

Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilernetzbetreiber

E-Control Working Paper No. 01/2014

Autoren:

Ulrich Rührnößl*

Roland Görlich*

*Die Autoren sind beide für die Abteilung Tarife der Energie-Control Austria tätig und geben ihre persönliche Meinung wieder, welche sich nicht mit der Position der Energie-Control Austria decken muss und daher kein Präjudiz für entsprechende Entscheidungen der Regulierungsbehörde darstellt.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | EINLEITUNG | 4 |
| 2 | PROBLEMAUFRISS UND LITERATURÜBERBLICK | 5 |
| 3 | REGULATORISCHE HERAUSFORDERUNG IN BEZUG AUF DIE VERSORGUNGSQUALITÄT | 12 |
| 4 | QUALITÄTSDIMENSIONEN, -INDIKATOREN UND DEREN REGULATORISCHE VERWENDUNG | 14 |
| 4.1 | Definition der Versorgungszuverlässigkeit | 14 |
| 4.2 | Definition der Spannungsqualität | 15 |
| 4.3 | Definition der kommerziellen Qualität | 15 |
| 4.4 | Grundlagen zur regulatorischen Behandlung von Qualitätsaspekten | 16 |
| 5 | ÖSTERREICHISCHER RECHTSRAHMEN SOWIE DERZEITIGE BERÜCKSICHTIGUNG VON QUALITÄTSASPEKTEN IM RAHMEN DER REGULIERUNG | 19 |
| 5.1 | Kommerzielle Qualität | 21 |
| 5.2 | Festlegungen in Bezug auf die Spannungsqualität | 21 |
| 5.3 | Versorgungszuverlässigkeit - Datenverfügbarkeit und Beschreibung der Datengrundlage | 22 |
| 5.4 | Deskriptive Analyse bisheriger Verfügbarkeitskennzahlen | 26 |
| 6 | MONETÄRE BEWERTUNG VON VERSORGUNGSUNTERBRECHUNGEN | 27 |
| 7 | STRUKTURELLE EINFLÜSSE AUF DIE VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT | 29 |
| 8 | AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN | 34 |
| 8.1 | Explizite Berücksichtigung im Rahmen eines Q-Elements | 34 |
| 8.2 | Implizite Berücksichtigung im Rahmen des Effizienzvergleichs | 39 |
| 8.3 | Gegenüberstellung der beiden Ausgestaltungsvarianten – explizite und implizite Berücksichtigung der Versorgungsqualität | 45 |

8.4 Kombinierte Berücksichtigung und Bewertung der Ausgestaltungsvarianten im österreichischen Regulierungskontext 46

9 WÜRDIGUNG UND ZUSAMMENFASSUNG 49

10 AUSBLICK 51

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| ABBILDUNG 1: VOLKSWIRTSCHAFTLICHES OPTIMUM DER VERSORGUNGSQUALITÄT | 13 |
| ABBILDUNG 2: VERTEILUNG DER ASIDI-WERTE FÜR AUSGEWÄHLTE ÖSTERREICHISCHE STROMVERTEILERNETZBETREIBER | 27 |
| ABBILDUNG 3: EINFLUSSFAKTOREN DER VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT, QUELLE: CONSENTEC (2013). S. 27..... | 30 |
| ABBILDUNG 4: STRUKTURELLE EINFLUSSGRÖßEN ZUR BESCHREIBUNG DER NICHT-VERFÜGBARKEIT UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON 36 STROMVERTEILERNETZBETREIBERN | 32 |
| ABBILDUNG 5: KLASSIFIZIERUNG IN ÜBER- UND UNTERDURCHSCHNITTliche NICHT-VERFÜGBARKEITEN BZW. AUSFALLSKOSTEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN STRUKTURVARIABLEN UND FUNKTIONALEN FORMEN FÜR AUSGEWÄHLTE 36 VERTEILERNETZBETREIBER | 33 |
| ABBILDUNG 6: GESCHÄTZTE FUNKTIONSVERLÄUFE DES REFERENZWERTES BEI UNTERSCHIEDLICHEN PARAMETRIERUNGSANSÄTZEN..... | 37 |
| ABBILDUNG 7: AUSWIRKUNGEN EINES EXPLIZITEN Q-ELEMENTS BEI UNTERSCHIEDLICHEN PARAMETRIERUNGSVERFAHREN | 38 |
| ABBILDUNG 8: OLS SCHÄTZERERGEBNISSE MIT UND OHNE EINBEZIEHUNG DER AUSFALLSKOSTEN IN KALKULATORISCHER UND STANDARDISIERTER SICHT | 42 |
| ABBILDUNG 9: HISTOGRAMM UND VERÄNDERUNG DER EFFIZIENZWERTE NACH EINBEZIEHUNG DER EXOGENEN KOSTEN VON VERSORGUNGSUNTERBRECHUNGEN IN DEN EFFIZIENZVERGLEICH | 43 |
| ABBILDUNG 10: DESKRIPTIVE STATISTIK DER EFFIZIENZWERTE MIT UND OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER EXOGENEN KOSTEN VON VERSORGUNGSUNTERBRECHUNGEN (UNTER BEST-OF ABRECHNUNG). | 44 |
| ABBILDUNG 11: AUSWIRKUNG DER EINBEZIEHUNG DER VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT IN DEN EFFIZIENZVERGLEICH | 44 |
| ABBILDUNG 12: GEGENÜBERSTELLUNG DER ANSÄTZE DER EXPLIZITEN UND IMPLIZITEN BERÜCKSICHTIGUNG DER VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT ALS VERHÄLTNIS ZUR KALKULATORISCHEN KOSTENBASIS..... | 45 |

Abstract

Auf Basis regulierungsökonomischer Überlegungen liegt es nahe, dass Anreizregulierungssysteme durch die starke Orientierung an Effizienzsteigerungszielen und des damit einhergehenden Kostensenkungsdrucks mitunter zu einer Verringerung der Versorgungsqualität im Bereich der Energienetze beitragen können. Obwohl empirische Untersuchungen hinsichtlich dieses Kausalitätszusammenhangs zwar oftmals nicht eindeutig sind, haben sich zahlreiche Regulatoren dennoch dafür entschieden, Qualitätsaspekte im Rahmen der Regulierung zu berücksichtigen und damit negativen Effekten entgegenzuwirken bzw. vorzubeugen. Die Möglichkeiten reichen von einem Monitoring evtl. kombiniert mit Veröffentlichungen über die Definition von Qualitäts-(Mindest-)Standards bis hin zu einem explizitem Q-Element oder der impliziten Berücksichtigung im Rahmen eines Effizienzvergleichs. Im Bereich der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber wurden zwar entsprechende Mindeststandards definiert, eine Nichteinhaltung bleibt jedoch derzeit noch ohne monetäre Konsequenzen. Darüber hinaus werden derzeit ausschließlich aggregierte Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen veröffentlicht, auf deren Grundlage ein Rückschluss auf das netzbetreiberspezifische Qualitätsniveau nicht möglich ist und keine weitreichenden Anreizwirkungen zu erwarten sind. Das vorliegende Papier zeigt Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des derzeitigen Systems hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit auf. Es wird dargelegt, dass die Wirkungsrichtung bei der Verwendung eines expliziten Q-Elements einerseits sowie der impliziten Berücksichtigung im Benchmarking andererseits durchaus vergleichbar ist und beide Varianten grundsätzlich als positive Weiterentwicklungen im Sinne der Branche zu verstehen sind, wenngleich einzelne Unternehmen entsprechende Abschläge bzw. Renditeeinbußen auf Basis ihres vergleichsweise niedrigen Qualitätsniveaus hinnehmen müssen. Es wird zudem diskutiert, weshalb im derzeitigen österreichischen Regulierungskontext der alleinigen Berücksichtigung im Rahmen des Effizienzvergleichs der Verzug gegenüber einem Q-Element bzw. einer Kombination aus beiden Ansätzen zu geben ist und wie eine entsprechende Umsetzung im Rahmen des österreichischen Regulierungssystems aussehen könnte.

1 Einleitung

Das österreichische Anreizregulierungssystem für Stromverteilernetzbetreiber wurde im Jahr 2006 eingeführt und befindet sich derzeit in der dritten Regulierungsperiode. Es ist primär darauf ausgerichtet, langfristig ein effizientes Gebaren der regulierten Netzbetreiber sicherzustellen, indem Anreize gewährt werden, bestehende Ineffizienzen über einen vorab festgelegten Zeitraum abzubauen. Hierzu findet aktuell im Rahmen der dritten Anreizregulierungsperiode eine ex-ante Determinierung von Kostenanpassungsfaktoren verbunden mit einer zeitweisen Entkoppelung von tatsächlichen Kosten und regulatorischen Kosten (gemäß Regulierungspfad) über die Dauer einer Regulierungsperiode von (derzeit) fünf Jahren (01.01.2014 bis 31.12.2018) statt. Während dieser Periode sind die Netzbetreiber gefordert, entsprechende Kosteneinsparungen umzusetzen, um die Hälfte der festgestellten Ineffizienzen zu beseitigen. Kernelemente dieses Anreizregulierungsregimes sind demnach einerseits ein Effizienzvergleich, welcher die unternehmensindividuellen Kostensenkungsvorgaben determiniert und andererseits die Dauer der Entkoppelung, währenddessen die regulierten Netzbetreiber durch ein effizientes Gebaren in der Lage sind, regulatorische Übergewinne (über die regulatorischen Eigenkapitalkosten hinausgehende Renditen) zu erzielen, sofern die Vorgaben früher bzw. stärker (als die regulatorische Vorgabe) erfüllt werden.

Wenngleich die derzeitigen Vorgaben durch eine Kappung der Mindesteffizienz bei 72,5% sowie die Streckung der Aufholung der Mindesteffizienz auf die doppelt Dauer der Regulierungsperiode (10 Jahre) als relativ moderat angesehen werden können, besteht aus regulatorischer Sicht die theoretisch aufgezeigte und empirisch teilweise belegte Befürchtung (vgl. hierzu Kapitel 2), dass dieser Anreiz zu Kosteneinsparungen zu Lasten der Versorgungsqualität gehen könnte. Obwohl durch die im Verordnungswege festgelegten Mindeststandards für die Versorgungsqualität (vgl. NetzdienstleistungsVO Strom 2012 sowie Diskussion in Kapitel 5) eine gute Ausgangsbasis geschaffen wurde, sieht das aktuell zur Anwendung gebrachte Regulierungssystem derzeit noch keine Berücksichtigung von Qualitätsaspekten - weder im Rahmen des Effizienzvergleichs noch in der allgemeinen Regulierungsformel - vor. Dieser Zustand sorgt auch in der akademischen Literatur für entsprechende Verwunderung (vgl. Reichl et. al. 2008). – Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Branchenvertretung Österreichs Energie (vormals VEÖ) bereits im Jahre 2004 darauf hingewiesen hat,

dass Tarifsenkungen zu einer Reduktion der Versorgungszuverlässigkeit und damit zu einer Gefährdung des österreichischen Wirtschaftsstandortes führen würden. Die Branchenvertretung spricht sich daher dafür aus, dass Netztarife neben Investitionen auch Versorgungssicherheit gewährleisten müssen (vgl. hierzu VEÖ 2004).

Auf Basis dieser Ausgangslage - nach Identifikation eines potentiellen Fehlanreizes - stellt sich daher aus regulatorischer Sicht die Frage, wie diesem generell begegnet werden kann und ob bestimmte Eingriffe in den Anreizregulierungsrahmen in Bezug auf die Ausgestaltungsoptionen aus theoretischer Sicht zum gewünschten Ziel - einem volkswirtschaftlichen Optimum von Versorgungsqualität und Preis – führen können. Ziel eines optimalen Regulierungsrahmens muss demnach nicht nur darin bestehen, Wohlfahrtsverluste in der Folge von überhöhten Preisen aufgrund von Ineffizienzen zu verhindern, sondern auch die Versorgungsqualität in die Analyse einzubeziehen und diese selbst zu einem volkswirtschaftlichen Optimum zu führen. Dieses Optimum ist jedenfalls dann gegeben, wenn die Grenzkosten einer Steigerung der Versorgungsqualität dem Grenznutzen dieser Steigerung entsprechen.

Ziel des vorliegenden Arbeitspapiers ist es, Optionen für eine umfassendere Einbeziehung von Qualitätsaspekten im Rahmen des derzeitigen bzw. eines zukünftigen Regulierungsrahmens aufzuzeigen und somit eine explizite bzw. implizite Einbeziehung von Qualitätsaspekten im Rahmen der Ermittlung von Systemnutzungsentgelten zu ermöglichen. Zu diesem Zwecke wird zu Beginn die grundsätzliche Problematik hinsichtlich Qualität in Zusammenhang mit dem Konzept der Anreizregulierung sowie die derzeitige Situation in Österreich diskutiert (siehe Abschnitte 2 bis 5). Den Kern der Arbeit bildet die Diskussion über mögliche Varianten zur Weiterentwicklung der derzeitigen bzw. zukünftigen Regulierungssystematik unter einer weiterführenden Berücksichtigung von Qualitätsaspekten, wobei der Fokus auf der Qualitätsdimension Versorgungssicherheit liegt. Hierzu wird ein Vergleich zwischen einer expliziten Berücksichtigung von Qualitätsaspekten im Rahmen eines Q-Elements und einer impliziten Berücksichtigung im Effizienzvergleich angestellt (siehe Abschnitt 8.3). Weiters wird diskutiert, ob eine Kombination der beiden Ansätze grundsätzlich als zweckmäßig anzusehen ist und welcher Ansatz aus Sicht der Autoren im derzeitigen österreichischen Kontext für sinnvoll erachtet wird (siehe Abschnitte 8.4 und 9).

2 Problemaufriss und Literaturüberblick

Entsprechend der ökonomischen Theorie zeichnen sich Monopole generell durch ein von Wettbewerbsmärkten abweichendes Preis- sowie Outputniveau aus. Das Optimum wird einerseits durch überhöhte Preise (vgl. beispielsweise Lerner 1934, Hicks 1935 oder Coase 1972) bzw. einen zu niedrigen Output (vgl. z.B. Posner 1975) verzerrt, weshalb als Folge Marktversagen bzw. Wohlfahrtsverluste („deadweight-losses“) auftreten. Als weitere nachteilige Effekte können ein schwerfälliges und unflexibles Management (vgl. Alchian und Kessel 1962), bestehende X-Ineffizienzen in Form von Ressourcenvergeudung durch den generell fehlenden Wettbewerb (vgl. Leibenstein 1966), das eingeschränkte Innovationsverhalten (vgl. Gilbert und Newbery 1982) sowie auch ein generell niedriges Qualitätsniveau sowie die eingeschränkte Lebensdauer von erzeugten Produkten im Speziellen (vgl. Swan 1970 sowie Mussa und Rosen 1978) genannt werden. Die angeführten Charakteristika lassen sich grundsätzlich auch auf eine spezielle Form von Monopolen, die sogenannten „natürlichen Monopole“ übertragen. Diese zeichnen sich durch eine sub-additive Kostenfunktion bzw. das Vorhandensein von

Skalenerträgen aus (vgl. beispielsweise Baumol et. al. 1977), weshalb es aus ökonomischer Perspektive sinnvoll ist, lediglich einen Anbieter (besagtes Monopol) am Markt zuzulassen (vgl. Joskow 2007).¹ Die genannten Charakteristika treffen jedenfalls auf Verteilernetze im Energiebereich zu, weshalb diese als natürliche Monopole zu klassifizieren sind.

Um die durch Monopolsituationen generierten ineffizienten Zustände zu korrigieren (siehe obige Diskussion) bzw. um einen (effizienten) marktähnlichen Zustand zu simulieren, stehen grundsätzlich zwei Alternativen zur Verfügung. Einerseits besteht die Möglichkeit einer staatlichen Kontrolle des natürlichen Monopols durch entsprechendes Eigentum bzw. andererseits die Kontrolle eines privaten Monopols durch Regulierung (vgl. Demsetz 1968, Schmalensee 1979, Train 1991 und Boettke 1994). Aufgrund fehlender Anreize für effizientes Verhalten bzw. Kostenminimierung in Staatbetrieben – insbesondere wenn keine anderweitigen politischen Gründe existieren - kann der Regulierungsoption der Vorzug gegeben werden. Die Regulierung von natürlich Monopolen kann wiederum selbst anhand verschiedener Ansätze erfolgen. Im Bereich der Regulierung von Energienetzen kommen in der Praxis hauptsächlich Renditeregulierungs- bzw. Kosten-Plus- (vgl. Averch und Johnson 1962, Wellisz 1963 und Leland 1974), Anreiz- (vgl. Littlechild 1983 und 1988, Joskow und Schmalensee 1986) sowie Yardstickmodelle (Schleifer 1985, Agrell et. al. 2005 sowie Meran und Hirschhausen 2009) zum Einsatz. Die genannten Regulierungssysteme unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich ihrer formalen Ausgestaltung sondern auch in ihrer Wirkung auf die Investitionstätigkeit der Unternehmen sowie den einhergehenden Qualitätsniveaus. Während im Rahmen der Renditeregulierung die Unternehmen generell den Anreiz haben zu viel zu investieren (vgl. Averch und Johnson 1962) kann ein starker regulatorischer Anreiz für Kosteneinsparungen – der Hauptzweck von Anreizregulierungssystemen liegt in der Steigerung der Effizienz² - dazu führen, dass notwendige Instandhaltungsmaßnahmen sowie Investitionen unterlassen werden. Entsprechend dem ökonomischen Grundsatz, dass rational handelnde Akteure nach der Maximierung des eigenen Nutzens streben, kann das System der Anreizregulierung - vor allem langfristig und mit einem entsprechenden Zeitverzug - zu Lasten der Versorgungsqualität gehen (vgl. hierzu beispielsweise Growitsch et al 2010). Eine Reduktion des Qualitätsniveaus im Zeitverlauf kann somit als eine versteckte Form der Preiserhöhung seitens des regulierten Unternehmens interpretiert werden, da der Kunde gleich viel für eine schlechtere Leistung zu bezahlen hat (vgl. Currier 2007).

Auf theoretischer Basis wurden das Verhältnis von reguliertem Preis zu Qualität sowie das obig diskutierte Verhalten des regulierten Monopolisten bereits von Spence (1975), Sheshinski (1976) oder Brennan (1989) diskutiert. Empirische Untersuchungen welche den Zusammenhang zwischen Regulierungsregimen, Investitionsmaßnahmen und einhergehenden Qualitätsniveaus betrachten, finden sich in größerer Anzahl vorrangig im Bereich der regulierten Telekom- und Elektrizitätssektoren. Während sich die Forschung im Telekommunikationsbereich bereits vergleichsweise frühzeitig (vgl. Tardiff and Taylor 1993) und umfänglich mit der Auswirkung von Regulierungsregimen – insbesondere der Anreizregulierung - auf die Performance der Unternehmen (auch hinsichtlich Qualität) auseinandergesetzt hat, finden sich im Strombereich erst in den letzten Jahren eine wachsende Zahl an entsprechenden Beiträgen. Eine Auswahl an relevanter theoretischer sowie empirischer Literatur dieser beiden Sektoren ist

¹ Eine subadditive Kostenfunktion auf Basis von Skaleneffekten sieht wie folgt aus: $K_1(x_1 + x_2) < K_2(x_1) + K_3(x_2)$, dh. die Erzeugung der Mengen x_1 sowie x_2 in einem Unternehmen (K_1) ist günstiger als die getrennte Produktion in zwei unterschiedlichen Unternehmen (K_2 und K_3).

² Das System der Regulierung – hier im speziellen die Anreizregulierung, welche den Informationsvorsprung und den Profitmaximierungsgedanken der Unternehmen ausnutzt - kann nach freien Marktkräften als zweitbeste Lösung verstanden werden (vgl. beispielsweise Reichl et. al. 2008 oder Jamasb und Nepal 2014).

in Tabelle 1 dargestellt. Die generelle Betrachtung der dargestellten Studienergebnisse liefert kein eindeutiges Bild hinsichtlich der Auswirkung des implementierten Regulierungsregimes auf das Qualitätsniveau. Während einige Analysen einen *negativen* Zusammenhang zwischen Qualität und anreizbasierten Regulierungsregimen nahelegen (im Telekombereich beispielsweise Uri 2003 sowie Resende und Façanha 2005; im Strombereich Ter-Martirosyan 2003, Reichl et. al. 2008 für zwei von drei betrachteten Qualitätsindikatoren, Ter-Martirosyan und Kwoka 2010 sowie Cambini et. al. 2012), finden andere Analysen *keine* (z.B. im Telekombereich Roycroft und Garcia-Murrilo 2000, Banerjee 2003 sowie Zimmerman 2003; im Elektrizitätsbereich beispielsweise Jamasb und Pollitt 2007) bzw. sogar eine *positive* Wirkung der Anreizregulierung (z.B. im Strombereich Ajodhia et. al. 2006). Auch wurden teils widersprüchliche Ergebnisse (je nach betrachtetem Qualitätsindikator) generiert (im Telekombereich vgl. Ai et al. 2004 sowie Ai C. und Sappington, D.E.M. 2005; im Strombereich wird im Rahmen der Analysen meist nur auf einen Qualitätsindikator abgestellt, weshalb detaillierte Ergebnisse meist fehlen. - Reichl et. al. betrachten verschiedene Indikatoren und finden negative Effekte, wobei das Ergebnis für einen Indikator jedoch nicht signifikant ist). Sappington (2003), welcher verschiedene empirische Studien analysiert, kommt zu einem ähnlichen Schluss: eindeutige Aussagen hinsichtlich des Wirkungszusammenhangs zwischen Regulierungssystem und Qualitätsniveau sind kaum möglich.

| <i>Betrachtete Infrastruktur</i> | <i>Autor(en)</i> | <i>Fragestellung des Artikels</i> | <i>Erkenntnisse</i> |
|----------------------------------|-----------------------------------|--|---|
| <i>Theoretische Literatur</i> | | | |
| - | Averch, H.; Johnson, L. L. (1962) | Analyse des Verhaltens eines <i>renditeregulierten</i> Unternehmens. | Renditeregulierte Unternehmen haben den Anreiz Inputlevels zu wählen, welche vom minimalen Kostenlevel abweichen um ihren Profit zu maximieren. Dies führt zu einem ineffizienten Verhältnis zwischen Kapital- und Arbeitsinsatz bei gegebenem Output. |
| - | Spence, A. M. (1975) | Betrachtung der Qualität in Zusammenhang mit der Preisfestsetzung eines nicht-regulierten und eines regulierten (auf Basis <i>Renditenregulierung</i>) Monopolisten. | Renditenregulierung führt zu einer Erhöhung des Kapitalstocks, was wiederum die Qualität erhöht (falls diese kapitalintensiv ist). Das Qualitätsniveau verringert sich, falls dieses auf dem Input Arbeit beruht. |
| - | Sheshinski, E. (1976) | Modellüberlegungen zur Abbildung sozial optimaler Qualitäts- und Mengenniveaus im Monopolbereich. | Die profit-maximierenden Entscheidungen eines Monopolisten weichen grundsätzlich von einem sozialen Optimum ab. Falls der Monopolist seine Preise so setzen kann, um von jedem Kunden die individuelle Bewertung zusätzlicher Qualität abzuschöpfen, ergibt sich ein soziales Optimum. Falls von allen Konsumenten jedoch nur ein einheitlicher Preis für zusätzliche Qualität angesetzt werden kann, führt dies zu Verzerrungen des Optimums. |
| - | Brennan, T. (1989) | Theoretische Betrachtung der Wirkungsweisen von <i>Preisobergrenzen</i> . | Falls das Qualitätsniveau vom Unternehmen selbst bestimmt werden kann und die Preisobergrenze nicht in gewisser Weise an die Qualität gebunden ist, bieten Preisobergrenzen den Anreiz die Produktqualität zu verringern. |
| - | Weisman, D. L. (2005) | Theoretische Betrachtung des Zusammenhangs zwischen <i>Preisobergrenzenregulierung</i> und Qualität im Wettbewerbsmarkt (es ist also anzumerken, dass davon ausgegangen wird, dass das Unternehmen die Nachfrage beeinflussen kann). | Der Anreiz in Qualität zu investieren ist durch die Höhe der Preisobergrenze bedingt – eine niedrigere Preisobergrenze reduzieren erwartete Erlöse aus durch höhere Qualität bedingter Nachfrage. Der Anreiz die Qualität unter einer <i>Preisobergrenzenregulierung</i> zu verringern, kann durch das Engagement in komplementären Wettbewerbsmärkten abgemildert werden. Erlösteilungsmechanismen generieren Anreize, welche zu einer Reduktion der Qualität führen können. Ergebnisbeteiligung führt zu verstärkten Investitionen in Qualität. Informationen (Veröffentlichung) über die Qualitätsperformance eines regulierten Unternehmens generieren Anreize zur Qualitätsverbesserung. |
| <i>Empirische Literatur</i> | | | |
| <i>Telekom</i> | Tardiff, T und Taylor W. (1993) | Die Autoren analysieren den Effekt von Qualitätsstandards indem sie zwischen <i>Anreizsystemen</i> mit und ohne der Berücksichtigung von Standards (in verschiedenen US-Bundesstaaten) in den Jahren 1990 und 1991 unterscheiden. Im | Die Autoren kommen zum Schluss, dass im Jahr 1990 das Qualitätsniveau in Bundesstaaten ohne Anreizregulierung höher war als in jenen ohne. Allerdings war die Qualität in jenen Bundesstaaten mit Anreizregulierung unter der Berücksichtigung von Qualitätsstandards höher als in jenen |

| | | | |
|---------------------|--|---|---|
| | | Rahmen des Vergleichs stellen sie auf einen Index basierend auf verschiedenen Qualitätsindikatoren ab. | ohne. Darüber hinaus ist die Qualität durch die Implementierung von Standards innerhalb der Anreizregulierung zwischen 1990 und 1991 stark gestiegen. |
| | Kridel et. al. (1996) | Analysiert werden empirische Studien hinsichtlich der Performance der <i>Anreizregulierung</i> im US Telekommunikationsbereich. Sie betrachten dabei Auswirkungen auf die Produktivität, Investitionen in die Infrastruktur, Unternehmensgewinne, Durchdringungsraten, Serviceangebote und Servicequalität. | Es wird gezeigt, dass die Produktivität, Investitionen in die Infrastruktur, Unternehmensgewinne, die Durchdringung mit Telefonen, die Anzahl an neuen Serviceangeboten unter der Anwendung von Anreizsystemen gestiegen sind. Die Serviceentgelte sind generell stabil geblieben bzw. leicht gesunken, das Qualitätsniveau ist nicht negativ beeinflusst worden. |
| | Roycroft, T. R. und Garcia-Murillo M. (2000) | Analyse des Einflusses von Wettbewerb, Regulierung, technischem Fortschritt und Unternehmenszusammenschlüssen auf die Qualität anhand eines Regressionsmodells. | Es kann kein signifikanter negativer Einfluss einer <i>Anreiz- bzw. Preisobergrenzenregulierung</i> auf die Qualität nachgewiesen werden. |
| | Ai, C. und Sappington, D.E.M. (2002) | Die Autoren untersuchen den Einfluss der <i>Anreizregulierung</i> (betrachtet werden verschiedene Anreizsysteme) in verschiedenen US Bundesstaaten auf Netzmodernisierung, Investitionen, Erlöse, Kosten, Gewinne und lokalen Serviceentgelten in der US Telekommunikationsindustrie im Zeitraum 1986-1999. | Obwohl verschiedene <i>Anreizsysteme</i> betrachtet werden, lassen sich einige allgemeine Erkenntnisse ableiten. Netz Modernisierungen werden eher unter Anreizsystemen (Preisobergrenzenregulierung, Sharing- und Moratoriumsmechanismen) als unter Renditeregulierung durchgeführt. Kosten sowie Entgelte für Geschäftskunden sind tendenziell unter Anreizsystemen geringer. Erlöse, Gewinne, Investitionen und Endkundentarife unterscheiden sich nicht systematisch zwischen Anreiz- und Renditeregulierung. |
| | Banerjee, A. (2003) | Vergleich der Qualität unter <i>Rendite- und Anreizregulierung</i> im lokalen US (Retail)Telekommunikationsbereich, Verwendung von 12 Kriterien für Qualität, Analyse von Paneldaten für 49 Unternehmen im Zeitraum 1991-1999 anhand von Granger Causality Tests. | Ein Absinken der durchschnittlichen Qualität konnte für den Übergang von einer <i>Rendite- zur Anreizregulierung</i> nicht nachgewiesen werden, bzw. konnte sogar eine (Qualitäts-) Verbesserung unter der Anreizregulierung beobachtet werden. Nichtsdestotrotz kam es im betrachteten Zeitraum zu einer Zunahme an Konsumentenbeschwerden. |
| | Uri, N. D. (2003) | Der Autor untersucht den Einfluss der Anreizregulierung (Preisobergrenze) auf die Servicequalität (es werden verschiedene Indikatoren betrachtet) im Telekommunikationsbereich im Zeitraum 1991-2000 (Anreizregulierung wurde 1991 eingeführt). Die Analyse erfolgt anhand deskriptiver Analysen sowie Korrelationsanalysen (zwischen Qualitätsindikatoren und begrenzten Preisen) für 7 Unternehmen. | Die Ergebnisse der Analyse zeigen einen deutlichen negativen Effekt der Preisobergrenzenregulierung auf die erbrachte Servicequalität. Um dem Problem zu begegnen, schlägt der Autor eine Berücksichtigung eines Qualitätsparameters im Rahmen der Regulierungsformel vor. |
| | Zimmerman, P. R. (2003) | Untersucht das Qualitätsanpassungsverhalten im Bereich des US (Wholesale)Telekommunikationssektors anhand einer Paneldatenanalyse (fixed effects) für die Jahre 1996-2011. | Es konnte kein signifikanter Einfluss der <i>Anreizregulierung</i> auf die Qualität im (Wholesale)Telekommunikationsbereich nachgewiesen werden. |
| | Sappington, D.E.M. (2003) | Der Autor analysiert die bisherige empirische Literatur hinsichtlich der Auswirkungen der <i>Anreizregulierung</i> auf die Servicequalität im Telekommunikationsbereich. | Der Autor kommt zum Schluss, dass auf Basis der existierenden Literatur keine eindeutigen Aussagen hinsichtlich des Zusammenhangs des Anreizregulierungssystems und der Servicequalität möglich sind. Es gibt keinen einzigen Qualitätsparameter für welchen alle Studien zum gleichen Ergebnis gelangen. Darüber hinaus werden 10 Vorschläge präsentiert, die aus Sicht des Autors in künftigen Untersuchungen berücksichtigt werden sollten. |
| | Ai et al. (2004) | Einfluss der <i>Anreizregulierung</i> auf Qualität in der US Telekommunikationsindustrie (Retailbereich) anhand einer Paneldatenschätzung (fixed effects) zwischen 1991 und 2002. | Der Effekt der <i>Anreizregulierung</i> ist nicht eindeutig – während für einige Qualitätsdimensionen eine Reduktion der Performance verzeichnet wird, steigt die Qualität in anderen Dimensionen. |
| | Resende, M. und Façanha, L. O. (2005) | Qualität im Fokus einer <i>Preisobergrenzenregulierung</i> im lokalen US (Retail)Telekommunikationsbereich im Zeitraum 1996-1998. Schätzung von Qualitäts-Effizienzgrenzen mittels DEA unter Verwendung einer Hauptkomponentenanalyse sowie statistischer Tests. | Ergebnisse lassen ein Absinken des Qualitätsniveaus unter einer <i>Preisobergrenzenregulierung</i> vermuten. |
| | Ai C. und Sappington, D.E.M. (2005) | Effekt der <i>Anreizregulierung</i> auf die Qualität im US (Retail)Telekommunikationssektor anhand einer Literaturstudie bzw. der Analyse von Qualitätsindikatoren im Zeitverlauf (1991-2002). | Es kann kein eindeutiger bzw. systematischer Zusammenhang zwischen <i>Anreizregulierung</i> und Qualität abgeleitet werden. Während die Qualität in einigen Dimensionen fällt, steigt sie für andere. |
| <i>Elektrizität</i> | Spann, R. M. (1974) | Überprüfung der Averch-Johnson Hypothese anhand einer trans-log Produktionsfunktion mit Daten regulierter Elektrizitätsunternehmen. | Die Hypothese von Averch-Johnson konnte empirisch bestätigt werden. |
| | Ter-Martirosyan (2003) | Untersucht den Wechsel von einer <i>Renditeregulierung</i> zu einer <i>Anreizregulierung</i> im Elektrizitätssektor zwischen 1993 und 1999 auf Basis einer Paneldatenanalyse (78 Unternehmen aus 23 US-Bundesstaaten). Betrachtet werden zwei | Die Studie weist einen negativen Effekt der <i>Anreizregulierung</i> auf die Qualität nach, da die Anreizregulierung zu einem Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer führt, falls Qualität nicht im Rahmen der Regulierung berücksichtigt wird. Weiters wird durch einen Kostenvergleich (Wartungs- |

