalität bezogen auf das Gesamtsystem des Netzbetreibers gesetzt werden. Tendenziell wird das Instrument der garantierten Servicequalität häufiger eingesetzt als die Gesamtservicequalität.⁴⁰ Bei der garantierten Servicequalität ist der Netzbetreiber angehalten, gegenüber den Kunden einen Mindeststandard sicherzustellen und die betrachteten Arbeiten und Leistungen fristgerecht zu erledigen. Dieser Mindeststandard, der meist eine zeitliche Vorgabe beinhaltet, wird in der Regel von der Regulierungsbehörde festgelegt. Bei der Festlegung können grundsätzlich Erkenntnisse aus Kundenbefragungen herangezogen werden, welche Zeitspannen innerhalb derer eine Leistung vom Netzbetreiber erbracht werden muss, von den Kunden als akzeptabel angesehen werden. So wurde in Grossbritannien 2008 eine gross angelegte Befragung der Haushalts- und Gewerbe- beziehungsweise Geschäftskunden in Vorbereitung der anstehenden Regulierungsperioden durchgeführt, welche Aktivitäten der Netzbetreiber zur Verbesserung der Servicequalität wie bewertet werden.⁴¹ Bei Abweichungen von diesen Mindeststandards sind dann in der Regel Kompensationszahlungen an Kunden zu leisten. Weniger verbreitet ist das Abstellen auf einen Vergleich der eigenen Werte mit historischen Werten bei verschiedenen Qualitätsindikatoren.

Für die Bestimmung der Gesamtservicequalität eines Netzbetreibers wird die Zielerreichung eines Netzbetreibers bei den verschiedenen Indikatoren beispielsweise gegenüber dem Durchschnitt aller Netzbetreiber gemessen. Diese Ergebnisse eignen sich weniger für direkte Kompensationszahlungen an Kunden, können jedoch im Sinne eines Monitorings veröffentlicht werden. Üblicher ist im Zusammenhang mit der Regulierung der kommerziellen Qualität das Abstellen auf eine garantierte Servicequalität. Zu beobachten ist im Zeitablauf ausserdem, dass in Ländern mit längerer Erfahrung in der Regulierung der kommerziellen Qualität Indikatoren mit

³⁹ Im Rahmen der vorliegenden Studie soll dabei kein systematischer Länderüberblick gegeben, sondern punktuell relevante Beispiele aus anderen Ländern herangezogen werden.

⁴⁰ Vgl. hierzu eine Übersicht in CEER (2012), Tabelle 4.4 S. 99.

⁴¹ Accent und Ofgem (2008).

Fokus auf die Gesamtservicequalität abgelöst werden von einer garantierten Servicequalität mit von der Regulierungsbehörde definierten Mindeststandards, deren Einhalten sich auch leichter sanktionieren lässt.⁴² Insgesamt finden sich jedoch in zahlreichen Ländern anders definierte Referenzwerte für Indikatoren der kommerziellen Qualität, die so auch nicht direkt pönalisiert werden sondern – zumindest in einem ersten Schritt – erfasst und analysiert sowie im Zeitablauf beobachtet werden, um zu evaluieren ob die verschiedenen Qualitätsdimensionen zu einem Problem werden.⁴³

Welche Mindeststandards in den verschiedenen europäischen Ländern mit Erfassung der kommerziellen Qualität konkret angesetzt werden, ist in der folgenden Tabelle 7 ausgewiesen. Im Durchschnitt über die betrachteten Länder wird den Netzbetreibern für Leistungen im Zusammenhang mit dem Netzanschluss und der Kundenbetreuung, wie zum Beispiel die Reaktionszeit bei Beschwerden, eine Frist von rund zwei Wochen gesetzt. Die Spannbreite ist jedoch gross und reicht von 2 bis 60 Arbeitstagen. Auch bei den betrachteten Indikatoren zur Messung der Qualität des technischen Services und der Mess- und Abrechnungsdienstleistungen ist eine grosse Spannbreite auszumachen.

⁴² Vgl. CEER (2012), S. 97 f und Tabelle 4.4.

⁴³ Vgl. CEER (2012), S. 225.

Tabelle 7 Standards für verschiedene Qualitätsindikatoren der kommerziellen Qualität

	Indikator	Referenzwert Median (Spanne über max. 18 Länder)	Länder mit maximalem Referenzwert
Netzanschluss	Dauer bis zur Reaktion auf Kundenanfrage nach Netzanschluss	16 Tage (8-30)	CZ, EE, SK
	Dauer einer Kostenschätzung für einfache Arbeiten	14 Tage (5-35)	IE, EE
	Dauer eines Netzanschlusses neuer Kunden	11 Tage (2 Tage -18 Wochen)	NL
	Dauer bis zur Netztrennung nach Kundenauftrag	5 Tage (5-8)	EE
Kundenbetreuung	Pünktlichkeit bei Terminen mit Kunden	2.5 Stunden (0.5-4)	HU
	Antwortzeit bei Kundenanfragen und -beschwerden	15 Tage (5-40)	IT
	Antwortzeit bei Beschwerden zur Spannungsqualität	18 Tage (5-60)	CZ
	Antwortzeit bei Beschwerden wegen Unterbruch	15 Tage (7-15)	PT, LV, SI
	Antwortzeit bei Anfragen zu den Kosten und der Zahlung (exkl. Netzanschluss)	13 Tage (5-40)	IT
Technischer Service	Zeit zwischen der Antwort bei Beschwerden zur Spannungsqualität und der Störungsbehebung	6 Monate (1-24)	CZ
	Dauer bis zum Beginn der Versorgungswiederherstellung nach einem Sicherheitsausfall	4 Stunden (3-24)	
	Dauer der Vorab-Ankündigung eines geplanten Unterbruchs	2 Tage (1-15)	CZ
	Dauer der Versorgungswiederherstellung im Falle eines ungeplanten Unterbruchs	12 Stunden (1-24)	SE, IE, SK, LV
Messung/ Rechnungen	Dauer bis zur Untersuchung bei einem Defekt am Zähler	10.5 Tage (3-30)	SK
	Zeit zwischen Zahlungserinnerung und Netztrennung	15 Tage (8-28)	NO
	Dauer der Versorgungswiederherstellung nach einer Netztrennung wegen Zahlungsverzug	1-8 Tage	EE
	Jährliche Anzahl Zählerkontrollen durch das zuständige Unternehmen	1 pro Jahr (0.33-365)	

In der Tabelle sind die Spannbreiten der Referenzwerte für verschiedene Indikatoren der kommerziellen Qualität über 18 verschiedene europäische Länder abgetragen. Die angewandten Referenzwerte unterscheiden sich teilweise erheblich zwischen den Ländern, da unterschiedliche Ausgangssituationen der Qualität, der Regulierung sowie der Präferenzen der Kunden oder der Bevölkerung bestehen. Dies gilt vor allem für die Indikatoren im Zusammenhang mit der Kundenbetreuung. In der letzten Spalte sind jeweils das Land oder die Länder ausgewiesen, die den höchsten Referenzwert setzen. Die Länder mit den niedrigsten Referenzwerten werden nicht gesondert ausgewiesen, da insbesondere in Ländern, in denen (hohe) Qualitätsniveaus bereits erreicht wird, die kommerzielle Qualität gar nicht reguliert wird und z. B. Deutschland deshalb gar nicht in der Tabelle enthalten ist.

Quelle: CEER (2012), in Anlehnung an Tabellen 4.5, 4.8, 4.10, 4.13 S. 106 ff.

7.1.2 Netzzuverlässigkeit: outputorientiert

Die Referenzwertbildung im Fall der Netzzuverlässigkeit kann auf verschiedene Weise erfolgen. So können sich diese

- am Branchendurchschnitt eines oder mehrerer Jahre,
- am individuellen Durchschnitt mehrerer Jahre,
- am Durchschnitt einer strukturell vergleichbaren Gruppe von Netzbetreibern (z. B. Stadt/Land) oder
- am Branchendurchschnitt unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften (Annahme eines funktionalen Zusammenhangs zwischen Kenngrösse und Struktureigenschaft)

orientieren. Aufgrund der in Abschnitt 6.2.3 angesprochenen Stochastik der Störungsereignisse und der damit sehr volatilen Kennzahlenwerte über die Zeit, erfolgt die Referenzwertbildung für Zuverlässigkeitskennzahlen in der Regel über einen Mehrjahresdurchschnitt. Bis eine belastbare Datenbasis zum Ableiten von Referenzwerten vorliegt, werden mindestens drei bis fünf Jahre einheitlich erfasster Daten benötigt.

Orientierung am Branchendurchschnitt

Eine Orientierung am Branchendurchschnitt stellt eine erste Annäherung zur Abbildung des Störungsgeschehens dar, die Aufschluss über die Bandbreiten innerhalb eines Landes geben kann. Aufgrund der Tatsache, dass die Versorgungszuverlässigkeit von strukturellen, regionalen sowie netztopologischen Bedingungen beeinflusst wird, birgt ein derartiger Referenzwert grosses Abweichungspotenzial nach unten wie oben. Wenn die Netzbetreiber hinsichtlich des Störungsaufkommens vergleichsweise homogen sind, kann die Orientierung an einem Branchendurchschnitt ein pragmatischer und einfacher Ansatz sein. Dies kann von Netzebene zu Netzebene und von Land zu Land jedoch unterschiedlich beurteilt werden. Je unterschiedlicher die Versorgungsaufgaben und die strukturellen Voraussetzungen der Netzbetreiber, umso weniger ist der Branchendurchschnitt geeignet, die Qualität der Netzbetreiber zuverlässig abzubilden. In Deutschland zum Beispiel ist der Einfluss der Struktur des Netzes und des Versorgungsgebiets auf der Niederspannungsebene vernachlässigbar, so dass dort eine Orientierung am Branchendurchschnitt auf der Niederspannungsebene vertretbar ist. Ob der Branchendurchschnitt ein geeigneter Orientierungspunkt ist oder ob strukturelle Einflüsse relevant sind, ist für jedes Land für jede Netzebene aufgrund der spezifischen Daten zu prüfen.

Orientierung am individuellen Durchschnitt

Bei einer Orientierung an individuellen Kennzahlenwerten des jeweiligen Netzbetreibers der vergangenen Jahre bildet entweder eine für alle Netzbetreiber durchgehend schlechte oder gute Versorgungsqualität die Ausgangsbasis. In Italien wird, ausgehend von einer schlechten Versorgungszuverlässigkeit, mit dieser Referenzwertbildung die Verbesserung der individuellen Zuverlässigkeitskennzahlen angestrebt. Eine solche Referenzwertsetzung ermöglicht eine vollständige Berücksichtigung der individuellen strukturellen Besonderheiten, unterscheidet jedoch nicht ob der jeweilige VNB in der Ausgangssituation eine gute oder schlechte Qualität bereitstellt. Eine Orientierung an Referenzwerten auf Basis eigener Daten kann auch dann zielführend sein, wenn das Qualitätsniveau generell sehr hoch ist und Unterschiede lediglich aus strukturellen Faktoren resultieren. Um zu untersuchen, ob dies zutrifft, sind die gleichen statistischen Analysen erforderlich wie bei der Referenzwertbildung für strukturell vergleichbare Netzbetreiber.

Problematisch kann ein Referenzwert, orientiert an eigenen Störungsdaten bei kleineren Netzbetreibern mit seltenen Störungsereignissen sein. Wenn die sporadisch auftretenden Störungen dann noch lange Ausfälle bedeuten, kann ein solcher Referenzwert zwischen den Jahren sehr stark schwanken. Dies führt zu wenig stabilen und nur schlecht prognostizierbaren Vorgaben für das zu erreichende Qualitätsniveau. Dadurch verstärkt sich die generelle Problematik der Stochastik bei der Regulierung kleiner Netzbetreiber.

Orientierung am Durchschnitt vergleichbarer Gruppen

Bei einer Orientierung an einem Referenzwert für Gruppen «ähnlicher» Netzbetreiber besteht die Herausforderung darin, dass die Gruppen und die Kriterien anhand derer die Netzbetreiber den Gruppen zugeordnet werden, definiert werden müssen. An den Grenzen zwischen den Gruppen ergibt sich jeweils das Problem, dass die Netzbetreiber an einem, relativ zu Netzen im Mittelbereich der Gruppe, strengeren oder weniger strengen Massstab gemessen würden. Das Problem ist umso grösser, je weniger Gruppen gebildet werden. In Deutschland wurde die Bildung von sogenannten Clustern im Rahmen des 4. Referenzberichts zur Anreizregulierung 2006 diskutiert, einerseits in Form von Gruppierungen nach Strukturmerkmalen wie Stadt/Land oder Ost/West, andererseits in Form von Qualitätsgruppen, sortiert nach dem Qualitätsniveau.⁴⁴ Umgesetzt wurde letztlich dann aber die Anwendung einer kontinuierlichen Funktion (vgl. folgender Abschnitt), um das Problem der Klassengrenzen zu umgehen. Diese Problematik wird verstärkt, wenn nicht-lineare Zusammenhänge zwischen Versorgungsstruktur und Qualität vorliegen, da es dann zu starken Parameteränderungen auch innerhalb von Klassen kommen kann.⁴⁵

Referenzwertbildung über kontinuierliche Berücksichtigung struktureller Eigenschaften

Um den strukturellen Einflussfaktoren der Netzzuverlässigkeit gerecht zu werden und Problemen an den Gruppengrenzen zu umgehen, können individuelle Referenzwerte auf Basis eines durchschnittlichen funktionalen Zusammenhangs zwischen einer Qualitätskenngrösse und einem oder mehrerer Strukturmerkmale bestimmt werden. Diese sehr differenzierte Art der Referenzwertbestimmung wird zum Beispiel in Deutschland angewandt (vgl. Fallbeispiel in der Box unten). Der Vorteil eines solchen Ansatzes ist die Kombination von individuellen Referenzwerten mit einer Durchschnittsbetrachtung der Branche. Es sollen so Anreize gesetzt werden, das individuelle Qualitätsniveau zumindest im Vergleich zu strukturell vergleichbaren Unternehmen zu verbessern. Als nachteilig erweist sich zum einen die schwierige Nachvollziehbarkeit des Referenzwertes durch die Unternehmen, da sich dieser nur auf Basis der Daten aller anderen Netzbetreiber verifizieren lässt.⁴⁶ Zum anderen gibt es je nach unterstellter Funktion Probleme in Randbereichen. In Deutschland trat dieser Effekt vor allem im Bereich niedriger Lastdichten oder ländlicher Versorgungsunternehmen mit teilweise sehr hohen Ausfallzeiten auf. Hier können sich die Referenzwerte von Periode zu Periode stark ändern (vgl. Ausführungen zum Beispiel Deutschland in der Box unten). Diese Unsicherheit kann mit der konkreten Ausgestaltung des Anreizsystems (z. B. Kappungsgrenzen) aufgefangen werden.

Im Rahmen umfangreicher Untersuchungen anhand von Modellnetz-, Korrelations- und Regressionsanalysen wurden in Deutschland verschiedene strukturelle Einflussfaktoren (Lastdichte,

⁴⁴ Vgl. E-Bridge, The Brattle Group und EC Group (2006).

⁴⁵ Vgl. Consentec, FGH und Frontier Economics (2010), S. 26.

⁴⁶ In Deutschland werden alle Daten zur Berechnung der Referenzwerte für das Qualitätselement zwar von der BNetzA veröffentlicht, allerdings erst nach Vorliegen des Bescheids, so dass sich eine Anfechtung der Ergebnisse als sehr schwierig erweist.

Anschlussdichte, Zählerdichte) auf ihren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit überprüft.⁴⁷ Im Ergebnis wurde lediglich die Lastdichte als relevanter Einflussfaktor weiterverfolgt. Eine Bestimmung von Referenzwerten anhand einer kontinuierlichen Funktion wird nach unserem Kenntnisstand in keinem anderen Land in der Qualitätsregulierung angewandt.

Fallbeispiel Deutschland: Bestimmung unternehmensindividueller SAIDI-Referenzwerte

Aufgrund der sehr heterogenen Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland und der sehr unterschiedlichen Zuverlässigkeitsniveaus insbesondere auf der Mittelspannungsebene wird zur Bestimmung des Qualitätselements für die Erlösobergrenze für jeden Verteilnetzbetreiber ein individueller SAIDI- beziehungsweise ASIDI-Referenzwert für die Nieder- und die Mittelspannungsebene bestimmt. Auf Basis umfangreicher Analysen hat die BNetzA die strukturelle Eigenschaft der Lastdichte definiert, anhand derer Unterschiede in den SAIDI-Werten statistisch erklärt werden sollen. Hierzu werden der Durchschnitt des unternehmensindividuellen SAIDI/ASIDI der letzten drei Jahre für ungeplante (ohne Rückwirkungsstörungen und Störungen aufgrund höherer Gewalt) und geplante Störungen (ohne Zählerwechsel) herangezogen, wobei letztere nur mit 50 Prozent gewichtet werden. Es wird dann ein SAIDI-Referenzwert gegeben der eigenen Lastdichte ermittelt. Unterstellt wird hier grundsätzlich ein inverser Zusammenhang zwischen SAIDI und Lastdichte: $SAIDI_{Ref,NE} = \frac{a}{Lastdichte^c} + b$. Die Schätzung des funktionalen Zusammenhangs erfolgt mittels einer gewichteten Ordinary-Least-Squares-Regression (OLS). Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher verwendet. Dies führt dazu, dass grössere Netzbetreiber bei der Bestimmung des funktionalen Verlaufs ein grösseres Gewicht erhalten als kleine.⁴⁸ Die Gewichtung erfolgt, um bei der Berechnung der Bonus- und Maluszahlungen, für die auch die Anzahl der Letztverbraucher zum Einsatz kommt, Erlösneutralität zu gewährleisten. Das heisst, die Summe der Malus- und Bonuszahlungen soll über alle Netzbetreiber betrachtet null ergeben. Der in der Abbildung dargestellte hyperbelartige Zusammenhang, der sich auf Basis der zugrundeliegenden Daten ergibt, bringt zum Ausdruck, dass sich Netzbetreiber mit hoher Lastdichte, namentlich in eher dichtem, städtischem Versorgungsgebiet an niedrigeren Referenzwerten orientieren müssen als Netzbetreiber mit geringer Lastdichte in zersiedeltem, ländlichem Versorgungsgebiet. Je nachdem welcher funktionale Zusammenhang konkret unterstellt wird, ergeben sich leicht andere Referenzwerte. Ein Grösseneffekt ist hingegen nicht auszumachen. Unter den Unternehmen mit niedrigen Referenzwerten finden sich sowohl grosse als auch kleine Netze. Ab einer Lastdichte von rund 1 MW/km² ist der Funktionsverlauf nahezu horizontal. Das bedeutet, dass in diesem Bereich de facto auch ein konstanter Referenzwert von rund 8 min/Kunde/Jahr angesetzt werden könnte. Im Bereich niedriger Lastdichten können die Ergebnisse jedoch sehr sensitiv reagieren und im Extremfall je nach unterstellter Funktion zu einem Malus oder Bonus führen. Die Referenzwerte können hier bis über 80 min/Kunde/Jahr einnehmen. Für einige wenige kleine Netzbetreiber mit besonderer Struktur (mittlere Lastdichte aber sehr hohe SAIDI-Werte) stimmt der geschätzte Zusammenhang we-

⁴⁷ Vgl. Consentec, FGH und Frontier Economics (2010).

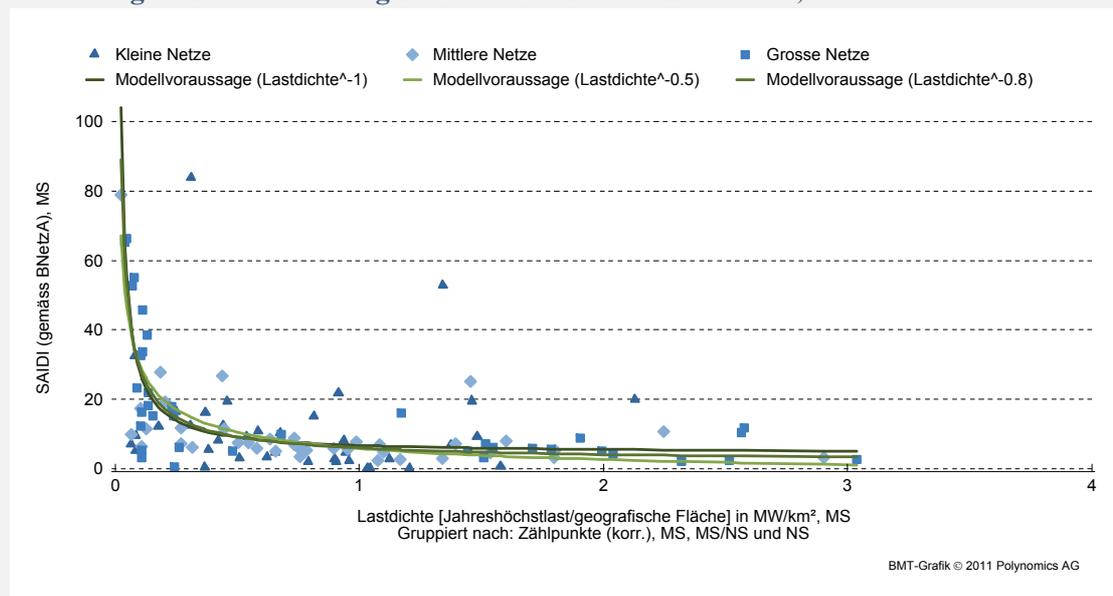
⁴⁸ Dieser Umstand wurde in einem Arbeitspapier der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control zu Formen der Qualitätsregulierung kritisiert (vgl. Rührmössl und Göhrlich (2014)).

niger gut, dies ist auch die Konsequenz aus der mit Letztverbraucher gewichteten Schätzung der Funktion. Für diese Unternehmen sind die Abweichungen zum Referenzwert sehr gross.

