



Sunshine-Regulierung im Schweizer Strommarkt

Bericht zur Umsetzung im Jahr 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage im Schweizer Strommarkt.....	3
1.1	Marktversagen und Monopolsituation bei Infrastrukturnetzen	3
1.2	Monopolsituation und Regulierung im Elektrizitätsbereich.....	4
1.3	Aufgaben und Instrumente der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom).....	4
1.4	Herausforderungen der bisherigen Tätigkeit und zusätzliche Instrumente	5
2	Schaffung von Transparenz und Umsetzung in Form der Sunshine-Regulierung	6
2.1	Allgemeine Wirkweise und Anforderungen an Transparenzsysteme.....	6
2.2	Sunshine-Regulierung	7
2.3	Internationale Erfahrungen mit der Sunshine-Regulierung	7
2.3.1	Elektrizitätsnetze in Neuseeland	7
2.3.2	Kehrichtentsorgung in städtischen Gebieten in Portugal	7
2.3.3	Trinkwasserversorgung in den Niederlanden.....	8
2.3.4	Gesamtbeurteilung der internationalen Erfahrungen	8
2.4	Beurteilung der Sunshine-Regulierung	8
2.4.1	Vorteile einer Sunshine-Regulierung.....	8
2.4.2	Nachteile und rechtlicher Anpassungsbedarf der Sunshine-Regulierung.....	9
3	Inhaltliche Umsetzung der Sunshine-Regulierung	9
3.1	Testphasen und definitive Einführung der Sunshine-Regulierung	10
3.2	Bildung von Vergleichsgruppen.....	10
3.2.1	Siedlungsdichte und Topographie.....	10
3.2.2	Energiedichte	10
3.3	Indikatoren	11
3.3.1	Allgemeine Anforderungen an Indikatoren	11
3.3.2	Indikatoren der Sunshine-Regulierung und Güte der Datengrundlage.....	11
3.4	Inhaltliche Umsetzung der Sunshine-Regulierung im Jahr 2017	12
3.4.1	Gruppeneinteilung der Verteilnetzbetreiber	12
3.4.2	Verwendete Indikatoren	12
3.5	Ausgewählte Ergebnisse der Sunshine-Regulierung 2017	13
3.5.1	Einhaltung von Compliancevorschriften	13
3.5.2	Netzverfügbarkeit und Versorgungsunterbrüche	14
3.5.3	Netzkostenvergleiche	14
4	Herausforderungen und weiteres Vorgehen	16
5	Anhänge	17

1 Ausgangslage im Schweizer Strommarkt

Die Nutzung elektrischer Energie ist aus unserem Alltag nicht mehr wegzudenken. So spielt sie beispielsweise eine entscheidende Rolle in der Produktion und im Handel von Gütern und Dienstleistungen, der Wärmeerzeugung oder der Mobilität. Sie ist auch eine notwendige Voraussetzung für die modernen Kommunikationsmittel: All die riesigen Datenmengen könnten ohne Elektrizität nicht verbreitet, ausgetauscht und verarbeitet werden. Strom ist also nicht nur ein essentieller Produktionsfaktor, sondern auch ein bedeutender Treiber unserer Gesellschaft.

Für den Transport von Elektrizität vom Kraftwerk zum Endkunden sind Stromnetze erforderlich. Sie stellen eine wichtige Infrastruktur dar, deren Bau und Unterhalt den Einsatz erheblicher Ressourcen bedingen.

Die Stromkunden finden sich dabei in einer Monopolsituation wieder und es besteht das Risiko, dass sie für die Nutzung der Elektrizitätsnetze und den Konsum von Strom zu viel bezahlen müssen. Aus diesem Grund hat das Schweizer Parlament mit dem Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7) gesetzliche Grundlagen zum Schutz der Endkunden erlassen. Gleichzeitig wurde auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) als Regulierungsbehörde geschaffen.

Der vorliegende Bericht erläutert im ersten Abschnitt die Ausgangslage und beschreibt die Aufgaben und Instrumente der ElCom. Insbesondere wird im zweiten Abschnitt die Sunshine-Regulierung als neue Regulierungsform eingehend erläutert. Dabei sollen ihre Möglichkeiten sowie die Vor- und Nachteile aufgezeigt werden. Es folgt eine ausführliche Beschreibung der konkreten Umsetzung der Sunshine-Regulierung im Schweizer Strommarkt im Jahr 2017.

In den Anhängen zum Bericht finden sich zahlreiche bereits auf der Webseite der ElCom publizierte Dokumente. So beschreibt Anhang I ausführlich die konkrete Umsetzung der Sunshine-Regulierung und Anhang II die Ausgestaltung der Indikatoren im Frühjahr 2017. In den Anhängen III –V findet sich ausführliches Zahlenmaterial zum Thema.