| | | | |
|--|-----------------------------------|--|--|
| | | Qualitätsdimensionen: durchschnittliche Unterbrechungsdauer sowie Häufigkeit der Ausfälle. | und Instandhaltungskosten pro Kunde) zwischen Unternehmen nachgewiesen, dass während der Anreizregulierungsphase die Wartungs- und Instandhaltungskosten jener Unternehmen ohne Qualitätsstandards gesunken sind – dies kann zu weiteren negativen Qualitätseffekten führen. |
| | Giannakis et. al. (2005) | Benchmarking Analyse unter Berücksichtigung von Qualität im Bereich der Stromverteilernetze für den Zeitraum 1991/92 und 1998/99. Ermittlung der technischen Effizienz mittels DEA und Produktivitätsänderung im Zeitverlauf mittels Malmquist Indices unter Qualitätsberücksichtigung. | Kosteneffiziente Unternehmen verfügen nicht notwendigerweise über eine hohe Qualität und Effizienzwerte von reinen kostenbasierten Modellen zeigen keine hohen Korrelationen mit qualitätsbasierten Modellen. Studienergebnisse zeigen, dass Qualitätsverbesserungen einen wesentlichen Beitrag zum generellen Produktivitätsfortschritt des Sektors geleistet haben. Weiters ist laut Autoren qualitätsbasierten Benchmarkingmodellen gegenüber reinen kostenbasierten Modellen der Vorzug zu geben. |
| | Ajodhia et. al. (2006) | Analyse des italienischen <i>Qualitätsanreizsystems</i> (auf Basis der Nichtverfügbarkeit) im Zeitraum 2000-2003 auf Basis von Experteninterview bzw. der Analyse von historischen Verfügbarkeitskennzahlen. | Die Versorgungssicherheit in Italien ist durch eine anreizbasierte Qualitätsregulierung deutlich gestiegen. Der Großteil der Anstrengungen zur Qualitätsverbesserungen war kapitalintensiv – Investitionen in Qualitätsverbesserungsmaßnahmen wurden stark erhöht. |
| | Jamasb, T. und Pollitt, M. (2007) | Diskussion der Erfahrungen mit <i>Anreizregulierung</i> im Bereich der Stromverteilernetze in Großbritannien. | Während Kosten, Preise und Netzverluste während der <i>Anreizregulierung</i> seit 1990 gesenkt wurden, konnte das Qualitätsniveau beibehalten werden. Es muss angemerkt werden, dass das Anreizregime bereits Qualitätselemente beinhaltet und daher kein Vergleich zwischen Zeiträumen mit und ohne Qualitätsregulierung angestellt wird. |
| | Fumagalli et. al. (2007) | Untersucht den Zusammenhang zwischen Privatisierungen und dem Qualitätsniveau im italienischen Stromverteilernetzbereich für den Zeitraum 1998-2004 anhand einer Regressionsanalyse. | Die Übertragung von Unternehmensanteilen an private Investoren führt zu keinen Qualitätseinbußen. Stärkere Macht des Managements (Trennung von Eigentum und Kontrolle) führt zu einer Qualitätsreduktion. Der Einfluss der Qualitätsregulierung wird nicht explizit untersucht, jedoch wird bestätigt, dass die <i>Qualitätsregulierung</i> dazu beiträgt, das Qualitätsniveau hoch zu halten. |
| | Reichl et. al. (2008) | Untersucht wird der Effekt der <i>Regulierung</i> (Rate of Return Regulierung im Untersuchungszeitraum) bzw. einhergehender Tarifanpassungen auf das Qualitätsniveau österreichischer Stromverteilernetzbetreiber mittels einer Panelregression (fixed effects). Betrachtet wird ein unbalanciertes Sample von 12 Unternehmen für den Zeitraum 2002 bis 2005. Untersucht wird der Einfluss zahlreicher Erklärungsvariablen, wie Netzlänge, Verkabelungsgrad, Siedlungs- und Verbrauchsparameter, zahlreiche Wetterparameter sowie in einem der geschätzten Modelle auch der Netztarif des Vorjahres. Als abhängige Variablen dienen die Qualitätsindikatoren SAIDI, SAIFI und CAIDI. | Die empirische Analyse zeigt einen signifikant (5%-Niveau) negativen Effekt einer Tarifanpassung im Jahr t-1 auf die Indikatoren SAIDI und CAIDI im Jahr t. Obwohl das Ergebnis für den SAIFI Wert ebenfalls das von den Autoren erwartete negative Vorzeichen aufweist, ist der Effekt nicht signifikant. Die Autoren schließen, dass sich Tarifreduktionen bereits kurzfristig negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken und sprechen sich dafür aus, dass Qualitätsregulierungsmechanismen im Rahmen des österreichischen Regulierungsrahmens zu implementieren wären. |
| | Ter-Martirosyan und Kwoka (2010) | Die Autoren untersuchen US Stromverteilernetzbetreiber im Zeitraum 1993-1999 hinsichtlich eines Zusammenhangs zwischen Anreizregulierung und Versorgungsunterbrechungen. Verwendet wird eine Random-Effects-Panelschätzung, da ein unbalanciertes Panelset vorlag in dem nicht alle Unternehmen einer Anreizregulierung unterlagen (23 von 78 Unternehmen) und nicht alle Unternehmen Qualitätsstandards (16 Unternehmen) umzusetzen hatten. Um den kausalen Zusammenhang zwischen Ausgaben der Unternehmen und Qualität näher zu untersuchen werden zudem Instrumentenvariablen sowie ein zweistufiges Schätzverfahren verwendet. | Das Modell deutet auf einen negativen Effekt der Anreizregulierung auf die Versorgungsqualität hin. Interessanterweise fördert die Anreizregulierung die Dauer der Versorgungsunterbrechung während sich die Häufigkeit an Unterbrechungen nicht notwendigerweise erhöht. Zudem zeigt sich keine Verschlechterung der Versorgungsqualität unter der Verwendung von Qualitätsstandards. Die Autoren kommen zum Schluss, dass die sorgfältige Konzeption von Qualitätsstandards in der Lage ist, negative Effekte der Anreizregulierung auf die Versorgungsqualität zu verhindern. |
| | Giannakis et. al. (2005) | <i>Effizienzanalyse</i> unter Berücksichtigung von Qualität im Bereich der Stromverteilernetze für den Zeitraum 1991/92 und 1998/99. Ermittlung der technischen Effizienz mittels DEA und Produktivitätsänderung im Zeitverlauf mittels Malmquist Indices unter Qualitätsberücksichtigung. | Kosteneffiziente Unternehmen verfügen nicht notwendigerweise über eine hohe Qualität und Effizienzwerte von reinen kostenbasierten Modellen zeigen keine hohen Korrelationen mit qualitätsbasierten Modellen. Studienergebnisse zeigen, dass Qualitätsverbesserungen einen wesentlichen Beitrag zum generellen Produktivitätsfortschritt des Sektors geleistet haben. Weiters ist laut Autoren qualitätsbasierten Benchmarkingmodellen gegenüber reinen kostenbasierten Modellen der Vorzug zu geben. |
| | Yu et. al. (2007) | Die Autoren erweitern das Modell von Giannakis et. al (2005). Untersucht wird die Entwicklung der <i>Effizienz</i> der 14 britischen Verteilernetzbetreiber im Zeitraum 1990/91 bis 2003/04. Es werden hierbei | Während die Kosteneffizienz der Unternehmen innerhalb der ersten beiden Preiskontrollphasen (1990/91-1994/95 sowie 1995/96-1999/00) gestiegen ist, ist sie in der dritten Periode |

| | | | |
|--|----------------------------------|---|---|
| | | verschiedene DEA-Spezifikationen (Variation der Inputs und Outputs unter CRS Spezifikation) verwendet. Neben der Berücksichtigung verschiedener Kostenbasen wird auch der Effekt der Qualitätsberücksichtigung sowie der Berücksichtigung der Netzverluste untersucht. Weiters wird durch die Verwendung von Inputpreisen eine Unterscheidung in technische und allokativen Effizienz vorgenommen. | (2000/01-2004/05) wieder leicht gesunken. Die Korrelation der Effizienzwerte reiner Kostenmodelle mit Modellen welche die Ausfallsminuten als separaten Input enthalten, ist relativ gering. Die Autoren interpretieren dies als Indiz für einen möglichen trade-off zwischen Kosten und Versorgungsqualität. Während die technische Effizienz der Unternehmen in den betrachteten 15 Jahren stark gestiegen ist, weist die Analyse eine relativ geringe allokativen Effizienz der Unternehmen aus, dh. dass Unternehmen, die zwar ihre Mittel (Inputs) effizient verwenden, nicht notwendigerweise einen optimalen Input-Mix (Verteilung der Ressourcen auf Ausgaben, Netzverluste und Qualität) wählen. Die Autoren folgern, dass die jeweilig vorherrschenden Regulierungsregime unzureichende Anreize setzen, sozio-optimale Input-Levels bereitzustellen. Die Autoren sprechen sich in diesem Zusammenhang für einen holistischen Benchmarkingansatz – die gemeine Berücksichtigung von Gesamtkosten, Verlusten und Qualität im Gegensatz zu einem rein OPEX-basierten Modell aus. |
| | Coelli et. al. (2008) | Die Autoren schätzen „Input-Distanz-Funktionen“ mittels SFA und DEA um den Effekt des Qualitätsparameters „Anzahl Versorgungsunterbrechungen“ im Rahmen des <i>Effizienzvergleichs</i> zu untersuchen. Untersucht werden Paneldaten für 92 französische Stromverteilernetzbetreiber im Zeitraum 2003-2005. | Die empirischen Ergebnisse (sowohl auf Basis DEA und SFA) zeigen keinen signifikanten Effekt der Qualitätsvariable auf die durchschnittliche technische Effizienz der Unternehmen. |
| | Yu et. al. (2009) | Untersuchen den Einfluss von Wetter- und Klimabedingungen auf die <i>Qualität und Effizienz</i> von Stromnetzbetreibern und diskutiert, wie diese in der <i>Anreizregulierung</i> bzw. im Benchmarking berücksichtigt werden sollen. Verwendet wird eine Faktorenanalyse um Wetterfaktoren zusammenzufassen, DEA um Effizienzwerte zu errechnen und eine Second-stage Regressionsanalyse (Tobitregression) um den Effekt der einzelnen bzw. der zusammengefassten Wetterfaktoren zu testen. | In einigen Modellen haben Wettereffekte einen signifikanten Einfluss auf die Qualitäts- bzw. Kostenperformance der Unternehmen. Jedoch sind die Effekte im Effizienzvergleich oftmals gering und führen mitunter zu einer Nichtberücksichtigung anderer Outputs – Wettereffekte substituieren beispielsweise die Netzlänge. Die Autoren sprechen sich jedenfalls für eine Ausweitung von Benchmarkingmodellen um die Berücksichtigung von Qualitätsaspekten aus. |
| | Growitsch et. al. (2010) a. | Untersucht wird die Berücksichtigung von Ausfallkosten im Rahmen von <i>Benchmarkingmodellen</i> am Beispiel von norwegischen Verteilernetzbetreibern mittels DEA auf Basis eines Paneldatensatzes für den Zeitraum 2001-2004. Diskutiert wird weiters die Anreizwirkung dieses indirekten Regulierungsinstruments. | Die Internalisierung von Ausfallkosten im Rahmen des Benchmarkings spielt keine wesentliche Rolle bei der Bestimmung der Kosteneffizienz von norwegischen Verteilernetzbetreibern – die ermittelten Effizienzwerte verändern sich kaum durch die Berücksichtigung der Ausfallkosten bzw. ist die Änderung nicht signifikant (wird mittels Wilcoxon Rangsummentest überprüft). Die Kosten von Qualität sind eher vernachlässigbar, was auch dadurch bestätigt wird, dass die Differenz zwischen TOTEX und SOTEX nahezu Null beträgt. |
| | Growitsch et. al. (2010) b. | Das Papier analysiert den Effekt geographischer und wetterbedingter Faktoren sowie unbeobachteter Heterogenität auf die <i>Effizienz</i> von 128 norwegischen Verteilernetzbetreibern im Zeitraum 2001-2004. Verwendet werden rund 100 geographische und wetterbedingte Variablen, welche mittels Faktoranalyse zu Faktoren verdichtet werden. In Folge werden verschiedene Effizienzschätzungen unter der Berücksichtigung von Ausfallkosten im Rahmen der Kostenbasis vorgenommen. | Der Fokus des Artikels liegt auf geographischen und wetterbedingten Effekten – der Effekt der Berücksichtigung der Ausfallkosten im Benchmarking bildet keinen expliziten Untersuchungsgegenstand. Die verschiedenen Modelle werden jeweils mit „sozialen Kosten“ (Summe aus OPEX+CAPEX+Ausfallkosten) geschätzt. Deskriptive Analysen zeigen, dass die „sozialen Kosten“ im Zeitraum 2001-2004 kontinuierlich gesunken sind, wobei die Gesamtkosten gesunken die Ausfallkosten jedoch gestiegen sind. Die Autoren ziehen den naheliegenden Schluss, dass die sozialen Kosten zur Bereitstellung geringerer Qualität niedriger sind als die sozialen Kosten zur Bereitstellung eines höheren Qualitätsniveaus. |
| | Bagdadioglu und Senyücel (2010). | Im Rahmen einer <i>Effizienzanalyse</i> wird der Effekt der Versorgungsqualität (auf Basis Versorgungsunterbrechungen/Kunde) anhand einer „Stochastic Frontier Analyse (SFA)“ unter der Verwendung von „Input-Distanz-Funktionen“ auf Basis eines balancierten Samples (20 Unternehmen) für den Zeitraum 2002-2007 untersucht. | Die Berücksichtigung der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Kunde führt zu einer Reduktion der Effizienzwerte bei kleinen, mittleren sowie großen Unternehmen. Während die Durchschnittseffizienz bei dem Modell ohne Qualitätsberücksichtigung gesamthaft bei 79% liegt, weist das Modell unter Qualitätsberücksichtigung eine Durchschnittseffizienz von 65% aus. |
| | Cambini et. al. (2012) | Die Autoren untersuchen anhand der Gegenüberstellung von DEA Modellen, inwiefern die <i>Effizienzwerte</i> durch die Berücksichtigung der Versorgungsqualität beeinflusst werden. Hinsichtlich der Qualitätsberücksichtigung sehen die Autoren 3 Möglichkeiten: Anzahl der Unterbrechungen als separaten Input, Kosten plus Bestrafung und Kosten minus Belohnung aus Q-Element sowie Kosten plus | Die Ergebnisse der Studie zeigen einen signifikanten Einfluss (statistischer Test auf die Differenz der Effizienzwerte) der Qualität auf die Effizienzwerte. Während durchschnittlich im Zeitverlauf 46 Zonen einen höheren Effizienzwert ausweisen, werden 57 Zonen durch die Berücksichtigung der Ausfallkosten schlechter gestellt - dh geringere Kosten gingen zu Lasten der Qualität. In den verbleibenden Zonen |

| | | | |
|--|-------------------------|---|--|
| | | Ausfallskosten. Die Autoren sprechen sich für die letztgenannte Option aus. Ein reines Kostenmodell wird somit mit einem Kosten/Qualitätsmodell (Kosten+Ausfallkosten) verglichen. Betrachtet wird ein umfassendes und balanciertes Panel für den Betrachtungszeitraum 2004 bis 2009 welches 115 verschiedene geographische Zonen des größten italienischen Verteilernetzbetreibers (Enel Distribuzione) umfasst. | kam es zu keiner Änderung. |
| | Çelen und Yalçın (2012) | In ihrer Studie bestimmen die Autoren die <i>Effizienz</i> von 21 türkischen Stromverteilernetzbetreibern mit einem speziellen Fokus auf die Berücksichtigung von verschiedenen Qualitätsaspekten (Anzahl an Versorgungsunterbrechungen, Ausfallsdauer, Menge an gestohlener Energie) welche zu einem einheitlichen Output-Parameter zusammengefasst werden. Mittels „Fuzzy analytic hierarchy process (FAHP)“ werden die Gewichte der einzelnen Indikatoren bestimmt und mit Hilfe von „Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS)“ zu einem Qualitätsparameter zusammengefasst. Neben dem Qualitätsparameter werden die Menge an gelieferter Energie und die Anzahl an versorgten Kunden als Output verwendet. Mittels DEA werden die Effizienzwerte der Unternehmen bestimmt, ein Vergleich der Effizienzwerte mit und ohne Qualitätsberücksichtigung erfolgt allerdings nicht. Weiters erfolgt eine Malmquist-Berechnung für den Zeitraum 2002-2009. | Die Autoren kommen zum Schluss, dass die durchschnittliche Effizienz der betrachteten Unternehmen sehr hoch ist, da mehr als die Hälfte 100% effizient ist. Während der Qualitätsparameter der wichtigste Output-Parameter zur Effizienzsteigerung ist, stellt die Anzahl der Kunden den unwichtigsten Parameter dar. Auf Basis der angestellten Malmquist Berechnung beträgt die TFP-Steigerung 3% im Zeitraum 2002-2009. |

Tabelle 1: Literaturübersicht bezüglich Regulierung und Qualität im Telekom- und Strombereich

Die unterschiedlichen Studienergebnisse können einerseits durch das Abstellen auf divergierende Betrachtungszeiträume, die Verwendung von unterschiedlichen Analysemethoden, die Analyse von unterschiedlich ausgestalteten Regulierungsregimen sowie eine unterschiedliche Definition von Qualitätsdimensionen begründet werden. Eine weitere mögliche Ursache für die unterschiedlichen Ergebnisse kann auch im zeitlichen Verzug des Wirkungszusammenhangs zwischen Investitionen und Qualitätsauswirkung angenommen werden, da ein Großteil der durchgeführten Analysen diesen Aspekt des zeitlichen Verzuges zwischen Investition und Qualitätswirkung nicht oder nur ansatzweise berücksichtigt. Darüber hinaus ist auch darauf hinzuweisen, dass einige Studien Anreizregime betrachten, die bereits Qualitätselemente - entweder mittels eines Q-Elements (beispielsweise in UK, siehe hierzu Jamasb, T. und Pollitt, M. 2007 sowie in Italien vgl. Ajodhia et. al. 2006) oder durch eine (zusätzliche) Integration von Qualitätselementen im Rahmen des Effizienzvergleichs (z.B. Norwegen, vgl. Growitsch et. al. 2010 a. und b.) – enthalten und somit die durch die Theorie (in der ursprünglichen Konzeption ohne weitere Anreizkomponenten) vorstellbaren Effekte durch diese getroffenen Maßnahmen verzerrt sein können. – Eine Differenzierung hinsichtlich der Wirkung von Anreizsystemen welche Qualitätsaspekte umfassen und welche dies nicht tun, ist daher oftmals kaum möglich.

Zudem kommen Regulierungsregime grundsätzlich nicht in ihrer Reinform zur Anwendung, da in der regulatorischen Praxis oftmals Elemente verschiedener Systeme miteinander kombiniert werden. So weist beispielsweise der in Österreich im Bereich der Stromverteilernetze implementierte Investitionsfaktor einen starken Kosten-Plus Charakter auf (vgl. auch Riechmann und Rodgarkia-Dara 2012), weshalb man eigentlich in der praktischen Umsetzung oftmals nicht von einer Anreizregulierung im theoretisch „reinen“ Sinne sprechen kann. Eine Diskussion theoretischer Regulierungsgrundlagen einerseits und deren praktischen Umsetzung andererseits findet sich in Joskow (2014). Ob es daher grundsätzlich möglich ist, den Effekt eines – z.B. eines Qualitätselements - oder bestimmter weniger Parameter isoliert zu betrachten bleibt fraglich, da ein Regulierungssystem als gesamte Einheit verstanden werden muss und oftmals Änderungen des Regulierungsmodells im Zeitverlauf für gewöhnlich eine Vielzahl von Parametern betrifft. In gewisser Weise lässt sich daher sagen, dass das Regulierungssystem bzw. dessen Anpassungen

im Zeitablauf selbst als endogener Faktor anzusehen ist. Aufgrund der dargebrachten Argumente ist es somit eigentlich nicht verwunderlich, dass der Vergleich von empirischen Studien häufig kein eindeutiges Bild in Bezug auf den Zusammenhang zwischen Regulierungsform und Qualitätsniveau liefert – vom Regulator sollten daher zusätzlich zu empirischen Untersuchungen jedenfalls auch verstärkt theoretische bzw. regulierungsökonomische Aspekte (siehe obige Diskussion) berücksichtigt werden.

Neben der Fragestellung inwiefern sich Regulierungsregime auf die Unternehmensperformance im Allgemeinen sowie das Qualitätsniveau im Speziellen auswirken, bildet im Bereich der empirischen Literatur die Berücksichtigung von Qualitätskriterien im Effizienzvergleich einen weiteren relevanten Untersuchungsgegenstand. Einige interessante Beiträge sind im unteren Bereich von Tabelle 1 angeführt. Während in einigen Studien die Auswirkung der Qualitätsberücksichtigung auf die Effizienzwerte als stark interpretiert wird (vgl. Bagdadioglu und Senyücel (2010) für türkische Stromverteilernetzbetreiber oder Cambini et. al. 2012 für Italien), finden andere Studien keinen signifikanten Einfluss von Qualitätsvariablen auf die Effizienzwerte (vgl. Coelli et. al. 2008 für Frankreich oder Growitsch et. al. 2010 a. für Norwegen). Zu diesen Vergleichsstudien ist anzumerken, dass angestellte Schlussfolgerungen mit entsprechender Vorsicht zu betrachten sind, da diese prinzipiell stark vom Untersuchungsdesign (Differenz der Effizienzwerte, deskriptive Analysen – Min, Max bzw. Mittelwertbetrachtung, statistische Verfahren wie die Verwendung eines nicht-parametrischen Wilcoxon Rangsummen Tests oder Korrelation der Effizienzwerte, etc.) abhängig sind. So ist es möglich, dass sich zwar die mittleren Effizienzwerte aus zwei Analysen nicht signifikant voneinander unterscheiden, die Effizienzwerte auf Unternehmensniveau jedoch sehr wohl unterschiedlich ausfallen können. Aus regulatorischer Perspektive sind jedoch weniger die Konsequenzen für das Einzelunternehmen relevant, sondern es hat vielmehr eine umfassende Auseinandersetzung mit theoretischen Grundlagen sowie den entsprechenden Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu erfolgen. Es liegt jedenfalls in der regulatorischen Verantwortung, jedwede potentiell negativen Effekte zu analysieren und diesen gegebenenfalls entsprechend zu begegnen.

Auf Basis der dargebrachten theoretischen sowie empirischen Grundlagen ist es nicht überraschend, dass zahlreiche Regulatoren Qualitätselemente – sei es im Rahmen von Qualitätsparametern in der Regulierungsformel oder durch eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich - in ihren Regulierungsmodellen berücksichtigen bzw. entsprechende Vorbereitungen dazu getroffen haben (vgl. beispielsweise, Giannakis et. al. 2005, Ajodhia et. al. 2006 oder CEER 2011).³

3 Regulatorische Herausforderung in Bezug auf die Versorgungsqualität

Obwohl in der Diskussion über Qualität sehr oft als Paradigma gesehen wird, dass es zu keinen Qualitätsverschlechterungen kommen darf bzw. ein bestehendes hohes Qualitätsniveau zumindest zu halten wäre, besteht aus regulatorischer Sicht die eigentliche Herausforderung darin, ein volkswirtschaftlich optimales Qualitätsniveau herbeizuführen (siehe z.B. Jamasb und Pollitt 2007). Dieses besteht dann, wenn die marginalen Kosten einer Qualitätsverbesserung dem (gesamten) kundenseitigen⁴

³ Hauptsächlich stellen Regulatoren im Rahmen von Qualitätsregulierungsmechanismen auf Verfügbarkeitskennzahlen ab. In einigen Ländern, wie beispielsweise Italien und Norwegen, werden Überlegungen angestellt auch die Spannungsqualität zu berücksichtigen (vgl. Delfanti et. al. 2010 sowie Kjolle et. al. 2009).

⁴ Es wird darauf hingewiesen, dass der Nutzen je Kunde bzw. die Kosten für Nutzeneinbußen auf Kundenebene unterschiedlich sein können. Siehe hierzu auch Abschnitt 6.

Grenznutzen entsprechen, bzw. anders ausgedrückt, das Minimum der sozialen Kosten (als Summe der Gesamtkosten des jeweiligen Unternehmens zuzüglich der exogen verursachten Kosten in Form von Nutzeneinbußen auf Kundenseite) erreicht wird. In der Praxis ist die Bestimmung beider Faktoren jedoch kaum bzw. nur sehr schwer möglich (vgl. Reichl et al 2008 bzw. die Diskussion in Abschnitt 6).

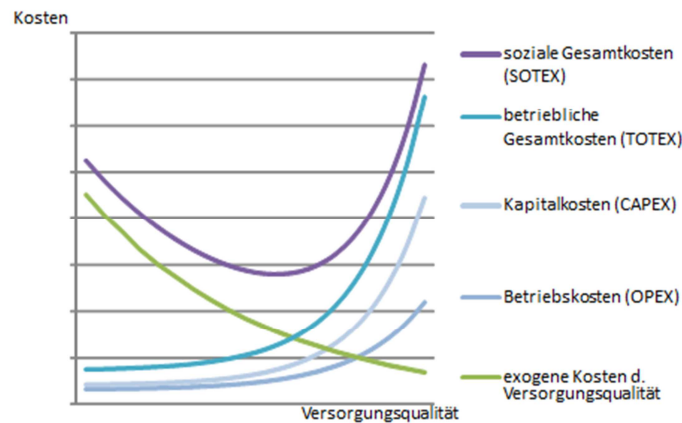


Abbildung 1: Volkswirtschaftliches Optimum der Versorgungsqualität

Mit steigender Versorgungsqualität gehen in der Regel steigende Netzkosten einher. Dies kann generell sowohl die Betriebs- (vorrangig ausgelöst durch Instandhaltung und Störungsbeseitigung) als auch die Kapitalkosten (beispielsweise Verkabelung bzw. Erhöhung der Redundanzen) eines Unternehmens betreffen. Selbstverständlich kann auch ein gewisser Abtausch zwischen beiden Kostenkategorien angenommen werden. Hinsichtlich der exogenen Kosten der Versorgungsqualität verhält sich der Verlauf umgekehrt. Die sozialen Gesamtkosten setzen sich aus den betrieblichen Gesamtkosten des Unternehmens und dessen exogen verursachten Kosten (in Form von monetär bewerteten Nutzeneinbußen) zusammen. Das volkswirtschaftliche Optimum liegt im Minimum der sozialen Gesamtkosten (Schnittpunkt zwischen betrieblichen Gesamtkosten und den exogenen Kosten der Versorgungsqualität).