Wie hoch der Malus entsprechend ausfällt, ist dann abhängig von der Anzahl Letztverbraucher und dem Monetarisierungsfaktor, der mittels eines makroökonomischen Ansatzes ebenfalls für einen Durchschnitt von drei Jahren berechnet wird:

$$Bonus/Malus = (SAIDI_{Ref} - \bar{SAIDI}_{3\text{ Jahre}}) * \text{Anzahl Letztverbraucher} * 0.19 \text{ €}$$

Abbildung: Zusammenhang zwischen SAIDI und Lastdichte, MS



Quelle: Polynomics/PwC: Projekt Benchmarking Transparenz; Filges, Leukert et al. (2011), Benchmarking Transparenz – nicht nur im letzten Jahr der Regulierungsperiode wichtig!, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(3).

Für die Niederspannung resultierte bei der ersten wie auch der zweiten Anwendung des Qualitätselements zwar ein statistisch signifikanter Einfluss aber ein nur ein sehr geringer Erklärungsgehalt bei der Schätzung der funktionalen Form. Das Ergebnis dürfte von einigen Unternehmen mit sehr hoher Lastdichte getrieben werden, für die eine lastdichteabhängige Definition des Referenzwertes deutliche Vorteile aufweist gegenüber einem festen Referenzwert für Störungen der Niederspannungsebene für alle Netzbetreiber.

7.1.3 Referenzwertbildung: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Ausgangslage

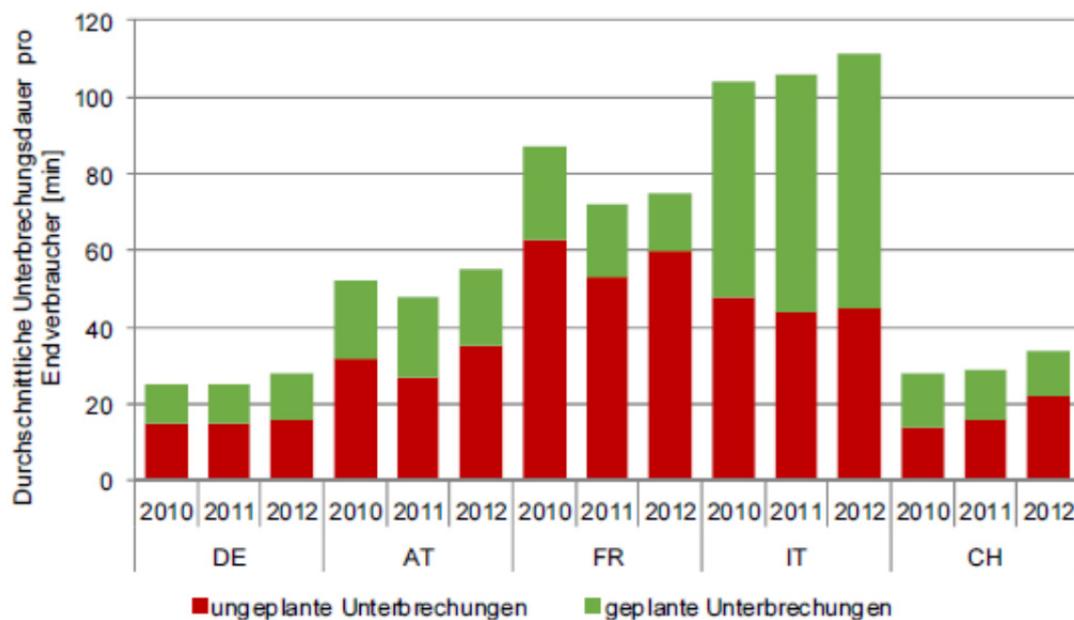
Die ElCom plant, im Rahmen der Sunshine-Regulierung auch Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit zu publizieren. Die ElCom testet neben der Zuverlässigkeit der Daten auch Möglichkeiten der Berücksichtigung struktureller Unterschiede in der Referenzwertbildung. Dazu kann sie sowohl auf Informationen aus der jährlichen Abfrage zur «Kostenrechnung für Tarife» als auch auf öffentlich verfügbare Daten für die versorgten Gemeinden (insbesondere Arealstatistik und Bevölkerungsstatistik) zurückgreifen. Bei Verwendung von Referenzwerten für Gruppen von Netzbetreibern könnten für die Schweiz die im Distribution Code Schweiz (DC CH) vorgesehene Gruppeneinteilung getestet werden:

- Städtische Netze: ≥ 60 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- Vorstädtische Netze: 35-60 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- Ländliche Netze: < 35 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- Bergnetze: Streusiedlungen, Berggebiete⁴⁹

Die Arealstatistik wird alle zwölf bzw. neun Jahre aktualisiert, so dass darauf basierende Kategorisierungen nicht unbedingt den aktuellen Stand wiedergeben.⁵⁰

Aus der «Kostenrechnung für Tarife» lässt sich als Strukturmerkmal die Messpunktdichte (Anzahl Messpunkte pro Strangkilometer), oder die Energiedichte für Netzebene 7 (ausgespiessene kWh pro Strangkilometer) ableiten. Andere Strukturinformationen, wie Energiedichte auf anderen Netzebenen oder Lastdichte lassen sich aus der aktuellen Datenabfrage nicht herleiten. Für eine umfassende Analyse des strukturellen Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit wären weitere Daten, wie zum Beispiel die Last oder die transportierte Energie zu erheben.

Abbildung 7 SAIDI 2010 bis 2012, Schweiz und Nachbarländer



In der Abbildung sind die SAIDI-Werte (ohne Unterscheidung von Netzebenen, exkl. höhere Gewalt und exkl. Rückwirkungsstörungen) für die Schweiz und die Nachbarländer für die Jahre 2010 bis 2012 abgetragen, differenziert nach ungeplanten und geplanten Unterbrechungen. Die Zuverlässigkeit in der Schweiz ist ähnlich wie in Deutschland hoch, mit einer vergleichsweise niedrigen durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 20 bis 35 Minuten pro Kunde und Jahr. Vor allem in Italien und Frankreich sind die SAIDI-Werte deutlich höher.

Quelle Darstellung ECom (2015), S. 15; Erläuterung Polynomics.

⁴⁹ Vgl. VSE (2014), S. 42.

⁵⁰ Die letztverfügbare Arealstatistik wurde im Zeitraum 2004 bis 2009 erhoben. Die aktuellen laufenden Erhebungen werden seit 2013 bis 2018 durchgeführt, vgl.

http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen__quellen/blank/blank/arealstatistik/01.html

Werden für die Schweiz die SAIDI-Werte im Vergleich zu den Nachbarländern betrachtet, ergibt sich ein relativ niedriger Wert, der sich etwa auf dem Niveau von Deutschland bewegt.⁵¹

Fragen der Referenzwertbildung in der Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen im Zusammenhang mit Referenzwertbildung für die kommerzielle Qualität und die Netzzuverlässigkeit, die im Zuge einer Umsetzung in der Schweiz geprüft und beantwortet werden müssen. In den Abschnitten 8.3 und 8.4 werden diese Fragen für den Umsetzungsvorschlag in der Schweiz für die unterstellten Szenarien berücksichtigt. Im Folgenden werden bereits mögliche Ausgestaltungen für eine Umsetzung in der Schweiz skizziert:

Kommerzielle Qualität

- Wenn Indikatoren für die kommerzielle Qualität erfasst werden, an welchen Referenzwerten sollen sich diese orientieren?
 - Für Gesamtservicequalität eines Netzbetreibers sollten die Indikatoren relativ zu anderen Netzbetreibern gemessen werden (z. B. Branchendurchschnitt)
 - Sollen Mindeststandards festgelegt werden, sollten diese durch Bevölkerungsbefragungen ermittelt werden, um ein volkswirtschaftlich optimales Niveau anzunähern.

Netzzuverlässigkeit

- Sollen Referenzwerte separat für die Netzzuverlässigkeit der verschiedenen Spannungsebenen definiert werden? Sollen angesichts der strukturell sehr unterschiedlichen Netzbetreiber in der Schweiz, differenzierte Referenzwerte definiert werden und wie soll diese Differenzierung idealerweise erfolgen?
 - Unterschiedliche Referenzwerte für Störungsursachen pro Spannungsebene haben Vorteile, da dabei unterschiedliche strukturelle Einflüsse auf den verschiedenen Spannungsebenen differenziert berücksichtigt werden können.
 - Die Relevanz der Einflüsse auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene wäre anhand der Datengrundlage der ElCom zu prüfen.
- Sollen weitere als die bisher erhobenen strukturellen Daten erfasst werden, um die Referenzwerte differenziert ausgestalten zu können?
 - Die ElCom sollte in einem ersten Schritt versuchen, mit den vorhandenen Informationen die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber abzubilden. Neben der Messpunktdichte stehen indirekt die Bevölkerungsdichte und der Anteil Freileitungen zur Verfügung. Die Herleitung der Netzlast, die in Deutschland zur Ermittlung der Lastdichte als Strukturmerkmal herangezogen wird, ist je nach Netzebene mit grösserem Aufwand verbunden. Wenn mit den vorhandenen Strukturparametern die Unterschiede der Netzbetreiber nicht zufriedenstellend abgebildet werden können, könnte die Abfrage um weitere Informationen zu Energie und Last auf den Netzebenen (z. B. Einspeisungen, Rückspeisungen, Nettolast) ergänzt werden. Die Erweiterung wäre insbesondere auch dann zu erwägen, wenn Informationen zur Netzlast bzw. Lastdichte auch für andere Vergleichszwecke herangezogen werden sollen.

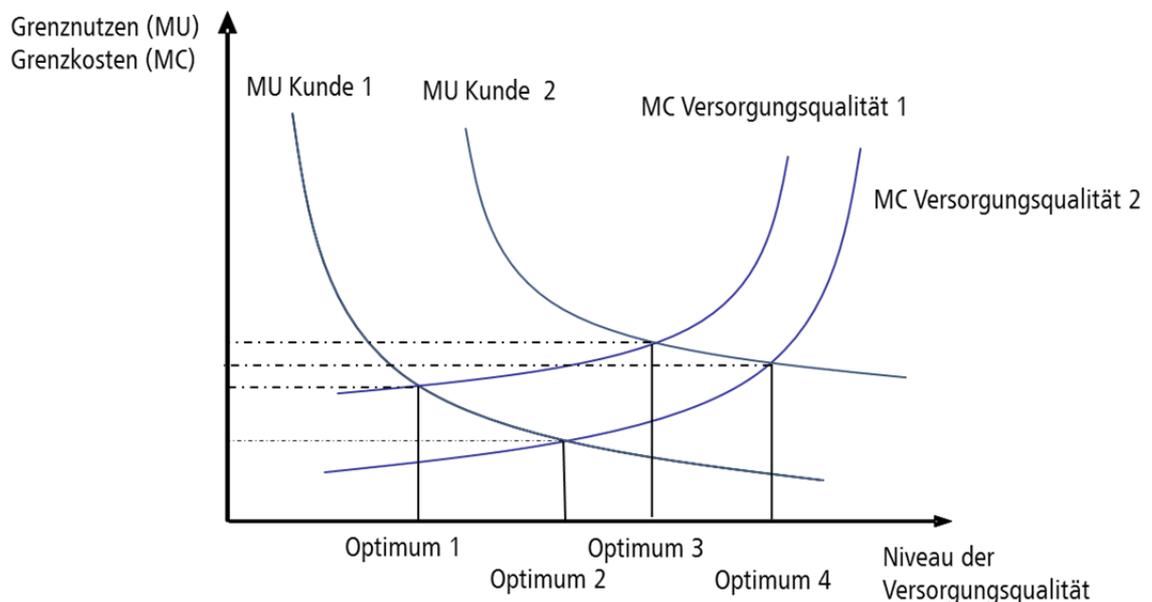
⁵¹ Vgl. ElCom (2015), S. 15.

- Falls kleinere Unternehmen ebenfalls einer Regulierung der Netzzuverlässigkeit unterworfen werden: wie können die potentiell hohen stochastischen Einflüsse bei der Definition von Referenzwerten berücksichtigt werden?
 - Kleine Unternehmen, die der ElCom heute keine Daten zur Versorgungszuverlässigkeit liefern, sollten von der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit ausgeschlossen werden. Damit kann deren Erhebungsaufwand gering gehalten und der Stochastik Rechnung getragen werden.
 - Allenfalls könnten summarische Auswertungen für die Gesamtheit kleiner Unternehmen im Sinne eines Monitoring durch die ElCom erwogen werden. Dabei ist ein angemessener Erhebungsaufwand zu prüfen, beispielsweise könnten Störungsursachen weniger differenziert erfasst werden als bei grossen VNB.

7.2 Monetarisierung der Auswirkung von Qualitätseinschränkungen

Das Ziel einer Qualitätsregulierung sollte es sein, ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau bereitzustellen. Die Erhöhung der Qualität geht typischerweise mit Kosten auf Seiten der Netzbetreiber einher.

Abbildung 8 Bestimmung des optimalen Qualitätsniveaus, abhängig von Zahlungsbereitschaft und Kostenstruktur



Die Abbildung verdeutlicht, dass es kein einzelnes Optimum der Versorgungsqualität geben kann, wenn auf der einen Seite der Grenznutzen (marginal utility, MU) aus einer Unterbrechung für verschiedene Kundengruppen oder sogar Individuen unterschiedlich ausfällt. Auf der anderen Seite sind auch die Kosten zur Verbesserung der Qualität um eine Einheit (Grenzkosten, marginal costs, MC) für die Netzbetreiber unterschiedlich. Je nach erforderlicher Investitionsmassnahme aber auch je nach Netzgebiet können diese Kosten hoch oder niedrig ausfallen.

Quelle: Eigene Darstellung, Polynomics.

In einem Optimum dürfen die Kosten für die Erhöhung der Versorgungssicherheit nicht höher sein als der Nutzen, der durch die höhere Versorgungssicherheit gestiftet wird. Je nach Versor-

gungsgebiet und Netzbetreiber ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit um eine Einheit zu höheren oder geringeren Kosten möglich und auch der Nutzen aus einer Einheit höherer Versorgungssicherheit wird je nach Kundentyp unterschiedlich bewertet. Abbildung 8 zeigt, dass es daher schwierig ist, nur ein einziges optimales Qualitätsniveau zu definieren. Dies stellt auch die Monetarisierung von Qualitätseinschränkungen – sei es auf Seiten der kommerziellen Qualität oder aber der Versorgungszuverlässigkeit – vor eine Herausforderung, sollen davon Anreize zur Qualitätsverbesserung oder Wahrung des Qualitätsniveaus ausgehen.

Angesichts der Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften (marginaler Nutzen) von Kunden aber auch bei den marginalen Kosten auf Seiten der Netzbetreiber zur Sicherstellung der Qualität, stellt sich die Frage, wie differenziert eine Monetarisierung erfolgen muss. Die im Folgenden vorgestellten Ansätze zur Monetarisierung der kommerziellen Qualität (Abschnitt 7.2.1) sowie der Netzzuverlässigkeit (Abschnitt 7.2.2) zeigen, dass in der Praxis typischerweise wenig differenziert vorgegangen wird, da der Aufwand einer Differenzierung angesichts der erzielbaren Treffgenauigkeit oftmals nicht zu rechtfertigen ist.

7.2.1 Monetarisierung kommerzielle Qualität

Bei Abweichungen von Standards der kommerziellen Qualität werden entweder Direktzahlungen an Kunden geleistet (garantierte Servicequalität) oder die Erlösobergrenze um einen Malus oder Bonus verändert, wenn die Gesamtservicequalität wie zum Beispiel der Anteil verzögert bearbeiteter Anfragen über oder unter dem Branchendurchschnitt liegt. Für beide Varianten können die Bewertungen auf Basis von Kundenbefragungen, die mithilfe mikroökonomischer Ansätze ausgewertet werden, oder makroökonomischen Abschätzungen vorgenommen werden.

Tabelle 8 **Höhe der Kompensationszahlungen für kommerzielle Qualität an Kunden**

	Indikator	Kompensationszahlung Median (Spanne über max. 18 Länder)	Länder mit maximaler Kompensationszahlung
Netzanschluss	Dauer bis zur Reaktion auf Kundenanfrage nach Netzanschluss	27 € (18-50)	UK
	Dauer einer Kostenschätzung für einfache Arbeiten	30 € (18-30)	ES, IT, F
	Dauer eines Netzanschlusses neuer Kunden	40 € (18-250)	CZ
	Dauer bis zur Netztrennung nach Kundenauftrag	30 € (1 Land)	IT
Kundenbetreuung	Pünktlichkeit bei Terminen mit Kunden	24 € (18-100)	CZ
	Antwortzeit bei Kundenanfragen und -beschwerden	20 € (18-30)	FR
	Antwortzeit bei Beschwerden zur Spannungsqualität	22 € (18-50)	CZ
	Antwortzeit bei Beschwerden wegen Unterbruch	30 € (nur 1 Land)	ES
	Antwortzeit bei Anfragen zu den Kosten und der Zahlung (exkl. Netzanschluss)	25-30 € (nur 2 Länder)	ES
Technischer Service	Zeit zwischen der Antwort bei Beschwerden zur Spannungsqualität und der Störungsbehebung	50 € (18-50)	IE
	Dauer bis zum Beginn der Versorgungswiederherstellung nach einem Sicherheitsausfall	30 € (18-50)	CZ
	Dauer der Vorab-Ankündigung eines geplanten Unterbruchs	22 € (18-30)	ES
	Dauer der Versorgungswiederherstellung im Falle eines ungeplanten Unterbruchs	30 € (18-100)	SE
Messung/ Rechnungen	Dauer bis zur Untersuchung bei einem Defekt am Zähler	25 € (18-30)	IT
	Dauer der Versorgungswiederherstellung nach einer Netztrennung wegen Zahlungsverzug	30 € (18-50)	CZ

In der Tabelle sind die Spannbreiten der Pönale für verschiedene Indikatoren der kommerziellen Qualität über 18 verschiedene europäische Länder abgetragen. Die Höhe der Pönale respektive Direktzahlungen unterscheiden sich teilweise erheblich zwischen den Ländern und müssen aber im Gesamtkontext weiterer Instrumente der Qualitätsregulierung gesehen werden. Nicht in allen Ländern werden auch Direktzahlungen fällig, so dass die Durchschnittswerte teilweise (s. entsprechende Anmerkung) nur über eine sehr geringe Anzahl berechnet sind. In der letzten Spalte sind jeweils das Land oder die Länder ausgewiesen, die die höchsten Kompensationszahlungen für Abweichungen von Qualitätsstandards setzen.

Quelle: CEER (2012), in Anlehnung an Tabellen 4.5, 4.8, 4.10, 4.13 S. 100 ff.

In dieser Qualitätsdimension werden häufig Kundenbefragungen beziehungsweise darauf basierende Einschätzungen der Regulierungsbehörden eingesetzt, deren Ergebnisse die Höhe der Direktzahlungen beeinflussen. Die Monetarisierung der Abweichung von den Referenzwerten der kommerziellen Qualität basiert im Vereinigten Königreich auf der gleichen Befragung der Haushalts- und Gewerbe- beziehungsweise Geschäftskunden wie sie 2008 auch zur Ableitung

der Referenzwerte durchgeführt wurde.⁵² Dass sich die an Kunden zu leistenden Direktzahlungen zwischen den Ländern sehr stark unterscheiden, kann der Tabelle 8 entnommen werden.

In Grossbritannien werden neben direkten Kompensationszahlungen an Kunden («worst-served-customer») im Rahmen der RIIO-Regulierung (Revenue = Incentives + Innovation + Output) auch Indices aus verschiedenen Eigenschaften der kommerziellen Qualität gebildet, die dann als Bonus oder Malus Einfluss auf die Erlösobergrenze haben. Die Ergebnisse aus der Kundenbefragung können zu einem Bonus in Höhe von bis zu 0.8 Prozent und zu einem Malus von bis zu 0.5 Prozent der erlaubten Erlöse führen. Indikatoren zum Beschwerdemanagement fliessen nur asymmetrisch ein, hier sind nur Maluszahlungen in Höhe von maximal 0.5 Prozent der Erlösobergrenze möglich, wenn die Zielvorgaben nicht erfüllt werden.⁵³

7.2.2 Monetarisierung Netzzuverlässigkeit

Um Abweichungen von Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit zu bewerten und zu monetarisieren, muss der Wert der nicht gelieferten Energie oder der «Schaden» einer Störung beziffert werden. Hierzu bieten sich verschiedene Ansätze der Monetarisierung an, die sich grundsätzlich in mikro- und makroökonomische Ansätze unterteilen lassen.

Makroökonomischer Ansatz

Unter Verwendung makroökonomischer Datenreihen kann der sogenannte «Value of Lost Load» (VOLL) bestimmt werden. Es werden aggregierte Daten verwendet, um den ökonomischen Wert einer nicht gelieferten Kilowattstunde Strom zu berechnen. Als Eingangsdaten werden Angaben zum Stromverbrauch und Wertschöpfungsdaten benötigt. Hier sind beliebige Differenzierungen möglich. Typischerweise werden Unternehmens- und Haushaltssektor unterschieden. Aber auch innerhalb dieser groben Abgrenzungen gibt es eine Vielzahl von Varianten, wie detailliert der entgangene Freizeitnutzen der Haushalte untersucht wird, indem zum Beispiel Erwachsene und Kinder, Erwerbstätige und Nicht-Erwerbstätige differenziert werden. Auch auf der Unternehmensseite stellt sich die Frage nach der Aggregation der Sektoren (Primärer, Sekundärer, Tertiärer Sektor) oder Branchen.

Der VOLL Ansatz in Deutschland liefert folgende Resultate: Für Haushalte liegt der VOLL bei 16 EUR/kWh für Gewerbe/Industrie/Landwirtschaft bei 6 EUR/kWh. Für die Gesamtwirtschaft bedeutet dies einen VOLL von 8 EUR/kWh für das Jahr 2012. Auch in anderen Ländern wurde dieser Ansatz bereits berechnet und kommt zu vergleichbaren Ergebnissen. In Österreich und den Niederlanden wurden Werte für den VOLL von rund 12 EUR/kWh ermittelt.⁵⁴ Damit man für Berechnung entsprechender Maluszahlungen pro Netzbetreiber eine entsprechende Monetarisierungsgrösse erhält, müssen diese Werte noch unter Verwendung der durchschnittlichen Last pro Kunde umgerechnet werden. Für Deutschland ergibt sich dann ein Wert von 19 Cent für jede ausgefallene Minute pro Kunde und Jahr.⁵⁵

⁵² Accent und Ofgem (2008).

⁵³ Ofgem (2009), S. 73.

⁵⁴ de Nooij, Bijvoet und Koopmans (2007); Bliem (2005); Schmidthaler, Reichl und Schneider (2012).

⁵⁵ Die Werte für Deutschland gelten auf Basis aktualisierter Daten für die 2. Regulierungsperiode. In der 1. Regulierungsperiode wurde ein Wert von 18 cent pro Min/Kunde/Jahr angesetzt, der auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes ermittelt wurde. Zu den genauen Abgrenzungen und Differenzierungen vgl. Consentec, FGH und Frontier Economics (2010). S. 102 ff.

Der Vorteil des Ansatzes besteht in der vergleichsweise einfachen Berechnung auf Basis öffentlich verfügbarer Statistiken zu Stromverbrauch und Wertschöpfung. Allerdings hängen die Kosten für die Haushalte sehr stark von den zugrunde liegenden Annahmen über den Stromverbrauch in der Freizeit ab und individuelle Besonderheiten und Heterogenitäten können kaum berücksichtigt werden. Dies führt dazu, dass die Bewertung der Ausfallkosten auf Seiten der Haushalte auch international sehr schwer zu vergleichen sind. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass es sich um einen aggregierten Ansatz handelt, der nicht berücksichtigt, ob die Energie zum Zeitpunkt eines Unterbruchs auch tatsächlich genutzt worden ist. Des Weiteren werden Kostenkomponenten wie indirekte oder intangible Kosten eines Stromausfalls, wie beispielsweise der Nutzenverlust eines nicht geschauten Fussballspiels, gänzlich ausgeblendet. Diese können individuell und je nach Zeitpunkt sehr unterschiedlich ausfallen.

Mikroökonomischer Ansatz

Beim mikroökonomischen Ansatz werden Befragungen durchgeführt, um bei Haushalten und Unternehmen zu ermitteln, wie gross der Schaden aus einer Störung ausfällt. Hierbei fließen auch indirekte und intangible Kosten in die Bewertung mit ein. Angesichts der Seltenheit von Versorgungsunterbrüchen ist eine Befragung und Bewertung von hypothetischen Entscheiden auch schwierig. Zum Einsatz kommen im Wesentlichen sogenannte Discrete-Choice-Experimente, mittels derer Zahlungsbereitschaften für eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit indirekt bestimmt werden, ohne dass diese unmittelbar abgefragt werden müssen.⁵⁶ Der Ansatz ermöglicht zwar eine differenzierte Betrachtung verschiedener Eigenschaften von Störungen, zu viele Eigenschaften können jedoch aufgrund der ansonsten zu grossen Komplexität auch nicht abgefragt werden. Zudem eignen sich derartige Experimente weniger um Ausfallkosten von Unternehmen zu bestimmen, da die Antworten von individuellen Bewertungen beeinflusst sein können. Als ein wesentlicher Vorteil ist zu nennen, dass individuelle Besonderheiten und Heterogenitäten verschiedener Kundengruppen berücksichtigt werden können und sich die Präferenzen für verschiedene Eigenschaften von Störungen in Frankenbeträgen als Zahlungsbereitschaften oder Kompensationsforderungen ermitteln lassen. So lassen sich relative Bewertungen von ungeplanten und geplanten Störungen, der Störungsdauer und -häufigkeit sowie tagsüber und nachts oder im Winter respektive im Sommer ableiten. Typischerweise ergeben sich über diesen Ansatz höhere Bewertungen der ausgefallenen Stromversorgung. Dies lässt sich unter anderem darauf zurückführen, dass auch indirekte Kosten und so genannte intangible Kosten, die sich anhand anderer als individueller Präferenzdaten gar nicht beobachten oder ermitteln liessen, mit in die Bewertung einfließen.

Im Zusammenhang mit der Bewertung von Störungsereignissen wurden Studien in den Niederlanden, Norwegen aber auch Österreich und der Schweiz mittels dieses Ansatzes durchgeführt.⁵⁷ In Norwegen werden die Ergebnisse einer Befragung für die Monetarisierung der nicht gelieferten Energie, differenziert für sechs verschiedene Kundenkategorien (Landwirtschaft, Haushalt,

⁵⁶ Anders als bei der direkten Abfrage von Zahlungsbereitschaften, z. B. mittels Contingent Valuation, werden keine «Gratismeinungen» abgefragt. Das heisst in einem Discrete-Choice-Experiment werden immer Abwägungen zwischen mehreren Eigenschaften – in diesem Fall einer Störung – getroffen und nicht direkt gefragt, wie hoch die Kompensation sein müsste, wenn die Stromversorgung für eine Stunde unterbrochen wäre. Vgl. London Economics (2013) für einen Anwendungsfall zur Berechnung des VOLL für Grossbritannien mittels verschiedener Methoden.

⁵⁷ Für eine Übersicht zu den Ergebnissen der verschiedenen Studien vgl. Leukert et al. (2008) sowie Schmidthaler et al. (2012).

Industrie, Einzelhandel und Dienstleistung, öffentlicher Sektor, Zellstoff-, Papier- und energieintensive Industrien) verwendet.

7.2.3 Monetarisierung: Ausgangslage und Fragen zur Umsetzung in der Schweiz

Ausgangslage

Für die Schweiz wurde der VOLL auf Basis des makroökonomischen Ansatzes für verschiedene Szenarien im Rahmen einer BFE-Studie 2008 ermittelt.⁵⁸ Je nachdem welche Annahmen über den Stromverbrauch in der Freizeit der Haushalte unterstellt und welche Differenzierung nach Branchen auf der Unternehmensseite vorgenommen wurde, ergeben sich Werte zwischen 14 und 21 CHF/kWh.

Mittels eines mikroökonomischen Ansatzes konnte im Rahmen dieser Studie für die Schweiz abgeleitet werden, dass die Kompensationsforderungen für Störungen nicht linear verlaufen. Haushaltskunden würden zwei Störungen pro Jahr noch tolerieren, ab der dritten würde eine Kompensation in Höhe von CHF 34, ab der vierten CHF 100 und ab der fünften Störung CHF 200 gefordert. Bezüglich der Störungsdauer wurden im Schnitt gut CHF 60 Kompensation für eine einstündige Störung gefordert, ist diese unangekündigt, wird eine zusätzliche Kompensation in Höhe von CHF 75 gefordert.

Fragen zur Monetarisierung der Abweichungen von Referenzwerten für die Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen im Zusammenhang mit der Monetarisierung von Abweichungen bei der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit. In den Abschnitten 8.3 und 8.4 werden diese Fragen für den Umsetzungsvorschlag in der Schweiz berücksichtigt. Im Folgenden werden bereits mögliche Ausgestaltungen für eine Umsetzung in der Schweiz skizziert:

Kommerzielle Qualität

- Wenn Direktzahlungen an Kunden aufgrund Nichteinhalten von Standards der kommerziellen Qualität eingeführt werden sollen, woran soll sich die Höhe der Zahlungen orientieren?
 - Durch Bevölkerungsbefragung kann mithilfe eines mikroökonomischen Ansatzes der Nutzenverlust der Kunden bei schlechter kommerzieller Qualität (beispielsweise Wartezeiten, fehlende Informationen, Falschinformationen) eruiert werden. Bei Direktzahlungen ist die Kundenoptik relevant, welche z. B. mithilfe von Discrete-Choice-Experimenten auch bei hypothetischen Entscheidungssituationen relativ unverzerrt erfasst werden kann, da keine «Gratismeinungen» abgegeben werden.
- Ist eine Differenzierung der Direktzahlungen für nicht eingehaltene Standards der kommerziellen Qualität nach Kundenkategorien erwünscht und umsetzbar?
 - Eine Differenzierung wäre möglich, wobei eine starke Differenzierung angesichts des damit implizierten Erfassungsaufwands unverhältnismässig wäre. Dies vor dem Hintergrund, dass im Netzbereich objektiv messbare Kriterien die Zugehörigkeit zu einer Kundengruppe determinieren.

⁵⁸ Leukert et al. (2008).

Netzzuverlässigkeit

- Soll der VOLL zur Monetarisierung von Störungen und Ausfallzeiten mittels eines makroökonomischen Ansatzes oder über Kunden- bzw. Bevölkerungsbefragungen und einem mikroökonomischen Ansatz bestimmt werden?
 - Der VOLL sollte zuerst mithilfe eines makroökonomischen Ansatzes ermittelt werden, vor allem solange das Anreizsystem allgemeiner Art ist und keine Direktzahlungen für Endverbraucher im Fall eines Unterbruchs vorgesehen sind. Erweisen sich die resultierenden Anreize als zu gering, können in den VOLL zusätzlich Nutzenverluste einbezogen werden. Dies wäre mit mikroökonomischen Ansätzen möglich. Der Ansatz sollte möglichst Verzerrungen z. B. in Form von abgegebenen Gratismeinungen vermeiden. Geeignet sind z. B. Discrete-Choice-Experimente.
- Welcher Differenzierungsgrad soll bei der Ermittlung der monetären Werte angesetzt werden?
 - Der Differenzierungsgrad der monetären Werte hat Folgen für den Differenzierungsgrad der Erfassung der von einem Störungsereignis betroffenen Endverbraucher. Um den Erhebungsaufwand der VNB nicht zu erhöhen, sollten die monetären Werte nicht weiter differenziert werden, da ohnehin Unschärfen in den Daten enthalten sind

7.3 Anreizinstrumente und Sanktionsmöglichkeiten

7.3.1 Transparenz

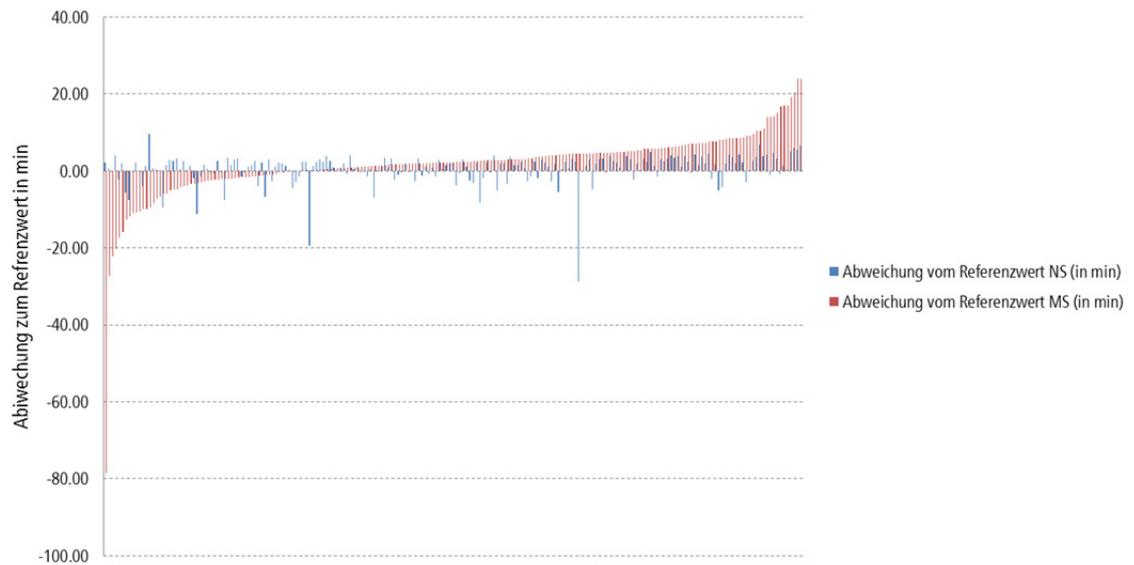
Die am wenigsten strenge Form der Anreizsetzung im Zusammenhang mit der Versorgungsqualität besteht in der Schaffung von Transparenz. In vielen Ländern werden vor allem Netzzuverlässigkeitszahlen seit mehreren Jahren erfasst und zumindest aggregiert über die Branche publiziert, so dass das durchschnittliche Qualitätsniveau überwacht wird.

Die Veröffentlichung von unternehmensindividuellen Kenngrößen zu verschiedenen Qualitätsdimensionen wäre ein nächster Schritt. Neben Kenngrößen zur kommerziellen Qualität sowie Zuverlässigkeitskenngrößen bieten sich vor allem die inputorientierten Ansätze wie in Abschnitt 5 beschrieben für eine Transparenzregelung an. Durch die Publikation von Investitionsvorhaben sind Unternehmen eher in der Pflicht, diese auch umzusetzen. Zudem wird ein Vergleich zwischen Netzbetreibern ermöglicht.

In welcher Form Kenngrößen publiziert werden und ob sie jeweils in Relation zu einem Grenzwert oder Referenzwert ausgewiesen werden, kann je nach Qualitätsdimension unterschiedlich definiert werden. So bietet es sich beispielsweise bei den Indikatoren der kommerziellen Qualität an, jeweils den Anteil nicht erfüllter Kriterien zu publizieren, also beispielsweise in wieviel Prozent der Fälle der Netzanschluss länger als die vorgesehenen 14 Arbeitstage benötigt hat. Bei den Zuverlässigkeitskennzahlen ist ebenfalls eine Orientierung am Referenzwert zielführend, insbesondere wenn es um Störungen auf der Mittelspannungsebene geht, die sehr stark abhängig von den strukturellen Gegebenheiten sind. Als Beispiel kann hier Deutschland dienen, wo auf

der Internetseite der BNetzA für jeden Netzbetreiber der Dreijahresdurchschnitt des SAIDI sowie der lastdichteabhängige individuelle Referenzwert publiziert wird.⁵⁹

Abbildung 9 Abweichungen SAIDI (2007-2009) vom individuellen SAIDI-Referenzwert (n=205 deutsche Strom-VNB, sortiert aufsteigend nach Abweichung MS)



Die Abbildung zeigt auf Basis von Daten für deutsche Verteilnetzbetreiber eine Möglichkeit, wie die Abweichungen der individuellen SAIDI vom individuellen Referenzwert dargestellt werden können. In Deutschland basiert der individuelle Referenzwert auf einer Schätzung unter Berücksichtigung der strukturellen Unterschiede (Lastdichte), jeweils separat berechnet für die Mittel- und die Niederspannungsebene.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der von der BNetzA veröffentlichten Daten zum Qualitätselement der 1. Regulierungsperiode.

Grundsätzlich eignen sich Publikationspflichten in Systemen der Kosten- aber auch der Anreizregulierung und sind relativ einfach implementierbar. Sowohl Erfassungs- als auch Auswertungsaufwand hängen dabei stark vom Umfang der publizierten Kenngrößen und vom Differenzierungsgrad der Maßstäbe ab. Auch wenn keine direkten monetären Konsequenzen aus den Transparenzpflichten entstehen, ist es wichtig sicherzustellen, dass die Daten von allen Netzbetreibern in der nötigen Qualität zur Verfügung gestellt werden und die verwendeten Vergleichsmaßstäbe differenziert genug gebildet werden, um den nicht beeinflussbaren Unterschieden in der öffentlichen Darstellung gerecht zu werden. Es lohnt daher ein Abwägen, welche Informationen aus Kunden- und Netznutzersicht relevant sind und ein Beschränken auf einige wenige Kennzahlen, die sorgfältig ausgewertet werden.

⁵⁹ Die veröffentlichten Ergebnissen zu den Berechnungen des Q-Elements finden sich hier: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Nentzentgelte/Strom/Qualitaetsselement/Berechnungsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=1

7.3.2 Kundenbasierte monetäre Ansätze

Als nächste Stufe, welche direkte monetäre Sanktionsmöglichkeiten beinhalten, können bei Qualitätsabweichungen Direktzahlungen an Kunden vorgesehen werden. Der Netzbetreiber wird hierbei verpflichtet, bei Nichteinhalten eines Qualitätsniveaus Kompensationszahlungen an die betroffenen Kunden zu zahlen. Dieses Instrument der Qualitätsregulierung kann sowohl in Systemen der Kosten- als auch der Anreizregulierung umgesetzt werden. Es geht in erster Linie um die Sicht der Kunden oder Endverbraucher. Im Falle von Qualitätseinbußen sollen diese direkt kompensiert werden. Von diesem Instrument geht noch nicht zwingend der Anreiz für den Netzbetreiber aus, entsprechende Investitionen zu tätigen, um das Qualitätsniveau zu verbessern. Dies lohnt sich erst dann, wenn die Summe aller erforderlichen Kompensationszahlungen an Kunden die nötigen Investitionskosten übersteigt, die notwendig wären, um diese Qualitätsdefizite zu beheben.

Einsetzbar sind diese kundenbasierten monetären Ansätze einerseits für die kommerzielle Qualität. Andererseits werden Direktzahlungen in Grossbritannien, Niederlanden, Schweden und auch Norwegen an Kunden mit sehr langen Störungen (mehr als 4 oder 12 Stunden) ausbezahlt. Damit soll ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau auch in entlegenen Gebieten erreicht werden, wo zum Beispiel aufgrund eines geringen Vermischungsgrads Störungen häufiger auftreten und die Behebung der Störungen mehr Zeit in Anspruch nimmt als im Durchschnitt. Die Kosten-Nutzen-Abwägung ergäbe hier, die Investition nicht zu tätigen. Damit derartige Kunden – die in Grossbritannien als «worst served customers» bezeichnet werden – aber nicht systematisch benachteiligt werden, lassen sich diese über Direktzahlungen kompensieren. Die Höhe der Direktzahlung orientiert sich dabei idealerweise am Nutzenverlust, den diese Kundengruppen aus einer langen Störung erleiden. Sie lässt sich aus Kundenbefragungen in Form von Entscheidungsexperimenten⁶⁰ eruieren, wie dies zum Beispiel in Grossbritannien im Zuge der Weiterentwicklungen des Qualitätsregulierungssystems 2008 durchgeführt wurde.⁶¹ Wenn die Kompensationszahlung dem Nutzenverlust aufgrund der Störung entspricht, wäre dies volkswirtschaftlich optimal. Kundenbasierte monetäre Ansätze werden jedoch oft wegen ihrer Signalwirkung eingesetzt.