Dementsprechend können Qualitätsverbesserungen ebenso wie –verminderungen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht von Vorteil sein und müssen auf individueller Unternehmensebene (je nach Lage auf der sozialen Gesamtkostenfunktion, links oder rechts vom Minimum) beurteilt werden. Als regulatorische Nebenbedingung bedarf es mitunter der Berücksichtigung von normativer und sozialpolitischer Zielsetzungen, die dem Schutz der schlecht versorgtesten Kunden dienen oder bewusst eine pauschale Zielsetzung (beispielsweise einer generellen Anhebung des Qualitätsniveaus) verfolgt wird, die vom sozialen Optimum auch abweichen kann. Zur oben genannten „politisch“ opportunen Zielerreichung, stehen dem Regulator prinzipiell verschiedene Instrumente zur Verfügung, die in unterschiedlicher Weise zur Erreichung dieser Ziele geeignet sind (vgl. Kapitel 4.4). Darüber hinaus stellt sich die Frage welche Qualitätsaspekte die Regulierung umfassen soll bzw. kann. Eine Diskussion hierüber erfolgt im folgenden Kapitel.

4 Qualitätsdimensionen, -indikatoren und deren regulatorische Verwendung

Der breit gefasste Qualitätsbegriff lässt sich grundsätzlich für den vorliegenden Sektor der Stromverteilernetzbetreiber in die drei Teilaspekte Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität und kommerzielle Qualität gliedern (vgl. CEER 2011). In Folge werden diese Dimensionen kurz erläutert und anschließend deren regulatorische Berücksichtigung diskutiert.

4.1 Definition der Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit (Verfügbarkeit) stellt auf das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen insgesamt ab. Beurteilt wird die Versorgungszuverlässigkeit in der Regel über die Häufigkeit und Dauer von Kurz- bzw. Langfristunterbrechungen und kann kunden- oder leistungsbezogen erfolgen. Der IEEE Standard 1366 in der aktuellen Fassung 2012 legt klare Definitionen und Berechnungsmodalitäten für die Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit fest.⁵ Unter Zugrundelegung der Kundenperspektive stehen folgende Kennzahlen für Langfristunterbrechungen⁶ zur Verfügung (für eine formale Darstellung siehe Anhang 1):

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, misst die mittlere Häufigkeit, mit der ein Kunde von Versorgungsunterbrechungen in einen Beobachtungszeitraum (dieser beträgt generell für alle Indikatoren in der Regel ein Jahr) betroffen ist
- SAIDI: System Average Interruption Duration Index, beschreibt die mittlere Ausfallsdauer, von der ein Kunde von Versorgungsunterbrechungen im Beobachtungszeitraum betroffen ist
- CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index, gibt Aufschluss darüber wie lange die Unterbrechung im Durchschnitt je Kunde über den Beobachtungszeitraum bis zur Wiederversorgung andauert
- CTAIDI: Customer Total Average Interruption Duration Index, beschreibt jene durchschnittliche Ausfallsdauer, die Kunden mit tatsächlichen Versorgungsunterbrechungen in einem Beobachtungszeitraum zu erleiden hatten
- CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index, spiegelt die durchschnittlich Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen bei Kunden wieder, die tatsächlich Versorgungsunterbrechungen verzeichneten
- ASAI: Average Service Availability Index, gibt Aufschluss über den zeitlichen Grad, zu dem die Versorgung mit elektrischer Energie gewährleistet war
- CEMIn: Customers Experiencing Multiple Interruptions, beschreibt das Verhältnis jener Kunden mit einer oder mehrerer Versorgungsunterbrechungen zum Kundenkollektiv
- CELID: Customers Experiencing Long Interruption Durations gilt als Indikator für das Verhältnis jener Kunden zum Kundenkollektiv, bei denen die Dauer eine einzelne Versorgungsunterbrechung oder die Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen einen bestimmten Schwellwert gleicht bzw. überschritten hat

⁵ Vgl. IEEE 1366/2012.

⁶ Der IEEE 1366/2012 Standard sieht die Grenze zwischen Kurz- und Langfristunterbrechungen bei >5 Minuten, während die ÖVE/ÖNORM EN 50160 bereits Versorgungsunterbrechungen von mehr als 3 Minuten als Langfristunterbrechung einstuft.

Lastbezogene Indikatoren werden zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit in Gebieten verwendet, die sich durch relativ wenige Kunden mit einer relativ hohen Lastkonzentration auszeichnen. Diesbezüglich unterscheidet der IEEE 1366/2012 Standard zwischen:

- ASIFI: Average System Interruption Frequency Index, beschreibt die mittlere Unterbrechungshäufigkeit der Transformatornennleistung aller Netzanschlüsse
- ASIDI: Average System Interruption Duration Index, als Indikator für die mittlere Unterbrechungsdauer der Transformatornennleistung aller Netzanschlüsse

Im Falle völlig homogener Lastverteilung würden beide Indikatoren den kundenbezogenen Pendants (SAIDI und SAIFI) entsprechen.⁷

Für kurzfristige Unterbrechungen können entsprechend des IEEE 1366/2012 Standards folgende Indices herangezogen werden:

- MAIFI: Momentary Average Interruption Frequency Index, gibt die mittlere Häufigkeit kurzzeitiger Unterbrechungen an.
- MAIFI_E: Momentary Average Interruption Event Frequency Index, entspricht der durchschnittlichen Häufigkeit kurzzeitiger Unterbrechungsevents.
- CEMSMI_n: Customers Experiencing Multiple Sustained Intermittent and Momentary Interruption Events Index, beschreibt das Verhältnis jener Kunden mit einer oder mehrerer Versorgungsunterbrechungen und kurzzeitiger Unterbrechungsevents zum Kundenkollektiv

4.2 Definition der Spannungsqualität

Die Spannungsqualität kann definiert werden als „Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch eine Anzahl von technischen Referenzwerten.“ (vgl. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A, S. 54). Von Interesse ist die Abweichung der aktuellen Netzspannung von einem als normal bzw. optimal angesehenen Zustand der Netzspannung – stimmen beide Zustände überein bzw. ist der Unterschied gering, so kann man von einer hohen Spannungsqualität sprechen, ist die Abweichung groß, dann ist die Spannungsqualität als schlecht einzustufen (vgl. CEER 2011, S. 60 ff.). Wesentliche Indikatoren der Spannungsqualität betreffen messbare Parameter, wie u.a. Frequenz, Höhe der Versorgungsspannung, langsame und schnelle Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen, Flicker, Spannungseinbrüche, kurze und lange Versorgungsunterbrechungen, transiente Überspannungen, Spannungsasymmetrie, Oberschwingungsspannung und Signalspannungen. Für Netzkunden ist insbesondere die Spannungsqualität an der Übergabestelle bzw. in seiner Anlage von Bedeutung.

4.3 Definition der kommerziellen Qualität

Unter kommerzieller Qualität versteht man generell jene Aspekte, die die Servicebeziehung zwischen Netzbetreiber und Netzkunden charakterisieren. Diese kann sich sowohl auf die Zeit vor (beispielsweise Kontaktaufnahme hinsichtlich der Herstellung eines Netzanschlusses), während (Messung und Ablesung, Rechnungslegung, Beschwerde, etc.) oder aber auch auf die Zeit nach (Fragen hinsichtlich Endabrechnung, etc.) einem tatsächlich vorhandenen Vertragsverhältnis erstrecken. Vorrangig betreffen also kommerzielle Qualitätsaspekte Fragen des Netzanschlusses, Kundenservice, Technisches Service sowie Messung und Verrechnung (vgl. CEER 2011, S. 95 und 219). Oftmals wird hinsichtlich der

⁷ Vgl. IEEE 1366/2012.

Messung der kommerziellen Qualität auf das Reaktionsverhalten, Antwortzeiten bzw. das Einhalten von Fristen abgestellt.

4.4 Grundlagen zur regulatorischen Behandlung von Qualitätsaspekten

Generell können Qualitätsaspekte im Rahmen von indirekten Instrumenten, Standards und Anreizmechanismen regulatorische Berücksichtigung finden (vgl. Ajodhia und Hakvoort 2005 sowie Sappington 2005). Indirekte Mechanismen sind grundsätzlich mit keinen monetären Auswirkungen verbunden, sondern weisen lediglich einen qualitativen Charakter auf. Das gängigste regulatorische Instrument hierzu stellt die Veröffentlichung von beobachteten Qualitätskennzahlen dar – es wird sozusagen eine „blame and shame“ Situation geschaffen indem die Position des Kunden gegenüber dem Unternehmen durch bessere Information über vorhandene Qualitätsniveaus gestärkt wird. Da Netzkunden jedoch ohnehin bzw. trotz ihres Informationsstands keine effektive Möglichkeit haben den Netzbetreiber zu wechseln (außer durch eine Veränderung des Standortes bzw. Wohnortes), ist die Anreizwirkung der Unternehmen ihre Qualität zu verbessern, als marginal einzustufen. Lediglich im vertikal integrierten Unternehmensverbund mag ein gewisser Druck erzeugt werden, falls unternehmensseitige negative Reputationseffekte für etwaige Wettbewerbsparten befürchtet werden können. Das Erreichen eines sozialen Optimums mittels indirekter Instrumente ist daher grundsätzlich als fraglich einzustufen.

In der neoklassischen Theorie zur optimalen Regulierung natürlicher Monopole wird grundsätzlich angenommen, dass der Regulator vollständige Informationen über das regulierte Unternehmen besitzt (vgl. beispielsweise Hotelling 1938). Erweiterungen dieser frühen Ansätze führen Restriktionen betreffend Unsicherheiten bei der Informationsverteilung ein und kreieren somit ein besseres Abbild der Realität hinsichtlich der Regulierung natürlicher Monopole (vgl. beispielsweise Sappington 1983 und Baron und Besanko 1984). Die Auswirkungen asymmetrischer Information⁸ auf die Produktqualität wurden von Akerlof 1970 für wettbewerbliche Märkte beschrieben. (Mindest-)Standards sollen nun in Bereichen bzw. Märkten mit asymmetrischer Informationsverteilung generell dafür sorgen, dass ein Mindestmaß an Qualitätsbereitstellung garantiert bzw. das gegebene Qualitätsniveau entsprechend des Standards angehoben wird (vgl. Leland 1979 und Ronnen 1991). Die Nichteinhaltung von Standards wird für gewöhnlich mit entsprechenden monetären Konsequenzen für das regulierte Unternehmen verbunden, wodurch ein Anreiz zur Qualitätsverbesserung generiert werden soll. Naturgemäß hängt die Stärke des Anreizes sehr stark vom vorgegebenen Standard selbst bzw. von der Höhe der Pönale bei Nichteinhaltung ab. Hinsichtlich der praktischen Ausgestaltung stellt sich für den Regulator hierbei generell die Frage, ob Zahlungen den Charakter allgemeiner Verwaltungsstrafen haben oder aber ob die Konsumenten für ihre Nutzeneinbußen entschädigt werden sollten. Letzteres kann entweder durch direkte Transferzahlungen an betroffene Konsumenten oder über eine Sozialisierung im Rahmen der regulierten Netztarife erfolgen, an der alle Kunden des Netzbetreibers gleichermaßen partizipieren. Standards stellen darüber hinaus grundsätzlich fixe Größen dar – sie werden entweder eingehalten oder eben nicht, weshalb somit kein direkter und stetiger Zusammenhang zwischen einem bestimmten vorherrschenden Qualitätsniveau und der entsprechenden Zahlung bei Nichterfüllung existiert. Abhängig von der Definition des Standards werden daher bestimmte Kunden aus dem „Markt“ für eine Entschädigung ausgeschlossen, da sie trotz eines evtl. volkswirtschaftlich nicht optimalen Zustandes keine Kompensation erhalten (vgl. Besanko et al 1987). Dennoch hat dieses Instrument zum Schutz der Kunden in Extremfällen seine Berechtigung, sofern

⁸ Die asymmetrische Informationsverteilung ist dadurch gekennzeichnet, dass Unternehmen die Qualität ihrer Produkte bzw. deren Herstellungskosten besser kennen als der Konsument.

eine direkte Zuordnung auf die betroffenen Individuen möglich ist und eine entsprechende Kompensation erfolgt.

Die genannten Probleme von Mindeststandards sollen durch explizite Anreizsysteme gelöst werden, indem eine enge Wirkungsbeziehung über einen direkten und stetigen Zusammenhang zwischen Qualität und entsprechender monetärer Auswirkung hergestellt wird. Anreizsysteme können daher als ein weiterführender Schritt – auch zusätzlich zu Mindeststandards – verstanden werden und können wiederum unterschiedliche Ausprägungen haben, indem beispielsweise Qualitätsaspekte mit Preisansätzen bewertet und in einem Effizienzvergleich integriert werden oder aber in Form eines Qualitätsparameters im Rahmen der allgemeinen Regulierungsformel ihre Berücksichtigung finden. Auch die Kombination beider Komponenten ist denkbar und kann mitunter – in Abhängigkeit vom jeweiligen Regulierungssystem - als erstrebenswert erachtet werden (vgl. Abschnitt 8.4).

Falls die Messung der einzelnen Dimensionen möglich ist, lassen sich sowohl indirekte Instrumente (Monitoring und Veröffentlichungspflichten) als auch die Festsetzung von Mindeststandards relativ einfach für alle drei Qualitätsaspekte umsetzen. Sofern aber weitere Anreize durch die Verknüpfung mit Kompensationszahlungen angedacht werden, und somit ein enger Wirkungszusammenhang zwischen (tatsächlichen) Kosten und (tatsächlich) gemessener Qualität hergestellt werden soll, ist eine monetäre Bewertung der Qualität erforderlich. Hierbei ergibt sich grundsätzlich das Problem, dass unterschiedliche Kundengruppen – z.B. Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterschiedlich stark von Qualitätseinbußen betroffen sind und die Ableitung von Preisansätzen für die verschiedenen Indikatoren hinsichtlich der Relevanz für unterschiedliche Kundengruppen als durchaus komplex angesehen werden kann. Im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit erfolgt die Bewertung durchwegs entweder approximativ über gesamtwirtschaftliche Top-Down Ansätze bzw. über Hochrechnungen von Black-Out Studien (Bottom-Up Ansätze), wobei die Kosten für die nicht gelieferte Energie auf Basis eines sogenannten „Value of Lost Load“-Ansatzes bestimmt werden, oder aber auch auf Basis von Kundenbefragungen (weitere Details zur monetären Bewertung siehe Abschnitt 6).

Für die monetäre Bewertung der Spannungsqualität und der kommerziellen Qualität steht im Gegensatz zur Versorgungszuverlässigkeit die Möglichkeit der Verwendung von Top-Down Ansätzen grundsätzlich nicht zur Verfügung, weshalb für diese Qualitätskategorien ausschließlich auf Kundenbefragungen bzw. -erhebungen abgestellt werden muss. Während sich beispielsweise die direkten Kosten von Produktionsausfällen durch Spannungsschwankungen für einzelne Industriekunden noch relativ einfach quantifizieren lassen, ist eine Erhebung in den Segmenten Gewerbe und Haushalte relativ schwierig und nur mit einem verhältnismäßig hohen Aufwand möglich da dies eigentlich nur durch die vollständige individuelle Erfassung durchführbar ist. Darüber hinaus gestaltet sich auch die Abschätzung etwaiger Folgekosten in Bezug auf die Lebensdauern der verwendeten elektrischen Geräte (Leuchtmittel, Computer, Haushaltsgeräte, etc.) überaus schwierig.

Die kommerzielle Qualität besteht zudem aus mehreren Unterkategorien (Qualität der Auskunft auf Anfragen, Wartezeit zur Beantwortung von Anfragen, Dauer der Erstellung von Netzanschlüssen, Qualität der Rechnungslegung, etc.) die sich einerseits unterschiedlich schwer quantifizieren und noch schwerer monetär bewerten lassen. Obwohl es auf europäischer Ebene bisher keine verbindlichen Normen zu kommerziellen Qualitätsaspekten – sogenannte „Standards“ - existieren, gibt es sehr häufig nationale Vorgaben hinsichtlich deren Einhaltung (vgl. CEER 2011). Die Produkt- bzw. Spannungsqualität wird in der Regel über die europäische Norm EN 50160 bzw. über sogar noch striktere nationale Vorgaben definiert, deren Einhaltung zu den Pflichten der Netzbetreiber gehört. Daher liegt der Fokus von

Regulierungsbehörden beim Einsatz von Anreizinstrumenten aus praktischen Erwägungen (fehlende Datengrundlage über einen ausreichenden Zeitraum, verbunden mit offenen Fragen zur Wertschätzung aus Kundenperspektive) oftmals auf der Dimension der Versorgungszuverlässigkeit, während die kommerzielle Qualität und Aspekte der Spannungsqualität mittels der Festlegung von Mindeststandards ihre Berücksichtigung finden.

Laut einer im Jahr 2011 durchgeführten Erhebung von CEER (Council of European Energy Regulators) unter dessen Mitgliedsländern sowie Mitgliedern der Energiegemeinschaft Südosteuropa (vgl. www.energy-community.org) haben 16 europäische Regulatoren im Stromverteilernetzbereich Qualitätselemente auf Basis von Verfügbarkeitskennzahlen im Rahmen ihrer Regulierungsmodelle eingeführt (siehe Tabelle 2).⁹ Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Berücksichtigung im Regulierungssystem oftmals auf Basis von Bonus-Malus-Systemen erfolgt. Zahlreiche Länder – darunter auch Österreich – haben diesbezüglich vorbereitende Schritte (etwa durch eine entsprechende Datenerfassung) gesetzt bzw. verfolgen konkrete Pläne für die Einführung von Qualitätsanreizen (meist auf Basis von Bonus-Malus-Systemen unter Berücksichtigung von SAIFI und/oder SAIDI Kennzahlen).

| Bonussystem | Malussystem | Kombination (Bonus-Malus-System) | Berücksichtigte Verfügbarkeitskennzahlen |
|--|---|--|--|
| - | CEER: DK, HU Energiegemeinschaft: Moldawien | CEER : BG, FI, FR, GB, IE, IT, LT, NL, NO, PT, SI, SE, ES | CEER : BG (SAIFI, SAIDI); FI (Ausfallkosten auf Basis von geplanten und ungeplanten lang- und kurzzeitigen Unterbrechungen); FR (SAIDI); GB (Unterbrechungen und Ausfallsminuten); HU (SAIDI, SAIFI, Ausfallsrate); IE (Ausfallsminuten und Unterbrechungen); IT (SAIDI und SAIFI+MAIFI); NO (Unterbrechungen – geplant, ungeplant; Bezugszeit, Dauer, Zeitpunkt des Auftretens), PT (END – nicht gelieferte Energie), SI (SAIFI, SAIDI), SE (SAIFI und SAIDI für DSOs und END und unterbrochene Energie für regionale Netze), ES (TIEPI, NIEPI), NL (CAIDI, SAIFI) Energiegemeinschaft Südosteuropa: Moldawien (SAIDI) |
| Keine Berücksichtigung von Verfügbarkeitskennzahlen im Regulierungsregime (im Jahr 2011) | CEER: AT, CY, CZ, EE, GR, LV, LU, PL, SK, DE (im Jahr 2012 wurde ein Anreizsystem auf Basis von SAIFI und SAIDI Kennzahlen eingeführt) Energiegemeinschaft: Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Mazedonien, Montenegro, Serbien, Ukraine, Kosovo | | |
| Einführung geplant bzw. in Vorbereitung | CEER: AT (Datenerfassung bzw. in Vorbereitung), CZ (Anreizsystem auf Basis eines Bonus-Malussystems unter Berücksichtigung von SAIFI und SAIDI Kennzahlen), DE (Bonus-Malus System auf Basis von SAIFI und SAIDI Kennzahlen in 2012 eingeführt), GR (Anreizsystem auf Basis eines Bonus-Malussystems unter Berücksichtigung von SAIFI und SAIDI Kennzahlen), LU (Einführung angedacht, aber keine konkreten Angaben), RO (Implementierung angedacht, aber keine konkreten Angaben) Energiegemeinschaft: Mazedonien, Montenegro (Einführung für 2012 geplant – es liegt keine Information vor, ob die Einführung umgesetzt wurde), Serbien (Einführung im Zeitraum 2013-2015), Ukraine (in Umsetzung) | | |

Tabelle 2: Anreizsysteme im Länderüberblick (in Anlehnung an CEER 2011, S. 42 und S. 200)

Während also eine Vielzahl an Ländern Verfügbarkeitskennzahlen ausschließlich im Rahmen eines expliziten Qualitätselements in Verbindung mit der Regulierungsformel berücksichtigen, ist die implizite Berücksichtigung im Rahmen des Effizienzvergleichs nur selten anzutreffen. Ausnahmen hiervon bilden wenige Länder: Die additive (inputseitige) Berücksichtigung erfolgt in Finnland mittels der Ausfallkosten, während in Norwegen die Qualitätskosten in Form des Wertes der nicht-gelieferten

⁹ Es ist anzumerken, dass in Deutschland eine auf Verfügbarkeitskennzahlen (SAIDI und SAIFI) basierende Qualitätsregulierung im Jahr 2012 eingeführt wurde.

Energie (Value of Lost Load, VOLL) der Benchmarkingkostenbasis hinzugerechnet werden. Das System der Referenznetzmodellierung welches aktuell in Spanien bzw. in der Vergangenheit in Schweden angewandt wird bzw. wurde, nimmt auf Basis des verwendeten Optimierungsalgorithmus ebenfalls Rücksicht auf die Kosten der nicht-gelieferten Energie bzw. der Ausfallkosten.¹⁰ Auch Kombinationen einer impliziten als auch einer expliziten Berücksichtigung sind anzutreffen wie beispielsweise in Norwegen, wo neben der laufenden Berücksichtigung der Abweichung zwischen aktuellem und erwartetem Qualitätsniveau im Rahmen der Erlösobergrenze, Qualitätskennzahlen auch im Effizienzvergleich verwendet werden.¹¹

Im folgenden Abschnitt werden die maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen für die regulatorische Berücksichtigung von Qualitätsaspekten im Rahmen des österreichischen Regulierungskontexts diskutiert. Hierbei wird insbesondere auch auf praktische Erwägungen in Bezug auf Datenerhebung bzw. deren Verfügbarkeit eingegangen. Darauf aufbauend werden Umsetzungsoptionen dargelegt, und abschließend ein Fazit über die dargebrachten Ausführungen gezogen.

5 Österreichischer Rechtsrahmen sowie derzeitige Berücksichtigung von Qualitätsaspekten im Rahmen der Regulierung

Bis zum Erlass des österreichische Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG 2010) haben Vorgängerversionen bzw. Novellen keine Vorgaben hinsichtlich der Berücksichtigung von Qualitätskriterien im Rahmen der Ermittlung von Netzkosten enthalten. Eine detailliertere Betrachtung bzw. Einschätzung der vorherrschenden Versorgungsqualität war in der Vergangenheit lediglich auf Basis der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 (BGBl. II Nr. 284/2007) möglich. Hierzu wird von der Regulierungsbehörde jährlich eine Ausfalls- und Störungsstatistik – die Erfassung erfolgt durch die Unternehmen - erhoben und publiziert. Die Auswertung erfolgte bisher anonymisiert, weshalb ein Rückschluss des Kunden auf das durchschnittliche Versorgungszuverlässigkeitsniveau im jeweiligen Netzgebiet nicht möglich war und eine entsprechende Signalwirkung nicht eintrat (zur Wirksamkeit dieser Signalwirkung vgl. die Diskussion in Abschnitt 4.4). Auf Basis des §16 Abs. 1 END-VO 2012 idF Novelle 2013 (vgl. E-Control 2013 b, END-VO 2012 idF Novelle 2013) ist nunmehr eine unternehmensindividuelle Veröffentlichungspflicht von Zuverlässigkeitskennzahlen vorgeschrieben.¹² Bis 31. März 2015 haben die Unternehmen das Dreijahresmittel der Jahre 2012, 2013 und 2014 zu veröffentlichen.

Die Messung der Spannungsqualität erfolgt derzeit nicht umfassend bei jedem einzelnen Kunden aber punktuell über die Variation von rund 400 Messpunkten (vgl. § 14 Abs. 3 END-VO 2012)¹³ innerhalb Österreichs, was gewisse statistische Rückschlüsse über die Einhaltung der Spannungsqualitätsnormen erlaubt. Ob es allerdings in Einzelfällen bei den nicht gemessenen Übergabestellen zu einer Nichteinhaltung der Standards kommt, lässt sich somit auf Basis des derzeitigen Verfahrens nicht beantworten. Andererseits ist es ebenso fraglich, ob eine umfassende Messung an allen Übergabestellen aus reinen Kosten/Nutzen-Erwägungen sinnvoll wäre. Eine Publikation von Spannungsqualitätskennzahlen erfolgt derzeit nicht. Kommerzielle Qualitätsaspekte waren von den

¹⁰ Vgl. hierzu Schweinsberg, A. et al (2011). S. 23, 39, 47 und 52.

¹¹ Eine genauere Beschreibung des norwegischen Systems bis 2007 findet sich in Edvardsen et. al. (2006).

¹² END-VO 2012 idF Novelle 2013 (BGBl. II Nr. 477/2012 idF Novelle 2013, BGBl. II Nr. 192/2013). in Folge END-VO 2012.

¹³ Im Rahmen der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 wurde keine konkrete Anzahl von Messpunkten genannt.

statistischen Erhebungen der Regulierungsbehörde gemäß Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 generell nicht umfasst (zur kommerziellen Qualität siehe folgenden Unterabschnitt).

Das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010) sieht nunmehr hinsichtlich der Kostenermittlung in § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 vor, dass die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten nicht nur dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen haben, sondern auch der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien Rechnung zu tragen ist. Weiters sind gemäß § 19 Abs. 1 EIWOG 2010 Mindeststandards zur Versorgungsqualität (Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderer Marktteilnehmer erbrachten Dienstleistungen) und Kennzahlen zu Überwachung deren Einhaltung durch eine entsprechende Verordnung des Vorstandes der E-Control zu erlassen.

Dieser Anforderung wurde mit der Veröffentlichung der NetzdienstleistungsVO Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013 nachgekommen, welche unter anderem in § 14 Abs. 2 END-VO 2012 jene Daten auflistet, die zur Errechnung von Qualitätskennzahlen notwendig sind. Entsprechend den Übergangsfristen gemäß § 16 Abs. 1 END-VO 2012 sind gewichtete Nichtverfügbarkeitskennzahlen gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 und Z 8 END-VO 2012 auf Basis der Daten der Jahre 2012 bis 2014 zu veröffentlichen (gemäß § 16 Abs. 1 END-VO 2012 erstmals bis 31. März 2015) und an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Darüber hinaus sind gemäß § 14 Abs. 4 END-VO sämtliche Daten, die zur Berechnung der Kennzahlen notwendig sind, der Regulierungsbehörde auf Nachfrage zu übermitteln. Die Einhaltung der in der END-VO 2012 festgelegten Standards zählt zu den Pflichten der Netzbetreiber und weshalb diese in die Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Netzbetreiber aufzunehmen sind (vgl. § 19 Abs. 3 EIWOG 2010).

Der Gesetzgeber sieht in § 19 Abs. 1 EIWOG 2010 die Möglichkeit zur Festlegung (ebenfalls über den Verordnungsweg) von Kompensationszahlungen vor, sofern die Einhaltung der determinierten Standards ansonsten nicht vollständig gewährleistet ist. Zur Beurteilung der Frage, inwiefern die Einhaltung von Standards garantiert ist, bedarf es zuerst deren Definition und Messung, weshalb in einem ersten Schritt von einer Festlegung von Erstattungsregelungen (Kompensationszahlungen) abgesehen wurde. Eine Weiterentwicklung der Netzdienstleistungsverordnung erscheint erst zu einem späteren Zeitpunkt sinnvoll, sobald Schlüsse aus dem aktuell generierten Datenmaterial gezogen werden können.

Die durch die END-VO 2012 geschaffene rechtliche Grundlage ermöglicht eine detailliertere Betrachtung bzw. Einschätzung der vorherrschenden Versorgungsqualität als dies in der Vergangenheit auf Basis der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 (BGBl. II Nr. 284/2007) möglich war.¹⁴ Mit der von E-Control erlassenen Verordnung wurde eine Basis geschaffen, die es ermöglicht, die Relevanz der verschiedenen Qualitätsaspekte auf Basis von validem Datenmaterial besser einschätzen zu können und entsprechende Erfahrungen zu sammeln. Derzeit noch in Kauf genommenen Defizite – beispielsweise das Fehlen von Kompensationen sowie der fehlende Schutz von „worst-served customers“ - sollten allerdings aus Sicht der Autoren in einem weiteren Schritt beseitigt werden. Eine Beschreibung der durch die END-VO 2012 umfassten Qualitätskategorien und der erreichten qualitativen Verbesserungen in Bezug auf die Datenerhebung wird in den folgenden Unterabschnitten dargestellt.

¹⁴ Es ist festzuhalten, dass die END-VO 2012 als Verordnung der E-Control jedoch nicht die Elektrizitätsstatistikverordnung 2007, welche eine Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend darstellt, ersetzt. Vielmehr handelt es sich um eine weitere Regelung, welche eine entsprechende Weiterentwicklung in der Datenerfassung von Qualitätsaspekten darstellt.

5.1 Kommerzielle Qualität

Im Rahmen der End-VO 2012 werden nunmehr kommerzielle Qualitätsstandards bezüglich Netzzutritt, Netzzugang, Netzrechnungslegung, Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs, Versorgungsunterbrechungen bzw. der diesbezüglichen Kundeninformation, Datenübermittlung, -bereitstellung und -sicherheit, Zählerstandsermittlung und Messgeräte, Termineinhaltung sowie Kundeninformation und Beschwerdemanagements vorgesehen (siehe §§ 3-7 sowie 9-12 END-VO 2012). Zu den Details der einzelnen Standards wird auf die entsprechenden Paragraphen der Verordnung verwiesen. Gemäß § 13 END-VO 2012 gelten die kommerziellen Qualitätsstandards als erfüllt, sofern diese vom Verteilernetzbetreiber in 95 Prozent oder mehr der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden. Kompensationszahlungen bei Nichteinhaltung der Standards sowie Regelungen für besonders betroffene Kunden bzw. für auftretende Extremfälle – sogenannte „worst-served customers“ - sind aktuell in der Verordnung nicht vorgesehen, sondern es wird lediglich auf Durchschnittswerte abgestellt. Entsprechende Weiterentwicklungen könnten im Zuge künftiger Novellen angedacht werden.