Kundenbasierte monetäre Ansätze sind vergleichsweise einfach zu implementieren. Neben der Definition von Ereignissen, die eine Kompensation erfordern – namentlich die Indikatoren der kommerziellen Qualität oder die Dauer einer Störung – gilt es, Preise zu definieren, die an die Kunden ausbezahlt werden. Da typischerweise kein direkter Bezug dieser Preise zu allfälligen Investitionskosten hergestellt werden muss, können sich diese Preise an den Kompensationsforderungen der Kunden orientieren. Diese sollten zwar periodisch überprüft werden, können jedoch grundsätzlich für einige Jahre festgelegt werden. Eine Orientierung an international üblichen Kompensationszahlungen wäre ebenfalls ein pragmatischer Ansatz, der jedoch nicht unbedingt die konkrete Situation im jeweiligen Land abbildet. Neben unterschiedlichen Kosten der Qualitätsbereitstellung wären unterschiedliche Präferenzen zu berücksichtigen. Grundsätzlich lassen sich kundenbasierte monetäre Ansätze auch in der Anfangsphase einer Qualitätsregulierung einsetzen, wenn es vor allem darum geht, die Kunden, die am stärksten von Unterbrüchen oder Defiziten in der kommerziellen Qualität betroffen sind, zu kompensieren.

⁶⁰ Vgl. auch Erläuterungen zum mikroökonomischen Ansatz in Abschnitt 7.2.2

⁶¹ Vgl. Accent und Ofgem (2008)

Tabelle 9 Übersicht kundenbasierter Direktkompensationen

Art des Standards	Ländern in denen der Standard eingesetzt wird	Automatische Kompensation
Maximale Dauer einer ungeplanten Unterbrechung	GB, IT, NL, NO: Rückerstattung FI: Zahlung in % des Netztarifs FR, SE: Rabatt auf den Netztarif	FI, IT, NL, SE, ES, PT (Spannbreite ab wann die Kompensation gezahlt werden muss, variiert je nach Land zwischen 1 und 24 Stunden)
Maximale Anzahl Unterbrechungen (>3min und kurze) pro Jahr und Kunde	IT: nur MS-Kunden, Rückerstattung PT: Rückerstattung ES: nur MS-Kunden, als Prozent der Jahresrechnung	IT, PT, ES

In der Tabelle findet sich eine Übersicht der Länder mit direkten Kompensationszahlungen an Kunden für besonders definierte Störungsereignisse. Vor allem bei besonders langen Unterbrechungen aber auch bei besonders häufigen Unterbrechungen werden Direktzahlungen an betroffene Kunden fällig. Die Spannbreite, ab wann Direktzahlungen geleistet werden müssen, schwankt von 1 bis 24 Stunde. In vielen Ländern erfolgt die Auszahlung automatisch, das heisst betroffene Kunden müssen keinen Antrag oder eine Beschwerde beim Netzbetreiber einreichen.

Quelle: CEER (2012), in Anlehnung an Tab. 2.17, S. 51.

7.3.3 Systembasierte monetäre Ansätze

Eine Systemperspektive wird eingenommen, wenn die Abweichungen von einem definierten Qualitätsniveau in den Gesamtregulierungskontext eingebettet werden. Hier spielt die Perspektive des einzelnen Kunden keine Rolle, sondern es sollen die Gesamtausfallkosten des Netzes bestimmt werden und diese dann zu entsprechenden Anpassungen auf Systemebene führen. Insofern sind derartige Ansätze vornehmlich auch in Anreizregulierungssystemen zu finden und dienen dort als Korrektiv zu den Effizienzsteigerungsvorgaben. Wie in Abschnitt 7.2 ausgeführt, gibt es jedoch nicht ein einziges Optimum. In der Praxis ist eine differenzierte Abbildung der Optima jedoch schwierig. Zwar können unterschiedliche Zahlungsbereitschaften von Kundentypen bei der Sanktionierung einbezogen werden, es resultiert systembedingt aber auf Seiten der Kosten der Netzbetreiber immer eine Aggregation. Erforderliche Investitionen in Qualität werden typischerweise nicht direkt mit dem Nutzen in Verbindung gebracht, der den Kunden dabei entsteht.

Grundsätzlich sind zwei Ansätze möglich, wie Qualitätsprobleme systembasiert monetär sanktioniert beziehungsweise gute Qualität beanreizt werden können. Zum einen können Bonus-Malus-Systeme eingesetzt werden, welche eine Anpassung der Erlös- oder Kostenvorgabe in Abhängigkeit des monetarisierten Qualitätsniveaus beinhalten. Zum anderen kann die Qualität beziehungsweise können die Ausfallkosten direkt im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Theoretisch betrachtet ist es so, dass in beiden Fällen Netzbetreiber, die nicht in Qualität investiert haben, einen «Malus» erhalten, der sie relativ zu denen, die investiert haben und ein besseres Qualitätsniveau aufweisen, wieder schlechter stellt, da sie bei einem Effizienzvergleich aufgrund der niedrigeren Kosten eine höhere Effizienz erhalten. Beide Ansätze werden im Folgenden kurz beschrieben.

Bonus-Malus-Systeme

Ein Bonus-Malus-System wirkt als Korrektiv zu den Effizienzvorgaben, welche die Steigung der Erlös- oder Preisvorgabe definieren. Setzt die individuelle Effizienzvorgabe Anreize, das Netz effizient zu betreiben, kann ein Bonus-Malus-Mechanismus bei entsprechender Ausgestaltung sicherstellen, dass dies zu einem qualitativ optimalen Niveau passiert. Es werden finanziel-

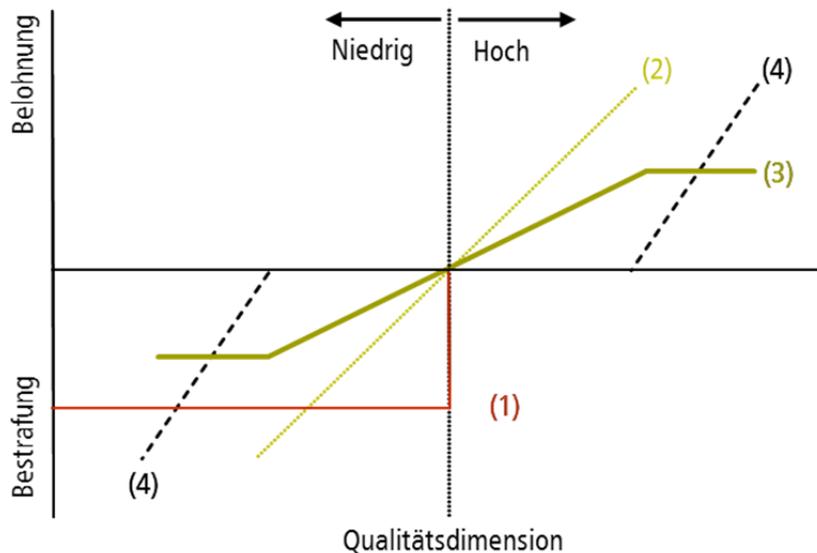
le Anreize gesetzt, die Qualität zu verbessern, indem – je nach verwendeten Indices – die Dauer und/oder die Häufigkeit der Unterbrechungen reduziert werden. Grundsätzlich bestehen verschiedene Formen der Ausgestaltung von Bonus-Malus-Mechanismen. A priori ist es dabei sehr schwierig zu sagen, in welchem Ausmass die Variante jeweils Anreize aussendet, die Qualität zu verbessern oder vorzubeugen, dass sich diese nicht verschlechtert. In Abbildung 10 sind die verschiedenen Wirkungsmechanismen zu entnehmen. Mechanismus (1) führt zu einer pauschalen Bestrafung des Netzbetreibers, wenn der Zielwert für Qualität nicht erreicht wird. Bei Mechanismus (2) erfolgt die Veränderung der Erlös- oder Preisobergrenze in Abhängigkeit vom Ausmass der Abweichung der Qualität vom Zielwert. Eine gedeckelte Belohnung beziehungsweise Bestrafung vom Zielwert ist in Mechanismus (3) dargestellt. Dieses Vorgehen bietet sich zur Dämpfung von extremen Bonus- und Maluszahlungen an, zum Beispiel wenn mit einer hohen Stochastik der Daten zu rechnen ist oder die Struktur der Netzbetreiber in der Referenzwertbildung nicht vollständig berücksichtigt wird. Dieses Verfahren reduziert folglich vor allem hohe Risiken. Die maximale Malus- aber üblicherweise auch Bonuszahlung (symmetrische Ausgestaltung) wird über einen maximal möglichen Anteil der Erlösobergrenzanpassung definiert. So werden beispielsweise in Grossbritannien, Deutschland und Dänemarksogenannte Kappungsgrenzen von 1.4, vier beziehungsweise 2 Prozent der Erlösobergrenze definiert.⁶² Sind die Kappungsgrenzen zu niedrig, kann aus Sicht der Netzbetreiber der Anreiz bestehen, den Malus in Kauf zu nehmen statt die Qualität zu verbessern. Es zeigt sich somit auch bei diesem Instrument, dass es schwierig ist, den Anreiz so zu setzen, dass Investitionen derart getätigt werden, dass ein optimales Qualitätsniveau resultiert.

Des Weiteren ist es möglich, das Bonus-Malus-System so auszugestalten, dass Abweichungen innerhalb eines Toleranzbandes (auch Totband genannt) um den Referenzwert keine Belohnung oder Bestrafung nach sich ziehen, wie in Mechanismus (4) dargestellt. Hier spielt es für die Anreizwirkung eine Rolle, wie breit das Toleranzband ausgestaltet ist. Je nachdem ob noch weitere Massnahmen ergriffen werden, allfällige Extrempositionen zu vermeiden, kann die Einführung eines Totbands auch obsolet sein, wenn zum Beispiel symmetrische Anreize gesetzt werden und eine Durchschnittsbildung der Qualitätskennzahlen über mehrere Jahre erfolgt. Schwankungen bei kleinen Netzen – so auch die Argumentation der Gutachter der BNetzA zu den Empfehlungen – müssten ohnehin durch andere Verfahren berücksichtigt werden.⁶³ Bisher sind kleine Unternehmen in Deutschland unter anderem aus diesem Grund von der Qualitätsregulierung ausgenommen.

⁶² Vgl. auch CEER (2012), S. 40 ff.

⁶³ E-Bridge, The Brattle Group, EC Group (2006), S. 24. Allerdings wurden zum damaligen Zeitpunkt noch keine weiteren Verfahren in diesem Gutachten genannt.

Abbildung 10 Varianten eines Bonus-Malus-Systems für Änderungen der Versorgungszuverlässigkeit



In der schematischen Darstellung sind verschiedene Wirkungsmechanismen eines Bonus-Malus-Modells abgetragen. Mechanismus (1) ist als einziger der dargestellten asymmetrisch ausgestaltet. Es werden nur Maluszahlungen im Falle des Nichteinhaltens des Qualitätsniveaus fällig. Diese Maluszahlung fällt pauschal aus, das heißt unabhängig vom realisierten Qualitätsniveau. Mechanismus (2) ist symmetrisch linear, Mechanismus (3) beinhaltet Kappungsgrenzen, so dass der maximale Malus, aber auch Bonus nicht zu hoch ausfällt. Diese Wirkung ist dann erwünscht, wenn es aufgrund von Stochastik ansonsten zu unkalkulierbaren Maluszahlungen kommen kann. Will man also einen gewissen Sicherheitsmechanismus – auch aufgrund sonstiger Unsicherheiten und Unplanbarkeiten – implementieren, ist ein Mechanismus mit Kappung zielführend. In Mechanismus (4) kommt ein sogenanntes «Totband» zum Tragen. Innerhalb eines gewissen Bereichs kommt es noch zu gar keinen Bonus- oder Maluszahlungen. Das Totband ist somit als Toleranzbereich zu verstehen.

Quelle: In Anlehnung an Viljainen, S., K. Tahavanainen et al. (2004).

Dass in den verschiedenen Ländern unterschiedliche Bonus-Malus-Mechanismen eingesetzt werden, um Anreize für Netzzuverlässigkeit zu setzen, kann der folgenden Tabelle 10 entnommen werden. In den meisten Ländern, die ein derartiges Anreizsystem einsetzen, ist dieses symmetrisch ausgestaltet, das heißt es gibt sowohl Bonus- als auch Maluszahlungen. Die eingesetzten Kennzahlen unterscheiden sich jedoch und auch in weiteren Details, wie der Festlegung eines Totbands oder Kappungsgrenzen sind zwischen den Ländern Unterschiede auszumachen (nicht in der Tabelle), die jeweils im Kontext der nationalen Diskussionen zu sehen sind.

Tabelle 10 Übersicht von systembasierten Anreizsystemen für die Regulierung der Zuverlässigkeit

	Bonus	Malus	Kombination aus Bonus/Malus	Verwendete Netzzuverlässigkeitskennzahlen
Verteilnetzbetreiber	-	DK, IT	FI, FR, GB, IT, NL, NO, PT, SE, ES, D	FI (Ausfallkosten auf Basis geplanter/ungeplanter Störungen > und < 3 Minuten) FR (SAIDI) UK (CML, CI) IT (SAIDI, SAIFI+MAIFI) NO (unterbrochene Energie, geplant/ungeplant) PT (ENS) SE (SAIFI und SAIDI für VNB, ENS für regionale Netzbetreiber) ES (SAIDI, SAIFI) NL (CAIDI, SAIFI) D (SAIDI für MS- und NS-Ebene)
Übertragungsnetzbetreiber	ES	DK, IT	FI, FR, GB, IT, NO, PT	FI (Ausfallkosten für geplante/ungeplante Unterbrechungen) FR (AIT = Average Interruption Time) UK (ENS) IT (ENS, SAIFI+MAIFI Anzahl betroffene Kunden) NO (unterbrochene Energie, geplant/ungeplant) PT (durchschnittliche Verfügbarkeit (combined average availability rate) in Prozent) SE (ENS und unterbrochene Energie)
Ohne Netzzuverlässigkeitsanreizsystem	AT, CY, CZ, EE, GR, LV, LU, PL, RO, SK			
Absichten und Pläne zur Implementierung	AT (Details werden diskutiert); CZ (Anreizsystem Bonus/Malus mit SAIFI und SAIDI); GR (Bonus/Malus-System auf der Basis von SAIDI- und SAIFI); LU (Qualitätsanreize derzeit in Diskussion); RO (Einführung einer Qualitätsregulierung wird geprüft).			

In der Tabelle findet sich eine Übersicht der Länder mit einem systembasierten Anreizsystem für die Regulierung der Zuverlässigkeit. In den meisten Ländern wird eine Kombination aus Bonus- und Maluszahlungen eingesetzt. Zudem unterscheiden sich die angewandten Indikatoren im Bonus-Malus-Modell zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber.

Quelle: CEER (2012), in Anlehnung an Tab. 2.16, S. 42.

Berücksichtigung von Qualitätsaspekten im Benchmarking

Wie bereits ausgeführt, soll in einer Anreizregulierung mit Vorgaben zur Kostensenkung ein Gegengewicht geschaffen werden, damit Investitionen in die Sicherstellung der Qualität getätigt werden. Anders als beim Bonus-Malus-System, mit direkter Wirkung auf die Erlös- oder Preisobergrenze, kann man Qualitätsaspekte auch direkt im Benchmarking zur Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben integrieren.

Qualität als Output

Grundsätzlich kann das Qualitätsniveau als Output definiert werden und beispielsweise in Form eines SAIDI ins das Modell aufgenommen werden. Hierbei ergeben sich jedoch verschiedene Probleme:

- Erstens ist der SAIDI – oder auch andere Qualitätskennzahlen – beeinflussbar durch den Netzbetreiber. Somit eignen sie sich nicht als exogene Kostentreiber in einem Modell zur Bestimmung der Effizienz.
- Zweitens besteht oftmals eine Korrelation zwischen der Netzzuverlässigkeit eines Netzbetreibers und anderen Parametern, die in einem Modell die Struktur des Netzbetreibers abbilden, wie zum Beispiel die Anschlussdichte oder das Verhältnis zwischen Kabeln und Freileitungen. Dies kann dazu führen, dass die Effekte zur Erklärung der Qualität und der Kosten nicht trennbar sind.
- Drittens ist das Verwenden von Indices, die unabhängig sind von der Grösse des jeweiligen Netzbetreibers, das heisst ein Netzbetreiber mit wenigen Kunden und geringen Gesamtkosten kann den gleichen SAIDI-Wert aufweisen, wie ein grosser Netzbetreiber mit vielen Kunden und deutlich höheren Kosten, problematisch bei der Verwendung in der Benchmarkingmethode der Data-Envelopment-Analyse (DEA). Hier wird – bei gleichem SAIDI – immer der kleine Netzbetreiber den Benchmark setzen. Auch eine Abbildung als Abweichung eines SAIDI von einem Referenzwert birgt das gleiche Problem, da wiederum eine grössenunabhängige Zahl resultiert. Da die DEA in den meisten Anreizregulierungssystemen als eine der Methoden zur Bestimmung der Effizienz eingesetzt wird, müssten alternative Lösungen gefunden werden, um die Qualität als Output zu berücksichtigen.

Eine Möglichkeit, Qualitätsinformationen als Output im Benchmarking zu verwenden, besteht darin, die resultierenden Effizienzwerte aus einem Modell ohne Qualität ex post im Zuge einer sogenannten Second-Stage-Analyse um Qualitätseinflüsse zu korrigieren. Derartige Second-Stage-Analysen werden in Norwegen durchgeführt, allerdings nicht um eine Korrektur für Qualität sondern eine Korrektur um geographische Eigenschaften und Wettereinflüsse in den Versorgungsgebieten zu erreichen.

Monetarisierete Qualität als Input

Vor diesem Hintergrund werden Qualitätsaspekte im Benchmarking in der regulatorischen Praxis vornehmlich als Input, das heisst kostenseitig verwendet. Dieser Ansatz ist in Norwegen und Finnland so umgesetzt. Vereinfacht gesprochen, werden die monetarisierten Ausfälle als zusätzliche Kosten auf die Gesamtkosten aufgeschlagen. Je höher die Ausfallkosten eines Netzbetreibers sind, desto höher wird auch der Aufschlag auf die Kosten ausfallen. Diese höheren Kosten fliessen dann für diesen Netzbetreiber ins Benchmarking ein. Relativ zu einem Netzbetreiber der nur geringe Ausfallkosten hat aber zum Beispiel höhere Kosten zur Bereitstellung der Qualität, ist dieser Netzbetreiber damit vergleichbarer.

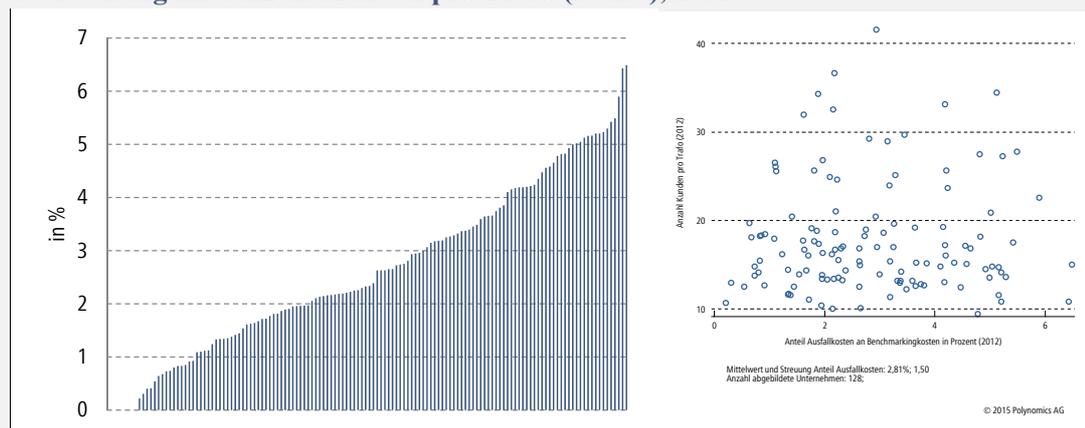
Fallbeispiel Norwegen: Ausfallkosten für nicht gelieferte Energie

In Norwegen wird im Rahmen der Yardstick-Regulierung ein jährlicher DEA-Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Dabei werden die rund 120 lokalen Verteilnetze von den rund 50 regionalen Verteilnetzbetreibern unterschieden und jeweils ein Modell mit einer sehr reduzierten Anzahl Parametern zu Abbildung der Struktur eingesetzt. Für die lokalen Verteilnetzbetreiber sind dies die Anzahl der Kunden, die Leitungen der HS-Ebene in Kilometern sowie die Anzahl der Trafostationen. Als Benchmarkingkosten dienen die Betriebs- und Kapitalkosten sowie die monetär bewerteten Ausfallkosten. Diese berechnen sich über eine lineare Funktion der Form $AX+B$, wobei X als die Dauer der Ausfälle in Stunden, A als die Kosten pro kW/h und B als fixe Kosten nicht gelieferter Energie zum Zeitpunkt des Ausfalls, definiert ist.

Bei der Bewertung werden sechs Kundenkategorien (Landwirtschaft, Haushalt, Industrie, Einzelhandel und Dienstleistung, öffentlicher Sektor, Zellstoff-, Papier- und energieintensive Industrien) unterschieden, bei denen unterschiedliche Werte für «A» und «B» zum Einsatz kommen. So werden die Ausfallkosten für Haushalte und Landwirtschaft ähnlich beziffert, für die Industrie fallen um das rund fünffache höher aus.⁶⁴

Der Anteil der Ausfallkosten an den Benchmarking-Gesamtkosten machte 2012 zwischen 0 und um die 6.5 Prozent der aus (vgl. Abbildung links). Der Anteil korreliert dabei weder mit der Kennzahl «Kunden pro Trafo» (vgl. Abbildung rechts) noch der Kennzahl «Kunden pro HS-Leitung» (ohne Abbildung). Die Höhe der Ausfallkosten scheint folglich unabhängig zu sein von der über die Benchmarkingmodellparameter abbildbaren Kundendichte und Netzstruktur.

Abbildung: Anteil Ausfallkosten an Benchmarking-Gesamtkosten (links) und Gegenüberstellung mit Anzahl Kunden pro Trafo (rechts), 2012

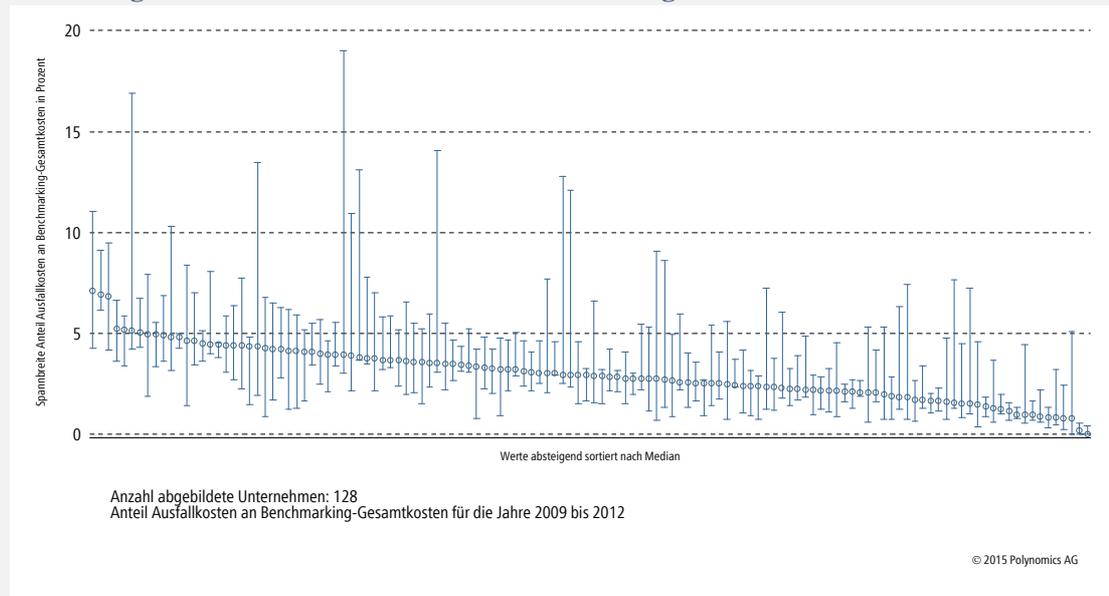


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der veröffentlichten Daten der norwegischen Netzbetreiber unter <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Varsel-om-inntektsrammer-2014/>, abgerufen am 9.3.2015.

⁶⁴ Details zu der genauen Berechnungsweise und Ansätzen für die Ausfallkosten nach verschiedenen Kundenkategorien finden sich unter <http://www.nve.no/PageFiles/5548/Inkludering%20av%20kortvarige%20avbrudd%20i%20KILE-ordningen%20-%20metode%20for%20justering%20av%20nettselskapenes%20inntektsramme.pdf?epslanguage=no>, in Norwegisch, abgerufen am 12.3.2015.

Interessant ist auch die Analyse der Schwankungen der Anteile der Ausfallkosten über die Zeit, wie der folgenden Abbildung zu entnehmen ist. Zahlreiche Netzbetreiber haben in gewissen Jahren Ausfallkosten im Umfang von unter 5 Prozent der Benchmarking-Gesamtkosten, in anderen Jahren eher gegen 10 Prozent oder sogar noch höher. Die Schwankungsbreiten sind individuell sehr unterschiedlich.

Abbildung: Anteil Ausfallkosten an Benchmarking-Gesamtkosten im Zeitablauf

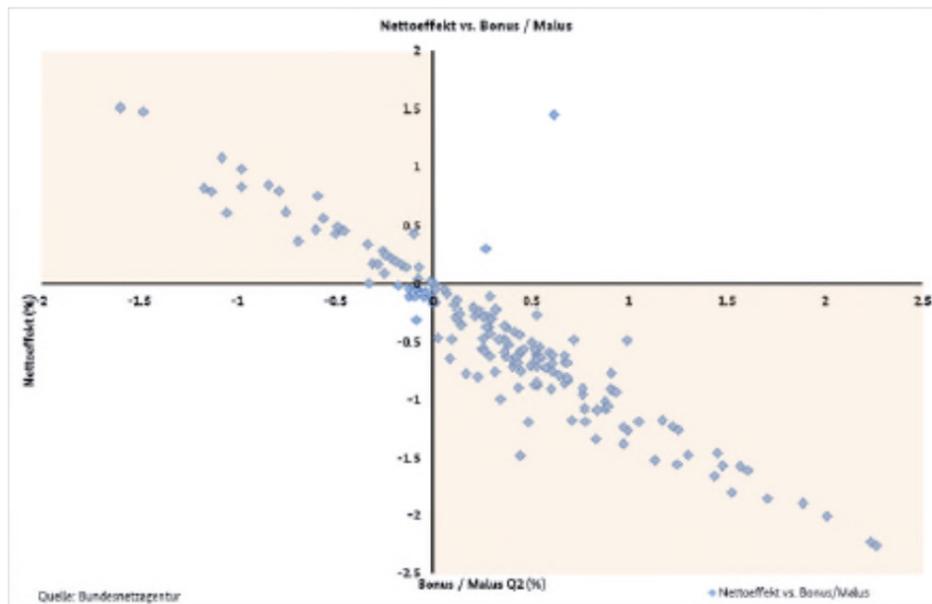


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der veröffentlichten Daten der norwegischen Netzbetreiber unter <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Varsel-om-inntektsrammer-2014/>, abgerufen am 9.3.2015.

Gegenüberstellung der verschiedenen Ansätze: Bonus-Malus und Ausfallkosten in der Kostenbasis des Benchmarking

In Deutschland wurde im Zuge des 2014 durchgeführten Evaluierungsprozesses eine Untersuchung zur Wirkung durchgeführt und die beiden Ansätze «Bonus-Malus-System» und «Qualität als Kostenfaktor im Benchmarking» verglichen. Das Ergebnis zeigt, dass die Effekte grundsätzlich gleichlaufend sind, das heisst Netzbetreiber, die einen hohen Malus zu zahlen haben, würden im Effizienzvergleich aufgrund der höheren Kosten schlechter abschneiden. Dieses Ergebnis ist insoweit auch plausibel, da in Deutschland sowohl bei der Bestimmung des Qualitätselements im Bonus-Malus-System als auch bei der Bestimmung der Effizienz sowohl die Jahreshöchstlast als auch die Fläche – also die Lastdichte – eine Rolle spielen. Mit anderen Worten können die Unterschiede in der Qualität aufgrund von strukturellen Einflussfaktoren sowohl über das Benchmarkingmodell als auch mittels der Definition individueller Referenzwerte auf Basis einer lastdichteabhängigen Funktion abgebildet werden.

Abbildung 11 Gegenüberstellung der Wirkungsweise von Bonus-Malus-System und Integration der Ausfallkosten in den Effizienzvergleich für deutsche Strom-Verteilnetzbetreiber



In der Abbildung sind für die deutschen Strom-Verteilnetzbetreiber auf der horizontalen Achse die Anteile des Bonus-Malus aus dem Qualitätselement der 2. Regulierungsperiode an den Benchmarking-Gesamtkosten abgetragen. Auf der vertikalen Achse wird der prozentuale Anteil des Nettoeffekts an den Benchmarking-Gesamtkosten abgetragen. Zur Berechnung des Nettoeffekts wurden in einem ersten Schritt die Differenz der ineffizienten Kosten aus dem Effizienzvergleich mit Ausfallkosten und den ineffizienten Kosten aus dem Modell ohne Ausfallkosten gebildet. Diesem Ergebnis wurde dann noch der Bonus- bzw. Malus zugerechnet, wie er aus dem Qualitätselement resultiert. Für die meisten Netzbetreiber besteht ein Gleichlauf der Ergebnisse, das heisst jene die einen hohen Malus zu zahlen haben, erreichen auch eine höhere Ineffizienz, wenn die Ausfallkosten direkt im Benchmarkingmodell berücksichtigt werden.⁶⁵

Quelle: Darstellung BNetzA (2015), Abb. 85, S. 281; Erläuterungen Polynomics.

Auch für Österreich wurde eine derartige Analyse zum Vergleich der Wirkung der verschiedenen Ansätze durchgeführt, wengleich in Österreich weder das eine noch das andere Instrument derzeit regulatorisch eingesetzt wird. Die Analyse kommt ebenfalls zum Schluss, dass beide Ausgestaltungsvarianten im Grundsatz zum gleichen Ergebnis führen. Abweichungen für einzelne Netzbetreiber werden unter anderem darauf zurückgeführt, dass im österreichischen Benchmarkingmodell die Anschluss- nicht aber die Lastdichte, mittels derer die SAIDI-Referenzwertfunktion ermittelt wurde, enthalten ist. Insgesamt beinhaltet das österreichische Benchmarkingmodell deutlich weniger Strukturparameter, welche auch für die Erklärung von Qualitätsunterschieden herangezogen werden können (z. B. Lastdichte, Verkabelung).⁶⁶

⁶⁵ Abweichungen von der Diagonalen lassen sich unter anderem auch auf statistische Effekte zurückführen, die sich aufgrund der Berechnung der Effizienzwerte mittels der Methode der Stochastic-Frontier-Analyse ergeben.

⁶⁶ Vgl. Rührmössl und Görlich (2014), S. 45 f.

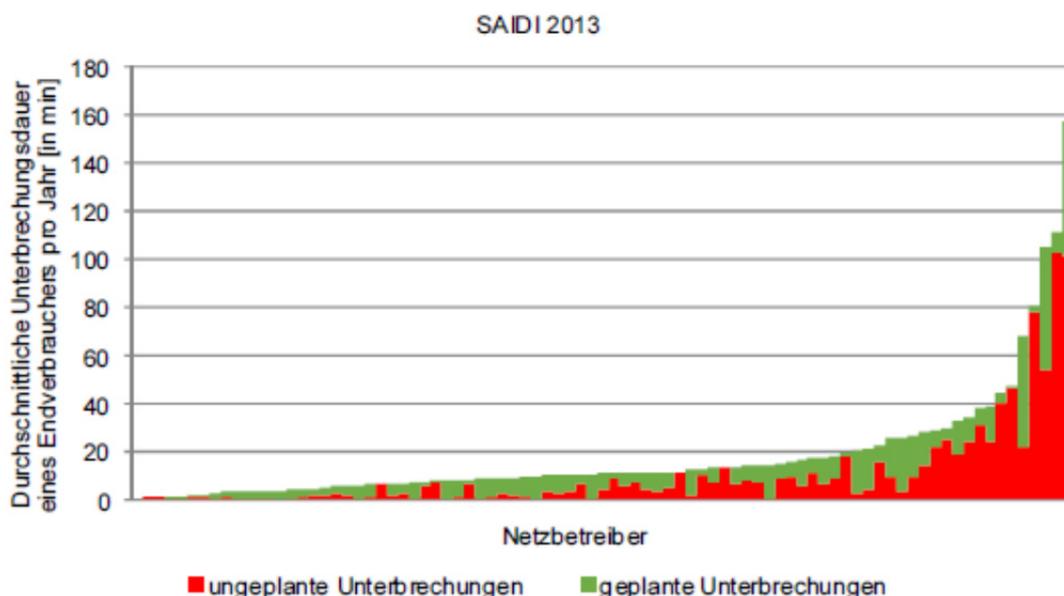
7.3.4 Anreizinstrumente: Ausgangslage und Fragen der Umsetzung für die Schweiz

Ausgangslage

In der Schweiz gibt es derzeit weder für die kommerzielle Qualität noch für die Netzzuverlässigkeit Transparenz- oder Sanktionsmassnahmen.

In der Schweiz werden Kenngrössen zur Netzzuverlässigkeit derzeit für die gesamte Branche jährlich von der ElCom in anonymisierter Form publiziert (vgl. Abbildung 12). Dabei werden geplante und ungeplante Unterbrüche unterschieden. Die ElCom weist beim Vergleich darauf hin, dass ein Vergleich aufgrund unterschiedlicher Netzstrukturen nicht möglich ist und verzichtet darauf, die einzelnen Netzbetreiber zu bezeichnen.⁶⁷

Abbildung 12 SAIDI pro Netzbetreiber, Schweiz 2013



Quelle ElCom (2014b), S. 4.

Fragen zur Gestaltung der Anzeilelemente in der Schweiz

Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich Fragen im Zusammenhang mit der Gestaltung der Anzeilelemente einer Qualitätsregulierung, die im Zuge einer Umsetzung in der Schweiz für die kommerzielle Qualität und die Netzzuverlässigkeit geprüft und beantwortet werden müssen. In Abschnitt 8.3 und 8.4 werden diese Fragen bei der Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags für die Schweiz berücksichtigt. Im Folgenden werden bereits mögliche Ausgestaltungen für eine Umsetzung in der Schweiz skizziert.

Kommerzielle Qualität

- Sollen Abweichungen von Standards der kommerziellen Qualität pönalisiert werden oder reicht – zumindest in einer ersten Phase – ein Monitoring mit Transparenzvorschriften im Sinne eines «Shame and Blame»?

⁶⁷ Vgl. ElCom (2014b), S. 4.

- Die kommerzielle Qualität wird aktuell von den Konsumenten nicht als problematisch portiert, daher ist zuerst zu prüfen, ob und welche Themen erfasst und überwacht werden sollen.
- Sollten Qualitätsmängel aus Kundensicht festgestellt und als dauerhaftes Problem eingestuft werden, können Kompensationszahlungen vorgesehen werden (kundenbasierter Ansatz). Systembasierte Anreize wirken weniger spezifisch.

Netzzuverlässigkeit

- Sollen lange Ausfälle den betroffenen Kunden entschädigt werden?
 - Die Antwort ist im Rahmen der Service-Public-Diskussion zu geben.
- Sollte angesichts der Herausforderungen mit einem Effizienzvergleich generell in einem ersten Schritt eher ein Bonus-Malus-System für die Anreizsetzung im Bereich der Netzzuverlässigkeit umgesetzt werden?
 - Bevor nicht umfassende Erfahrungen mit dem Benchmarking vorliegen und klar ist, welche Heterogenitäten im Benchmarkingmodell berücksichtigt werden müssen, ist es zielführender einen Bonus-Malus mit Kappungsgrenzen als separates Instrument einzuführen. Liegen diese Erfahrungen bereits bei Einführung der Qualitätsregulierung vor, sind die bis dahin vorliegenden Analysen bei der Entscheidung darüber zu berücksichtigen, in welcher Form das Qualitätsanreizsystem gestaltet werden soll.

8 Gestaltungsmöglichkeiten einer Qualitätsregulierung für die Schweiz

Ziel dieses Kapitels ist es, die in den vorangegangenen Abschnitten formulierten Fragen zur Ausgestaltung einer Qualitätsregulierung für die Schweiz zu beantworten. Dabei werden unter Berücksichtigung der Ausgangslage in der Schweiz die in den Vergleichsländern verwendeten Gestaltungselemente hinsichtlich ihrer Eignung für die in der Projektskizze des BFE genannten Zielen eruiert. Zu den Zielen gehört eine am volkswirtschaftlichen Optimum orientierte Qualität der Versorgung, der Schutz besonders gefährdeter Kundengruppen sowie ein vertretbarer Regulierungsaufwand für die Regulierungsbehörde und die regulierten Unternehmen.

In Abschnitt 8.1 werden zunächst die Gestaltungselemente der Qualitätsregulierung aus den vorangegangenen Kapiteln zusammengefasst. Die Ausgestaltungsvorschläge der inputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit werden in Abschnitt 8.2 beschrieben, bevor in Abschnitt 8.3 Vorschläge für die outputorientierte Regulierung der Netzzuverlässigkeit gemacht werden. Die Empfehlung zur Gestaltung der Regulierung der kommerziellen Qualität ist in Abschnitt 8.4 enthalten. Da die Antworten auf die Ausgestaltungsfragen je nach unterstelltem Regulierungssystem teilweise unterschiedlich ausfallen können, werden im Folgenden – wo erforderlich – unterschiedliche Umsetzungsvorschläge in Abhängigkeit des Regulierungsrahmens formuliert.

8.1 Zusammenfassung der Gestaltungselemente einer Qualitätsregulierung

Grundsätzlich werden bei der Herleitung der Gestaltungsmöglichkeiten der Qualitätsregulierung für die Schweiz die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Elemente der Regulierung der kommerziellen Qualität, der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit herangezogen. Dabei wird unterschieden, ob die Instrumente an den beobachtbaren Massnahmen der Netzbetreiber zu Investitionen und Netzausbau (inputorientierte Regulierung) oder am beobachtbaren Qualitätsniveau (outputorientierte Regulierung) ansetzen. Da insbesondere im Bereich der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit die Wirkung der Massnahmen der Netzbetreiber erst mit zeitlicher Verzögerung beobachtbar ist (Hysterese), sind inputorientierte Elemente zentral, um die zukünftige Versorgungsqualität zu sichern. Zu beachten ist, dass die Grundvoraussetzung zur langfristigen Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit darin besteht, dass das Regulierungssystem die erforderlichen Investitionen ermöglicht. Die Qualitätsregulierung kann den Regulierungsrahmen nur ergänzen.

Tabelle 11 enthält eine Zusammenfassung der Ausgestaltungsmöglichkeiten der inputorientierten Qualitätsregulierung, die in Kapitel 5 vorgestellt wurden. Während die Varianten zur Gestaltung der Regulierung der Netzzuverlässigkeit in der internationalen Praxis eingesetzt werden, wird die inputorientierte Überwachung der Netzleistungsfähigkeit diskutiert und hinsichtlich Implementierungsmöglichkeiten noch geprüft.

Tabelle 11 **Möglichkeiten zur Ausgestaltung der inputorientierte Regulierung der Versorgungsqualität**

Gestaltungselemente	Mögliche Ausprägungen der Gestaltungselemente der Regulierung der Netzzuverlässigkeit	Mögliche Ausprägungen der Gestaltungselemente der Regulierung der Netzleistungsfähigkeit
Indikatoren	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionsquote ▪ Reinvestitionsquote ▪ Abnutzungsgrad der Anlagen ▪ Anlagenalter ▪ Instandhaltungsquote ▪ Materialaufwandquote ▪ Technische Indikatoren 	Zusätzlich zu Indikatoren der Netzzuverlässigkeit: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorhandensein eines Einspeisemanagements ▪ Zubaupläne Erzeugung ▪ Verhältnis Erzeugungslast, Ausspeiselast ▪ Häufigkeit und Dauer von Massnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen ▪ Dauer des Einspeisemanagements
Überwachte Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ HöS ▪ HöS, HS ▪ Grosse Netzbetreiber ▪ Alle Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ HöS, HS ▪ Grosse Netzbetreiber ▪ Alle Netzbetreiber
Zielvorgaben	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine individuellen Vorgaben ▪ Individuelle Vorgaben 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine individuellen Vorgaben ▪ Individuelle Vorgaben
Monitoring	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung der Indikatoren im Zeitablauf für die Gesamtbranche ▪ Individuelle Entwicklung ausgewählter Indikatoren im Zeitablauf für grosse Netzbetreiber ▪ Individuelle Entwicklung ausgewählter Indikatoren im Zeitablauf für alle Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine speziellen Indikatoren für die Überwachung der Netzleistungsfähigkeit ▪ Entwicklung ausgewählter Indikatoren im Zeitablauf für die Gesamtbranche ▪ Individuelle Entwicklung ausgewählter Indikatoren im Zeitablauf für grosse Netzbetreiber ▪ Individuelle Entwicklung der Indikatoren im Zeitablauf für alle Netzbetreiber

Die Tabelle enthält eine Zusammenfassung der international verwendeten bzw. diskutierten Möglichkeiten zur Gestaltung der inputorientierte Regulierung der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit. Welche Ausprägungen zielführend sind, hängt von der Situation im jeweiligen Land ab und kann sich innerhalb eines Landes im Zeitablauf ändern.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Polynomics.

Bei der outputorientierten Regulierung sind neben der Definition der relevanten Kennzahlen entsprechende Referenzwerte zu bestimmen, an denen das Qualitätsniveau gemessen wird. Für das Setzen von Anreizen, ein bestimmtes Qualitätsniveau zu erreichen oder beizubehalten, gibt es verschiedene Mechanismen, die je nach Qualitätsniveau, Regulierungssystem und auch Präferenzen der Bevölkerung respektive der Kunden eingesetzt werden können. In Tabelle 12 sind die in den vorherigen Kapiteln 6 und 7 vorgestellten Gestaltungsmöglichkeiten ausgewiesen, die international im Bereich der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit angewendet werden.