5.2 Festlegungen in Bezug auf die Spannungsqualität

Die europäische Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ definiert konkrete Werte bzw. Wertebereiche für die bereits genannten Indikatoren der Spannungsqualität (siehe Abschnitt 4.2). Da Normen jedoch als solche grundsätzlich niemanden verpflichten bzw. keine automatische Bindungswirkung einsetzt, müssen diese entweder als Vertragsbestandteil zwischen Unternehmen und Kunden explizit vereinbart oder aber als entsprechende Standards im Rahmen eines Rechtsakts (beispielsweise im Verordnungswege) umgesetzt werden. Entsprechend § 8 END-VO 2012 und den allgemeinen Verteilernetzbedingungen wurde als Mindeststandard die Sicherstellung der Einhaltung der Spannungsqualität für jeden Netzbenutzer entsprechend der europäischen Norm EN 50160 an der Übergabestelle rechtsverbindlich festgelegt. Über die Norm hinausgehende und somit strengere Vorgaben wurden nicht vorgesehen.

Da im Rahmen der Verordnung bisher keine Kompensationszahlungen bei Nichterfüllung vorgesehen sind, ist deren Durchsetzung für die Nichteinhaltung derzeit kundenseitig nicht möglich. Netzbetreiber haben aktuell gemäß den Allgemeinen (Verteilernetz-)Bedingungen die Spannungsqualität einschließlich Toleranzen der Frequenz und aller sonstiger Qualitätsmerkmale, welche vom Netzbetreiber unter normalen Betriebsbedingungen einzuhalten sind, entsprechend der jeweils geltenden Version der ÖVE/ÖNORM EN 50160 zu gewährleisten. Schadensersatzforderungen wären allerdings nach den allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen nur dann denkbar, wenn es dem Kunden gelingt, einen tatsächlichen Schaden nachzuweisen und zu quantifizieren und darüber hinaus Rechtswidrigkeit sowie Verschulden nachzuweisen (dabei sind diverse Haftungsausschlüsse zu berücksichtigen, etwa für leichte Fahrlässigkeit und gegenüber Unternehmen auch Folgeschäden, Gewinnentgang und mittelbare Schäden). Während dies bei Produktionsausfällen im industriellen Bereich noch denkbar ist, kann die Durchsetzung von Schadensersatzansprüchen bei einer Verringerung der Lebensdauern von elektrischen Geräten im Privatbereich nahezu ausgeschlossen werden. Gerade vor diesem Hintergrund ist die Regulierungsbehörde gefordert, im Rahmen der Marktaufsicht durch ein entsprechendes Messkonzept - unter Abwägung der Kosten/Nutzen-Relation – für die Einhaltung der Standards auch notfalls durch die Einleitung von Missbrauchsverfahren zu sorgen. Vielfach werden im Rahmen von Streitschlichtungsverfahren bzw. -anfragen der Regulierungsbehörde aktuell schon Fragen zur Spannungsqualität behandelt.

Wenngleich aus Sicht der Autoren eine gesamthafte Einbeziehung aller Qualitätsdimensionen – kommerzielle Qualität, Spannungsqualität sowie der Versorgungszuverlässigkeit - im Rahmen des Regulierungsrahmens empfohlen wird, wird für die weiterführende Diskussion in diesem Papier auf Basis der derzeitigen rechtlichen Grundlagen und den genannten praktischen Erwägungen der Datenverfügbarkeit der Fokus im Folgenden in einem ersten Schritt ausschließlich auf den Aspekt der Versorgungszuverlässigkeit gelegt. Betrachtet werden verschiedene Optionen zur Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen des derzeitigen Regulierungsregimes für Stromverteilernetzbetreiber.

5.3 Versorgungszuverlässigkeit - Datenverfügbarkeit und Beschreibung der Datengrundlage

Im Folgenden wird die Datengrundlage für die in diesem Papier angestellten Analysen beschrieben. Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt diskutiert, erfolgten bisherige Auswertungen der E-Control zur Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007, wobei im Datenumfang alle Spannungsänderungen im Versorgungsbereich des betreffenden Netzbetreibers zu erfassen und aufzuzeichnen sind, welche den folgenden Definitionen entsprechen:

- im Sinne der ÖVE/ÖNORM EN 50160¹⁵ alle Versorgungsunterbrechungen mit einem verbleibenden Spannungswert (Restspannung) an der Übergabestelle von kleiner 5% UN (UN = Nennspannung) bzw. kleiner 5% UC (UC = vereinbarte Versorgungsspannung)
- und mit einer Dauer von > 3 Minuten (Langzeitunterbrechung)¹⁶,
- alle Anlassfälle je Spannungsebene der Mittel- und Hochspannung.

Die relevanten Spannungsebenen sind wie folgt festgelegt:

- Mittelspannung – Betriebsspannung von mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV
- Hochspannung – Betriebsspannung von mehr als 36 kV

Der Zeitraum der Erfassung bzw. der Berichtszeitraum ist:

- 1. Jänner bis 31. Dezember des Berichtsjahres.

Diese Rahmenbedingungen sollen eine Erfassung aller Stromversorgungsunterbrechungen mit einer Länge von mehr als 3 Minuten, deren Ursache in der Mittel- oder Hochspannung liegt und die Auswirkungen auf die Netzbenutzer bzw. Kunden der Hoch-, Mittel- und Niederspannung haben, gewährleisten. Die Ergebnisse der Ausfalls- und Störungsstatistik beziehen sich österreichweit grundsätzlich auf die Mittelspannungsnetze. Die unterlagerte Spannungsebene (Niederspannung) wird lediglich indirekt über die Dauer der Versorgungsunterbrechung bei einer Ursache im Mittelspannungsnetz mitbewertet – eine explizite Messung bzw. Erfassung erfolgt nicht. Der Erhebungsumfang wird in § 12 der ElektrizitätsstatistikVO 2007 geregelt, welche eine jährliche Erhebung der *geplanten* und *ungeplanten* Störungen (Versorgungsunterbrechungen) jeweils unter Angabe

- der Ursache,
- der verursachenden und betroffenen Netz- und Spannungsebene(n),
- des Beginns und der Dauer,

¹⁵ Ausgabe: 2011-03-01.

¹⁶ Im Zuge der Erfassung gemäß END-VO 2012 erfolgt die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen bereits ab einer Dauer von > 1 Sekunde.

- der Anzahl und Leistung (MVA) der betroffenen Umspanner (Anlagen),
- der Anzahl der betroffenen Netzbenutzer,

jeweils getrennt nach Spannungsebenen sowie

- eine Schätzung der Menge der durch den Ausfall nicht gelieferten elektrischen Energie

vorsieht.

Die Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 schreibt zusätzlich Angaben zu den Komponenten der Verwendung (Einteilung in lastganggemessene Endverbraucher, Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Netznutzerkategorien) und eine strukturelle Eingliederung in städtischen und ländlichen Versorgungsunterbrechungen vor.¹⁷ Von einer Vielzahl der Netzbetreiber werden hierbei jedoch aufgrund der bis dato nicht existierenden Erfassung auf Kundenebene keine Angaben getätigt. Bestenfalls erfolgen in Bezug auf die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer grobe Schätzungen über das durchschnittliche Verhältnis der Netzbenutzer je Umspannwerk. Eine Verbesserung der Erfassung kann sich nach der Einführung von Geoinformationssystemen in Kombination mit Abrechnungssystemen und der Einführung von intelligenten Messgeräten ergeben – dies wird bereits von einigen Netzbetreibern forciert. Theoretischer Hintergrund zur getrennten Erfassung nach Kundenkategorien und der strukturellen Einteilung in städtische und ländliche Versorgungsunterbrechungen liegt in der sicherlich zutreffenden Annahme, dass die Nutzeneinbußen von Versorgungsunterbrechungen zwischen den Kundengruppen variieren und die Bereitstellung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit in städtischen Versorgungsgebieten leichter zu bewerkstelligen wäre als auf Basis einer ländlichen Struktur des Netzgebiets.

Der Umstand der oben genannten fehlenden Angaben bedingt jedoch, dass kundenbezogene Kennzahlen im analysierten Zeitraum noch nicht aussagekräftig sind und daher leistungsbezogene Kennzahlen ohne Unterscheidungen zwischen den Komponenten der Verwendung und strukturellen Korrekturen in die bundesweiten Auswertungen einfließen. Hinsichtlich der Ursachen der Versorgungsunterbrechungen erfolgt (zumindest leistungsbezogen) von allen Netzbetreibern eine Einteilung der jeweiligen Versorgungsunterbrechungen in die beiden Kategorien:

- Geplante Versorgungsunterbrechungen (dh. der Kunde wurde vorab über eine Versorgungsunterbrechung informiert und/oder es herrscht Einvernehmen über die Abschaltung) und
- Ungeplante Versorgungsunterbrechungen, die zusätzlich in die Teilursachen
 - Atmosphärische Einwirkungen
 - Fremde Einwirkung
 - Netzbetreiber-intern
 - Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörung
 - Regional außergewöhnliches Ereignis¹⁸, gegliedert werden.

Während *atmosphärische Einwirkungen* Gewitter, Stürme, Eis, Schnee, Lawinen, Feuchtigkeit, Kälte, Hitze, Erdbeben, Felssturz und andere naturbedingte Ursachen sind, beziehen sich *fremde Einwirkungen* auf Versorgungsunterbrechungen, welche durch Dritte (dem Netzbetreiber nicht zuzurechnende

¹⁷ Auch die Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014 (E-EnLD-VO 2014) sieht die genannte Erfassung ebenfalls vor.

¹⁸ Regional außergewöhnliche Ereignisse werden erst seit 2013 - auf Basis der END-VO 2012 - mit einer umfassenden Nachweisverpflichtung erfasst. Im Rahmen der Ausfalls- und Störstatistik wurden lediglich Naturkatastrophen berücksichtigt.

Personen), Tiere, Baumfällung, Erd- und/oder Baggerarbeiten, Kräne, Fahrzeuge, Flugobjekte, Brand (fremdverursacht), Vandalismus oder durch sonstige Fremdeinwirkungen verursacht wurden.

Netzbetreiber intern verursachte Störungen erfassten beispielsweise Fehlschaltungen, Fehlfunktionen und Ausfälle eines Betriebsmittels, Alterung oder Überlastung, also Ursachen, die im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Betrieb des Netzes stehen. Die Kategorie *Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörung* berücksichtigt den Ausfall der vor- oder nachgelagerten Spannungsebene aus eigenem Netz, den Ausfall der Versorgung (Erzeuger) oder eine Störung aus einem anderen Netz (vor- oder nachgelagerten, aber auch auf der gleichen Spannungsebene), welche auf das betrachtete Netz zurückwirkt.

Regional außergewöhnliche Ereignisse sind jene Ereignisse, mit denen erfahrungsgemäß in einer bestimmten Region nicht zu rechnen ist und denen auch mit hinreichender Sorgfalt errichtete und betriebene Anlagen nicht störungsfrei standhalten würden. Das sind jene ausgewiesenen, äußerst selten vorkommenden, zeitlich bestimmten und eingeschränkten Ereignisse, welche durch unvorhersehbare, für die Region äußerst unwahrscheinliche und außergewöhnlich starke Naturkräfte oder durch Handlungen bestimmter Personen bzw. Personengruppen herbeigeführt werden und mit einer zu erwartenden äußersten und wirtschaftlich vertretbaren Sorgfalt des Verteilernetzbetreibers weder vermeidbar noch behebbar wären.¹⁹

In der Erfassung der Daten seit dem Kalenderjahr 2013 (auf Basis der END-VO 2012) ersetzen Angaben zu regional außergewöhnlichen Ereignissen die bisherigen Angaben zu Naturkatastrophen, die bislang von den Netzbetreibern mitunter sehr unterschiedlich gehandhabt wurden. Die Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit sollten generell um diese außergewöhnlichen Effekte bereinigt werden, um ein akkurates Bild zu gewährleisten. Besonders zur Harmonisierung der Verfügbarkeitsstatistiken für internationale Vergleichszwecke - wie den Benchmarking Report on Quality of Supply des Councils of European Energy Regulators (CEER) – wurde von Seiten der Branchenvertretung Österreichs Energie die Anwendung der „Major Event Day (MED)“ Methodik nach IEEE 1366/2003 bzw. 1366/2012 empfohlen²⁰, da der Anteil, der durch „höhere Gewalt“ hervorgerufenen Versorgungsunterbrechungen zwischen den Mitgliedsländern unverhältnismäßig stark schwankt und keine bindenden einheitlichen Definitionen für „höhere Gewalt“ vorliegen. Die MED Methodik zeichnet sich dadurch aus, dass die täglichen Nichtverfügbarkeitsindikatoren SAIDIs bzw. ASIDIs über einen mehrjährigen Horizont (z.B. 5 Jahre) zuerst errechnet und anschließend die positiven Werte logarithmiert werden. Ausgehend von der daraus resultierenden Verteilung mit Mittelwert μ und Standardabweichung σ wird ein kritischer Schwellwert für tägliche SAIDIs bzw. ASIDIs ermittelt, die den Mittelwert plus der zweieinhalbfachen Standardabweichung übersteigen:

$$MED = e^{\mu+2,5\sigma}$$

¹⁹ Zu diesen Ereignissen, je nach regionalen Gegebenheiten, zählen zum Beispiel: schwere und orkanartige Stürme ab Stärke 10 nach Beaufort Skala (z.B. Sturm Lothar 1999), schwere Erdbeben, massive Überschwemmungen (z.B. Hochwasser 2002 oder 2013), große Lawinen (z.B. Galtür 1999) und andere Naturkräfte welche nach menschlicher Einsicht und Erfahrung in der Region äußerst ungewöhnlich sind und in der betroffenen Region erhebliche Auswirkungen auf den Menschen und seine Lebensweise haben, Terroranschläge, Krieg, Streiks, Anordnungen von Behörden oder Einsatzkräften zum Schutz der öffentlichen Sicherheit (z.B. Brandbekämpfung), sofern die Ursache nicht im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers lag. Im Falle des Auftretens sind die Auswirkungen auf den Netzbetreiber in der Regel sehr hoch.

Unwetter, Hagel, Blitzeinschläge, Schnee und Nassschnee sind in Österreich im Regelfall keine regional außergewöhnlichen Ereignisse.

²⁰ Vgl. Klöckl, B.; Nennung, R.; Rührnöbl, U.; Spitzl, W. (2008) bzw. für weitere Praxiserfahrungen vgl. Scheida, K.; Nennung, R. (2011).

Bereinigte Jahreswerte für SAIDIs bzw. ASIDIs errechnen sich in weiterer Folge durch die Summenbildung der Indikatoren eines Jahres, jedoch exklusive jener Tage, wo die kritische Schwelle überschritten wurde (exkl. MED). Gemäß Österreichs Energie wurden folgende Ereignistage zwischen 2007 und 2011 als MEDs klassifiziert (vgl. Scheida und Nenning 2011):²¹

| MED | Ereignis lt. Jahresbericht ZAMG |
|---------------|--|
| 18.+19.1.2007 | Sturm „Kyrill“ |
| 20.3.2007 | Starke Nassschneefälle in Kärnten, Steiermark, Burgenland |
| 21.6.2007 | Schwere Gewitterstürme in ganz Österreich |
| 6.9.2007 | Überflutungen in Niederösterreich |
| 27.1.2008 | Sturm „Paula“ |
| 1.3.2008 | Sturm „Emma“ |
| 23.7.2009 | „Saharaluft“ trifft auf markante Kaltfront, blitzreiche Gewitter |

Tabelle 3: Major Event Days zwischen 2007 und 2011 (vgl. Scheida und Nenning 2011)

Nichtverfügbarkeitsindikatoren wie SAIDI oder ASIDI, sollten generell außergewöhnliche Ereignisse nicht umfassen, da in bestimmten Einzelfällen auch mit hinreichender Sorgfalt errichtete und betriebene Anlagen nicht störungsfrei funktionieren würden.

Da historische Daten vor dem Jahr 2013 in Österreich keine einheitliche Definition von „regional außergewöhnlichen Ereignissen“ aufweisen, wird in diesem Papier auf die Methodik der MEDs zurückgegriffen – zu Illustrationszwecken verwendete Indikatoren werden zusätzlich zu der (bisherigen) Bereinigung um Naturkatastrophen zusätzlich auch um MEDs bereinigt. Für zukünftige Ausgestaltungsoptionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in die Regulierungssystematik der Verteilernetzbetreiber ist diese Vorgangsweise jedoch grundsätzlich kritisch zu sehen. Der Grund hierfür liegt darin, dass die MEDs prinzipiell gemäß Annex 1 des IEEE Standards 1366/2012 je Verteilernetzbetreiber abzuleiten wären, da außergewöhnliche Ereignistage (MEDs) einen lokalen bzw. regionalen Charakter aufweisen können. Zur Identifikation der in Österreich aufgetretenen MEDs wird jedoch auf eine bundesweite (anhand der Einbeziehung der 13 größten Verteilernetzbetreiber) Verteilung der Ereignistage abgestellt, weil einzelne der derzeit 49 kostengeprüften Stromverteilernetzbetreiber (vgl. E-Control 2013 a) äußerst wenige Ereignistage über eine Mehrjahresbetrachtung aufweisen und dadurch keine verwertbare konsistente Statistik auf Basis von Verteilungsannahmen möglich ist. „Schwere Ereignistage“ in einem Teil des Bundesgebietes könnten jedoch durch die bundesweite Betrachtung fälschlicherweise als unauffällig eingestuft werden. Die Erfassung von „regional außergewöhnlichen Ereignissen“ ab 2013 sollte insbesondere vor dem Hintergrund der Einzelfallüberprüfung der verpflichtend zu führenden Nachweise zu einem homogenen Datenstand für zukünftige Regulierungszwecke führen.

Von Interesse für weitere Analysen sind jene Versorgungsunterbrechungen, die ungeplant eintreten, die ihre Ursache in atmosphärischen Einwirkungen haben oder beim Netzbetreiber intern zu finden sind - das Ausmaß dieser Unterbrechungen ist jedenfalls vom jeweiligen Netzbetreiber selbst explizit zu steuern (beispielsweise durch Verkabelungsmaßnahmen) oder zumindest entsprechend zu beeinflussen (beispielsweise durch Blitzschutz, Ausüstungen, etc.). Zusätzlich werden auch Fremdeinwirkungen in die

²¹ Auswertungen der Jahre 2010 und 2011 weisen gemäß Auskunft von Österreichs Energie keine MEDs auf.

weiteren Berechnungen mit einbezogen, da die jeweiligen Netzbetreiber entsprechende Maßnahmen (Bereitstellung von detaillierten Plänen für Baufirmen, die Grabungsarbeiten durchführen bzw. das Verlegen von Abstandsbändern in Kabelschächten) treffen können, um nicht nur das Eintreten bzw. die Häufigkeit, sondern auch die Dauer dieser Versorgungsunterbrechungen auf ein Minimum zu reduzieren. Effekte aus Rückwirkungsstörungen des vorgelagerten oder nachgelagerten Netzbetreibers, die vom Verschulden des jeweiligen Netzbetreibers unabhängig und ebenso auch nicht zu beeinflussen sind, werden hingegen nicht betrachtet.

Des Weiteren werden Versorgungsausfälle, die auf Naturkatastrophen und/oder „Major Event Days“ zurückzuführen sind ebenfalls nicht berücksichtigt, weil die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen unter diesen Umständen nur mit einem unverhältnismäßig hohem (wenn überhaupt) Aufwand zu vermeiden wären. Geplante Versorgungsunterbrechungen werden lediglich zu 50 Prozent gewertet, da es auf Kundenseite einen Unterschied macht, ob eine Versorgungsunterbrechung zuvor angekündigt wird oder nicht und entsprechende Vorkehrungen zur Reduktion der Nutzeneinbußen von Kundenseite getroffen werden können.²² Einvernehmliche geplante Versorgungsunterbrechungen werden zudem gar nicht gewertet, da davon auszugehen ist, dass jene Kunden, die ihr Einverständnis zur Durchführung einer geplanten Versorgungsunterbrechung kundgetan haben, von Nutzeneinbußen nicht oder nur marginal betroffen sind.

Als Indikator für die Versorgungszuverlässigkeit wird aufgrund der zuvor beschriebenen Restriktionen zur Datenqualität und konzeptionellen Überlegungen auf den leistungsorientierten ASIDI der Mittelspannungsebene als Jahreswert (bereinigt um Naturkatastrophen, MEDs und Versorgungsunterbrechungen die ihre Ursache in der Kategorie „Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörung“ sowie einvernehmlich geplante Versorgungsunterbrechungen und der Hälfte der geplanten Ausfälle) abgestellt. Die in diesem Papier verwendete Datengrundlage umfasst Jahreswerte von 2007 bis 2011 von ausgewählten 36 Netzbetreibern (aus einer Gesamtheit von 38 Unternehmen), mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 welche somit der regulären Anreizregulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode unterliegen. Zur Verringerung der Stochastik der jährlichen ASIDIs wurden zudem je Netzbetreiber Mittelwerte aus den fünf Jahren (2007-2011) gebildet.²³

5.4 Deskriptive Analyse bisheriger Verfügbarkeitskennzahlen

Auswertungen der Ausfalls- und Störungsstatistik der Jahre 2007 bis 2011 deuten generell auf eine hohe Versorgungszuverlässigkeit hin, die auch im europäischen Maßstab als überdurchschnittlich anzusehen ist.²⁴ Nichtsdestotrotz handelt es sich bei den Auswertungen um einen bundesweiten Durchschnitt; ein Vergleich von Indikatoren zwischen Netzbetreibern zeigt, dass diese teilweise erheblich zwischen den Netzgebieten schwanken.²⁵

²² Der Anteil in der Höhe von 50 Prozent orientiert sich an dem Vorschlag von Consentec (2013) und wird für weitere Analysen herangezogen. Eine abweichende Gewichtung kann entsprechend der gewünschten Anreizwirkung erwogen werden.

²³ Das Ausmaß der Mittelwertbildung entspricht dem Vorschlag von Consentec (2013).

²⁴ Vgl. hierzu die Ergebnisdokumentation der genannten Jahre unter <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/versorgungssicherheit/ausfalls-und-stoerungsstatistik> und zum internationalen Vergleich beispielsweise CEER (2011).

²⁵ Die Daten wurden sowohl um Naturkatastrophen als auch MEDs bereinigt.

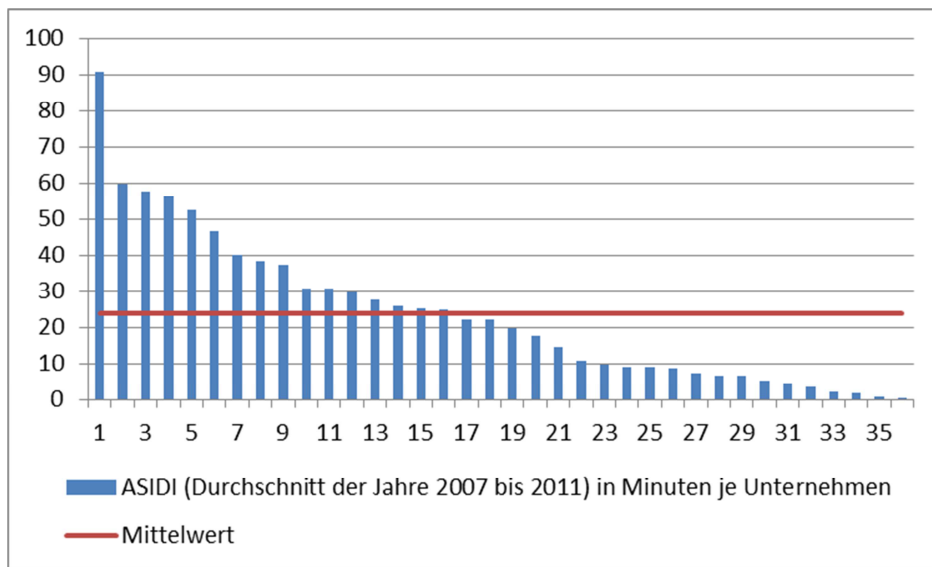


Abbildung 2: Verteilung der ASIDI-Werte für ausgewählte österreichische Stromverteilernetzbetreiber

Grundsätzlich sind Unterschiede zwischen Netzbetreibern auch zu erwarten, da die Versorgungszuverlässigkeit innerhalb eines Netzgebietes auch durch exogene Faktoren (mit oder ohne Reaktions- bzw. Einflussmöglichkeit des Netzbetreibers) determiniert ist. Hierzu könnten beispielsweise klimatische Bedingungen wie Wettereinflüsse bzw. Blitzhäufigkeiten oder auch die Struktur des Netzgebietes in Hinblick auf Last- oder Netzanschlussdichten genannt sein. Die begriffliche Unterscheidung in „mit oder ohne Reaktionsmöglichkeiten“ ist aus folgendem Grund erforderlich: Zwar mag die Blitzhäufigkeit oder -intensität exogen determiniert sein, die Entscheidung zur Verkabelung der Mittel- und/oder Niederspannungsnetze verbleibt jedoch bei den jeweiligen Verteilernetzbetreibern. Hinsichtlich der Last- oder Netzanschlussdichten hat der jeweilige Netzbetreiber jedoch aufgrund der Netzanschlussverpflichtung im Bereich der Stromverteilernetze keinerlei Einflussmöglichkeit.

6 Monetäre Bewertung von Versorgungsunterbrechungen

Unbestritten ist das Faktum, dass mit Versorgungsunterbrechungen Nutzeneinbußen auf Kundenseite einhergehen. Die Frage der monetären Bewertung dieser „Nutzeneinbußen“ ist allerdings nicht leicht zu beantworten – dies liegt daran, dass generell keine Marktpreise für das nicht-handelbare Gut der Qualität vorliegen²⁶ (vgl. Sappington 2005 und LaCommare et. al. 2006); eine Approximation kann jedoch mittels unterschiedlicher Methoden erreicht werden; wenngleich die Approximationsgüte zwischen den Methoden auch durch die unterschiedlichen Datenanforderungen stark variiert. Hierzu zählen beispielsweise Kundenbefragungen, Hochrechnungen auf Basis von Black-Out Fallstudien (bottom-up Methodik) bzw. einer Ableitung auf Basis makroökonomischer Daten (top-down Methodik). Für einen detaillierten Methodenüberblick sei auf Caves, Herriges und Windle (1990) verwiesen.

Aus ökonomischer Sicht entspricht die marginale Zahlungsbereitschaft der Kunden zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechung den sozialen Kosten und somit dem Preis der Versorgungsqualität (vgl. Yu et

²⁶ Dieses Argument gilt nicht nur für Versorgungsunterbrechungen, sondern auch für Servicequalität als auch Spannungsqualitätsaspekte.

al. 2007). Kontingente Bewertungsmethoden versuchen daher mittels Kundenbefragungen marginale Zahlungs- bzw. Kompensationsbereitschaften (willingness to accept, WTA bzw. willingness to pay; WTP) abzuleiten und dadurch das nicht-handelbare Gut der Qualität zu bewerten (vgl. CEER 2010). Kundenbefragungen sollten nicht nur für verschiedene Kundengruppen ausgelegt werden, sondern auch die Nutzeneinbußen durch Versorgungsunterbrechungen in einer zeitlichen Dimension feststellen und auch noch der Frage nachgehen inwiefern sich die Nutzeneinbußen bei geplanten Versorgungsunterbrechungen von ungeplanten unterscheiden. Hintergrund hierfür liegt in den potentiell unterschiedlichen Bewertungsergebnissen bei unterschiedlichen Kundensegmenten (wie zB Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft, Industrie, etc.), den Auswirkungen in zeitvariabler Sicht (vormittags, nachmittags, abends, nachts, werktags, Wochenende, Sommer, Winter, etc.) und der Möglichkeit zur Abmilderung von Nutzeneinbußen durch Vorkehrungen auf Kundenseite sofern es sich um geplante und demnach auch angekündigte Versorgungsunterbrechungen handelt. Kundenbefragungen können mitunter jedoch auch kritisch gesehen werden – ein Grundproblem besteht darin, dass je nach Fragestellung mit unterschiedlichen Ergebnissen gerechnet werden muss - Individuen wollen grundsätzlich wenig bezahlen, verlangen jedoch hohe Entschädigungen für (Nutzen-)Einbußen. Darüber hinaus können Verzerrungen durch hypothetische Fragestellungen – es findet keine tatsächlicher Geldfluss statt – generiert werden, da Budgetrestriktionen seitens der Befragten nicht berücksichtigt werden (vgl. Yu et al. 2007). Im Bereich der Haushaltskunden besteht weiters die Möglichkeit, dass sich die Befragten durch die Fragestellung selbst bzw. hinsichtlich der Nutzenbewertung überfordert fühlen. Versorgungsunterbrechungen treten mitunter sehr selten auf oder werden daher vom Kunden kaum wahrgenommen – da somit die Erfahrungen des Kunden mit entsprechenden ausfallsbedingten Situationen entsprechend eingeschränkt sind, besteht in Konsequenz die Gefahr, dass die Untersuchungsergebnisse von Studien verzerrt sind und damit die Bewertung inkonsistent wird (vgl. Waddams et. al. 2002).

Als Alternativen zu aufwändigen Kundenbefragungen können datenintensive Hochrechnungen auf Basis von Black-Out Studien (Abschätzungen der direkten Ausfallkosten durch die Einbeziehung fundamentaler Daten der Produktionsprozesse industrieller Kunden und dem Freizeitverhalten von Privatkunden; bottom-up Methodik) oder eine Ableitung auf Basis von bereits aggregierten makroökonomischen Daten (top-down Methodik) erfolgen. Beide Alternativen sind als zweitbeste Lösung zu sehen, da die daraus abgeleiteten „Kosten“ lediglich als Annäherung zu den Nutzeneinbußen auf Kundenseite zu verstehen sind und insbesondere bei der Abschätzung der Kosten eines Ausfalls bei den kleinen Unternehmen sowie Haushalten grobe Verallgemeinerungen und Annahmen getroffen werden müssen.