Tabelle 12 Möglichkeiten zur Ausgestaltung der outputorientierten Regulierung der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit

Gestaltungselemente	Mögliche Ausprägungen der Gestaltungselemente der Regulierung der kommerziellen Qualität	Mögliche Ausprägungen der Gestaltungselemente der Regulierung der Netzzuverlässigkeit
Messung		
Bezugsbereiche der Kenngrößen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzanschluss ▪ Kundenbetreuung ▪ Technischer Service ▪ Messung und Rechnungsstellung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausfallhäufigkeit ▪ Ausfalldauer ▪ Niveaugrößen vs. Kennzahlen (system- oder kundenbasiert) ▪ Differenzierungen für Dauer der Ereignisse > 3 Min. oder auch 1 Sek. bis 3 Min. ▪ Total vs. Differenzierung in Ursachen pro Netzebene ▪ Störungsursachen: geplant vs. ungeplant (differenziert in Rückwirkungsstörungen, höhere Gewalt, weitere Ursachen)
Datengrundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Repräsentative Bevölkerungsbefragung ▪ Kundenumfragen pro Netzbetreiber ▪ Erfassung beim Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erfassung einzelner Störungsereignisse beim Netzbetreiber ▪ Mehrjahresdurchschnitte vs. einzelne Jahre
Referenzwertbildung		
Gesamtservicequalität (Qualität des gesamten Netzes)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relativ zu anderen Netzbetreibern: verschiedene Lagemasse denkbar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Branchendurchschnitt ▪ Referenzwert für Gruppe vergleichbarer Unternehmen ▪ Individueller Referenzwert auf Basis strukturell vergleichbarer Unternehmen (Basis: Schätzung des funktionalen Zusammenhangs) ▪ Individueller Referenzwert auf Basis eigener historischer Daten des Netzbetreibers
Mindeststandard (für Qualität bei einzelner Kunden)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Repräsentative Bevölkerungsbefragung zur Ermittlung des tolerierten Qualitätsniveaus ▪ Entscheidung der Regulierungsbehörde nach landesspezifischen Gegebenheiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entscheidung der Regulierungsbehörde nach landesspezifischen Gegebenheiten
Monetarisierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Repräsentative Bevölkerungsbefragung: Kompensationsforderung beziffern (mikroökonomisch) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Makroökonomisch: Bewertung der Ausfallkosten (VOLL) ▪ Mikroökonomisch: Kompensationsforderung beziffern
Anreizsystem		
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Publikation aggregierter Werte für Gesamtbranche ▪ Publikation individueller Werte der Kenngrößen ▪ Publikation der Abweichung oder Häufigkeit der Abweichung vom Referenzwert ▪ Publikation individueller Werte der Netzbetreiber gegenüber Referenzwert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Publikation aggregierter Werte für Gesamtbranche ▪ Publikation der Abweichung oder Häufigkeit der Abweichung vom Referenzwert ▪ Publikation individueller Werte der Netzbetreiber gegenüber Referenzwert
Kundenbasierte Kompensationszahlungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausgelöst durch Anfrage des Kunden ▪ Ohne Aktivität des Kunden beim Netzbetreiber ausgelöst 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausgelöst durch Anfrage des Kunden ▪ Ohne Aktivität des Kunden beim Netzbetreiber ausgelöst
Systembasierte Anreize	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bonus-Malus ▪ Im Benchmarking 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bonus-Malus ▪ Im Benchmarking

Die Tabelle enthält eine Zusammenfassung der international verwendeten Gestaltungselemente für die outputorientierte Regulierung der kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit. Welche Ausprägungen zielführend sind, hängt von der Situation im jeweiligen Land ab und kann innerhalb eines Landes im Zeitablauf ändern.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Polynomics.

8.2 Inputorientierte Regulierung: Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit

Angesichts des zeitlichen Auseinanderfallens von Investitionen und den Auswirkungen auf die Netzzuverlässigkeit ist eine inputorientierte Regulierung angebracht, um langfristig und vorausschauend eine angemessene Investitionstätigkeit zu sichern (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dies kann je nach konkretem Handlungsbedarf sowohl die Investitionstätigkeit der gesamten Branche als auch einzelner Netzbetreiber betreffen. Die inputorientierte Regulierung der Netzzuverlässigkeit und allenfalls der Netzleistungsfähigkeit dient in diesem Sinn als Frühwarnindikator für die zukünftige Versorgungsqualität. Sie ermöglicht der Regulierungsbehörde zu prüfen, ob Netzbetreiber Investitionen tätigen und ihr Netz bei Bedarf ausbauen beziehungsweise instand halten. Aus den gewonnenen Informationen kann die Regulierungsbehörde auch Rückschlüsse dazu ziehen, ob die Regulierung angemessene Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen bietet. Zu beachten ist, dass die Regulierungsbehörde die Netzplanung nicht übernehmen kann und auch nicht soll. Die folgenden Abschnitte enthalten Vorschläge, wie eine inputorientierte Qualitätsregulierung in der Schweiz gestaltet werden kann.

8.2.1 Kenngrössen und Datengrundlage

Bereits heute werden von der ElCom grundlegende Angaben zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, wie zum Beispiel Bruttoinvestitionen, Anschaffungswerte, Anlagenrestwerte und damit indirekt Informationen zur Investitionsquote abgefragt. Der Abnutzungsgrad beziehungsweise das Alter der Anlagen lässt sich ungefähr über den Restwert schätzen, auch wenn der ElCom keine differenzierten Angaben zur Altersstruktur der Netze vorliegen. Eine Erweiterung der flächendeckenden Abfrage zum Beispiel um die Instandhaltungsquote wäre mit grösserem Aufwand für die Netzbetreiber verbunden und aufgrund von Abgrenzungsproblemen nicht einfach interpretierbar sowie vergleichbar. Die bereits vorhandenen Daten lassen sich im Sinne eines Monitoring durch die ElCom analysieren.

Um ein besseres Bild über die bevorstehenden Investitionen in die Netze und die langfristige Sicherstellung der Kapazitäten und somit sowohl der Netzzuverlässigkeit als auch der Netzleistungsfähigkeit gewinnen zu können, liesse sich die Datenabfrage erweitern um:

- ausgewählte, grundlegende Informationen zu kapazitätsrelevanten exogenen Änderungen (z. B. geplanter Zubau Produktionsanlagen) sowie
- Informationen zu den vorhandenen und geplanten Möglichkeiten (Prozessen, Infrastruktur), auf diese Änderungen zu reagieren (z. B. Anschlussmanagement, Einspeisemanagement, Lastmanagement allgemein, Investitionen in konventionelle Infrastruktur oder Netzintelligenz).

Diese erweiterten Informationen zur Planung können für die Hoch- und Höchstspannungsebene sowie in Form einzelner Rückfragen für sehr grosse Netzbetreiber mit Mittelspannung in aggregierter Form

gierter Weise abgefragt werden. Für die Hoch- und Höchstspannungsebene ist gemäss Artikel 6 StromVV ohnehin bereits heute vorgesehen, dass sie Mehrjahrespläne auf Basis von Artikel 8 Absatz 2 StromVG erstellen. Detaillierte Informationen sind für ein Monitoring, das Tendenzaussagen zur Netz- und Qualitätsentwicklung liefert, nicht erforderlich. Eine flächendeckende Prüfung und Analyse detaillierter Ausbaupläne wäre angesichts der grossen Anzahl an Netzbetreibern mit erheblichem Aufwand verbunden, ohne dass die ElCom aus diesen Informationen ein abschliessendes Urteil fällen kann, ob die Massnahmen zukünftig genau das volkswirtschaftlich optimale Qualitätsniveau sichern.

Für die genauere Beurteilung der Angemessenheit einer Investition wären grundsätzlich auch technische Daten erforderlich, die den technischen Zustand der Anlagen abbilden. Die Erfassung derartiger Daten sowie deren systematische Prüfung und Analyse ist jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden und sollte daher - sofern erforderlich - nur in konkreten Einzelfällen bei Vorliegen besonderer Auffälligkeiten auf Anfrage der ElCom abgefragt beziehungsweise zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde diskutiert werden. Da es nicht das Ziel der inputorientierten Regulierung ist, die Investitionsplanung in die Hände der Regulierungsbehörde zu legen, kann es sich dabei jeweils nur um Konsultationen handeln, damit die Regulierungsbehörde einen besseren Einblick in die erforderlichen Massnahmen der Netzbetreiber erhält. Damit liegen ihr auch Informationen vor, den Bedarf zu einer Justierung des Regulierungssystems an die jeweiligen technischen und finanziellen Herausforderungen der Netzbetreiber zu erkennen.

Grundsätzlich gilt es bei allen zusätzlichen Datenabfragen zu prüfen, inwiefern die Güte der Angaben und der Nutzen entsprechender Analysen den Mehraufwand sowohl seitens der Netzbetreiber bei der Erfassung sowie seitens der ElCom bei der Prüfung und Auswertung rechtfertigt. Damit auch die einzelnen Rückfragen möglichst effizient ablaufen, wäre zu prüfen, ob das heute praktizierte Vorgehen bei Anträgen zur Abgeltung von Netzverstärkungen nach Artikel 22 Absatz 4 StromVV auf die Frühwarnindikatoren zur Versorgungsqualität übertragen werden kann. Bei der Standardisierung könnte auch mit der Branche der Stromnetzbetreiber geprüft werden, inwiefern das Vorgehen aus dem Branchendokument zu Mehrjahresplänen bei der Weiterentwicklung zur Erhebung und Abfrage grundlegender Planungsdaten für grosse Netzbetreiber zielführend ist, um den Aufwand gering zu halten.

Die oben genannten Informationen decken neben der Netzzuverlässigkeit auch die Aspekte der Netzleistungsfähigkeit ab. Es gibt derzeit keine international gebräuchlichen Kennzahlen für eine separate Bewertung der (zukünftigen) Netzleistungsfähigkeit. Aufgrund des Optimierungsgedankens zwischen konventionellem Netzausbau und «smarter» Investitionen liegt die Entscheidung beim Netzbetreiber, welche Investitionen sinnvoll sind, um allfälligen Änderungen der Anforderungen an die Netzkapazität gerecht zu werden.

8.2.2 Referenzwerte und Anreizsystem

Die Vergleichbarkeit der Daten zwischen den Unternehmen zu Investitionen und Anlagenwerten ist aufgrund unterschiedlicher Interpretationen und Auslegungen bei der Datenerfassung und vor allem aufgrund von strukturellen oder historischen Gegebenheiten bezüglich des Investitionszyklus nicht gegeben. Ein zeitpunktbezogener Quervergleich über die Netzbetreiber führt zu keinen interpretierbaren Ergebnissen. Bei der inputorientierten Regulierung sollte der Fokus vor allem in der Analyse der jeweiligen Unternehmensdaten über die Zeit liegen. Unternehmensindividuelle Entwicklungen von finanziellen Kenngrössen und unternehmensindividuelle Informationen zu Ausbauplänen können von der ElCom für interne Vergleichszwecke herangezogen

werden, um im Fall ungewöhnlicher Entwicklungen über die Zeit weitere Informationen vom Netzbetreiber einzufordern.

Um die Öffentlichkeit über die Entwicklungen zu informieren und um die Reaktion der Branche auch im Hinblick auf das Regulierungssystem zu beobachten, können Informationen zur Entwicklung der Investitionen und zum Netzausbau aggregiert betrachtet werden.

Aufgrund der Komplexität der zu verarbeitenden Informationen bei der inputorientierten Qualitätsregulierung sollte diese aus einem Informationssystem bzw. einem Monitoring und nicht aus einem Anreizsystem mit monetären Folgen bestehen. Eine Differenzierung der inputorientierten Regulierung in Abhängigkeit des Regulierungsrahmens ist nicht erforderlich, da das Monitoring des Investitionsverhaltens sowohl in der Sunshine-Regulierung als auch in der Anreizregulierung für eine Überwachung der Investitionstätigkeit und als Frühwarnsystem für mögliche Kapazitätsengpässe eingesetzt werden kann.

8.2.3 Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der inputorientierten Qualitätsregulierung in der Schweiz

Tabelle 13 Ausgestaltungsfragen einer inputorientierten Qualitätsregulierung

Fragengruppe	Antworten für die Schweiz
Für welche Gruppe der Netzbetreiber sollten welche Indikatoren zu Investitionen erfasst werden?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erhebung aggregierter kaufmännischer Daten zu Investitionen (Investitionsquote) wie bisher für alle Netzbetreiber (in «Kostenrechnung für Verteilnetzbetreiber»): Ermöglicht Beobachtung der Investitionstätigkeit im Zeitablauf und Rückschlüsse auf Verhalten einzelner Netzbetreiber sowie der Wirkung des Regulierungssystems auf die Gesamtheit der Netzbetreiber. ▪ Grösserer Detaillierungsgrad für grössere Netzbetreiber (mit Möglichkeit zur Schätzung des Anlagenalters) kann beibehalten werden. Detailliertere Angaben bzw. Rückfragen bei auffälligem Investitionsverlauf einzelner Netzbetreiber über mehrere Jahre, z. B. Differenzierung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen, Schätzung zur Instandhaltungsquote (i. d. R. nur bei grösseren Netzbetreibern ab HS, allenfalls auch grössere MS-Netzbetreiber).
Welche Erweiterung der Datenerfassung wäre erforderlich, um den technischen Zustand der Anlagen besser bewerten und die Angemessenheit von Investitionen beurteilen zu können? Wäre ein entsprechender Aufwand gerechtfertigt?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netz(ausbau-)pläne für Hochspannung und Übertragungsnetz (analog heutiger gesetzlicher Regelung) können beibehalten werden. ▪ Bewertung des technischen Zustands durch eine Regulierungsbehörde ist nur mit sehr grossem Aufwand möglich: Erhebung von technischen Indikatoren bzw. individuelle Rückfragen zu Mehrjahresplänen dazu nur im Fall auffälliger Investitionsverläufe vorsehen. Erfahrungen zu Anträgen für Anerkennung von Netzverstärkungen einbeziehen. ▪ Aufwand zur flächendeckenden Erhebung technischer Ausbaupläne und Investitionsberichte ist nicht zu rechtfertigen wegen hohem Erhebungs- und Vollzugsaufwand im Fall einer Prüfung der Pläne.
Sind Zielvorgaben für die einzelnen Netzbetreiber bei der inputorientierten Qualitätsregulierung vorzusehen oder sollte sich die Regulierung auf ein Monitoring beschränken?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Individuelle Zielvorgaben für die Netzbetreiber können nicht mit einem angemessenen Aufwand ermittelt werden und bergen die Gefahr, dass die Regulierungsbehörde an Stelle des Netzbetreibers die Netzplanung übernimmt. ▪ Investitionsentwicklungen der Gesamtbranche sollten beobachten werden, um Rückschlüsse auf die Angemessenheit des Regulierungssystems ziehen zu können. ▪ Ausserdem kann die ElCom Entwicklungen im Zeitablauf bei den einzelnen Netzbetreibern beobachten und bei Auffälligkeiten Rückfragen stellen.
In welcher Form lässt sich eine Regulierung der Netzleistungsfähigkeit in den Gesamt-Regulierungskontext einbetten? Besteht unter den gegebenen Rahmenbedingungen des Regulierungssystems ein konkreter Regulierungsbedarf?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integration dieser Qualitätsdimension ins Monitoring der Netzzuverlässigkeit. ▪ Kein konkreter Regulierungsbedarf gegeben.
Welche Indikatoren wären zielführend, die entsprechenden Anreize für eine Optimierung zwischen Netzausbau und Massnahmen zum Einspeisemanagement beziehungsweise zur Lösung von Engpasssituation bei Einspeisungen zu setzen?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine quantifizierbaren Indikatoren vorsehen. ▪ Geplanter Zubau an Erzeugung und Information ob ein Anschluss- bzw. Einspeisemanagement beim Netzbetreiber besteht bzw. geplant ist. ▪ Im Einzelfall Schätzung zu Einspeiselast in Relation zur Ausspeiselast und deren zukünftige Entwicklung.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Polynomics.

8.3 Outputorientierte Regulierung: Netzzuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit der Schweiz ist im internationalen Vergleich sehr hoch. Aufgrund der topographischen Gegebenheiten, die keine vollständige Vermaschung des Netzes in allen Regionen erlauben, kann es in entlegenen Gebieten aufgrund der Netzstruktur (Stichleitungen) vereinzelt zu längeren Unterbrüchen kommen. Wie vor dem Hintergrund der guten Versorgungsqualität und der heterogenen Struktur der Netzbetreiber eine Regulierung der Netzzuverlässigkeit auf Basis von gemessenen Zuverlässigkeitskennzahlen gestaltet werden kann, wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

8.3.1 Verwendung der bisherigen Datengrundlagen zur Bildung der Kenngrössen

Um den unterschiedlichen Einflussfaktoren auf den Netzebenen gerecht zu werden, sollten die Kenngrössen zur Unterbrechungsdauer und -häufigkeit separat für Störungsursachen in der Niederspannung und in der Mittelspannung gebildet werden. Auf diesen Netzebenen sind die Kenngrössen, zur Anzahl betroffener Kunden (SAIDI, SAIFI, CAIDI) aussagekräftig. Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene ist die Anzahl weniger relevant und schwer ermittelbar so dass hier die nicht gelieferte Energie als Kenngrösse für die Versorgungszuverlässigkeit herangezogen werden sollte.

Daten zur Ausfallstatistik für Unterbrüche mit einer Dauer von mehr als drei Minuten werden von der ElCom seit Beginn der Marktöffnung pro Netzebene erhoben. Seit etwa drei Jahren verwendet sie dabei durchgehend die gleiche Abgrenzung der Störungsursachen. Wie international üblich, ermöglicht die Abfrage eine Differenzierung der Kenngrössen für geplante und ungeplante Versorgungsunterbrüche und beinhaltet die Möglichkeit, Rückwirkungsstörungen sowie höhere Gewalt herauszurechnen. Die Definitionen zur Datenerhebung sind beispielsweise in der ElCom-Weisung 1/2013⁶⁸ beschrieben und erläutern unter anderem wie die von einer Störung betroffenen Endverbraucher bei Ursache in der Mittelspannung unter Berücksichtigung der nachgelagerten Netze, zu erheben sind. Neben der Dauer, Ursache und Anzahl der betroffenen Endverbraucher einer Störung erfassen die Netzbetreiber für Ursachen in der Höchst- bis zur Mittelspannung auch Angaben zur nicht gelieferten Energie. Mit den erhobenen Daten können sowohl die international üblichen Kenngrössen SAIDI, SAIFI und CAIDI pro Netzebene (MS und NS) berechnet werden als auch die nicht gelieferte Energie (ENS) für die (HöS, HS, MS).

Die bestehenden Abfragen zur Störungsstatistik sollten zukünftig weiterhin für die Bildung von Kenngrössen im Rahmen einer Qualitätsregulierung verwendet werden, da mit ihnen die relevanten Kenngrössen zur Netzzuverlässigkeit gebildet werden können. Bei der inhaltlichen Abgrenzung der Störungsursachen, die in die Kenngrössen einfließen, ist zu beachten welches Ziel mit der Kenngrössenbildung verfolgt werden soll. Aus Kundenoptik ist eine Differenzierung der Störungen in Ursachen, die vom Netzbetreiber zu verantworten sind und solche, die ausserhalb seines Einflussbereichs liegen, zweitrangig. Für Endverbraucher sind die Auswirkungen eines ungeplanten Unterbruchs unabhängig von der Störungsursache. Beim Einbezug in ein regulatorisches Anreizsystem sollten jedoch möglichst nur Störungen relevant sein, die vom Netzbetreiber beeinflusst werden können.

Um höhere Gewalt als Störungsursache aus den Kenngrössen herausrechnen zu können, sollte die bisherige Methode, bei der jeder Netzbetreiber die Ereignisse anhand eines Kriterienkatalogs

⁶⁸ ElCom (2013)

der ElCom einstuft, beibehalten werden. Die Alternative, wie sie in Österreich diskutiert wird, einzelne Ereignisse flächendeckend für alle Netzbetreiber aus der Statistik herauszurechnen, unabhängig von der tatsächlichen Betroffenheit der einzelnen Netzbetreiber, erscheint aufgrund der zahlreichen regionalen und lokalen Ereignisse wie Erdbeben oder Sturm wenig praktikabel für die Schweiz.

Um den Erhebungsaufwand nicht zu erhöhen und da möglichst drei- bis fünfjährige Mittelwerte verwendet werden müssten, um das Zufallselement zu reduzieren, sollen die Kenngrößen für Unterbrüche ab einer Dauer von drei Minuten gebildet werden, da diese Daten bereits seit drei Jahren vorliegen. Aufgrund der unterschiedlichen Struktureinflüsse auf die Referenzwerte der jeweiligen Netzebenen ist dabei zwischen Mittelspannung und Niederspannung zu unterscheiden. Da die geplanten Unterbrüche eher kurzfristig durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind als ungeplante Unterbrüche, sollten die zentralen regulatorischen Kenngrößen die geplanten Unterbrüche mitberücksichtigen. Für das Übertragungsnetz sind die relevanten Kenngrößen Informationen über die nicht gelieferte Energie, da Kenngrößen mit Bezug zum angeschlossenen Kunden für diese Netzebene aufgrund des nur indirekten Kundenbezugs nicht zielführend sind.

Aufgrund der Stochastik von Störungsereignissen ist eine Auswertung von Störungsstatistiken kleiner Netzbetreiber problematisch. Bereits bei den grossen Unternehmen, welche derzeit der ElCom Informationen zu Störungsereignissen zur Verfügung stellen, ist eine Mittelwertbildung über mehrere Jahre erforderlich, um zufällige Schwankungen etwas abzuschwächen. Je kleiner die Netzbetreiber, umso stärker fällt das Zufallselement ins Gewicht. Eine Ausweitung der Erhebung von Störungsereignissen auf kleine Netzbetreiber sollte daher vermieden oder mit möglichst wenig Aufwand verbunden sein. Beispielsweise könnte die Differenzierung der Störungsursachen eingeschränkt werden (beispielsweise nur geplante und ungeplante Störungen unterscheiden).

Mittelfristig ist zu prüfen, ob bei grossen Netzbetreibern auch Ereignisse mit einer Dauer unter drei Minuten ohne zu grossen Aufwand erhoben und ausgewertet werden können, da diese aus Kundensicht relevant sind und aufgrund der Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen an Bedeutung gewinnen. Eine Ausweitung der Datenabfrage zu den Störungsereignissen auf der Mittelspannungsebene, die eine Berechnung der ASIDI über die Bemessungsscheinleistung wie in Deutschland ermöglicht, erscheint aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit der Datenabfrage nicht erforderlich. Für die Schweiz wird auf der Mittelspannungsebene der SAIDI bereits ermittelt, welcher die Anzahl Kunden in den nachgelagerten Netzebenen berücksichtigt.

8.3.2 Berücksichtigung von Struktureinflüssen bei der Referenzwertbildung

Da die Anzahl der Versorgungsunterbrüche eher durch Massnahmen in der Vergangenheit beeinflusst wird als durch das aktuelle Verhalten der Netzbetreiber, sollten regulierungsrelevante Referenzwerte eher für die Dauer der Unterbrüche gebildet werden als für die Anzahl der Unterbrüche. Die Dauer einer Unterbrechung wird eher durch den aktuellen Ressourceneinsatz beeinflusst, während die Anzahl von Unterbrechungen eher durch Massnahmen in der Vergangenheit beeinflusst wird. Wirken sich Massnahmen erst in einem Zeitrahmen von 10 bis 15 Jahren aus, dürften zukünftige Pönalen infolge einer zukünftig schlechten Versorgungsqualität das Verhalten der Netzbetreiber nur eingeschränkt beeinflussen. Die Dauer unterliegt ausserdem weniger dem Zufallselement als die Anzahl der Ereignisse.

Um der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung zu tragen, sollten die Referenzwerte Strukturunterschiede der Netzbetreiber auf den verschiedenen Netzebenen berücksichtigen. Welche

Unterschiede konkret für die schweizerischen Netzbetreiber relevant sind, kann die ElCom auf Basis der bereits heute verfügbaren Daten prüfen. Aus der jährlich abgefragten «Kostenrechnung für Tarife» stehen Strukturdaten zur Verfügung, die um öffentlich verfügbare Informationen, insbesondere der Arealstatistik und Bevölkerungsstatistik für die einzelnen versorgten Gemeinden ergänzt werden. Die verfügbaren Daten erlauben eine Differenzierung vor allem auf der Niederspannungsebene, für welche mit den heutigen Abfragen zum Beispiel die Energiedichte, Bevölkerungsdichte oder Messpunktdichte ermittelt werden können. Die gleichzeitige Netzlast, die in Deutschland in Form der Lastdichte als Strukturmerkmal zur Erklärung der Mittel- und Niederspannungszuverlässigkeit verwendet wird, liegt nicht vor. Die Energiedichte auf der Mittelspannungsebene lässt sich tendenziell für die Netzbetreiber ermitteln, welche keine Rückspeisungen aus der Mittelspannung aufweisen. Für Netze mit Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen wird die Energiedichte im Rahmen der bisherigen Datenabfrage unterschätzt. Da die schweizerischen Netzbetreiber in der «Kostenrechnung für Tarife» wahlweise die Brutto- oder Nettoenergie angeben, können auch Einspeisungen in den nachgelagerten Netzebenen das Bild verzerren. Auf der Mittelspannungsebene könnte auf Basis der aktuellen Daten der Freileitungsanteil als Strukturmerkmal geprüft werden.

Eine Erweiterung der Abfrage von Strukturdaten (z. B. Netzlast, Rückspeisungen) wäre dann zu erwägen, wenn die Analyse ergibt, dass mit den aktuellen Informationen keine systematischen Zusammenhänge zwischen Versorgungsqualität und strukturellen Unterschieden abgebildet werden können. Ob bei der Berücksichtigung struktureller Unterschiede als Vergleichsmaßstab Gruppen ähnlicher Netzbetreiber oder ein funktionaler Zusammenhang herangezogen werden sollte, hängt mit der weiteren Verwendung in der Regulierung und von den empirischen Ergebnissen der Analysen auf Basis des Gesamtdatensatzes der ElCom ab. Je stärker die regulatorischen Eingriffe in Form von finanziellen Folgen für den Netzbetreiber, umso genauer muss der Referenzwert der Situation des Netzbetreibers gerecht werden.

8.3.3 Erhöhte Transparenz für wenige Indikatoren in der Sunshine-Regulierung

Im Rahmen der Sunshine-Regulierung ist die Publikation von Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit gegenüber Durchschnitts- beziehungsweise Referenzwerten strukturell «ähnlicher» Netzbetreiber und gegenüber dem gesamtschweizerischen Durchschnitt geplant. Die gegenüber der Kostenregulierung erhöhte Transparenz soll den Netzbetreibern Anreize geben, eine gute Qualität bereitzustellen. Da mit der Publikation keine finanziellen Anreize verbunden sind, die sich am volkswirtschaftlichen Optimum ausrichten können, ist die Wirkung (auch angesichts der nur langfristigen Beeinflussbarkeit der Netzzuverlässigkeit) unklar.

Falls die höhere Transparenz dazu führt, dass sich die Netzbetreiber an den besten Unternehmen ausrichten, kann dies beim bereits hohen Qualitätsniveau in der Schweiz zur Folge haben, dass mehr Ressourcen für die Bereitstellung der Versorgungsqualität eingesetzt werden, als volkswirtschaftlich optimal ist. Die Publikation von Kenngrößen gegenüber Referenzwerten sollte daher so begrenzt sein, dass sie keine Überaktivitäten der Netzbetreiber beanregt. Wichtig ist daher bereits in der Sunshine-Regulierung, dass strukturelle Einflüsse im Vergleichsmaßstab möglichst so berücksichtigt werden, dass sich die Unternehmen nicht an Qualitätsmaßstäben ausrichten, die für ihre individuellen strukturellen Voraussetzungen zu hohe Kosten implizieren. In einem ersten Schritt sollte die ElCom daher prüfen, ob Unterschiede in den individuellen Mehrjahresdurchschnitten der Qualitätskenngrösse mit Struktureinflüssen erklärbar sind und diesen Struktureinflüssen, wie geplant, bei der Publikation der Referenzwerte Rechnung tragen.

Aufgrund der unterschiedlichen Relevanz einzelner Struktureinflüsse für die Qualitätskenngrößen der verschiedenen Netzebenen, sollten die Kenngrößen für Mittel- und Niederspannung differenziert werden.⁶⁹ In einem ersten Schritt sollte der in Abschnitt 8.3.1 begründete SAIDI für geplante und ungeplante Unterbrechungen mit mehr als drei Minuten für die Publikation gegenüber den Referenzwerten verwendet werden, wobei aufgrund der Stochastik von Störungsereignissen ein mehrjähriger Durchschnitt zur verwenden ist. Ereignisse, die durch höhere Gewalt oder Rückwirkungsstörungen verursacht wurden, sollten aufgrund ihres exogenen, nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussenden Charakters darin nicht enthalten sein. Dabei kann auch der Verlauf über die Zeit als gleitender Durchschnitt gezeigt werden.

Ergänzend kann zur Information der Kunden, jedoch ohne Verbindung zu einem Referenzwert, auch die Ausfallhäufigkeit und die Ausfalldauer inklusive höherer Gewalt und Rückwirkungsstörungen für grosse Netzbetreiber als Aggregat publiziert werden. Zukünftig können, bei einer entsprechenden Ergänzung der Abfrage, auch Kenngrößen zu Ausfällen mit einer Dauer von weniger als drei Minuten dazukommen. Als Aggregate könnten auch Informationen zur nicht gelieferten Energie der Hochspannungsebene publiziert werden, wobei ebenfalls die historische Entwicklung dargestellt werden kann. Für kleine Netzbetreiber könnte mittelfristig eine undifferenzierte Erhebung der Störungen das Bild der Branchenentwicklung vervollständigen.

Für interne Zwecke kann die ElCom diese Kennzahlen auch für die einzelnen Netzbetreiber beobachten. Auch wäre – im Fall einer entsprechenden Datenabfrage – ein Vergleich der Entwicklung der Summe der kleineren Netzbetreiber gegenüber den grösseren Netzbetreibern möglich, so dass deren Qualitätsniveau aggregiert beobachtet werden könnte.

Im Rahmen der Diskussion des Service Public kann bereits in der Sunshine-Regulierung geprüft werden, ob kundenbasierte monetäre Kompensationen bei langen Ausfällen vorgesehen werden sollen.

8.3.4 Bonus-Malus-System frühestens ab zweiter Regulierungsperiode der Anreizregulierung

Die Verwendung der Kenngrößen und der Referenzwerte in der Anreizregulierung muss, wie in der Sunshine-Regulierung, der eingeschränkten Belastbarkeit bei der Messung der Versorgungszuverlässigkeit Rechnung tragen. Die zu berücksichtigenden Kenngrößen in der Anreizregulierung ergeben sich aus den Überlegungen zu den Kenngrößen in der Sunshine-Regulierung. In der Anfangsphase der Anreizregulierung, in der das Anzeielement in der Regulierungsformel gemäss Plänen des BFE nur ein kleines Gewicht hat, kann die Transparenzregelung aus der Sunshine-Regulierung beibehalten werden. Systembasierte monetäre Anreizsysteme in der Qualitätsregulierung sind erst dann zu erwägen, wenn das Anzeielement ein grosses Gewicht bekommt und die Qualitätsregulierung als Korrektiv zu den Effizienz- und Kostensenkungsanreizen wirken soll.

Bei der Referenzwertbildung sollten nach Möglichkeit Unstetigkeiten vermieden werden, wie sie durch eine Gruppenbildung entstehen, da diese in einem monetären Anreizsystem finanzielle Folgen für den Netzbetreiber haben. Bis zum Beginn der Qualitätsregulierung in einer Anreizregulierung liegen bereits Erfahrungen zur Bildung von Referenzwerten für die Kenngrößen

⁶⁹ Die Differenzierung ist international üblich, auch wenn, nicht immer beide Spannungsebenen in die Regulierung einfließen. Beispielsweise werden in Norwegen Kenngrößen zur Niederspannung nicht in der Qualitätsregulierung berücksichtigt. Dies ist dort auch bedingt durch die Verwendung der ENS als Input im Benchmarking, die für die Niederspannungsebene weniger zuverlässig ermittelt werden kann.

und zu deren Belastbarkeit vor. Bei der Suche nach einem funktionalen Zusammenhang zur Berücksichtigung der Netzstruktur in der Referenzwertbildung können diese Erfahrungen einfließen.

Um eine Abweichung der unternehmensindividuellen Durchschnittswerte vom Referenzwert monetär zu bewerten, sollte zunächst ein makroökonomischer Ansatz gewählt werden, bei dem die Produktivitätsverluste der Ausfallzeiten gemessen werden. Dabei besteht die Möglichkeit für unterschiedliche Kundentypen, d. h. insbesondere für die jeweils betroffenen Branchen, differenzierte Werte zu ermitteln. Eine noch differenziertere Betrachtung der Ausfallkosten nach verschiedenen Kundenkategorien wäre mithilfe mikroökonomischer Analysen, zum Beispiel anhand von Marktexperimenten möglich. Dabei werden im Vergleich zu den makroökonomischen Ansätzen weitere Nutzenverluste erfasst.

Sollen die Störungen differenziert für Kundentypen in die Regulierung einfließen, bedeutet dies einen grossen Aufwand für die Netzbetreiber, da dann auch die Betroffenheit von den Störungen jeweils differenziert für verschiedene Kundentypen geschätzt werden muss. Aufgrund des ebenfalls grossen Aufwands und den methodischen Herausforderungen bei der differenzierten Ermittlung von Nutzenverlusten für Kundentypen und der bestehenden Unsicherheit bei der Interpretation der Ergebnisse, ist der entsprechende grosse Aufwand bei den Netzbetreibern zur differenzierten Erfassung betroffener Kunden nicht zu rechtfertigen. Diese Erfassung wäre aber erforderlich, wenn man differenzierte Optima (vgl. Abbildung 8) zwischen dem Nutzen der Versorgungsqualität zum Beispiel für Gewerbekunden und Haushaltskunden und den entsprechenden Kosten zur Bereitstellung der Qualität erreichen möchte.

Obwohl, wie in der Sunshine-Regulierung, nur die grossen Netzbetreiber unter den Anreizmechanismus der Qualitätsregulierung fallen, sollte der Stochastik Rechnung getragen werden, indem Kappungsgrenzen bei der Pönalisierung beziehungsweise Belohnung der Versorgungszuverlässigkeit verwendet werden. Dabei gilt, dass die Kappungsgrenzen als Absicherung gegenüber zu starken Regulierungseingriffen umso grösser ausfallen müssen, je weniger belastbar die Datengrundlage zur Kenngrössen- und Referenzwertbildung ist. Dies zeigt, dass eine outputorientierte Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit aufgrund der erforderlichen Abwägungen zwischen Risiken durch Datenfehler, Stochastik und Sicherungsmechanismen wie Kappungsgrenzen nur sehr begrenzt auf ein volkswirtschaftliches Optimum hinwirken kann. Die Monetarisierung der Ausfallkosten genauso zu gestalten, dass davon Anreize zur angemessenen Investition in die Netzinfrastruktur ausgehen, ist nahezu unmöglich.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Sicherstellung adäquater Investitionsanreize im Regulierungssystem insgesamt an Bedeutung. Um die Investitionstätigkeiten zu prüfen und zu überwachen bieten sich dann vor allem die inputorientierten Ansätze der Regulierung der Versorgungszuverlässigkeit an. Monetär wirkende outputorientierte Ansätze können aufgrund der beschriebenen Herausforderungen nur begrenzt als Korrektiv eingesetzt werden.

8.3.5 Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit in der Schweiz

Die monetären Anreize können die Signalwirkung der outputorientierten Regulierung gegenüber einer Publikation des Qualitätsniveaus der einzelnen Netzbetreiber allenfalls erhöhen. Solen monetäre Anreize in der Qualitätsregulierung eingesetzt werden, erscheint die Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit in einem Bonus-Malus-System aufgrund der Messprobleme einfacher und zuverlässiger als die Berücksichtigung im Benchmarking. Aufgrund der Heterogenität der Schweizer Netzbetreiber dürfte ein adäquates Benchmarkingmodell komplex aus-

fallen, so dass eine zusätzliche Abbildung der Qualität die Modellfindung und Effizienzmessung erschweren kann, da zusätzlich die Qualität mit ihren Messproblemen im Benchmarkingmodell zu berücksichtigen wäre. Dies gilt auch, wenn die Qualität auf der Kostenseite ins Benchmarkingmodell einfließt. Tabelle 14 enthält eine Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit in der Schweiz

Tabelle 14 **Ausgestaltungsfragen der outputorientierten Regulierung der Netzzuverlässigkeit**

Fragengruppe	Antworten für die Schweiz
Kenngrosse	
Soll sowohl die Perspektive der Dauer einer Störung als auch die Häufigkeit berücksichtigt werden?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für die Regulierung der Qualitätsdimension sollte die Dauer berücksichtigt werden (geplant und ungeplant), da sie den aktuellen Ressourceneinsatz eher reflektiert als die Häufigkeit. Als Kenngrösse zur Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit der einzelnen Netzbetreiber sollte daher der SAIDI verwendet werden. In ein Monitoring der Branche kann auch der SAIFI einbezogen werden. ▪ Langfristig Monitoring auch von Ausfällen < 3 Min, MAIFI
Welche Spannungsebenen sollen berücksichtigt werden? Reicht eine Betrachtung der Mittel- und Niederspannungsebene aus? Wie ist die Datenqualität auf der Hochspannungsebene zu bewerten?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Störungsursachen sollten differenziert für einzelne Spannungsebenen berücksichtigt werden. Eine Betrachtung der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene reicht aus, um die Endverbraucheroptik abzudecken; Prüfung welche strukturellen Einflussfaktoren auf den einzelnen Netzebenen gelten. ▪ Daten zur Anzahl Kunden sind auf der HS schwieriger interpretierbar, daher nur Monitoring der nicht gelieferten Energie, Daten auf Basis von Schätzungen zum potenziellen Lastverlauf.
Wie soll mit Naturereignissen umgegangen werden und wie lassen sich Ereignisse höherer Gewalt abgrenzen? Wäre eine Regelung zu «regional auftretenden Störungen aufgrund von Naturereignissen» bzw. «Major event days, MED», wie sie in Österreich diskutiert werden, zielführend für die Schweiz? Können weitere Ursachen abgegrenzt werden, die exogen sind?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für Regulierungszweck aktuelle Abgrenzung pro Netzbetreiber beibehalten, österreichische Abgrenzung trägt lokalen Unterschieden zu wenig Rechnung bzw. wäre mit höherem Umsetzungsaufwand verbunden, wenn für regionale bzw. lokale Unterschiede korrigiert würde. ▪ Als weitere exogene Ursachen Rückwirkungsstörungen bei den Regulierungskenngrössen rausrechnen. ▪ Publikation globaler Kenngrössen sollte auch die Kundenoptik beinhalten und auch Kenngrössen inkl. höherer Gewalt und Rückwirkungsstörungen umfassen.
Sollen weitere Störungsdaten erfasst werden? Sollten alle Netzbetreiber die gleichen Störungsdaten erfassen wie die bisher gut 80 Netzbetreiber?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mittelfristig allenfalls auch Unterbrüche < 3 min. erfassen, wenn Relevanz aufgrund dezentraler Erzeugung zunimmt (bei grossen VNB) ▪ Detaillierte Erfassung für alle Netzbetreiber ist zu aufwändig, Daten wären aufgrund Stochastik nicht für die einzelnen Netzbetreiber interpretierbar ▪ Allenfalls Unterbrüche bei kleineren Netzbetreibern erfassen für Branchenmonitoring, aber keine starke Differenzierung nach Ursachen, um den Aufwand gering zu halten.
Welcher Indikator für die Netzzuverlässigkeit wäre für Swissgrid zielführend?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wie auf der HS-Ebene die nicht gelieferte Energie. ▪ Ein Monitoring ist ausreichend, da hier die inputorientierte Regulierung einen noch grösseren Stellenwert hat als auf den übrigen Netzebenen.
Referenzwert	
Sollen Referenzwerte separat für die Netzzuverlässigkeit der verschiedenen Spannungsebenen definiert werden? Sollen angesichts der strukturell sehr unterschiedlichen Netzbetreiber in der Schweiz, differenzierte Referenzwerte definiert werden und wie soll diese Differenzierung idealerweise erfolgen?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterschiedliche Referenzwerte pro Spannungsebene, damit strukturelle Einflüsse differenziert berücksichtigt werden können. ▪ Relevanz der Einflüsse anhand Datengrundlage der ElCom prüfen.