Seitens der Regulierungsbehörde wurde bislang noch keine Studie zur monetären Bewertung von Versorgungsunterbrechungen auf Basis von Kundenbefragungen durchgeführt. Dies liegt nicht nur an den absehbaren Herausforderungen bei der Ableitung repräsentativer Preisansätze für eine ausreichende Differenzierung in kundenspezifischer und zeitvariabler Sicht, sondern vor allem in der bis dato leistungsorientierten anstatt kundenorientierten Erfassung von Versorgungsunterbrechungen (siehe obige Diskussion). Darüber hinaus wurden im Rahmen der bisherigen Datenerfassung – obwohl in der Abfrageroutine vorgesehen - seitens der Unternehmen kaum Angaben hinsichtlich der „Komponenten der Verwendung“, dh der zu erfassenden Kundensegmente gemacht. Eine spezifische Verknüpfung von Preisansätzen mit entsprechenden Ausfallskennzahlen ist daher derzeit keine Option.

Consentec (2013) wählte im Rahmen eines Gutachtens (auf Basis der Vorgabe des Auftraggebers) den weniger intensiven und im Übrigen auch in Deutschland verwendeten top-down Ansatz, weshalb zumindest für Österreich eine Bepreisung der nicht gelieferten Energie (value of lost load; VOLL) aus der

entgangenen Bruttowertschöpfung und dem entgangenen Freizeitwert²⁷ vorliegt. Der Wert der nicht-gelieferten Energie (VOLL) in Euro/kWh (10,6 Euro/kWh) muss auch auf Basis der Datenrestriktionen (vgl. Diskussion in Kapitel 5.3) auf die Kennzahl ASIDI bezogen werden, weswegen eine Umrechnung in Euro/kVA_{min} erforderlich ist. Der auf die unterbrochene MS/NS-Trafoleistung bezogene „Qualitätspreis“ beträgt gemäß Consentec (2013) in Österreich rund 0,07 Euro/kVA_{min}.²⁸ Einen Überblick hinsichtlich internationaler Studienergebnisse zur monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit bieten sowohl Reichel und Schmidthaler 2011 (S. 228) als auch Consentec, FGH und Frontier Economics 2010 (S. 109-115). Beide Meta-Studien wiesen große Bandbreiten der abgeleiteten Ergebnisse der VOLL aus. Gründe hierzu sind in den unterschiedlichen Methoden zur Bepreisung (Black-Out Studien, Kundenbefragungen, makroökonomische Top-Down Ansätze), der Zielgruppe (Haushalte, Gewerbe, Industrie, etc.) als auch den jeweilig betrachteten Ländern zu finden. Durch die Exklusion jener Studien des oberen und unteren 25 Prozent Quantils engt Consentec, FGH und Frontier Economics 2010 die Bandbreite auf Werte zwischen 8,3-15,8 €/kWh, mit einem Median in Höhe von 11,1 €/kWh ein. Weitere Analysen in diesem Papier beziehen sich auf den von Consentec 2013 abgeleiteten Preisansatz von 0,07 Euro/kVA_{min} (Basis VOLL 10,6 Euro/kWh) für ungeplante Versorgungsunterbrechungen. Anm: Auch noch auf die Kosten für eine Ersatzstromversorgung referenzieren. (Batterie oder Notstromaggregat)

Um den internationalen Erfahrungen mit empirischen Erhebungen zu den Kundenpräferenzen gerecht zu werden, schlägt Consentec (2013) ferner vor, einer geplanten und damit angekündigten Versorgungsunterbrechung den halben Wert einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung zuzuordnen, da für Kunden eine entsprechende Möglichkeit besteht Vorkehrungen zu treffen bzw. sich auf die angekündigte Unterbrechung einzustellen. Einvernehmlich geplante Versorgungsunterbrechungen wie beispielsweise geplante Abschaltungen in Skigebieten außerhalb der Saison gehen darüber hinaus mit einem Wert von Null in die Analysen ein.²⁹

Die Multiplikation des Preisansatzes mit der Unterbrechungsdauer dient somit der Approximation der durch die Versorgungsunterbrechung verursachten Kosten. Um ein soziales Optimum zu erreichen, sollten die Kosten der Qualitätsbereitstellung mit den einhergehende Unterbrechungskosten in Einklang stehen, dh. ein Unternehmen sollte dann zu Qualitätsverbesserungen angehalten werden, wenn die Kosten hierzu niedriger sind als die zu erwartenden Ausfallkosten auf Kundenseite.

7 Strukturelle Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit

Bei der Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit stellt sich generell die Frage, ob das Niveau neben dem Verhalten des Unternehmens teilweise zusätzlich auch durch exogene Einflüsse determiniert wird. Wie bereits in Abschnitt 5.4 diskutiert, sind jene Faktoren als exogen zu bezeichnen, die von den Netzbetreibern als gegeben erachtet werden müssen und gegebenenfalls nicht in deren Einflussosphäre

²⁷ Der Freizeitwert wurde für Erwerbstätige dem Nettostundenlohn (=Nettoeinkommen/Gesamtarbeitszeit in Stunden) und für nicht-Erwerbstätige dem halben Freizeitwert der Erwerbstätigen gleichgesetzt.

²⁸ Der Wert ergibt sich aus der VOLL pro Minute multipliziert mit dem Verhältnis aus der gesamten Jahreshöchstlast der Netzebene 5 aller betrachteten Netzbetreiber (rund 9500 MW) und deren installierter MS/NS-Trafoleistung (ca 23900 MVA), dh. $0,07 \text{ Euro/kVA}_{\text{min}} = 10,6/60 * 9500/23900$. Vgl. hierzu Consentec (2013). S. 24.

²⁹ Vgl. Consentec (2013). S. 25.

liegen.³⁰ Als wesentlicher Faktor kann hierbei beispielsweise die Struktur des Netzgebietes angesehen werden (vgl. Consentec; FGH; Frontier Economics 2010). Abzugrenzen hiervon sind jedenfalls endogene Größen, die zwar ebenfalls das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit bestimmen, jedoch direkt in der Einflussphäre des jeweiligen Netzbetreibers stehen. Hierunter fällt beispielsweise das Alter der Betriebsmittel – die Entscheidung zum Tausch eines Anlagengutes obliegt der alleinigen Entscheidung des Netzbetreibers. Um einen sachgerechten Vergleich der unterschiedlichen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen zwischen den Netzbetreibern sicherzustellen, gilt es demnach den Effekt von exogenen Größen zu berücksichtigen bzw. zu bereinigen. Eine entsprechende Einteilung der wesentlichen Einflussfaktoren der Versorgungszuverlässigkeit wurde von Consentec (2013) vorgenommen (vgl. Abbildung 3):

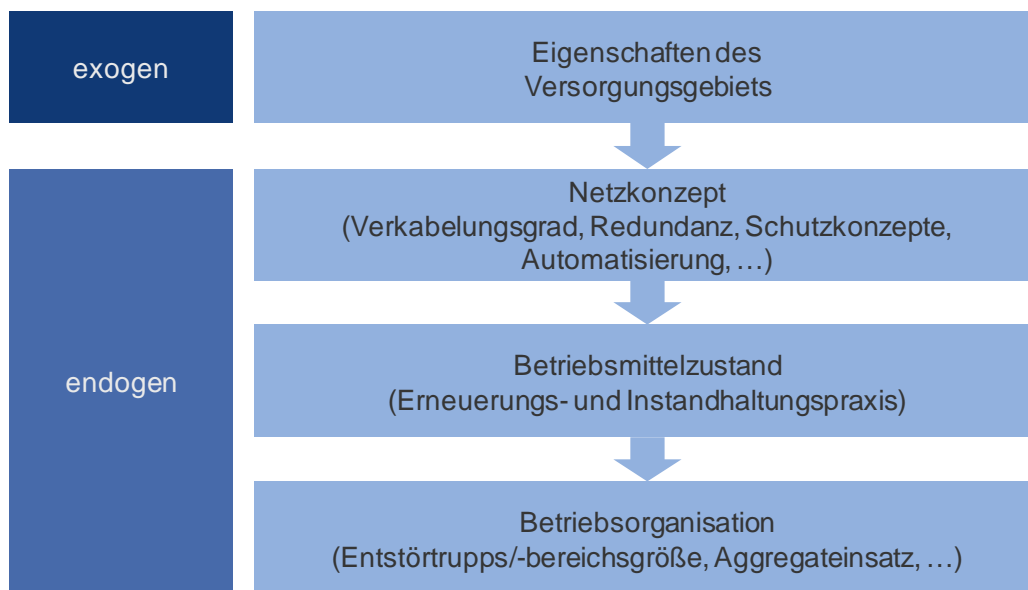


Abbildung 3: Einflussfaktoren der Versorgungszuverlässigkeit, Quelle: Consentec (2013), S. 27.

Zu jenen exogenen Faktoren, die die Eigenschaften des Versorgungsgebietes abbilden und außerhalb der Einflussphäre der Netzbetreiber stehen, zählen in erster Linie der räumliche Abstand und die Leistungshöhe der Kundenanschlüsse, also die Netzanschluss- und die Leistungsdichte. Diese Faktoren wirken unter Zugrundelegung üblicher Netzkonzepte auf die Häufigkeit und teilweise auch Dauer von Versorgungsunterbrechungen.

Zur Abbildung gebietsstruktureller exogener Einflüsse eignen sich auf Basis von empirischen Untersuchungen (beispielsweise im Zuge der Einführung eines Q-Elements für deutsche Netzbetreiber, vgl. Consentec; FGH; Frontier Economics 2010; Seite 58ff bzw. im österreichischen Kontext Consentec 2013) und konzeptionellen Überlegungen unter Zuhilfenahme der Modellnetzanalyse insbesondere die Parameter „Lastdichte“ (Höchstlast bezogen auf die effektive Versorgungsfläche) als auch die „Netzanschlussdichte“ (Netzanschlüsse bezogen auf die effektive Versorgungsfläche). Dem Parameter „Lastdichte“ wird in genanntem Gutachten eine überlegene Stellung zugeschrieben, als dieser im

³⁰ Faktoren können zwar grundsätzlich als exogen gesehen werden, jedoch kann sehr wohl eine Einflussmöglichkeit des Netzbetreibers zur Vermeidung von negativen Effekten ausgelöst durch den exogenen Faktor angenommen werden. Es ist somit der entsprechende Wirkungszusammenhang relevant.

Gegensatz zur Netzanschlussdichte neben Effekten der Veränderung der Anschlussdichten zusätzlich auch Effekte aus der Veränderung der Elementarlast abbildet.³¹ Auffällig ist hierbei, dass unter der Annahme von homogenen und konstanten Lasten je MSP-Netzanschlüssen, die Lastdichte und die Netzanschlussdichte als Substitut verwendet werden können. Beiden Parametern – Netzanschluss- und Lastdichte - liegt allerdings die Annahme einer homogenen Verteilung der Netzanschlüsse als auch der Lasten in einem Gebiet zugrunde.

Aus Sicht der Autoren ist allerdings die Hypothese der Homogenität nur dann approximativ gültig, wenn ausreichend kleine Teilgebiete analysiert werden; dh. in einem ersten Schritt eine Disaggregation (der Versorgungsfläche) in kleinere Einheiten stattfindet. Für österreichische Stromverteilernetzbetreiber liegen der Regulierungsbehörde derzeit lediglich Daten für die Netzanschlussdichten in einer adäquaten Form (Netzanschlüsse je Gemeinde) vor, dh. hierbei kann angenommen werden, dass die Homogenitätsannahme zumindest approximativ zutrifft. In Bezug auf die Lastdichte liegen in Österreich derzeit keine vergleichbaren Daten in disaggregierter Form vor. Es ist davon auszugehen, dass die Homogenitätsannahme daher im Bereich der Lastdichte verletzt sein könnte, zumal sich diese als Verhältnis der unternehmensindividuellen Netzhöchstlast (definiert als Maximum der höchst auftretenden Last in einem 15-minütigen Zeitintervall innerhalb eines Jahres über das gesamte jeweilige Versorgungsgebiet) zum gesamten effektiven Versorgungsgebiet ergibt.

Darüber hinaus wurden Netzanschlussdichten in den bereits durchgeführten Effizienzvergleichen (2005 und 2013) in transformierter Form als flächengewichtete Netzanschlussdichten - auch als Modellnetzlängen bezeichnet - als Strukturparameter des Versorgungsgebiets als Outputs verwendet.

Die Modellnetzlängen beschreiben das notwendige Ausmaß an modellhaft abgeleiteten Leitungslängen für die Verbindung homogener verteilter Netzanschlüsse in disaggregierten Teilgebieten und könnten nach Ansicht der Autoren auf Basis der oben erwähnten Diskussion ebenfalls dazu dienen den exogenen Einfluss der Struktur des Versorgungsgebietes auf die Versorgungszuverlässigkeit zu erklären.³² Durch die Verwendung der Netzanschlussdichten bei der Ausgestaltung eines Qualitätselements würde daher auch ein gewisser Konnex zur derzeit angewandten Benchmarkingsystematik hergestellt werden.

Auf Basis des für Österreich vorliegenden Datensatzes lassen sich unterschiedliche funktionale Zusammenhänge finden, die mehr oder weniger geeignet sind, den Einfluss von exogenen Strukturmerkmalen auf Zuverlässigkeitsindikatoren zu beschreiben. Die geschätzten Funktionsverläufe erklären ein „durchschnittliches“ Verfügbarkeitsniveau und können als Referenzen für die abweichenden (darüber- oder darunterliegenden) Beobachtungen interpretiert werden. Ein Überblick über relevante funktionale Zusammenhänge wird in Abbildung 4 dargestellt.

³¹ Eine Kombination mehrerer Parameter konnte keine wesentliche Verbesserung des Erklärungsgehalts bewirken (was vermutlich auch an deren Interdependenzen liegt), weswegen sich Consentec (2010) für die Lastdichte als alleinigen strukturellen Parameter in der betrachteten Mittelspannungsebene ausspricht.

³² Im Vergleich dazu ist der qualitätstreibende Zusammenhang bei realen Leitungslängen hingegen relativ unklar: Zwar können höhere Leitungslängen eine tendenziell höhere Störungshäufigkeit und damit auch Nicht-Verfügbarkeit hervorrufen, jedoch werden gleichzeitig aber auch höhere Redundanzen durch höhere Leitungslängen geschaffen, was das Gegenteil – eine Verbesserung der Zuverlässigkeit - bewirken kann. Vgl. hierzu auch Consentec et al (2010). S. 49.

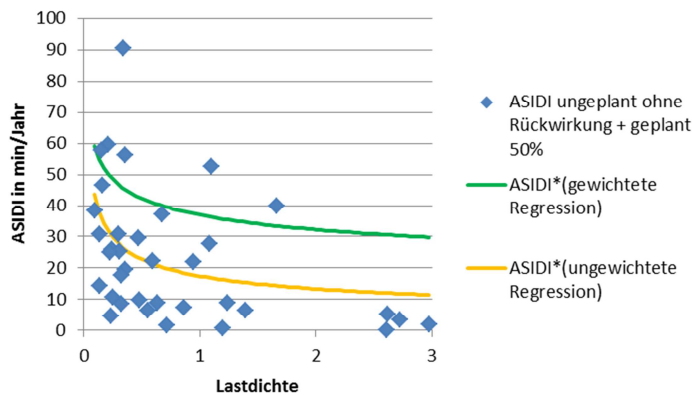


Bild 1 zeigt den Zusammenhang der **Nicht-Verfügbarkeit** (ASIDI) und der **Lastdichte**. Zur Darstellung der Schätzfunktionen ist einerseits der Referenzwert anhand einer gewichteten als auch einer ungewichteten Regression angeführt. Erläuterungen für diese zwei unterschiedlichen Regressionsansätze finden sich in Kapitel 8.1).

Funktionaler Verlauf:
 $ASIDI^* = c(1) / Lastdichte^{c(2)}$

R^2 (im ungewichteten/gewichteten Fall)
 0,17/0,14

$c(1) = 17,49^{***} / 36,93^{***}$

$c(2) = 0,384^{**} / 0,197^{**}$

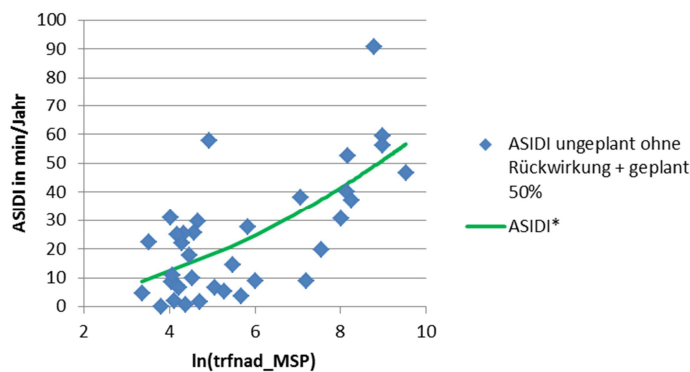


Bild 2 illustriert den Zusammenhang der **Nicht-Verfügbarkeit** (ASIDI) und der mit dem natürlichen Logarithmus skalierten **MS-Modellnetzlänge**, um Größeneffekte zu beseitigen.

Funktionaler Verlauf:
 $ASIDI^* = \ln(trfnad_MSP)^{c(1)}$

$R^2: 0,50$

$c(1) = 1,791^{***}$

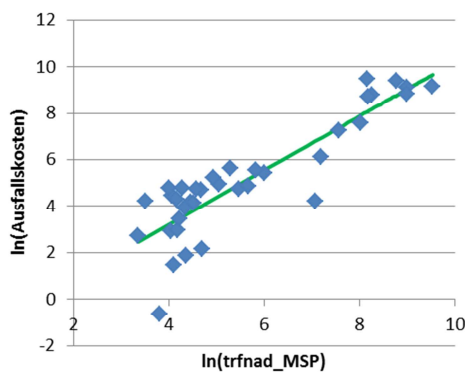


Bild 3 illustriert den Zusammenhang zwischen verursachten **Ausfallskosten** (zur Herleitung deren vgl. Kapitel 6) im Zuge von Versorgungsunterbrechungen (exogene Kosten der Versorgungsausfälle) und der **MS-Modellnetzlänge**. Beide Variablen wurden mit dem natürlichen Logarithmus zur Bereinigung von Größenunterschieden normiert.

Funktionaler Verlauf:
 $\ln(Ausfallskosten)^* = c(1) + c(2) * \ln(trfnad_MSP)$

$R^2: 0,78$

$c(1) = -1,419^{**}$

$c(2) = 1,161^{***}$

Abbildung 4: Strukturelle Einflussgrößen zur Beschreibung der Nicht-Verfügbarkeit unter Berücksichtigung von 36 Stromverteilernetzbetreibern

Einleitend ist zu den Darstellungen in Abbildung 4 anzumerken, dass sich die funktionellen Zusammenhänge einerseits aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen speisen (insbesondere der

proportionale Zusammenhang zwischen ASIDI und der Lastdichte im ersten Bild), andererseits (Bild 2 und 3) aber auch jene Verläufe gewählt wurden, die den höchsten Erklärungsgehalt (R^2) aufweisen. Um Größeneffekte zwischen den Unternehmen auszuschneiden (die Lastdichte ist von der Unternehmensgröße prinzipiell unabhängig) wurden Normierungen durchgeführt.

Interessant ist die Beständigkeit der Beobachtungen über oder unter einer Referenz – die jeweils in Abbildung 4 eingezeichneten Linien – in Abhängigkeit von den dargestellten Funktionsverläufen. Aufschluss über die Veränderung der Klassifikation in Abhängigkeit der verschiedenen Spezifikationen gibt die in Abbildung 5 dargestellte Auswertung. Während durch den in Bild 1 dargestellten „ungewichteten“ Funktionsverlauf (ASIDI erklärt durch Lastdichte) 23 von 36 Unternehmen unter der Referenzkurve liegen, sind es auf Basis des Verlaufes in Bild 2 sowie 3 (ASIDI bzw. exogene Ausfallskosten erklärt durch logarithmierte Mittelspannungs-Modellnetzlänge) 21 bzw. 16 Unternehmen, die eine positive Abweichung (tatsächliche Versorgungsqualität liegt jeweils unter der Referenz) aufweisen. Unabhängig von der Bewertung der drei Ansätze lässt sich jedoch festhalten, dass 22 der 36 Unternehmen jeweils die idente Klassifikation erhalten. Durch die unterschiedlichen Strukturmerkmale (Lastdichte vs. transformierte MS-Netzanschlussdichten) bzw. Qualitätsindikatoren (ASIDI vs. Ausfallskosten) kommt es dennoch teilweise zu Verschiebungen in der Klassifikation je nach betrachteten Ansatz, wobei die Klassifikation zusätzlich noch der funktionalen Form abhängig ist.

| Unternehmen | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | Anzahl (+) | Anzahl (-) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|------------|------------|----|
| über(+) bzw. unterdurchschnittlich (-) Bild (1) (bei OLS Regression) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 23 | 13 | |
| über(+) bzw. unterdurchschnittlich (-) Bild (2) | + | - | + | - | + | - | - | - | - | - | - | - | - | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | - | - | - | - | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 21 | 15 |
| über(+) bzw. unterdurchschnittlich (-) Bild (3) | - | + | - | - | + | - | - | - | - | - | - | - | - | + | + | - | + | + | + | + | + | + | + | - | - | - | - | - | + | + | + | + | + | + | + | + | + | 16 | 20 |

Abbildung 5: Klassifizierung in Über- und Unterdurchschnittliche Nicht-Verfügbarkeiten bzw. Ausfallkosten bei unterschiedlichen Strukturvariablen und funktionalen Formen für ausgewählte 36 Verteilernetzbetreiber

Es soll jedoch nicht der Eindruck erweckt werden, dass sich die Bilder 2 und 3 an der „Erstklassifizierung“ von Bild 1 messen müssen. Unter Berücksichtigung der von Consentec (2010 und 2013) getroffenen Homogenitätsannahme bei den modellhaften Überlegungen zur Identifikation von exogenen Strukturmerkmalen wären vielmehr die Funktionsverläufe der Bilder 2 und 3 in den Vordergrund zu rücken. - Dies deshalb, da bei der disaggregierten Ermittlung der flächengewichteten Netzanschlussdichten die Homogenitätsannahme eher zutrifft, als bei der „pauschalen“ Ermittlung der Lastdichte (über das Verhältnis der Netzhöchstlast zum gesamten effektiven Versorgungsgebiet). Bemerkenswert ist jedoch, dass die Resultate zwischen den unterschiedlichen Ansätzen aus Bild 2 zu Bild 3 bereits für 26 von 36 Unternehmen eine idente Klassifikation liefert. Ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen könnten zur Herbeiführung einer noch besseren Übereinstimmung einen wesentlichen Beitrag leisten.

Aus individueller oder relativer Perspektive mag auch noch das Zusammenspiel zwischen der „Lage im Zuverlässigkeitsvergleich“ und der „Lage im Effizienzvergleich“ von Bedeutung sein. Aus individuellem Blickwinkel mag eine geringere (höhere) Versorgungszuverlässigkeit teilweise bereits durch geringere (höhere) Netzkosten und damit verbundenen geringeren (höheren) Netzentgelten kompensiert werden; aus relativer Perspektive ist aber auch der Umstand vorstellbar, dass im Effizienzvergleich Verzerrungen durch die Negierung der Versorgungszuverlässigkeit entstehen. Dies nämlich dann, wenn den exogenen Kosten, die durch die Nicht-Verfügbarkeit entstehen, kein Augenmerk geschenkt wird. Relativ niedrigen (hohen) Netzkosten könnten ebenso hohe (niedrige) exogene Kosten (in Form von Nutzeneinbußen auf

Kundenseite) gegenüberstehen und zu positiven (negativen) Verzerrungen in Form von Scheineffizienzen und –ineffizienzen für die Unternehmen führen, sofern die exogenen Kosten nicht internalisiert werden.

8 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Bereits in Kapitel 1 wurde auf den potentiellen Effekt hingewiesen, dass durch das System der Anreizregulierung generierte Kostensenkungsanreize zu Lasten der Versorgungsqualität gehen könnten. In der Regel steuern Regulierungsbehörden diesem Effekt mit einer separaten Qualitätsregulierung (explizite Berücksichtigung) als Ergänzung zur konventionellen Anreizregulierung entgegen.³³ Während sich die konventionelle Anreizregulierung in der Form von Erlös- bzw. Preisobergrenzen oftmals auf eine Effizienzeinschätzung mittels einer Benchmarkinganalyse stützt, gewährt das Qualitätselement der ergänzenden Qualitätsregulierung Zu- bzw. Abschläge auf die unternehmensindividuelle Abweichung von einem bestimmten Referenzwert.

Aus Sicht der Autoren stellt sich jedoch die Frage, ob eine direkte Berücksichtigung in der Effizienzanalyse nicht zumindest ebenso (gut) geeignet wäre, diesem skizzierten potentiellen Effekt entgegenzuwirken und einen Teil der bislang unbeobachteten Heterogenität durch die Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit in die Benchmarkinganalyse (implizite Berücksichtigung) zu erklären. Wird die definierte Norm durch Einbeziehung von strukturellen Unterschieden zwischen den Netzbetreibern bestimmt, so kann nach Auffassung der Autoren ein separates Bonus-/Malus System der Qualitätsregulierung auch als nachträgliche Korrektur der Effizienzanalyse (sofern die Versorgungsqualität im ursprünglichen Effizienzvergleich ausgeklammert wurde) verstanden werden. In weiterer Folge sollen die beiden Ausgestaltungsoptionen – explizite Berücksichtigung eines Q-Elements im Rahmen der allgemeinen Regulierungsformel (vgl. Abschnitt 8.1) und implizite Berücksichtigung der Versorgungsqualität im Rahmen der Effizienzanalyse gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 8.2) sowie deren Kombination durch die gleichzeitige Anwendung beider Ansätze (Abschnitt 8.4) betrachtet werden.

8.1 Explizite Berücksichtigung im Rahmen eines Q-Elements

Hinsichtlich der expliziten Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit im Rahmen eines Anreizregulierungsmodells bestehen grundsätzlich eine Reihe von verschiedenen Umsetzungsmöglichkeiten, welche vorrangig von der gegebenen Ausgangssituation bzw. der vom Regulator verfolgten Zielsetzung abhängen. So könnte eine Regulierungsbehörde eine bestimmte und klare Zielvorgabe festlegen und jegliche negative unternehmensindividuelle Abweichungen von dieser Zielvorgabe sanktionieren, falls das allgemeine Qualitätsniveau als zu niedrig und damit verbesserungswürdig angesehen wird. Einseitige (asymmetrische) Sanktionierungen wären somit zu rechtfertigen, wenn die Versorgungszuverlässigkeit der Netzbetreiber unter einer normativen Zielvorgabe liegt und das generelle Ziel darin besteht das aktuell vorherrschende Qualitätsniveau zu heben oder Härtefällen bei einzelnen Netzbenutzern, die nur eine marginale Auswirkung auf die durchschnittlichen Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit haben, Einhalt zu gebieten. Letzterer Problematik wird oftmals durch die Vorgabe von „Mindeststandards“ begegnet, so auch in Österreich über die END-VO 2012 (vgl. Diskussion in Abschnitt 5).

³³ Vgl. CEER (2011).

Da aber oftmals das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit zumindest im Durchschnitt zufriedenstellend hoch ausfällt – auch wenn durchaus starke Variationen zwischen den Netzbetreibern vorliegen können – und darüber hinaus die Schwankungen zum Teil auch auf exogene Merkmale des Versorgungsgebietes zurückzuführen ist, erscheint die Vorgabe eines (normativen) regulatorisch determinierten Zielwertes als wenig problemadäquat. Zudem sollte das Ziel einer Regulierungsbehörde darin bestehen, Anreize zu gewähren, die Versorgungsqualität an ein volkswirtschaftliches Optimum zu führen, weshalb auch durchaus Qualitätsreduktionen sinnvoll sein können. Wäre dieses volkswirtschaftliche Optimum aus der detaillierten Kenntnis der Grenzkosten einer Qualitätsverbesserung auf Seiten der jeweiligen Netzbetreiber und dem Grenznutzen dieser Verbesserung auf Kundenseite für die Regulierungsbehörde ableitbar,³⁴ so ließen sich unternehmensindividuelle Zielvorgaben zur Erreichung eines volkswirtschaftlichen Optimums – dieses kann in einer Erhöhung bzw. Reduktion des Qualitätsniveaus bestehen - regulatorisch determinieren. Möglich wäre dies aber nur durch die vollständige

- Kenntnis aller zur Verfügung stehenden qualitätsverbessernden Maßnahmen (je Netzbetreiber), mit
- exakter Quantifizierung der Einflüsse der einzelnen Maßnahmen auf die Versorgungszuverlässigkeit (je Netzbetreiber),
- der Analyse der spezifischen Kosten der jeweiligen Maßnahmen (je Netzbetreiber, aus Kapital- und Prozesskostensicht) sowie
- der monetären Honorierung (Kundennutzen) dieser Durchführungsvarianten (je Kunde).

Da es sich bei den ersten drei Aufzählungspunkten um unternehmensspezifische Information handelt, besteht das Problem der asymmetrischen Information, da diese grundsätzlich dem Regulator nicht zur Verfügung steht bzw. damit ein gewisses Monitoringproblem einhergeht (vgl. die Diskussion zur asymmetrischen Informationsproblematik in Abschnitt 4.4). Auf Basis dieser Problematik erscheint es sinnvoll, dass der Prozess zur Findung des unternehmensspezifischen optimalen Qualitätsniveaus bei den jeweiligen Netzbetreibern verbleibt und daher regulatorische „Zielvorgaben“ zur Versorgungsqualität tendenziell vermieden werden (sofern die Zielsetzung nicht in einer generellen Anhebung des Qualitätsniveaus besteht). Stattdessen wäre ein Modell einzusetzen, welches die geeigneten Anreize schafft, die (volkswirtschaftlich) optimale Versorgungsqualität langfristig und modellendogen zu gewährleisten.