Fragengruppe	Antworten für die Schweiz
Sollen weitere als die bisherigen strukturellen Daten erhoben werden, um die Referenzwerte differenziert ausgestalten zu können?	<ul style="list-style-type: none"> Herleitung der Netzlast (dient in Deutschland der Ermittlung der Lastdichte als Strukturmerkmal) ist mit grösserem Aufwand verbunden, daher zunächst mit den vorhandenen Informationen die Struktur abbilden. Bei Bedarf Datenabfrage ergänzen.
Falls kleinere Unternehmen ebenfalls einer Regulierung der Netzzuverlässigkeit unterworfen werden, wie soll mit diesen aufgrund der unter Umständen hohen stochastischen Einflüsse bei der Definition von Referenzwerten umgegangen werden?	<ul style="list-style-type: none"> Kleine Unternehmen ausschliessen, um deren Erhebungsaufwand gering zu halten und der Stochastik Rechnung zu tragen; allenfalls summarische Auswertungen für die Gesamtheit kleiner Unternehmen im Sinne eines Monitoring durch die ElCom, dabei Erhebungsaufwand prüfen und beispielsweise Störursachen weniger differenziert erfassen
Monetarisierung	
Soll der VOLL zur Monetarisierung von Störungen und Ausfallzeiten mittels eines makroökonomischen Ansatzes oder über Kunden- bzw. Bevölkerungsbefragungen und einen mikroökonom. Ansatz bestimmt werden?	<ul style="list-style-type: none"> Bestimmung der VOLL zuerst mithilfe eines makroökonomischen Ansatzes, spätere Ergänzung mit mikroökonomischem Ansatz möglich.
Welcher Differenzierungsgrad soll bei der Ermittlung der monetären Werte angesetzt werden?	<ul style="list-style-type: none"> Der Differenzierungsgrad der monetären Werte hat Folgen für den Differenzierungsgrad der Erfassung der von einem Störungsereignis betroffenen Endverbraucher; möglichst geringer Differenzierungsgrad, um Erhebungsaufwand gering zu halten, da ohnehin Unschärfen in den Daten enthalten sind.
Anreizsystem	
Sollen lange Ausfälle den betroffenen Kunden entschädigt werden	<ul style="list-style-type: none"> Die Antwort ist im Rahmen der Service-Public-Diskussion zu geben
Sollte angesichts der Herausforderungen mit einem Effizienzvergleich generell in einem ersten Schritt eher ein Bonus-Malus-System für die Anreizsetzung im Bereich der Netzzuverlässigkeit umgesetzt werden?	<ul style="list-style-type: none"> Bevor nicht umfassende Erfahrungen mit dem Benchmarking vorliegen und klar ist, welche Heterogenitäten im Benchmarkingmodell berücksichtigt werden müssen, ist es zielführender einen Bonus-Malus mit Kappungsgrenzen als separates Instrument einzuführen.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Polynomics.

8.4 Outputorientierte Regulierung: Kommerzielle Qualität

Für die Schweiz liegen aktuell keine Informationen vor, in welchen Bereichen der kommerziellen Qualität Probleme vorliegen und welche Themen aus Sicht der Kunden wichtig erscheinen. Die kommerzielle Qualität wird von den Konsumenten bislang nicht thematisiert, so dass keine Hinweise auf ein suboptimales Qualitätsniveau in diesem Bereich vorliegen. Um den Umsetzungsaufwand sowohl auf Seite der Netzbetreiber beim Erfassen der Daten als auch auf Seite der Regulierungsbehörde bei der Auswertung der Daten zu begrenzen, sollte vor diesem Hintergrund zuerst der konkrete Regulierungsbedarf dieser Qualitätsdimension für die Schweiz geklärt werden.

8.4.1 Kenngrössen und Referenzwerte

In einem ersten Schritt ist eine Bevölkerungsbefragung durchzuführen, um die aus Kundensicht relevanten Dimensionen zu eruieren. Hier kann man sich an international angewandten Qualitätsindikatoren in den Dimensionen Netzanschluss, Kundenbetreuung, Technischer Service

sowie Messung und Rechnungsstellung orientieren und deren Wichtigkeit abschätzen. Wenn nur wenige der Befragten negative Erfahrungen mit den Leistungen ihres Netzbetreibers haben besteht die Gefahr, dass die Befragung hypothetisch ausfällt. Diesem Problem kann einerseits mit einer entsprechenden Ausgestaltung und Formulierung der Fragen begegnet werden. Andererseits lassen sich differenzierte Auswertungen für Personen «mit Erfahrung» und solche «ohne Erfahrung» durchführen. Diese Befragungen lassen sich regelmässig durchführen, damit sich die ElCom ein Bild über die aktuelle Einschätzung der kommerziellen Qualität durch die Bevölkerung respektive durch die Kunden machen kann. Bei Bedarf kann die ElCom in einem zweiten Schritt Indikatoren ableiten, die für ein systematisches Monitoring auf der Ebene der Netzbetreiber eingesetzt werden können. Die Auswahl der Kenngrössen ist dabei unabhängig vom unterstellten Regulierungsrahmen.

Des Weiteren wäre denkbar, eine Plattform bzw. Ombudsstelle einzurichten (z. B. bei der ElCom), über die Beschwerden der Endverbraucher gesammelt bearbeitet werden könnten. Damit erhält die ElCom unabhängig von Bevölkerungsbefragungen Informationen zu allfälligen Qualitätsproblemen, die je nach Relevanz die Erhebung von Kenngrössen bei den Netzbetreibern begründen können.

Die relevanten Daten zur kommerziellen Qualität wären, sofern ein Regulierungsbedarf geortet wird, bei den Netzbetreibern zu erheben. Grundsätzlich können dabei alle, auch die kleinen Netzbetreiber, einbezogen werden. Damit dies praktikabel ist, sollten möglichst einfache Informationen abgefragt werden (z. B. Kanal und Vorlaufzeit bei der Kommunikation geplanter Unterbrüche). Alternativ könnten die Kunden jedes Netzbetreibers zur Zufriedenheit mit der kommerziellen Qualität befragt werden, was aber angesichts der vielen kleinen Netzbetreiber nicht praktikabel scheint.

Sofern die Bevölkerungsbefragungen einen Regulierungsbedarf ergeben, können Referenzwerte gebildet werden. Je nach Regulierungsansatz können diese Referenzgrössen für die Gesamtservicequalität eines Netzbetreibers oder in einzuhaltenden Mindeststandards bestehen. Die Referenzwerte zur Gesamtservicequalität, welche von den Netzbetreibern in den relevanten Aspekten der kommerziellen Qualität einzuhalten sind, können, wie auch die relevanten Kenngrössen selbst, anhand einer Bevölkerungsbefragung ermittelt werden (z. B. tolerierte Obergrenzen für Wartezeiten). Alternativ wäre eine Orientierung am Durchschnitt oder einem anderen Lagemass aller Schweizer VNB möglich. Referenzwerte für Mindeststandards, die von den Netzbetreibern eingehalten werden müssen und die für das Auslösen von direkten Kompensationszahlungen für betroffene Kunden gelten, sollten mittels Bevölkerungsbefragung ermittelt werden.

8.4.2 Anreizsystem

Erst wenn ein Überblick über wichtige und gegebenenfalls problematische Qualitätsdimensionen und zu den relevanten Referenzwerten vorliegt, ist zu prüfen, in welcher Form ein allfälliges Anreizsystem ausgestaltet werden kann und an welchen Referenzwerten die Netzbetreiber gemessen werden.

Die schwächste Form der Regulierung besteht darin, Kennzahlen von der Regulierungsbehörde überwachen zu lassen. Eine Stufe weiter ginge es, ausgewählte Kennzahlen zu publizieren, damit die Kunden – ähnlich wie beim bestehenden Tarifvergleich – Informationen über die relative Position des eigenen Netzbetreibers gegenüber dem Durchschnitt oder vergleichbaren Netzbetreibern ableiten können. Diese Form der Transparenz als Anreizsystem kann bei Bedarf bereits in der Sunshine-Regulierung angewendet werden.

Da ein Netzbetreiber mit relativ wenigen Mitteln eine Verbesserung in dieser Qualitätsdimension erreichen kann, ist bereits durch die Transparenz eine gewisse Anreizwirkung zu erwarten. Dies gilt insbesondere dann, wenn in der Wahrnehmung der Kunden ein Zusammenhang zwischen Netzbetreiber und Energielieferant besteht, wie dies beim Unbundlinggrad in der Schweiz der Fall ist bzw. wenn bereits durch die Eigentümerstruktur eine öffentliche Kontrolle vorliegt. Nur wenn nach Einsatz der Transparenzmassnahmen keine Besserung eintritt, sind Kompensationszahlungen für betroffene Kunden zu erwägen. Die Höhe der Kompensationen könnte wiederum aus Befragungen ermittelt werden (mikroökonomischer Ansatz zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaften). Die Zahlungen sollten automatisch durch den Netzbetreiber erfolgen, ohne dass der betroffene Endverbraucher einen Antrag stellen muss, wenn es sich um Aspekte handelt bei denen die Qualitätsmängel vom Netzbetreiber beobachtet werden können. Die Regulierung der kommerziellen Qualität ist nur für VNB relevant, da der ÜNB keinen direkten Bezug zum Endverbraucher hat. Eine Berücksichtigung der kommerziellen Qualität in systembasierten Anreizen wird international nur vereinzelt angewendet und wirkt wenig spezifisch auf einzelne Dimensionen der kommerziellen Qualität. Ein solcher Ansatz wäre erst bei einer andauernden Qualitätsverschlechterung in den Dimensionen der kommerziellen Qualität für die Schweiz zu erwägen.

8.4.3 Übersicht zu den Ausgestaltungsfragen der Regulierung der kommerziellen Qualität in der Schweiz

Tabelle 15 Ausgestaltungsfragen der Regulierung der kommerziellen Qualität

Fragengruppe	Antworten für die Schweiz
Kenngrossen	
In welchen Bereichen der kommerziellen Qualität liegen überhaupt Qualitätsprobleme vor, die eine Regulierung implizieren?	<ul style="list-style-type: none"> Für die Schweiz liegen diesbezüglich derzeit keine Informationen vor.
Welches sind die aus Sicht der Kunden relevanten Qualitätsdimensionen der kommerziellen Qualität? In welcher Form lassen sich diese eruieren?	<ul style="list-style-type: none"> Für die Schweiz liegen diesbezüglich derzeit keine Informationen vor. Die Wichtigkeit könnte anhand von repräsentativen Bevölkerungsbefragungen eruiert werden.
Sollen verschiedene Phasen der Regulierung der kommerziellen Qualität unterschieden werden, indem mit einem reduzierten Indikatorensatz gestartet wird, welcher dann bei Bedarf weiter ausgedehnt werden kann, sollten sich zukünftig Qualitätsprobleme einstellen?	<ul style="list-style-type: none"> Der Bedarf müsste erst durch eine Bevölkerungsbefragung herausgefunden werden, die regelmässig wiederholt werden kann, um Änderungen Rechnung tragen zu können.
Soll der (reduzierte) Indikatorensatz von allen Netzbetreibern erfasst werden oder ist eine Differenzierung nach grossen und kleinen Netzbetreibern angesichts des Erfassungsaufwands zielführend?	<ul style="list-style-type: none"> Alle VNB können einbezogen werden, solange es sich um einfach erfassbare Daten mit informativem Charakter handelt (z. B. Kanal und Vorlaufzeit bei der Kommunikation geplanter Unterbrüche).
Referenzwert	
Wenn Indikatoren für die kommerzielle Qualität erfasst werden, an welchen Referenzwerten sollen sich diese orientieren?	<ul style="list-style-type: none"> Für Gesamtservicequalität eines Netzbetreibers relativ zu anderen Netzbetreibern (z. B. Branchendurchschnitt) Für Mindeststandards durch Bevölkerungsbefragung eruieren.
Monetarisierung	
Wenn Direktzahlungen an Kunden aufgrund Nichteinhalten von Standards der kommerziellen Qualität eingeführt werden sollen, woran soll sich die Höhe der Zahlungen orientieren?	<ul style="list-style-type: none"> Durch Bevölkerungsbefragung eruieren (mikroökonomisch).
Ist eine Differenzierung der Direktzahlungen für nicht eingehaltene Standards der kommerziellen Qualität nach Kundenkategorien erwünscht und umsetzbar?	<ul style="list-style-type: none"> Eine Differenzierung wäre möglich, wobei eine starke Differenzierung angesichts des damit implizierten Erfassungsaufwands unverhältnismässig wäre.
Anreizsystem	
Sollen Abweichungen von Standards der kommerziellen Qualität pönalisiert werden oder reicht – zumindest in einer ersten Phase – ein Monitoring mit Transparenzvorschriften im Sinne eines «Shame and Blame»?	<ul style="list-style-type: none"> Die kommerzielle Qualität wird aktuell von den Konsumenten nicht als problematisch portiert, daher zuerst prüfen, ob und welche Themen erfasst und überwacht werden sollen. Sollten Qualitätsmängel aus Kundensicht festgestellt und als dauerhaftes Problem eingestuft werden, können Kompensationszahlungen vorgesehen werden (kundenbasierter Ansatz). Systembasierte Anreize wirken wenig spezifisch.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Polynomics.

9 Referenzen

9.1 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Accent und Ofgem (2008), Expectations of DNOs & Willingness to Pay for Improvements in Service, Final Report, Juli 2008.
- Averch, H. und L.L. Johnson (1962), Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint, The American Review 52, No. 5, pp, 1052-1069.
- BDEW (2014), Stellungnahme Evaluierung Anreizregulierung, 28.07.2014. (Vgl. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/\\$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf).)
- BET und Dynamo Suisse (2014), Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz, Kostenbasis und Modell für kleine Netzbetreiber, Capex Bereinigung und gleicher Startwert in eine Anreizregulierung, Abschlussbericht, Bundesamt für Energie, Ittigen (unveröffentlicht).
- BFE (2015), Grundelemente einer Anreizregulierung – AG Anreiz- und Qualitätsregulierung, Foliensatz für das Stakeholdermeeting Revision StromVG, 22. Januar 2015, Bundesamt für Energie, Ittigen .
- Bliem, M. (2005), Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz, IHSK Diskussionspapier 02/2005, Institut für Höhere Studien, Kärnten, Klagenfurt.
- BNetzA (2015), Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, Bonn.
- BNetzA (2014), Versorgungsqualität, Vortrag im Rahmen des 3. Workshops zur Evaluierung der Anreizregulierung, 12. Juni 2014 (http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/%20DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/3ter_Workshop/Versorgungsqualit%C3%A4t.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- CEER (2012), 5th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, Brüssel.
- Consentec/FGH/Frontier Economics (2010), Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) zur Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 20. Oktober 2010.
- De Nooij, M., C. Bijvoet und C. Koopmans (2007), The Value of Supply Security: The Cost of Power Interruptions: Economic Input for Damage Reductions and Investment in Networks, Energy Economics 29, 277–295.
- E-Bridge, Brattle Group und EC-Group (2006), 4. Referenzbericht Anreizregulierung. Konzept einer Qualitätsregulierung, Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur, 7. April 2006, Bonn.
- E-Bridge (2014), Internationale Regulierungssysteme. Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, 18. August 2014, Bonn.

- E-Control (2012), Ausfalls- und Störungsstatistik. Ausfüllhilfe für die Datenerhebung, Stand Dezember 2012, Version 2.4.
- ElCom (2013), Weisung 1/2013 der ElCom, Pflicht der Netzbetreiber zur Erfassung und Einreichung der Daten über die Versorgungsqualität im Jahr 2014, 14. November 2013.
- ElCom (2014a), ElCom Informationsveranstaltung für Netzbetreiber 2014 (Foliensatz).
- ElCom (2014b), Stromversorgungsqualität 2013. Auswertung der von der ElCom erhobenen Versorgungsunterbrechungen.
- ElCom (2015), ElCom Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber 2015 (Foliensatz).
- ElCom (2015), Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014.
- Filges, Leukert et al. (2011), Benchmarking Transparenz – nicht nur im letzten Jahr der Regulierungsperiode wichtig!, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(3).
- FNN (2013), Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland.
- Frontier Economics (2015), Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten, Bundesamt für Energie, Ittigen.
- Leukert, K., H. Telsler, P. Mahler und S. Vaterlaus (2008), Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich, Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie, Bern.
- London Economics (2013), The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain, Final report for OFGEM and DECC, Juli 2013.
- Ofgem (2009), Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals - Incentives and Obligations, Ref: 145/09, 07, Dezember 2009.
- Rührnössl, U. und R. Görlich (2014), Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in der derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilnetzbetreiber, E-Control Working Paper No. 01/2014.
- Schmidthaler, M., J. Reichl und F. Schneider (2012), Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor, in Perspektiven der Wirtschaftspolitik 13(4): 308-336.
- Viljainen, S., K. Tahavanainen et al. (2004), Regulation of electricity distribution business, Nordic Distribution and Asset Management Conference 2004, Espoo, Finland.
- VSE (2014), Distribution Code Schweiz, Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes, Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, DC-CH.
- VSE (2014), Mehrjahrespläne für Netze NE2 und NE3, Raster zur Erarbeitung von Mehrjahresplänen, Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, MJP-CH, Ausgabe März 2014.

9.2 Gesetzesverzeichnis

Schweiz

Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG, SR 743.7), Stand 1. Juli 2012.

Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV, SR 734.71).

Deutschland

Gesetz vom 7. Juli 2005 über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG).

Verordnung vom 29. Oktober 2007 über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung, ARegV).

Österreich

Österreichische Elektrizitätsstatistikverordnung vom 1. November 2007.

Internetquellen

Strompreis-Webseite der ElCom:

<http://www.strompreis.elcom.admin.ch>

Fragebögen zur Datenerfassung für die Monitoringberichte der BNetzA in Deutschland:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_2014/Monitoringbericht_2015_node.html

Veröffentlichte Daten der norwegischen Netzbetreiber:

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Varsel-om-inntektsrammer-2014/>

Details zu Berechnungsweise und Ansätze für die Ausfallkosten nach verschiedenen Kundenkategorien in Norwegen:

<http://www.nve.no/PageFiles/5548/Inkludering%20av%20kortvarige%20avbrudd%20i%20KILE-ordningen%20-%20metode%20for%20justering%20av%20nettselskapenes%20inntektsramme.pdf?epslanguage=no>

10 Abkürzungsverzeichnis

AHK	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung (Deutschland)
ASIDI	Average System Interruption Duration Index (durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Jahr; (Bezugsgrösse ist Bemessungsscheinleistung).
ASIFI	Average System Frequency Duration Index (durchschnittliche Störungshäufigkeit pro Jahr; typw. Bemessungsscheinleistung statt Anzahl Letztverbraucher als Bezugsgrösse)
AT	Österreich
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Deutschland)
BFE	Bundesamt für Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur (Regulierungsbehörde u.a. für Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index (durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro betroffener Kunde/Jahr)
CEER	Council of European Energy Regulators
CEMI	Customers Experiencing Multiple Interruptions (Kunden mit mehreren Störungen pro Jahr)
CI	Customers Interrupted (Anzahl Kunden, die von einer Störung betroffen sind)
CML	Customer Minutes Lost (Dauer der Unterbrechung pro Kunde)
CY	Zypern
CZ	Tschechien
D	Deutschland
DC CH	Distribution Code Schweiz
DEA	Data-Envelopment-Analyse (Benchmarkingmethode zur Bestimmung der relative Effizienz von Netzbetreibern mittels eines linearen Optimierungsansatzes)
DK	Dänemark
EE	Estland

ECA	Energie Control Agentur (Regulierungsbehörde für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in Österreich)
EICom	Elektrizitätskommission
ENS	Energy not supplied/delivered (nicht gelieferte Energie aufgrund von Versorgungsunterbrechungen)
END	
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Deutschland)
FI	Finnland
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb (Ausschuss für die Erarbeitung von Anwendungsregeln und technischen Hinweisen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Übertragungs- und Verteilungsnetze in Deutschland)
FR	Frankreich
GR	Griechenland
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HU	Ungarn
IE	Irland
IT	Italien
LU	Luxemburg
LV	Lettland
MAIFI	Momentary Average Interruption (Event) Frequency Index (Kenngrösse für Störungen unter 3 Minuten)
MAIFIE	
MC	Marginal Costs (Grenzkosten)
MED	Major Event Day (Kenngrösse zur Abgrenzung von Störungen mit besonders hohem Ausmass)
MS	Mittelspannungsebene (Netzebene 5)
MU	Marginal Utility (Grenznutzen)
NL	Niederlande
NO	Norwegen
NS	Niederspannungsebene (Netzebene 7)

Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (Regulierungsbehörde Vereinigtes Königreich)
OLS	Ordinary-Least-Squares Regression
PL	Polen
PT	Portugal
PÜ	Preisüberwacher
RIIO-Regulierung	Revenue = Incentives + Innovation + Output (Regulierungssystem im Vereinigten Königreich für die Stromnetzbetreiber für die fünfte Periode der Anreizregulierung)
RO	Rumänien
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (Störungsdauer) pro Kunde/Jahr)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Kunde/Jahr)
SE	Schweden
Seco	Staatsekretariat für Wirtschaft
SI	Slovenien
SK	Slowakei
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
Swissgrid	Übertragungsnetz
UK	Vereinigtes Königreich
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber
VOLL	Value of Lost Load (monetäre Bewertung einer Einheit nicht gelieferter oder ausgefallener Energie; typischerweise berechnet über einen makroökonomischen Ansatz Wertschöpfung der Volkswirtschaft/Stromverbrauch)

VSE	Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (durchschnittlicher Kapitalkostensatz zur Berechnung der Zinskosten)
WAS	Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten

www.polynomics.ch
polynomics@polynomics.ch

Telefon +41 62 205 15 70
Fax +41 62 205 15 80