Die Erlöszu- oder -abschläge werden hierbei in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt und bedingt die Ermittlung von „Referenzwerten“. Diese sind jedoch nicht als Zielvorgaben aufzufassen, sondern als Rechengrößen zur Ableitung von Erlöswirkungen über die Gesamtheit der Netzbetreiber, nicht jedoch deren Anreizwirkungen auf den einzelnen. Anreizwirkungen ergeben sich durch die Bewertung der Abweichung von der „Referenz“ monetarisiert mit dem „Preis“ des nicht-handelbaren Gutes der Versorgungszuverlässigkeit des monopolistischen Netzbetreibers. Optimierungsspielräume ergeben sich für die Netzbetreiber durch die Abwägung der Auswirkung auf die Kosten durch eine qualitätsändernde Maßnahme und dem Einfluss deren auf das Qualitätselement (dh. die monetär bewertete Differenz der auftretenden Versorgungszuverlässigkeit von einem Referenzwert) im Sinne einer integrierten Kosten- und Qualitätsoptimierung. Die unternehmensindividuellen Versorgungszuverlässigkeitsindikatoren können auch dauerhaft von diesem Referenzwert abweichen; sofern die integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung erfolgt. Aus theoretischer Sicht mag dieses System aber im Stande sein, geeignete

³⁴ Auf das Problem der asymmetrischen Information wurde bereits in Abschnitten 0 sowie 6 detailliert eingegangen.

Anreize für die Gewährleistung einer langfristig volkswirtschaftlich optimalen Versorgungszuverlässigkeit zu setzen. Die detaillierte Ableitung der Monetarisierungsfaktoren verbleibt zwar als Grundvoraussetzung für die Umsetzung dieses Modelles für die Regulierungsbehörde; die Bestimmung von unternehmensspezifischen Zielvorgaben ist jedoch in diesem Ansatz nicht mehr notwendig. Sollte eine explizite Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit im Anreizregulierungsrahmen erfolgen, erachten es die Autoren aus den genannten Gründen als sachgerecht, ein Modell einzuführen, welches anstatt von ex-ante determinierten Zielvorgaben lediglich Referenzwerte für Qualitätsniveaus beinhaltet.³⁵

Beim Abstellen auf Referenzwerte sind grundsätzlich erneut zwei Varianten denkbar:

- Parametrierung auf Basis der individuellen Historie (unternehmenshistorische Referenzwerte)
- Parametrierung auf Basis der gebiets-strukturellen Unterschiede (strukturelle Referenzwerte)

Die beiden dargestellten Ausgestaltungsoptionen unterscheiden sich in fundamentaler Weise hinsichtlich ihrer Verteilungsgerechtigkeit. Im Rahmen der Option 1 wird die historische unternehmensspezifische Entwicklung des Qualitätsniveaus mit einem Referenzwert verglichen und eine Belohnung (durch Zuschläge auf die Erlösobergrenze) bei einer Verbesserung der Qualität gewährt bzw. erfolgt eine Bestrafung (durch Abschläge auf die Erlösobergrenze) bei einer Verminderung der Qualität im Vergleich zum Ausgangsniveau. Bei dieser Ausgestaltungsvariante ist die Anreizwirkung sehr stark „pfadabhängig“, dh. vom historischen bzw. bestehenden Status Quo abhängig - während eine Qualitätsverbesserung für ein Unternehmen mit sehr niedrigem Ausgangsniveau relativ einfach zu erreichen ist, gestaltet sich dies für ein Unternehmen mit bereits sehr hohem Niveau vergleichsweise schwierig. Mit anderen Worten formuliert, wird mitunter ein Unternehmen für Versäumnisse in der Vergangenheit belohnt, während die Anstrengungen eines Unternehmens in der Vergangenheit unbelohnt bleiben. Selbst durch die Verwendung von unternehmensspezifischen Referenzwerten (unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Besonderheiten) würde dieses inhärente Problem des individuellen historischen Ausgangsniveaus bestehen bleiben.

Bei der Verwendung eines strukturellen Referenzwertes gehen hingegen die (aktuellen) individuellen Qualitätsniveaus direkt in dessen Ermittlung ein und Zu- und Abschläge werden durch die entsprechenden Abweichungen von diesem Referenzwert determiniert. Durch die Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede und die regelmäßige Neubestimmung des Referenzwertes wird eine unternehmensspezifische „Pfadabhängigkeit“ ausgeschlossen und eine entsprechende Verteilungsgerechtigkeit zwischen den Unternehmen hergestellt.

Aus Sicht der Autoren sollte daher der Verwendung eines strukturellen Referenzwertes im Gegensatz zur Parametrierung auf Basis der unternehmensindividuellen Historie der Vorzug gegeben werden – sollte die regulatorische Zielsetzung in der Verbesserung des allgemeinen Qualitätsniveaus bestehen, mag allenfalls eine Kombination der beiden dargestellten Ansätze erwogen werden.

Consetec (2013) schlug für die Parametrierung des österreichischen Qualitätselements die Ableitung des gebietsstrukturellen Referenzwertes auf Basis einer gewichteten Regression vor. Die Notwendigkeit für die gewichtete Regression ergab sich aufgrund der generellen Anforderung des damaligen Auftraggebers (der Regulierungsbehörde) das System derart auszugestalten, dass dieses weitgehend erlösneutral über die Branche wirkt; dh. die Summe der aus einem Qualitätselement entstehenden „Boni“ sich mit den „Mali“

³⁵ Ein vergleichbares System wurde in Deutschland im Bereich der Stromverteilernetzregulierung im Jahr 2012 eingeführt.

weitgehend ausgleichen. Die sich aus einem expliziten Q-Element ergebenden Zu- und Abschläge errechnen sich in absoluter Höhe aus der Abweichung des unternehmensindividuellen ASIDIs zur Referenz (ASIDI* in Abhängigkeit von der Lastdichte) multipliziert mit dem Monetarisierungsfaktor (Preisansatz) und der installierten Trafoleistung. Große Unternehmen verzeichnen nun durch diese Berechnungsmethodik auch große absolute Zu- bzw. Abschläge (je nach Lage zur Referenz), die durch eine Vielzahl von Ab- bzw. Zuschlägen kleinerer Unternehmen in Summe auszugleichen wären. Zur Sicherstellung ebendieser genannten Anforderung wurde die installierte MS/NS-Trafoleistung als Gewichtungsfaktor für die „weighted least squares“ Schätzung herangezogen. Diese Methodik hat zwar den Vorteil, dass der daraus geschätzte Referenzwert zwar tatsächlich zur Herstellung der Erlösneutralität geeignet ist, der Nachteil besteht jedoch darin, dass sich der Referenzwert mit hohem Gewicht eben aus der installierten Trafoleistung speist. Dies bedeutet, dass der geschätzte Verlauf der Referenzwerte stark von den großen Unternehmen (dies sind auch jene mit absolut hoher Trafoleistung) abhängig ist, und die Versorgungszuverlässigkeit kleinerer Unternehmen (jene mit niedriger absoluter Trafoleistung) bei der Schätzung (Parametrierung) eine untergeordnete Rolle spielt. So vereinen bereits die neun größten Unternehmen (aus dem Sample der betrachteten 36 Verteilernetzbetreiber) 82,6 Prozent der gesamten installierten MS/NS-Trafoleistung³⁶ auf sich. Abgesehen von dem Argument der mitunter regulatorisch erwünschten „Erlösneutralität“ besteht aus Sicht der Autoren kein Grund, weshalb der Funktionsverlauf nicht anhand der Minimierung der Fehlerquadrate (OLS; ordinary least squares estimation) bestimmt werden sollte (vgl. hierzu die Funktionsverläufe von Bild 1 in Abbildung 4). Zur Vollständigkeit werden in nachstehender Tabelle jedoch die geschätzten Koeffizienten sowohl anhand der gewichteten als auch der OLS-Regression unter Berücksichtigung der 36 ausgewählten Verteilernetzbetreiber dargestellt:

| Regressionsverfahren | Geschätzte Funktion |
|---|--|
| WLS (mit installierter Trafoleistung als Gewichtungsfaktor) | $ASIDI_i^* = 36,9346 \times \frac{1}{Lastdichte_i^{0,1965}}$ |
| OLS | $ASIDI_i^* = 17,4886 \times \frac{1}{Lastdichte_i^{0,3840}}$ |

Abbildung 6: Geschätzte Funktionsverläufe des Referenzwertes bei unterschiedlichen Parametrierungsansätzen.

Bei einer beispielsweise dem Mittelwert entsprechenden Lastdichte (in MW/km²) in der Höhe von 0,8 ergibt sich bei einer gewichteten Regression ein Referenzwert in Höhe von 38,59 Minuten/a anstatt der mittels OLS-Regression abgeleiteten 19,05 Minuten/a. Die Divergenz zwischen diesen Ansätzen ist hauptsächlich einem Unternehmen geschuldet, dass 20 Prozent der Summe der installierten Trafoleistung bereitstellt. Dieser Einzelfall sollte aus Sicht der Autoren keine maßgebliche (verzerrende) Auswirkung auf die Parametrierung des Referenzwertes haben, weshalb eine ungewichtete (OLS) Regression bevorzugt wird. Zudem soll ein Vergleich mit veränderten Effizienzwerten bei Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit im Effizienzvergleich (vgl. Kapitel 8.2) gezogen werden - in diesem Effizienzvergleich wird die Effizienzgrenze von jenen Unternehmen determiniert, die ein exogen gegebenes Leistungsgerüst (Outputs) zu geringstmöglichen Kosten im Vergleich zu den anderen betrachteten Unternehmen aufweisen. Die Unternehmensgröße spielt insbesondere durch die Hinterlegung von konstanten Skalenerträgen bei der Konstruktion der Effizienzgrenze keine Rolle. Zudem gehen die

³⁶ Es wird auf die installierte Transformatorennennleistung referenziert, weshalb Netzbetreiber mit überdimensionierten Transformatoren mitunter einen Vorteil aufweisen.

beobachteten Werte mit gleichem Gewicht in die Effizienzschätzung ein; dh. es erfolgt a priori keine Bevorzugung- bzw. Benachteiligung von großen oder kleinen Unternehmen. Ausschlaggebend ist einzig das Verhältnis von Inputs (Kosten) zu Outputs (Leistungs- und Strukturparameter). Um einen aussagekräftigen Vergleich ziehen zu können, wird daher der regulatorisch sinnvolle Grundsatz der Erlösneutralität zurückgestellt und der ungewichteten OLS-Regression der Vorzug gegeben.

Die Auswirkungen, dh. die resultierenden Boni(+)/Mali(-) die sich aus den beiden Schätzverfahren ergeben, sind in nachfolgender Tabelle dargestellt:

| | Bonus/Malus mit gew. (WLS) Regression | Bonus/Malus mit ungew. (OLS) Regression |
|---|---------------------------------------|---|
| Minimum (in Euro) | - 5,924,694.48 | - 8,482,931.10 |
| Maximum (in Euro) | 1,823,865.90 | 454,926.36 |
| Median (in Euro) | 104,093.27 | 24,430.84 |
| Mittelwert (in Euro) | 3,961.08 | 859,190.80 |
| Saldo über alle Boni und Mali (in Euro) | 142,599.05 | 30,930,868.80 |
| Anzahl der Unternehmen mit Bonus | 30 | 23 |
| Anzahl der Unternehmen mit Malus | 6 | 13 |

| | Anteil des Bonus/Malus (mit WLS Schätzung) an der kalkulatorischen Netzkostenbasis | Anteil des Bonus/Malus (mit OLS Schätzung) an der kalkulatorischen Netzkostenbasis |
|------------|--|--|
| Minimum | -4.73% | -6.74% |
| Maximum | 8.21% | 4.76% |
| Median | 2.40% | 0.62% |
| Mittelwert | 2.53% | 0.26% |

Abbildung 7: Auswirkungen eines expliziten Q-Elements bei unterschiedlichen Parametrierungsverfahren

Durch den prinzipiell stringenteren Referenzwert auf Basis der ungewichteten Regression erfahren 13 der 36 betrachteten Unternehmen (6 bei einer gewichteten Regression) einen Malus durch ein explizites Q-Element. Im Saldo liefert der mit der gewichteten Regression errechnete Ansatz eine weitgehende Erlösneutralität, während dies erwartungsgemäß für den ungewichteten Ansatz (Summe der Boni- und Mali im Saldo MEUR -30,9) nicht der Fall ist. Die maximalen Boni bzw. Mali bewegen sich in der Bandbreite von +4,76 bis -6,74 Prozent bezogen auf die jeweilige kalkulatorische Netzkostenbasis (inkl. Netzverlustkosten)³⁷ bei ungewichteter und +8,21 bis -4,73 Prozent bei gewichteter Schätzung.

Auffallend ist, dass beide Ausgestaltungsvarianten für eine deutliche Mehrzahl von Unternehmen von Vorteil sind, da diese in den Genuss von Boni für ihre strukturell überdurchschnittlich gute Versorgungszuverlässigkeit (23 bzw. 30 von insgesamt 36 Unternehmen) kommen. Aus Branchensicht ließe sich somit feststellen, dass ein explizites Q-Element abhängig vom jeweiligen Schätzverfahren für 63,9 (bei OLS Parametrierung) bzw. 83,3 (bei WLS Parametrierung) Prozent der betrachteten Unternehmen von Vorteil ist. Dem aufgezeigten Qualitätsaspekt wird im derzeitigen Regulierungsrahmen keine monetäre Berücksichtigung in Form von Boni bzw. Mali zugemessen. Weshalb dies bei derzeitiger Ausgestaltung der Erweiterungsfaktoren – insbesondere dem Investitionsfaktor - auch sinnvoll ist um Doppelabgeltungen im Zeitverlauf zu vermeiden, wird in Kapitel 8.4 dargelegt. Zunächst soll aber in folgendem Kapitel 8.2 auf ein mit den Erweiterungsfaktoren kompatibles Instrument nachgegangen und

³⁷ Hierbei handelt es sich um die benchmarking-relevante kalkulatorische Netzkostenbasis, die aufgrund von Bereinigungen (für Smart-Meter Mehrkosten, Übertragungsfunktionalitäten der Ebene 3; Höchstspannung und Windkraft) von der tatsächlichen Netzkostenbasis abweichen kann.

die Frage beantwortet werden, ob es sinnvoll ist Qualitätsaspekten im Zuge von Effizienzvergleichen Rechnung zu tragen.

8.2 Implizite Berücksichtigung im Rahmen des Effizienzvergleichs

Sinn und Zweck einer Effizienzanalyse bzw. eines Benchmarkings besteht darin, das Leistungsspektrum der Netzbetreiber unter der Kontrolle von exogenen Strukturgrößen abzubilden und einen Effizienzwert bzw. ein effizientes Kostenniveau abzuleiten. Im Rahmen einer Benchmarkinganalyse wird die relative Effizienz eines Unternehmens im Verhältnis zu Vergleichsunternehmen bestimmt und das Ergebnis oftmals in Form eines sogenannten X-Faktors (Abschlagsfaktor welcher auf die Kosten- bzw. Erlöse des regulierten Unternehmens wirkt) im Rahmen einer Anreizregulierung zur Anwendung gebracht (vgl. beispielsweise Jamasb und Pollitt 2001 oder Ajodhia et. al. 2004). Benchmarking Analysen behandeln Unternehmen als Produktionseinheiten, die Inputs in entsprechende Outputs (Leistungen) umwandeln (vgl. Giannakis et. al. 2005, p. 2257). Das Leistungsspektrum eines Netzbetreibers besteht aber nicht nur aus der Verteilung von elektrischer Energie, sondern auch aus der Qualität ebendieser. In diesem Sinne sprechen die Erläuterungen zu § 59 Abs. 2 und 3 EIWOG 2010 davon, dass neben den unternehmensindividuellen Verbesserungspotentialen, allgemeinen Produktivitätssteigerungen und netzbetreiberspezifischen Kostensteigerungen auch Zu- oder Abschläge aufgrund von Qualitätskriterien bei der Ermittlung der Kostenbasis zur Anwendung kommen können. Der Qualitätsbegriff sollte in der Regel in einem weiter gefassten Sinne als Aggregat der Produktqualität (Spannungsqualität und Verfügbarkeit) und der kommerziellen Qualität verstanden werden, muss jedoch aufgrund der derzeitigen Datenverfügbarkeit auf die Versorgungszuverlässigkeit – siehe Diskussion in Abschnitt 5 - beschränkt werden. Sofern jedoch dem intuitiv logischen Zusammenhang zwischen höherer Versorgungsqualität und einhergehenden höheren Netzkosten gefolgt wird, lassen sich entsprechende Verbesserungsmöglichkeiten am derzeitigen Effizienzvergleich (vgl. E-Control 2013 a, S. 22ff) ableiten. Durch die gegenwärtige Negierung der Versorgungsqualität in den Effizienzanalysen, könnte der Umstand eintreten, dass Netzbetreiber mit überdurchschnittlich guter Versorgungsqualität ineffizienter erscheinen, als diese tatsächlich sind. Natürlich gilt dieses Problem in umgekehrter Weise, wobei Netzbetreiber mit unterdurchschnittlicher Versorgungsqualität entsprechend effizienter erscheinen, als dies unter Berücksichtigung von Qualitätsaspekten gerechtfertigt wäre. Die Ineffizienz ergibt sich somit mitunter aus höheren Netzkosten, obwohl den Netzkunden auf Basis dieses höheren Kostenniveaus eine überdurchschnittlich hohe Qualität geboten wird.

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Versorgungsqualität im Effizienzvergleich am Beispiel der DEA – jene Methode, die in Österreich neben einer MOLS-Schätzung (modified ordinary least squares) angewandt wird - gibt es nunmehr theoretisch zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten: die input- oder outputseitige Spezifikation der Analyse. Bei einer Output-orientierten DEA erfolgt eine Maximierung der Outputs (bei gegebenen Input). Eine Verwendung der Kennzahl ASIDI als Output würde allerdings ein methodisches Problem darstellen, da sie nämlich einen sogenannten „schlechten bzw. unerwünschten“ Output darstellt - die Ausfallsdauern sollten minimiert und nicht maximiert werden. Darüber hinaus gilt der Grundsatz, dass Outputs exogene – somit nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussende – Größen darstellen sollten. Diese Grundvoraussetzung ist jedoch für die Versorgungsqualität generell nicht gegeben, da diese durchaus in gewissem Maße aktiv durch den Netzbetreiber zu beeinflussen und somit endogen ist (vgl. Diskussion in Abschnitt 7). Aus diesem Grund werden Qualitätsindikatoren in der DEA grundsätzlich als Input betrachtet (vgl. Giannakis et. al. 2005, zum Umgang mit unerwünschten Outputs und Inputs siehe auch Yaisawarng und Klein 1994) sowie eine

Input-orientierte DEA durchgeführt. Input-orientierte DEA Modelle liefern eine Einschätzung darüber, inwiefern Unternehmen ihre Inputs bei gegebenen (exogenen) Outputniveaus reduzieren (und somit ihre relative Effizienz steigern) können.

Bei der inputseitigen Berücksichtigung der Versorgungsqualität bestehen wiederum zwei Möglichkeiten der Umsetzung. Einerseits können Ausfallsindikatoren als separater Input (für gewöhnlich zusätzlich zu einem Kostenblock) verwendet, oder andererseits mittels Preisansätzen bewertet und der Benchmarkingkostenbasis zugeschlagen und somit als ein „integrierter“ Input verwendet werden. Der Vorteil einer „integrierten“ Betrachtung liegt vor allem darin, dass eine Reduktion der Dimension, dh. eine Minimierung der verwendeten Anzahl von sowohl Inputs und Outputs zu einer höheren Diskriminierungskraft der Analyse beiträgt (vgl. Dyson et al 2001). Für eine Berücksichtigung der Nicht-Verfügbarkeit im Rahmen der Benchmarkingkostenbasis ist es in Folge notwendig, diese entsprechend zu bepreisen. Bereits in Kapitel 6 wurde auf die verschiedensten Möglichkeiten hierzu hingewiesen und der Nicht-Verfügbarkeit von Consentec (2013) auch ein Wert für Österreich zugewiesen. Dieser beträgt rund 0,07 Euro pro kVA Minute.

Zur Untermauerung der inputseitigen Berücksichtigung sei auch folgendes Gedankenexperiment angenommen, indem Netzbetreiber verpflichtet wären, direkte Kompensationszahlungen an jene Netzbenutzer zu leisten, die von Versorgungsunterbrechungen betroffen wären und die Höhe der Kompensationszahlungen sich nach dem oben erwähnten Preisansatz und kVA Minuten für ungeplante Versorgungsausfälle (exklusive der Ursachen von Rückwirkungsstörungen und höherer Gewalt, sowie dem halben Preisansatz für geplante Versorgungsunterbrechungen) richte. Zusätzlich wäre auch noch eine Situation der vollständigen Einführung von Smart Metering (ohne gesetzlich vorgesehener Opt-Out Möglichkeit) anzunehmen, die es einerseits den Netzbetreibern ermöglicht die „geschädigten“ Kunden zu identifizieren und andererseits detaillierte Aufzeichnungen über die Dauer der Versorgungsunterbrechungen zu tätigen, die über 15-Minuten Intervalle hinausgehen. In dieser Situation wären die Kosten für die Versorgungszuverlässigkeit im Entscheidungskalkül der Netzbetreiber berücksichtigt. Bei analoger Glättung der Kompensationskosten als Mittelwert der vergangenen 5 Jahre (2007-2011) würde ein Kostenblock entstehen, welcher sicherlich als beeinflussbar aber auch als teilweise strukturabhängig zu klassifizieren wäre. Aus regulatorischer bzw. vielmehr rechtlicher Perspektive wären diese Kosten als beeinflussbar gemäß § 59 Abs 6 EIWOG 2010 zu klassifizieren und der Anwendung von Zielvorgaben zu unterwerfen. Diese Kosten würden somit einen Bestandteil der Netzkosten darstellen, die sowohl in der Ausgangskostenbasis als auch in der Benchmarkingkostenbasis enthalten sind. Aufgabe des Regulators bestünde darin auch für diesen Kostenblock einen (oder mehrere) Kostentreiber zu identifizieren.³⁸

Derzeit befinden sich die österreichischen Verteilernetzbetreiber in einer Situation, in der mitunter manche Unternehmen im relativen Effizienzvergleich gerade wegen einer hohen (niedrigen) Versorgungszuverlässigkeit einen schlechteren (besseren) Effizienzwert zugewiesen bekommen, sofern generell ein Kosten/Qualitätszusammenhang besteht. Dass von diesem Zusammenhang prinzipiell auszugehen ist untermauern zahlreiche Presseaussendungen der Branchenvertretung Österreichs Energie und ihrer Mitgliedsunternehmen, wonach sinkende Netzkosten langfristig mit einer sinkenden Versorgungsqualität einhergehen würden. Als besonders interessant ist auch ein Schreiben von einem österreichischem Verteilernetzbetreiber an die Regulierungsbehörde im Nachgang zum kürzlich erfolgten

³⁸ Unklar ist die Frage, ob hierzu zusätzliche Kostentreiber notwendig sind, oder ob bestehende Kostentreiber ausreichen – dies wäre auf Basis umfassender Kostentreiberanalysen zu evaluieren.

Effizienzvergleich zu werten, wonach der Effizienzwert von kleiner als 100 Prozent auch durch die Ausblendung der Versorgungsqualität zu erklären wäre. Bei einer entsprechenden Abbildung der Qualitätsdimension, müsste nach Auffassung dieses Unternehmens der Effizienzwert jedenfalls steigen. Diese Anregung bzw. dieser Hinweis spricht in Konsequenz die Thematik der Vergleichbarkeit und den oben genannten potentiellen Umstand der Übervorteilung bzw. Benachteiligung einzelner Netzbetreiber im Effizienzvergleich an.

Wenngleich bislang noch keine direkten Kompensationszahlungen an einzelne Netzbenutzer vorgesehen sind, so lässt sich das skizzierte Gedankenexperiment zur Verbesserung der Vergleichbarkeit nutzen, indem die verursachten exogenen Kosten bzw. Nutzeneinbußen aus Versorgungsunterbrechungen additiv zur Benchmarkingkostenbasis hinzugezählt werden und somit inputseitig ihre Berücksichtigung finden.³⁹ Ob diese fiktiven Kosten schlussendlich in der Ausgangskostenbasis, auf welche die Zielvorgaben Anwendung finden, enthalten sind, ist prinzipiell unerheblich. Im Effizienzvergleich steht die Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen im Vordergrund, weshalb beispielsweise auch fiktive Finanzierungskosten für erhaltene Baukostenbeiträge die jeweiligen Kostenbasen der Netzbetreiber erhöhen. Gleiches Argument gilt folglich auch für die exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen, die in einem Zusammenhang mit den Betriebs- als auch Kapitalkosten stehen, da höhere Redundanzen und/ oder ein ausgeklügeltes und dezentrales Störungsmanagement zur Verringerung der Störungsdauern sicherlich höhere direkte Netzkosten aber vermutlich auch niedrigere exogene Störungskosten bewirken. Die Integration der exogenen Unterbrechungskosten in einen Effizienzvergleich vermag somit einen Ausgleich zwischen diesen genannten Wechselwirkungen schaffen. In Bezug auf die Integration der Netzverlustkosten wurde übrigens bereits beim letztmals durchgeführten Effizienzvergleich eine analoge Vorgangsweise gewählt um den Wechselwirkungen zwischen niedrigeren Netzverlustkosten und höheren Kapitalkosten (beispielsweise durch den Einsatz verlustschonender Transformatoren oder höheren Leiterquerschnitten) gerecht zu werden.

Die inputseitige Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit findet sich zudem auch in Effizienzvergleichsmodellen anderer Länder (vgl. Kapitel 4.4), wie beispielsweise in Norwegen und Finnland.

Bereits in Abschnitt 7 wurden geeignete Strukturgrößen sowie zugrundeliegende funktionale Formen dargestellt. Aus Sicht der Autoren wäre der log-linearen Form unter Verwendung der Mittelspannungsmodellnetzlänge (vgl. Abbildung 4, Bild 3) einerseits aufgrund des hohen Erklärungsgehalts und andererseits aufgrund der praktikablen Umsetzungsmöglichkeit der Vorzug zu geben. Die Strukturgröße, die transformierte flächengewichteten Netzanschlussdichte der Mittelspannung, findet ohnehin bereits im Effizienzvergleich als Outputparameter (in gewichteter Form mit den transformierten Netzanschlussdichten der Hoch- und Niederspannung im parametrischen Verfahren MOLS sowie in einer der beiden deterministischen Verfahren der DEA) neben den Netzhöchstlasten der Ebenen 4 bis 7 und 6 bis 7 Verwendung und weist zudem auch in der log-linearen Form (der von der Behörde favorisierten Cobb-Douglas Kostenfunktion) einen hohen Erklärungswert auf. Die Kombination mit der Lastdichte als zusätzlichen Strukturparameter wurde zwar untersucht, jedoch mangels Signifikanz für weitere Analysen verworfen.

³⁹ Ein weiteres Argument die Versorgungsqualität bzw. -zuverlässigkeit auf der Seite der Inputs zu berücksichtigen liegt in dem Umstand, dass die verwendeten Outputs exogen sind, wozu die Versorgungszuverlässigkeit keineswegs pauschal zu zählen ist. Kapitel 7 hat die Thematik der Beeinflussbarkeit bereits ausführlich beschrieben.

In Abbildung 8 werden die Schätzergebnisse auf Basis des bisherigen Kostentreibermodells mit und ohne Einbeziehung der Ausfallkosten sowohl mit kalkulatorischer als auch standardisierter Kostensicht dargestellt. Es ist ersichtlich, dass das relevante Gütemaß der Schätzung (R^2) in beiden Sichtweisen (kalkulatorisch und standardisiert) ansteigt und deshalb die Berücksichtigung der Ausfallkosten aus statistischer Sicht jedenfalls sinnvoll erscheint.⁴⁰ Durch die Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit wird somit ein Teil der bisher noch unbeobachteten Heterogenität abgebildet. Es wäre anzunehmen, dass durch eine genauere Abbildung der Qualitätsdimensionen (nicht nur Versorgungszuverlässigkeit, Unterscheidung in Kundengruppen, unterschiedliche Preisansätze auf Basis von Kundenbefragungen, etc.) die Messgenauigkeit entsprechend weiter erhöht werden könnte.

| Kalkulatorische Sicht (Basis ohne Ausfallkosten) | | | | | Kalkulatorische Sicht (inkl. Ausfallkosten) | | | | |
|--|-------------|-----------------------|-------------|--------|---|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| Dependent Variable: LOG(TOTEX_PAG_INKL/NHL_47) | | | | | Dependent Variable: LOG((TOTEX_PAG_INKL+AUSFALLSKOSTEN)/NHL_47) | | | | |
| Method: Least Squares | | | | | Method: Least Squares | | | | |
| Included observations: 34 | | | | | Included observations: 34 | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. | Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| LOG(NHL_67/NHL_47) | 0.625571 | 0.080924 | 7.730350 | 0.0000 | LOG(NHL_67/NHL_47) | 0.630658 | 0.082243 | 7.668186 | 0.0000 |
| LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_40) | 0.148203 | 0.034039 | 4.353915 | 0.0001 | LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_40) | 0.165562 | 0.034594 | 4.785870 | 0.0000 |
| C | 4.868833 | 0.121351 | 40.12183 | 0.0000 | C | 4.839512 | 0.123330 | 39.24041 | 0.0000 |
| R-squared | 0.787226 | Mean dependent var | 5.151080 | | R-squared | 0.795247 | Mean dependent var | 5.175693 | |
| Adjusted R-squared | 0.773499 | S.D. dependent var | 0.258876 | | Adjusted R-squared | 0.782038 | S.D. dependent var | 0.268201 | |
| S.E. of regression | 0.123205 | Akaike info criterion | -1.265845 | | S.E. of regression | 0.125213 | Akaike info criterion | -1.233499 | |
| Sum squared resid | 0.470560 | Schwarz criterion | -1.131166 | | Sum squared resid | 0.486030 | Schwarz criterion | -1.098820 | |
| Log likelihood | 24.51936 | Hannan-Quinn criter. | -1.219916 | | Log likelihood | 23.96948 | Hannan-Quinn criter. | -1.187569 | |
| F-statistic | 57.34739 | Durbin-Watson stat | 1.485605 | | F-statistic | 60.20113 | Durbin-Watson stat | 1.589746 | |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | | Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |
| Standardisierte Sicht (Basis ohne Ausfallkosten) | | | | | Standardisierte Sicht (inkl. Ausfallkosten) | | | | |
| Dependent Variable: LOG(TOTEX_STAND_INKL/NHL_47) | | | | | Dependent Variable: LOG((TOTEX_STAND_INKL+AUSFALLSKOSTEN)/NHL_47) | | | | |
| Method: Least Squares | | | | | Method: Least Squares | | | | |
| Included observations: 35 | | | | | Included observations: 35 | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. | Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| LOG(NHL_67/NHL_47) | 0.665130 | 0.089033 | 7.470632 | 0.0000 | LOG(NHL_67/NHL_47) | 0.668240 | 0.090217 | 7.407000 | 0.0000 |
| LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_40) | 0.148484 | 0.037854 | 3.922518 | 0.0004 | LOG(TRFNAD_GEWICHTET/NHL_40) | 0.166615 | 0.038358 | 4.343693 | 0.0001 |
| C | 4.877027 | 0.134732 | 36.19805 | 0.0000 | C | 4.844864 | 0.136525 | 35.48711 | 0.0000 |
| R-squared | 0.749128 | Mean dependent var | 5.143733 | | R-squared | 0.757734 | Mean dependent var | 5.168907 | |
| Adjusted R-squared | 0.733449 | S.D. dependent var | 0.274826 | | Adjusted R-squared | 0.742592 | S.D. dependent var | 0.283386 | |
| S.E. of regression | 0.141889 | Akaike info criterion | -0.985729 | | S.E. of regression | 0.143777 | Akaike info criterion | -0.959291 | |
| Sum squared resid | 0.644238 | Schwarz criterion | -0.852414 | | Sum squared resid | 0.661498 | Schwarz criterion | -0.825975 | |
| Log likelihood | 20.25026 | Hannan-Quinn criter. | -0.939709 | | Log likelihood | 19.78759 | Hannan-Quinn criter. | -0.913270 | |
| F-statistic | 47.77756 | Durbin-Watson stat | 2.024049 | | F-statistic | 50.04306 | Durbin-Watson stat | 2.020834 | |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | | Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Abbildung 8: OLS Schätzergebnisse mit und ohne Einbeziehung der Ausfallkosten in kalkulatorischer und standardisierter Sicht

Ausgehend von einem reduzierten Sample von 36 Verteilernetzbetreiber (vgl. Abschnitt 5.35.4) wurden Ausreißeranalysen sowohl in kalkulatorischer und standardisierter Sicht mit und ohne der Einbeziehung von Ausfallkosten durchgeführt. In der jeweiligen Sichtweise (kalkulatorisch bzw. standardisiert) bleiben im parametrischen Effizienzmessungsverfahren der MOLS, die durch die Cook's Distance identifizierten Ausreißer stabil, dh. die Berücksichtigung von Ausfallkosten bedingt keine Veränderung der Ausreißerklassifikation in der jeweiligen Sichtweise. In der kalkulatorischen Sichtweise wurden bei einem Schwellwert von $4/(36-3-1)$ zwei Unternehmen und in der standardisierten Sichtweise ein Unternehmen identifiziert. Anschließend wurden MOLS-Effizienzwerte auf Basis des um die Ausreißer reduzierten Samples berechnet. Für das nicht-parametrische Effizienzmessungsverfahren DEA wurden analog zur Vorgangsweise der Effizienzwertermittlung der 3. Regulierungsperiode (vgl. E-Control 2013) erneut Supereffizienzen sowohl in der DEA 3 als auch der DEA 5 und kritische Schwellwerte auf Basis deren

⁴⁰ Weitere Einflussfaktoren, wie Einspeiseleistung, -anzahl und -menge wurden analysiert, jedoch mangels Signifikanz nicht weiter betrachtet.

Verteilung ermittelt. Während bei der DEA 3 sowohl in kalkulatorischer als auch standardisierter Sicht die Ausreißereigenschaft auch nach Berücksichtigung der Ausfallkosten stabil bleibt (jeweils drei idente Ausreißer mit und ohne Qualitätsberücksichtigung im kalkulatorischen und standardisierten Verfahren), zeichnen sich bei der DEA 5 Verschiebungen ab, als in standardisierter Sichtweise durch die Einbeziehung der Ausfallkosten ein weiteres Unternehmen als Ausreißer identifiziert wird. Die geringen exogenen Kosten der Versorgungsunterbrechungen dieses Unternehmens bewirken demnach eine Dominanz auf die Effizienzwerte der verbleibenden Unternehmen.

Zur Analyse der Auswirkungen der Einbeziehung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen erfolgt analog zur Vorgangsweise des Effizienzvergleiches der dritten Regulierungsperiode auch eine best-of Abrechnung der gewichteten Effizienzwerte aus kalkulatorischer und standardisierter Sicht (Gewichtungsparameter MOLS: 45%, DEA 5: 40% und DEA 3: 15%)

Nachfolgende Abbildung zeigt einerseits die Häufigkeitsverteilung der Effizienzwerte mit und ohne Qualitätsberücksichtigung (links) als auch die Veränderung der Effizienzwerte in Prozentpunkte (rechts):

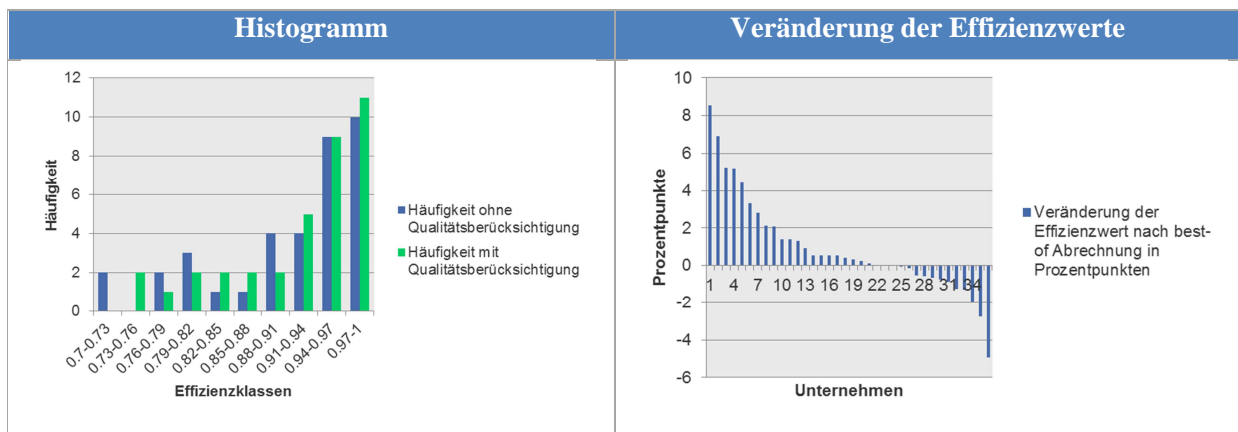


Abbildung 9: Histogramm und Veränderung der Effizienzwerte nach Einbeziehung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen in den Effizienzvergleich

Wenngleich der Median der Effizienzwerte (nicht-normalverteilte verbundene Verteilungen) vor und nach Berücksichtigung der Qualitätsdimension nach dem Wilcoxon/Mann-Whitney Test statistisch nicht-signifikant voneinander verschieden ist (entspricht dem ebenfalls nicht signifikanten Ergebnis für Norwegen in Growitsch et. al. 2010), so steigt dennoch der Mittelwert der Verteilungen um rund einen und der Median um rund 0,6 Prozentpunkte an. Es kann daher der Schluss gezogen werden, dass sich die Inklusion der Kosten von Versorgungsunterbrechungen positiv im Sinne der Unternehmen auswirken würde. Die deskriptive Statistik ist nachfolgender Abbildung zu entnehmen:

| | Best-of <u>exklusive</u> Berücksichtigung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen | Best-of <u>inklusive</u> Berücksichtigung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen |
|--------------|---|---|
| Mean | 91.34% | 92.27% |
| Median | 94.30% | 94.92% |
| Maximum | 100.00% | 100.00% |
| Minimum | 70.90% | 74.95% |
| Std. Dev. | 0.082 | 0.075 |
| Skewness | -1.077 | -0.958 |
| Kurtosis | 3.058 | 2.774 |
| Observations | 36 | 36 |

Abbildung 10: Deskriptive Statistik der Effizienzwerte mit und ohne Berücksichtigung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen (unter best-of Abrechnung).

Auch durch die implizite Berücksichtigung der Qualitätsdimension im Effizienzvergleich profitiert – analog zur expliziten Berücksichtigung – eine Mehrzahl der Unternehmen. Werden die unternehmensindividuellen Änderungen der Effizienzwerte „monetarisiert“, dh. mit der jeweiligen kalkulatorischen (benchmarking-relevanten) Netzkostenbasis inkl. der Netzverlustkosten multipliziert, so ergeben sich zusätzliche Ineffizienzen über das betrachtete Sample in der Höhe von rund MEUR 13,8. Im Maximalfall erhöhen sich die zuvor noch nicht aufgedeckten Ineffizienzen (zuvor Scheineffizienzen) bei einem Unternehmen um rund 6,6 MEUR während ein anderes Unternehmen um rund 1 MEUR weniger Ineffizienzen aufweist.

| | Monetarisierte Abweichung nach Best-Of (mit und ohne Berücksichtigung der Ausfallskosten) bezogen auf die kalkulatorische Netzkostenbasis |
|--|---|
| Minimum (in Euro) | - 6,663,188.32 |
| Maximum (in Euro) | 1,026,087.37 |
| Median (in Euro) | 36,407.45 |
| Mittelwert (in Euro) | - 384,711.86 |
| Saldo über alle monetarisierten Effizienzwerte | - 13,849,626.95 |
| Anzahl der Unternehmen mit einer Verbesserung bzw. Beibehaltung der Effizienzwerte | 24 |
| Anzahl der Unternehmen mit einer Verschlechterung der Effizienzwerte | 12 |

| | Veränderung der absoluten Effizienzen bzw. Ineffizienzen bezogen auf die kalkulatorische Netzkostenbasis |
|------------|---|
| Minimum | -4.92% |
| Maximum | 8.53% |
| Median | 0.37% |
| Mittelwert | 0.92% |

Abbildung 11: Auswirkung der Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit in den Effizienzvergleich

Die in Abbildung 11 gezeigten absoluten Änderungen (Minimal- und Maximalwert) korrespondieren nicht mit dem Anteil der Veränderung an der jeweiligen kalkulatorischen Netzkostenbasis. Diese Veränderungen sind im unteren Teil dieser Tabelle dargestellt. Erwartungsgemäß profitieren Unternehmen mit einer überdurchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit durch die Berücksichtigung der

Ausfallskosten im relativen Effizienzvergleich, während Unternehmen mit einer unterdurchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit schlechtere Effizienzwerte zugewiesen werden.⁴¹

8.3 Gegenüberstellung der beiden Ausgestaltungsvarianten – explizite und implizite Berücksichtigung der Versorgungsqualität

Werden die beiden zuvor diskutierten Ansätze, einer expliziten Berücksichtigung der Versorgungsqualität in einem Qualitätselement (vgl. Abschnitt 8.1) mit OLS-Parametrierung und der Änderung der Effizienzwerte (vgl. Kapitel Abschnitt 8.2) gegenübergestellt (beide Ansätze bezogen auf die kalkulatorische Netzkostenbasis), so zeigt sich, dass die Wirkungsweise beider Ansätze durchaus konsistent ist (vgl. Abbildung 12) Während Unternehmen mit einem vergleichbar schlechteren Qualitätsniveau einen Malus bzw. einen niedrigeren Effizienzwert in Kauf nehmen müssen, profitieren Unternehmen mit einem (relativ) höheren Qualitätsniveau von einem Bonus bzw. einem höheren Effizienzwert.

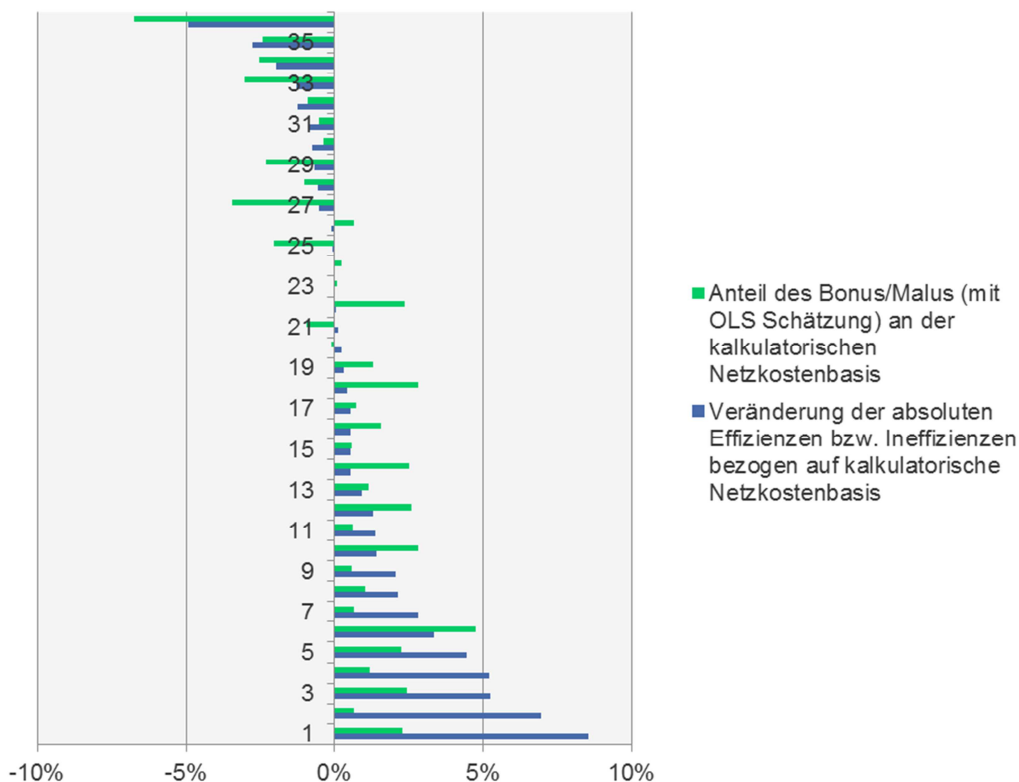


Abbildung 12: Gegenüberstellung der Ansätze der expliziten und impliziten Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit als Verhältnis zur kalkulatorischen Kostenbasis

Der Korrelationskoeffizient zwischen beiden Ansätzen beträgt 0,654 und die „Gewinner“ bzw. „Verlierer“ sind bis auf einige wenige Ausnahmen, zwischen impliziter und expliziter Berücksichtigung ident. Gründe für die relativen Abweichungen der beiden Ansätze können folgende Überlegungen

⁴¹ Die Referenz bildet naturgemäß die bisherige Spezifikation ohne Berücksichtigung der Ausfallkosten.

liefern.⁴² Es gilt einerseits zu bedenken, dass der Effizienzvergleich durch die Einbeziehung mehrerer Strukturgrößen in der Lage ist einen höheren Anteil an Heterogenität abzubilden, während diese beim expliziten Ansatz nur auf einen Parameter (der Lastdichte) beschränkt ist. Andererseits stellen die Lastdichte und die im Effizienzvergleich verwendete Netzanschlussdichte verschiedene Strukturmerkmale dar. Beide könnten prinzipiell als Substitute verwendet werden, der Netzanschlussdichte wäre aber aus Sicht der Autoren durch die approximativ eher erfüllte Homogenitätsannahme – in beiden Ansätzen - der Vorzug gegeben. Würde in beiden Ansätzen der jeweils gleiche Strukturparameter eingehen, wären die Ergebnisse evtl. besser miteinander vergleichbar.⁴³ Des Weiteren zieht die Berücksichtigung im Effizienzvergleich eine best-of Abrechnung der gewichteten Effizienzwerte der Methoden MOLS, DEA 3 und DEA 5 aus kalkulatorischer und standardisierter Sicht nach sich. Inwiefern gerade aber die standardisierte Kostenbasis und die derzeit gelebte Praxis der best-of Abrechnung bereits einen teilweisen Ausgleich für die Ausblendung der Qualitätsdimension innehaben, ist aus Sicht der Autoren zumindest fraglich. Zudem handelt es sich beim Effizienzvergleich in vorliegender Form um ein Frontier-Verfahren (relative Position zu den Unternehmen, die die Effizienzgrenze bilden), während die explizite Ausgestaltungsvariante eines Q-Elements auf einem Durchschnittskonzept beruht (relative Abweichung zum „durchschnittlichen“ Referenzwert⁴⁴ abhängig von der Lastdichte). Abschließend sei noch erwähnt, dass die implizite Ausgestaltungsvariante mittels Einbeziehung in den Effizienzvergleich mit einer umfassenden Ausreißeranalyse einhergeht, während dies für die explizite Variante nicht der Fall ist.

Ein direkter Vergleich der beiden Ansätze ist somit aus den genannten Gründen schwierig. Die Aussage, dass die „Richtung“ jedoch weitgehend zwischen den Unternehmen ident ist⁴⁵, kann aus Untermauerung für die zuvor genannte Hypothese verstanden werden, dass ein explizites Q-Element (bei strukturellem Referenzwert) durchaus als nachträgliche Korrektur für eine ex-ante Ausblendung aus dem Effizienzvergleich verstanden werden kann. Zwangsläufig stellt sich die Frage, wieso eine ex-post Korrektur erfolgen sollte, wenn eine Berücksichtigung bereits vorweg möglich ist (mehr hierzu in Abschnitt 9).

8.4 Kombinierte Berücksichtigung und Bewertung der Ausgestaltungsvarianten im österreichischen Regulierungskontext

Bisher wurden die Möglichkeiten einer expliziten Betrachtung der Versorgungsqualität im Rahmen eines Q-Elements einerseits und die implizite Betrachtung im Zuge eines Effizienzvergleichs andererseits getrennt voneinander diskutiert. Wie im vorangehenden Kapitel bereits gezeigt, führen beide Ansätze zu einer konsistenten Wirkungsweise, indem Unternehmen mit schlechter Versorgungsqualität im Effizienzvergleich einen relativ niedrigeren Effizienzwert zugewiesen bekommen oder aber bei dem Q-Element einen Malus in Kauf nehmen müssen. Durch dieses Ergebnis sehen die Autoren ihre Hypothese bestätigt, dass die Implementierung eines Q-Elements als Korrektur eines Effizienzvergleichs (ohne Qualitätsberücksichtigung) angesehen werden kann.

Es stellt sich jedoch die Frage, ob gegebenenfalls eine Kombination beider Ansätze eine sinnvolle Variante darstellen kann, zumal in der regulatorischen Praxis mehrjährige Anreizregulierungssysteme meist auch während einer (laufenden) Regulierungsperiode danach trachten, zwischenzeitliche Änderungen der

⁴³ Dies kann als Ausgangspunkt für zukünftige Untersuchungen herangezogen werden.

⁴⁴ Durchschnittlich dahingehend, als dass die Summe der Fehlerquadrate (sowohl nach oben als auch unten) in der Schätzung minimiert werden.

⁴⁵ Diese Richtung ist bei 33 der betrachteten 36 Unternehmen (dh. 91,7%) ident.

Versorgungsaufgabe zu erfassen. Dies kann einerseits durch die Einführung von pauschalen Erweiterungsfaktoren in Verbindung mit geschätzten Kostenelastizitäten für Veränderungen einzelner Kostentreiber (im Vergleich zum Basisjahr) oder durch einen für die Kapitalkostenseite oftmals verwendeten building-block-Ansatz (in Form einer Kapital- oder Investitionskostendifferenz im Vergleich zum Basisjahr oder umfassenden Investitionsbudgets) sowie separaten Betriebskostenfaktoren bewerkstelligt werden. Analog hierzu könnte man es für sinnvoll erachten, die Systematik zu übertragen und auch Veränderungen der Versorgungszuverlässigkeit während einer Regulierungsperiode in ähnlicher Form abbilden zu wollen. Ob dies sinnvoll ist, muss vor dem Hintergrund folgender Faktoren beantwortet werden:

- Ausgestaltung des Regulierungssystems (insbesondere der jeweiligen Erweiterungsfaktoren)
- Etwaige Ausgestaltung des expliziten Q-Elements (struktureller Referenzwert vs. individuelle Historie)
- Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit im Effizienzvergleich

Dass die Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit in den Effizienzvergleich akkuratere Einschätzungen über künftige Kostensenkungspotentiale ermöglicht, als dies bei einer Ausblendung der Qualitätsdimension der Fall wäre, wurde bereits in Kapitel 8.2 gezeigt; weshalb aus Sicht der Autoren eine Berücksichtigung der Versorgungsqualität in künftigen Effizienzvergleichen generell erwogen werden sollte. Nachdem beide Ansätze, dh. die explizite Berücksichtigung auf Basis eines strukturellen Referenzwertes und die implizite Berücksichtigung zum selben Ergebnis (zumindest der Richtung nach) führen, ist eine Kombination jedenfalls wenig sinnvoll, als hierdurch derselbe Sachverhalt doppelt belohnt bzw. bestraft werden würde. Ob zwischenzeitliche Veränderungen der Versorgungsqualität auch während einer Regulierungsperiode dennoch über ein explizites Q-Element (in Form der Referenzwertabhängigkeit von der unternehmensindividuellen Historie) abgebildet werden, hängt von der Ausgestaltung bestehender Erweiterungsfaktoren selbst ab. Werden im Zuge der Erweiterungsfaktoren building-blocks Ansätze verfolgt, wie das im österreichischen Regulierungskontext der Fall ist, erscheint eine kombinierte Berücksichtigung des Q-Elements (anhand der Entwicklung des unternehmensindividuellen Historie) mit der Einbeziehung in den Effizienzvergleich wenig problemadäquat, während dies im Gegensatz bei pauschalen Erweiterungsfaktoren durchaus sachgerecht sein kann.

Das in Österreich im Zuge der dritten Regulierungsperiode weiterentwickelte Anreizregulierungsmodell zeichnet sich durch seinen „building-block“ Ansatz dahingehend aus, als Veränderungen der Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode über den Investitionsfaktor erfasst und operative Kosten sowie Kapitalkosten unterschiedlich behandelt werden.⁴⁶ Sofern das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit verändernde Maßnahmen auch die Kapitalkosten betreffen (beispielsweise durch Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen oder den Zukauf von Gebäuden bei einer Einführung eines dezentralen Störungsmanagements), werden die damit verbundenen Kapitalkostenentwicklungen über den Investitionsfaktor erfasst und zeitnah (mit einem regulatorisch bedingten Zeitverzug von zwei Jahren, da auf letzt-verfügbare Werte abgestellt wird) remuneriert. Setzt nun ein explizites Q-Element zusätzliche Anreize für Veränderungen im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit (unabhängig von der

⁴⁶ Hierbei handelt es sich um einen beinahe vollständigen Kapitalkostenabgleich, der bei Negativität, dh. sinkenden Kapitalkosten im Vergleich zum Basisjahr, ein Totband in der Höhe von 1,25 Prozent der im Basisjahr umfassten Kapitalkosten einbezieht. Effizienzabschläge verbleiben nur für die Kapitalkosten des Basisjahres, während Zuwächse bis zur neuerlichen Durchführung eines Effizienzvergleichs vor einer künftigen Regulierungsperiode als „vorübergehend effizient“ erachtet werden. vgl. E-Control 2013 a, S. 92ff

Ausgestaltungsform, ob sich der Referenzwert nun auf Basis der Versorgungsstruktur oder der unternehmensindividuellen Historie bestimmt), bewirken die im Zeitverlauf resultierenden Boni bzw. Mali eine doppelte Berücksichtigung. Dies deshalb, weil der Investitionsfaktor die Ursache gänzlich bzw. teilweise (beispielsweise Durchführung oder Unterlassung von Ersatzinvestitionen oder die Erhöhung bzw. Reduzierung von Redundanzen; Gewährleistung geringerer Anfahrtszeiten zur Störungsbeseitigung) und das explizite Q-Element die entsprechende Auswirkung (Veränderung des Qualitätsniveaus zur Referenz) behandelt.

Wirken Erweiterungsfaktoren hingegen als pauschale Kostenelastizitäten auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe (Stromkreislänge, Anschlusspunkte, etc.) so mag die zusätzliche Berücksichtigung eines expliziten Q-Elements mit Referenzwertsetzung auf Basis der unternehmensindividuellen Historie zusätzlich zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in den Effizienzvergleich sinnvoll erscheinen. Dies deshalb, da derart ausgestaltete Erweiterungsfaktoren nicht in der Lage sind die Ursache (Durchführung oder Unterlassung einer Ersatzinvestition oder die Erhöhung bzw. Reduzierung von Redundanzen) der Qualitätsveränderung zu erkennen und zu remunerieren. Dies würde ein explizites Q-Element mit Referenzwertsetzung auf Basis der unternehmensindividuellen Historie zwar auch nicht bewerkstelligen, die Auswirkung würde jedoch zumindest erfasst werden. Daher könnte dieses derart ausgestaltete Q-Element als Ergänzung bzw. zusätzlicher Erweiterungsfaktor interpretiert werden und wäre in Regulierungsregimen, die keine building-blocks Ansätze verfolgen, als durchaus sinnvoll anzusehen.

Eine gemeinsame bzw. kombinierte Anwendung beider Ansätze – eine implizite Berücksichtigung im Effizienzvergleich sowie ein explizites Q-Element - ist aus Sicht der Autoren im österreichischen Regulierungskontext (dh. auf Basis des implementierten building-block Ansatzes) keineswegs problemadäquat, da es hierdurch zu einer doppelten Behandlung des gleichen *Sachverhaltes* kommen würde. Zusätzlich würde ein der derzeitigen Regulierungssystematik inhärentes Problem – der Tendenz der kapitalkostenseitigen Umsetzung von Maßnahmen während der Regulierungsperiode – noch weiter verstärkt werden, da qualitätsverbessernde Maßnahmen, welche die OPEX betreffen, mit dem Betriebskostenfaktor während der Periode nicht abgebildet werden.

Ob nun der expliziten oder der impliziten Ausgestaltungsvariante der Vorzug zu geben ist, muss ebenfalls anhand des jeweiligen Regulierungskontexts beantwortet werden: Prinzipiell führen beide Ausgestaltungsvarianten zu weitgehend identen Ergebnissen, was die Richtung der Auswirkung betrifft: Einmal über eine Korrektur zuvor „verzerrter“ Effizienzwerte und andererseits durch eine „unverzerrte“ Ermittlung (bei impliziter Berücksichtigung) ebendieser. Es kann somit auch eine explizite Berücksichtigung der Versorgungsqualität erwogen werden, wenngleich die sicherlich berechtigte Frage zu stellen wäre, weshalb der Umweg über eine ex-post Korrektur „verzerrter“ Effizienzwerte sinnvoll erscheint, wenn diese auch in „unverzerrter“ Form ermittelt werden könnten. Unabhängig von dieser verwaltungsökonomischen Herausforderung ist jedoch auch bei der Fragestellung der Favorisierung der Varianten Rücksicht auf die Ausgestaltung der Erweiterungsfaktoren zu nehmen. Da der vorliegende Investitionsfaktor im österreichischen Regulierungskontext die Qualitätsdimension sehr wohl berührt (die Ursache von Qualitätsänderungen wird anhand der Unterlassung bzw. Durchführung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen abgebildet), würde ein explizites Q-Element in Verbindung mit dem Investitionsfaktor zu einer doppelten Abgeltung desselben Sachverhaltes (einmal der Auswirkung und einmal der Ursache nach) bewirken. Daher ist aus Sicht der Autoren in diesem Kontext (unter Beibehaltung des derzeitigen Investitionsfaktors) ausschließlich die implizite Berücksichtigung (dh. die Integration der Versorgungsqualität im Effizienzvergleich) sinnvoll.

9 Würdigung und Zusammenfassung

Obwohl sich die regulierungsökonomische Theorie für die Berücksichtigung von Qualitätsparametern im Rahmen von Anreizregulierungsregimen ausspricht, spielt der Themenkomplex „Versorgungsqualität“ im Bereich der österreichischen Regulierungssystematik für Stromverteilernetzbetreiber derzeit keine tragende Rolle. Die Regulierungsbehörde hat sich auf Basis der bestehenden Rechtslage (Elektrizitätsstatistikverordnung 2007, ElWOG 2010) bisher lediglich auf das unternehmensindividuelle Monitoring bzw. die Veröffentlichung von aggregierten Zuverlässigkeitskennzahlen (für Gesamtösterreich) beschränkt. Dass Kunden keine detailliertere Information über das Qualitätsniveau ihres Netzbetreibers zur Verfügung steht⁴⁷ bzw. dass im Rahmen der Regulierungssystematik bisher keiner Qualitätsberücksichtigung erfolgt, wird in der akademischen Literatur durchaus heftig kritisiert (vgl. Reichl et al 2008). Die bislang unzureichende Abbildung der Versorgungsqualität (insbesondere der Zuverlässigkeit) im Regulierungsrahmen mag auch aus Netzbetreibersicht als problematisch erscheinen, da ein überdurchschnittliches Qualitätsniveau nicht honoriert wird, bzw. sogar ein nachteiliger Effekt im Effizienzvergleich zu beobachten ist. Im gegengesetzten Fall (unterdurchschnittliches Qualitätsniveau) erfolgt zwar auch bislang keine Pönalisierung, im Benchmarking ergibt sich jedoch gerade der umgekehrte Effekt, nämlich eine relative Bevorzugung dieser Unternehmen gegenüber Unternehmen mit hohem Qualitätsniveau. In Konsequenz würde die Berücksichtigung der Versorgungsqualität sowohl dem Kundeninteresse entsprechen als auch die gegebene Ungerechtigkeit auf Unternehmensseite eliminieren.

In vorliegendem Artikel wurden entsprechende Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Regulierungssystematik auf Basis von Nichtverfügbarkeitskennzahlen, nämlich die explizite Berücksichtigung innerhalb eines Q-Elements als Bestandteil der allgemeinen Regulierungsformel, die implizite Berücksichtigung der exogen Kosten von Versorgungsunterbrechungen innerhalb der Effizienzanalyse sowie eine Kombination der beiden Ansätze, diskutiert. Es konnte gezeigt werden, dass beide Ansätze – explizite sowie implizite Berücksichtigung – zu einem zumindest der Richtung nach vergleichbarem Ergebnis führen, indem Unternehmen mit einem relativ niedrigen Qualitätsniveau sowohl einen relativ höheren Malus im Rahmen des Q-Elements zugewiesen bekommen, als auch im Rahmen des Effizienzvergleich einen relativ niedrigeren Effizienzwert ausweisen. Darüber hinaus zeigt die Analyse, dass sowohl ein Qualitätselement (Auswirkung abhängig von der Parametrierung) als auch die Berücksichtigung der Qualität im Effizienzvergleich als positive Weiterentwicklung im Sinne der regulierten Unternehmen verstanden werden kann. Dennoch wäre aus Sicht der Autoren der impliziten Berücksichtigung der Versorgungsqualität im Rahmen des Effizienzvergleichs der Vorzug zu geben.

Die explizite Berücksichtigung eines Q-Elements auf Basis der Referenzwertsetzung anhand der unternehmensindividuellen Historie eines Unternehmens würde eine unerwünschte Pfadabhängigkeit implizieren und wäre daher aufgrund von Verteilungsgerechtigkeitsüberlegungen als problematisch einzustufen. Die Verwendung eines strukturbedingten Referenzwertes wäre zwar prinzipiell besser geeignet entsprechende Anreize zur unternehmensindividuellen Findung des sozio-optimalen Qualitätsniveaus bereitzustellen, indem ein Ausgleich für die Nichtberücksichtigung im Benchmarking generiert wird, führt aber in Verbindung mit dem derzeit zur Anwendung kommenden Investitionsfaktor für eine durchaus problematische Anreizwirkung – es würden verstärkt Anreize für Investitionen geschaffen, welche zusätzlich auch die Versorgungsqualität steigern. Es ist aus Sicht der Autoren zweifelhaft, dass die Verbindung eines Q-Elements mit dem Investitionsfaktor zu einem Optimum im

⁴⁷ Ab dem Jahr 2015 müssen Netzbetreiber gemäß END-VO 2012 die entsprechenden Kennzahlen veröffentlichen.

volkswirtschaftlichen Sinne führen kann. Die Kombination aus expliziter und impliziter Berücksichtigung würde zu einer doppelten Berücksichtigung des gleichen Sachverhaltes führen, und stellt deshalb ebenfalls keine ernstzunehmende Option dar.

Die Integration der Versorgungszuverlässigkeit in den Effizienzvergleich liefert sowohl der Regulierungsbehörde als auch den regulierten Unternehmen eine umfassendere Effizienzeinschätzung als dies ohne Betrachtung dieser Dimension der Fall wäre. Vor dem Hintergrund der kontinuierlichen Durchführung von Effizienzvergleichen sollte diese Vorgangsweise mittel- bis langfristig gerade zu einem volkswirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau (welches jedoch je Unternehmen variieren kann) führen. Der Mechanismus, der dies in der Theorie bei Ausschluss von kollusivem Verhalten bewirkt, liegt darin, dass abweichendes Verhalten durch verhältnismäßig niedrigere effektive Eigenkapitalrenditen sanktioniert werden und zu gegebener Zeit einen durch die Eigentümervertreter induzierten Bewusstseinsumschwung beim Management des jeweiligen Unternehmens hervorrufen, das Qualitätsniveau an ein sozio-optimales Maß heranzuführen. Darüber hinaus ist aus Sicht der Autoren eine ex-post Korrektur der Effizienzanalyse nicht sinnvoll, wenn eine unmittelbare Berücksichtigung von Qualitätsaspekten bereits in der Analyse selbst möglich ist. In vorliegendem Papier wurden konkrete Vorschläge präsentiert, wie eine sachgerechte Umsetzung im Rahmen des österreichischen Effizienzvergleichs aussehen könnte.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die vorliegende Auseinandersetzung auf Basis des Status Quo erfolgte, dh. Versorgungsunterbrechungen im Mittelspannungsnetz unter Heranziehung der betroffenen Leistung betrachtet wurden. Beides ist grundsätzlich kritisch zu sehen, da aus theoretischer Sicht keine Argumente für diese Einschränkung und der damit verbundenen Ausblendung der nachgelagerten Netzebene als auch des Kundenbezugs sprechen. Die derzeitigen Restriktionen haben ihren Hintergrund in der derzeitigen Möglichkeit der Datengenerierung auf Unternehmensseite. In Zukunft sollte durch die Einführung von intelligenten Messgeräten die Erfassung von Ausfallskennzahlen auf Kundenseite insbesondere auch auf der Niederspannung und nach Kundengruppen (Komponenten der Verwendung) entsprechend erleichtert werden. Dies würde zu einer weiteren Differenzierung der exogenen Kosten von Versorgungsunterbrechungen führen und eine qualitative Verbesserung der Analyse bewirken. Darüber hinaus wären auf dieser Grundlage individuelle Kompensationszahlungen an betroffene Kunden anzudenken.

Es stellt sich die mitunter berechtigte Frage, weshalb bei der Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode weder eine explizite noch implizite Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit erfolgte. Aus Sicht der Behörde bestanden in der bisherigen Datengrundlage (bis einschließlich des Jahres 2011) Unschärfen vor allem bei der uneinheitlichen Erfassung von Naturkatastrophen zwischen den Netzbetreibern. In der vorliegenden Analyse wurde diesen Unschärfen durch die zusätzliche Bereinigung von „major event days“ (MEDs) zwar begegnet, Restunschärfen verbleiben dennoch, da dieses Konzept nicht in der Lage ist „regional außergewöhnliche Ereignisse“ zu identifizieren, sofern diese keinen ausreichend großen Beitrag auf das Gesamtstörungsaufkommen des Bundesgebietes an den jeweiligen Tagen liefern. Diesem Problem wird nunmehr ab dem Erfassungsjahr 2013 im Zuge der Erhebung von regional außergewöhnlichen Ereignissen gemäß END-VO 2012 begegnet, indem das bisherige Konzept der Erfassung von Naturkatastrophen und zusätzlicher Bereinigung um MEDs ersetzt wird. Erst auf dieser Basis werden eine homogene Bereinigung jener außergewöhnlichen und exogen verursachten Einflüsse und damit eine sachgerechte Einbeziehung der Versorgungszuverlässigkeit in den Regulierungsrahmen ermöglicht.

10 Ausblick

Im Rahmen dieses Papiers wurde nicht nur anhand regulierungsökonomischer Überlegungen sondern auch anhand einer empirischen Analyse auf den Umstand hingewiesen, dass die Negierung der Versorgungsqualität im österreichischen Regulierungskontext einerseits im Zeitverlauf zu einem - aus volkswirtschaftlicher Sicht - sub-optimalen Qualitätsniveau führen kann und andererseits die bei der Mehrzahl der Unternehmen vorherrschende überdurchschnittlich gute Versorgungsqualität keine Honorierung erfährt.

Um beiden Effekten einen wirksamen Anreizregulierungsmechanismus gegenüberzustellen, der sowohl unverzerrte Effizienzwerte als auch durch das kontinuierliche Benchmarking im Zeitverlauf ein sozio-optimales Qualitätsniveau sicherstellt, wurde eine „implizite“ Berücksichtigung der Versorgungsqualität im Effizienzvergleich vorgeschlagen. Der empirische Teil hierfür umfasst mangels Datenverfügbarkeit lediglich die Qualitätsdimension der Versorgungszuverlässigkeit in Form von exogen verursachten Kosten durch Versorgungsausfälle. Zukünftige Systeme sollten sich jedoch nicht nur auf diese Dimension beschränken, sondern auch danach trachten für die verbleibenden Qualitätsdimensionen (Spannungsqualität und kommerzielle Qualität) monetäre Bewertungsansätze zur Anwendung zu bringen und ebenfalls der impliziten Berücksichtigung (Integration in den Effizienzvergleich) zuführen.

Ein System, welches für alle regulierten Unternehmen nur das „beste“ Ergebnis in relativer und absoluter Form generiert und gleichzeitig aber auch zu einem sozio-optimalen Qualitätsniveau führt, wird nicht umzusetzen sein. Daher werden bei einer Systemänderung bzw. Weiterentwicklung immer künftige „Verlierer“ sich gegen, und „Gewinner“ sich für diese Änderung aussprechen. Zumal die Auswirkungen der vorgeschlagenen Integration der Versorgungszuverlässigkeit in den Effizienzvergleich für eine deutliche Mehrzahl von Unternehmen von Vorteil ist, sollte sich die Branchenvertretung nicht von wenigen, mitunter auch „gewichtigen“, Partikularinteressen verleiten lassen.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Beschränkung der betrachteten Stromverteilernetzbetreiber von 38 auf 36 Unternehmen nicht zufällig, sondern bewusst erfolgte. Dies deshalb, da Diskussionen über zukünftige Weiterentwicklungsmöglichkeiten anhand sachlicher Überlegungen gespeist werden sollten und nicht auf Basis von monetären Auswirkungen bei einzelnen betroffenen Unternehmen.

Literaturverzeichnis

- Agrell, P.J.; Bogetoft, P.; Tind, J. (2005). "DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution". *Journal of Productivity Analysis* 23, pp. 173-201.
- Ai, C.; Sappington, D.E.M. (2002). "The Impact of State Incentive Regulation on the US Telecommunications Industry". *Journal of Regulatory Economics* 22, 2, pp 133-159.
- Ai, C.; Sappington, D.E.M. (2005). "Reviewing the impact of incentive regulation on U.S. telephone service quality". *Utilities Policy* 13, pp 201-210.
- Ai, C.; Martinez, S.; Sappington, D.E.M. (2004). "Incentive Regulation and Telecommunications Service Quality". *Journal of Regulatory Economics* 26, 3, pp. 263-285.
- Ajodhia, V.; Petrov, K.; Scarsi, G. C. (2004). "Quality, Regulation and Benchmarking – An Application to Electricity Distribution Networks". *ZfE-Zeitschrift für Energiewirtschaft* 29 (2004)/2.
- Ajodhia, V.; Hakvoort, R. (2004). "Economic regulation of quality in electricity distribution networks". *Utilities Policy* 13, pp. 211-221.
- Ajodhia, V.; Schiavo, L. L.; Malaman, R. (2006). "Quality regulation of electricity distribution in Italy: and evaluation study". *Energy Policy* 34, pp. 1478-1486.
- Akerlof, G. A. (1970). "The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism". *The Quarterly Journal of Economics* 84, No. 3, pp. 488-500.
- Alchian, A. A.; Kessel, R. A. (1962). „Competition, monopoly and the pursuit of money.“ *Aspects of labor economics*, 14, 157-83.
- Averch, H.; Johnson, L. L. (1962). "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint". *The American Economic Review* 52, No. 5, pp. 1052-1069.
- Bagdadioglu, N.; Senyücel, O. (2010). "Service Quality Regulation in Electricity Distribution". *The 6th International Scientific Conference "Business and Management 2010"*. Vilnius Gediminas Technical University Publishing House "Technika", Vilnius, Lithuania, pp. 776-781.
- Baron, D. P.; Myerson, R. B. (1982). "Regulating a Monopolist with Unknown Costs". *Econometrica* 50, No. 4, pp. 911-930.
- Baron, D. P.; Besanko, D. (1984). „Regulation, asymmetric information, and auditing“. *Rand Journal of Economics* 15, No. 4, pp. 447-470.
- Baumol, W. J.; Bailey, E. E.; Willig, R. D. (1977). "Weak invisible hand theorems on the sustainability of multiproduct natural monopoly". *The American Economic Review* 67, No. 3, pp. 350-365.
- Besanko, D.; Donnenfeld, S.; White, L. J. (1987). „Monopoly and quality distortion: effects and remedies“. *The Quarterly Journal of Economics* 102, No. 4, pp. 743-767.

Boettke, P. J. (1994). "Privatization, Public Ownership and Regulation of Natural Monopoly". *Journal of Economic Literature* 32, No. 4, pp. 1916-1918.

Cambini, C.; Fumagalli, E.; Croce, A. (2012). "Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution". In *Proceedings 9th International Conference on the European Energy Market EEM12*.

Caves, D.W.; Herriges, J.A.; Windle, R.J. (1990): "Customer Demand for Service Reliability in the Electric Power Industry: A Synthesis of the Outage Cost Literature". *Bulletin of Economic Research* 42., 2, S. 79-118.

CEER (2010). "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to electricity interruptions and voltage disturbances", pp. 1-72.

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/C10-EQS-41-03_GGP%20interruptions%20and%20voltage_7-Dec-2010.pdf

CEER (2011). „5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011“. pp. 1-234. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF>

Çelen, A.; Yalçın, N. (2012). "Performance assessment of Turkish electricity distribution utilities: An application of combined FAHP/TOPSIS/DEA methodology to incorporate quality of service". *Utilities Policy* 23, pp. 59-71.

Coase, R. H. (1972). "Durability and monopoly". *Journal of Law and Economics* 15, No. 1, pp. 143-149.

Coelli, T.; Crespo, H.; Paszukiewicz, A.; Perelman, S.; Plagnet, M.A.; Romano, E. (2008). "Incorporating quality of service in a benchmarking model: an application to French electricity distribution operators". *Mimeo*, 2008.

Consentec; FGH; Frontier Economics (2010). „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“. *Untersuchung im Auftrag der BNetzA. Endbericht vom 20. Oktober 2010*.

Consentec (2013). „Gutachten zur Einführung einer Qualitätsregulierung für österreichische Stromnetzbetreiber zur dritten Anreizregulierungsperiode“. *Untersuchung im Auftrag der E-Control. Abschlussbericht vom 18. April 2013. S. 1-39*.

Currier, K. M. (2007). „A practical approach to quality-adjusted price cap regulation“. *Telecommunications Policy* 31, pp. 493-501.

Delfanti, M.; Fumagalli, E.; Garrone, P.; Grilli, L.; Schiavo, L. L. (2010). "Toward Voltage-Quality Regulation in Italy". *Power Delivery, IEEE Transactions on* 25, No. 2, pp. 1124-1132.

Demsetz, H. (1968). "Why Regulate Utilities?" *Journal of Law and Economics* 11, No. 1, pp. 55-65.

Dyson, R. G.; Allen, R.; Camanho, A.S.; Podinovski, V.V.; Sarrico, C.S.; Shale, E.A. (2001). "Pitfalls and protocols in DEA". *European Journal of Operational Research* 132, Issue 2, pp. 245-259.

E-Control (2011). "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis". Version 1.8, März 2011, S 1-76, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_A_20110302_v1-8.pdf

E-Control (2013) a. "Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber, 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>.

E-Control (2013) b. „E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013, END-VO 2012 idF Novelle 2013). BGBl. II Nr. 477/2012 – Novelle 2013, BGBl. II Nr. 192/2013. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/END_VO_Konsolidierte%20Fassung%202013.pdf

Edvardsen, D. F.; Førsund, F.; Hansen, W.; Kittelsen, S. A. C.; and Neurauter, T. (2006). „Productivity and Regulatory Reform of Norwegian Electricity Distribution Utilities”, in T. Coelli and D. Lawrence, eds, *Performance Measurement and Regulation of Network Utilities*, Edward Elgar: Cheltenham.

Fumagalli, E.; Garrone, P.; Grilli, L. (2007). „Service quality in the electricity industry: The role of privatization and managerial behavior“. *Energy Policy* 35, pp. 6212-6224.

Giannakis, D.; Jamasb, T.; Pollitt, M. (2005). „Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks“. *Energy Policy* 33, pp. 2256-2271.

Gilbert, R. J.; Newbery, D. M. (1982). „Preemptive patenting and the persistence of monopoly“. *The American Economic Review* 72, No. 3, pp. 514-526.

Growitsch, C.; Jamasb, T.; Müller, C.; Wissner, M. (2010)) a. „Social cost-efficient service quality – Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway“. *Energy Policy* 38, S. 2536-2544.

Growitsch, C.; Jamasb, T.; Wetzel, H. (2010) b. „Efficiency effects of quality of service and environmental factors: Experience from Norwegian electricity distribution“. *EWI Working Paper*, No. 10/03, S. 1-18.

Hicks, J. R. (1935). „Annual Survey of Economic Theory: The Theory of Monopoly“. *Econometrica* 3, No. 1, pp. 1-20.

Hotelling, H. (1938). „The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates“. *Econometrica* 6, No. 3, pp. 242-269.

Jamasb, T.; Pollitt, M. (2001). „Benchmarking and regulation: international electricity experience“. *Utilities Policy* 9, pp. 107-130.

Jamasb, T.; Pollitt, M. (2007). „Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain“. *Energy Policy* 35, pp. 6163-6187.

Jamasb, T.; Nepal, R. (2014). "Incentive Regulation and Benchmarking of Network Security". Working Paper, No. 522, pp. 1-27.

Joskow, P. L.; Schmalensee, R. (1986). "Incentive Regulation For Electric Utilities". Yale Journal on Regulation 4, No. 1, pp. 1-503.

Joskow, P. L. (2007). "Regulation of natural monopoly". Handbook of law and economics, 2nd Edition, pp. 1227-1348.

Joskow, P.L. (2014). "Incentive Regulation in Theory and Practice" in: Economic Regulation and its Reform, What have we learned? Rose N. L (Ed.). National Bureau of Economic Research, The University of Chicago Press, Chicago. pp 291-344.

Kjolle, G.; Samdal, K.; Brekke, K. (2009). "Incorporating short interruptions and time dependency of interruption costs in continuity of supply regulation". Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on, pp.1-4.

Klöckl, B.; Nenning, R.; Rührnöbl, U.; Spitzl, W. (2008). "Harmonisierungsvorschlag für den europäischen Verfügbarkeitsvergleich." VEÖ Journal, September 2008.

Kridel, D. J.; Sappington, D. E.M.; Weisman D. L. (1996). "The Effects of Incentive Regulation in the Telecommunications Industry: A Survey". Journal of Regulatory Economics 9, pp. 269-306.

LaCommare, K. H.; Eto, J. H. (2006). "Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US)". Energy 31, No. 12, pp. 1845-1855.

Leibenstein, H. (1966). "Allocative Efficiency vs. "X-Efficiency". The American Economic Review 56, Issue 3, pp. 392-415.

Leland, H. E. (1974). "Regulation of natural monopolies and the fair rate of return". The Bell Journal of Economics and Management Science 5, No. 1, pp. 3-15.

Leland, H. E. (1979). "Quacks, lemons, and licensing: A theory of minimum quality standards". The Journal of Political Economy, pp. 1328-1346.

Lerner A.P. (1934). "The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power". The Review of Economic Studies , Vol. 1, No. 3, pp. 157-175.

Littlechild, S. (1983). "Regulation of British Telecom's Profitability" Report to the Secretary of State, Department of Industry, London.

Littlechild, S. (1988). "Economic regulation of privatised water authorities and some further reflections." Oxford Review of Economic Policy 4, No. 2, pp. 40-68.

Meran, G.; Von Hirschhausen, C. (2009). "A modified yardstick competition mechanism". Journal of Regulatory Economics 35, pp. 223-245.

- Mussa, M.; Rosen, S. (1978). "Monopoly and product quality". *Journal of Economic Theory* 18, Issue 2, pp. 301-317.
- Posner, R. A. (1974). "Social costs of monopoly and regulation". *Journal of Political Economy* 83, No. 4, pp. 807-828.
- Reichl, J.; Kollmann, A.; Tichler, R.; Schneider, F. (2008). „The importance of incorporating reliability of supply criteria in a regulatory system of electricity distribution: an empirical analysis for Austria." *Energy Policy* 36 (10), pp. 3862-3871.
- Reichl, J.; Schmidthaler, M. (2011). "Blackouts in Österreich (BlackÖ.1) – Teil 1,.. Endbericht des BMVIT.
- Resende, M.; Façanha, L. O. (2005). „Price-Cap regulation and service-quality in telecommunications: an empirical study". *Information Economics and Policy* 17, pp. 1-12.
- Riechmann, C.; Rodgarkia-Dara, A. (2012). "Suche nach Transparenz – Ein Blick auf Nachbarländer zeigt unterschiedliche Ansätze, um Investitionen in Energienetze attraktiver und leichter planbar zu machen". *Zeitung für kommunale Wirtschaft*, Ausgabe 04/12, Seite 10.
- Ronnen, U. (1991). "Minimum Quality Standards, Fixed Costs, and Competition. *The RAND Journal of Economics* 22, No. 4, pp. 490-504.
- Roycroft, T. R.; Garcia-Murrilo, M. (2000). "Trouble reports as an indicator of service quality: the influence of competition, technology and regulation. *Telecommunications Policy* 24, pp. 947-967.
- Sappington, D.E.M. (1983). "Multiproduct Monopoly with Unknown Technological Capabilities". *The Bell Journal of Economics* 14. No. 2, pp. 453-463.
- Sappington, D. E. M. (2003). "The Effects of Incentive Regulation on Retail Telephone Service Quality in the United States." *Review of Network Economics* 2, 3, pp. 355-375.
- Sappington, D. E. M. (2005). "Regulating service quality: a survey." *Journal of regulatory economics* 27, No. 2, pp. 123-154.
- Scheida, K.; Nanning, R. (2011). „Praxiserfahrungen mit der „Major Event Days“ Methode in Österreich zwischen 2004 und 2009“, *Österreichs Energie Journal*, Juni 2011.
- Schmalensee, R. (1979). "The control of natural monopolies". Lexington Books, Lexington, Massachusetts.
- Schweinsberg, A.; Stronzik, M.; Wissner, M. (2011). „Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries.“ WIK-Consult GmbH. A Study for the Australian Energy Regulator. Final Report of 14th of December 2011.
- Sheshinski, E. (1976). „Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations“. *Economica*, New Series, Vol. 43, No. 170, pp. 127-137.

- Schleifer, A. (1985). "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics* 16, No. 3, pp. 319-327.
- Spann, R. M. (1974). "Rate of Return Regulation and Efficiency in Production: An Empirical Test of the Averch-Johnson Thesis. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 5, No. 1, pp 38-52.
- Spence, A. M. (1975). "Monopoly, Quality and Regulation". *Bell Journal of Economics*, Vol. 6, Issue 2, pp. 417-429.
- Swan, P. L. (1970). "Market structure and technological progress: The influence of monopoly on product innovation". *The Quarterly Journal of Economics* 84, No. 4, pp. 627-638.
- Tardiff, T.; Taylor, W. (1993). "Telephone Company Performance under alternative Forms of Regulation in the U.S.," National Economic Research Associates, mimeo, September 7.
- Ter-Martirosyan, A. (2003). "The Effects of Incentive Regulation on Quality of Service in Electricity Markets. Working Paper, October 2003.
- Train, K. E. (1991). "Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly." MIT Press Books, 1.
- Uri, N.D., (2003). "The impact of incentive regulation on service quality in telecommunications in the United States". *Journal of Media Economics* 38 (3), pp. 265–280.
- VEÖ (2004). VEÖ Tätigkeitsbericht 2004, S 1-37.
- Waddams Price, C.; Brigham, B.; Fitzgerald, L. (2002). "Service quality in regulated monopolies". Working Paper CCR 02-4, August, Centre for Competition and Regulation, University of East Anglia, pp. 1-30.
- Weisman, D. L. (2005). "Price regulation and quality". *Information Economics and Policy*, 17, pp. 165-174.
- Wellisz, S. H. (1963). "Regulation of natural gas pipeline companies: An economic analysis." *The Journal of Political Economy* 71, No. 1, pp. 30-43.
- Westermann, R.; Krämer, M. (2011). "Die Qualitätsregulierung im Strombereich aus der Perspektive großstädtischer Verteilnetzbetreiber". *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61, Heft 4, S. 16-19.
- Yu, W., Jamasb, T., Pollitt, M., 2007. Incorporating the price of quality in efficiency analysis: the case of electricity distribution regulation in the UK, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0736/ Electricity Policy Research Group EPRG0713 July, Faculty of Economics, University of Cambridge, pp. 1-45.
- Yu, W.; Jamasb, T.; Pollitt, M. (2009). „Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies". *Energy Policy* 37, pp. 4177-4188.

Anhang 1

Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit (Verfügbarkeit) stellt auf das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen insgesamt ab. Beurteilt wird die Versorgungszuverlässigkeit in der Regel über die Häufigkeit und Dauer von Kurz- bzw. Langfristunterbrechungen und kann kunden- oder leistungsbezogen erfolgen. Der IEEE Standard 1366 in der aktuellen Fassung 2012 legt klare Definitionen und Berechnungsmodalitäten für die Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit fest.⁴⁸ Unter Zugrundelegung der Kundenperspektive stehen folgende Kennzahlen für Langfristunterbrechungen⁴⁹ zur Verfügung:

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, misst die mittlere Häufigkeit, mit der ein Kunde von Versorgungsunterbrechungen in einen Beobachtungszeitraum (dieser beträgt generell für alle Indikatoren in der Regel ein Jahr) betroffen ist:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customers Interrupted}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

- SAIDI: System Average Interruption Duration Index, beschreibt die mittlere Ausfallsdauer, von der ein Kunde von Versorgungsunterbrechungen im Beobachtungszeitraum betroffen ist:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

- CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index, gibt Aufschluss darüber wie lange die Unterbrechung im Durchschnitt je Kunde über den Beobachtungszeitraum bis zur Wiederversorgung andauert:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption}}{\text{Total Number of Customers Interrupted}}$$

- CTAIDI: Customer Total Average Interruption Duration Index, beschreibt jene durchschnittliche Ausfallsdauer, die Kunden mit tatsächlichen Versorgungsunterbrechungen in einem Beobachtungszeitraum zu erleiden hatten:

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Distinct Customers Interrupted}}$$

- CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index, spiegelt die durchschnittlich Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen bei Kunden wieder, die tatsächlich Versorgungsunterbrechungen zu verzeichnen hatten:

⁴⁸ Vgl. IEEE 1366/2012.

⁴⁹ Der IEEE 1366/2012 Standard sieht die Grenze zwischen Kurz- und Langfristunterbrechungen bei >5 Minuten, während die ÖVE/ÖNORM EN 50160 bereits Versorgungsunterbrechungen von mehr als 3 Minuten als Langfristunterbrechung einstuft.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Interruptions}}{\text{Total Number of Distinct Customers Interrupted}}$$

- ASAI: Average Service Availability Index, gibt Aufschluss über den zeitlichen Grad, zu dem die Versorgung mit elektrischer Energie gewährleistet war:

$$ASAI = \frac{\text{Customer Hours Service Availability}}{\text{Customer Hours Service Demand}}$$

- CEMIn: Customers Experiencing Multiple Interruptions, beschreibt das Verhältnis jener Kunden mit einer oder mehrerer Versorgungsunterbrechungen zum Kundenkollektiv:

$$CEMI_n = \frac{\text{Total Number of Customers that experienced } n \text{ or more sustained interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

- CELID: Customers Experiencing Long Interruption Durations gilt als Indikator für das Verhältnis jener Kunden zum Kundenkollektiv, bei denen die Dauer eine einzelne Versorgungsunterbrechung oder die Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen einen bestimmten Schwellwert (S bzw. T) gleicht bzw. überschritten hat:

bezogen auf die Einzelunterbrechung \geq Schwellwert S

$$CELID_s = \frac{\text{Total Number of Customers that experienced } S \text{ or more hours duration}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

bzw. bezogen auf alle Unterbrechungen \geq Schwellwert T

$$CELID_t = \frac{\text{Total Number of Customers that experienced } T \text{ or more hours duration}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

Lastbezogene Indikatoren werden zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit in Gebieten verwendet, die sich durch relativ wenige Kunden mit einer relativ hohen Lastkonzentration auszeichnen. Diesbezüglich unterscheidet der IEEE 1366/2012 Standard zwischen:

- ASIFI: Average System Interruption Frequency Index, beschreibt die mittlere Unterbrechungshäufigkeit der Bemessungsscheinleistung der aller Netzanschlüsse:

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total Connected kVA of Load Interrupted}}{\text{Total Connected kVA Served}}$$

- ASIDI: Average System Interruption Duration Index, als Indikator für die mittlere gewichtete Unterbrechungsdauer der Bemessungsscheinleistung aller Netzanschlüsse:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Connected kVA Duration of Load Interrupted}}{\text{Total Connected kVA Served}}$$

Im Falle völlig homogener Lastverteilung würden beide Indikatoren den kundenbezogenen Pendanten (SAIDI und SAIFI) entsprechen.⁵⁰

Für kurzfristige Unterbrechungen können entsprechend des IEEE 1366/2012 Standards folgende Indices herangezogen werden:

- MAIFI: Momentary Average Interruption Frequency Index, gibt die mittlere Häufigkeit kurzzeitiger Unterbrechungen an:

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Momentary Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

- MAIFI_E: Momentary Average Interruption Event Frequency Index, entspricht der durchschnittlichen Häufigkeit kurzzeitiger Unterbrechungsevents:

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Momentary Interruption Events}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

- CEMSMIn: Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events Index, beschreibt das Verhältnis jener Kunden mit einer oder mehreren Versorgungsunterbrechungen und kurzzeitiger Unterbrechungsevents zum Kundenkollektiv:

$$CEMSMI_n = \frac{\sum \text{Total Number of Customers Experiencing } n \text{ or More Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

⁵⁰ Vgl. IEEE 1366/2012.