1.1 Marktversagen und Monopolsituation bei Infrastrukturnetzen

In vielen Bereichen des Wirtschaftens kann Marktversagen auftreten. Mögliche Formen des Marktversagens sind dabei natürliche Monopole, z. B. aufgrund von hohen, irreversiblen Investitionen (sog. „versunkene Kosten – sunk costs“) oder asymmetrischen Informationen zwischen Anbietern und Nachfragern. Bekannt ist auch das Auftreten von Externalitäten, bei denen beispielsweise der Ausstoss von Schadstoffen ohne Kostenfolge für die Verursacher bleibt und die Allgemeinheit diesen Schaden trägt.

In vielen Netzindustrien liegt eine natürliche Monopolsituation vor, die keinen Wettbewerb erlaubt. Monopolisten haben einen ökonomischen Anreiz, diese Situation auszunützen und ihren Kunden übermässig viel für die erbrachten Leistungen zu verrechnen. Daher sieht der Gesetzgeber oftmals einen Eingriff des Staates vor. Sektorspezifische Regulierungs- oder allgemeine Wettbewerbsbehörden versuchen, mit ihrer Tätigkeit die Nachteile solcher Monopolsituationen zu beseitigen oder doch zumindest zu mildern. Regulierungsziele können dabei entweder die Herbeiführung angemessener Preise (über eine Form von Preis- oder Kostenregulierung) oder Qualitätsvorgaben sein. Daneben kann der Gesetzgeber auch eine Liberalisierung von (Teil-)Märkten und in der Folge die Schaffung von Wettbewerb auf diesen Märkten vorsehen. Dabei gilt es zwischen Wettbewerb auf der Infrastrukturebene (Infrastrukturwettbewerb) und bei Leistungen oder Produkten (Produktwettbewerb) zu unterscheiden, die über die entsprechende Infrastruktur erbracht oder zum Endkunden transportiert werden.

Ökonomisch betrachtet ist es im Infrastrukturbereich häufig durchaus sinnvoll, nur ein Netz und nicht parallel mehrere technologisch gleiche Netze (z. B. Wasser- oder Stromversorgungsnetze) aufzubauen. In diesem Fall liegt ein natürliches Monopol vor.

Davon zu unterscheiden ist der Infrastrukturwettbewerb und somit der Aufbau mehrerer Infrastrukturnetze. Dieser macht nur dann Sinn, wenn Dienstleistungen oder Produkte über verschiedene Technologien angeboten werden können. Als Beispiel sei hier der Zugang zum Internet erwähnt, der über

verschiedene Infrastrukturen (z. B. Festnetz, Kabelfernsehtz oder Mobilfunknetz) erfolgen kann. Diese unterschiedlichen Infrastrukturen bieten dem Endkunden eine Auswahl und ermöglichen Wettbewerb um das Produkt „Zugang zum Internet“.

1.2 Monopolsituation und Regulierung im Elektrizitätsbereich

Bei Stromnetzen liegt eine natürliche Monopolsituation vor und der Aufbau eines parallelen Netzes ist ökonomisch betrachtet ineffizient und somit zu vermeiden. Dies bedeutet, dass die Endkunden in jedem Fall bei ihrem angestammten Netzbetreiber verbleiben und bezüglich Infrastruktur keine Auswahl haben.

Hingegen hat der Gesetzgeber die Marktöffnung in das StromVG aufgenommen. Dabei wurde die strukturelle Trennung zwischen Verteilnetz und der Energielieferung verankert. Zudem wurde die Stromlieferung durch Dritte erlaubt und somit Wettbewerb um die Lieferung von Elektrizität geschaffen.

Bereits seit 2009 können Grossverbraucher mit einem Stromverbrauch ab 100 MWh pro Jahr ihren Stromlieferanten selber auswählen. In Zukunft sollen alle Endkunden in der Schweiz diese Möglichkeit erhalten. Der Bundesrat hat im Mai 2016 entschieden, mit der vollständigen Öffnung des Schweizer Strommarktes noch zuzuwarten. Die Mehrzahl der Endkunden verbleibt also bis auf weiteres auch bezüglich der Energielieferung als Monopolkunden bei ihrem angestammten Stromlieferanten.

In Anbetracht dieser Monopolsituationen hat der Gesetzgeber im StromVG einige Vorkehren getroffen - dies auch zum Schutz aller Netz- und der gefangenen Energiekunden. Dazu hat das Parlament die ElCom mit gewissen Instrumenten und Kompetenzen ausgestattet.

Entsprechende Vorgaben und Ziele finden sich folglich im Stromversorgungsgesetz. Insbesondere sind Versorgungssicherheit und wettbewerbsorientierter Elektrizitätsmarkt (Art. 1 Abs. 1 StromVG), erforderliche Qualität zu angemessenen Preisen (Art. 6 Abs. 1 StromVG), der diskriminierungsfreie Netzzugang für Dritte (Art. 13 Abs. 1 StromVG) oder die Regulierung des Netznutzungsentgelts und der Netzkosten (Art. 14ff. StromVG i.V.m. Art. 13ff. Stromversorgungsverordnung, StromVV, SR 734.71) geregelt. Zudem besteht eine Einreichungspflicht der international üblichen Kennzahlen zur Versorgungsqualität (Art. 6 Abs. 2 StromVV) und der Kostenrechnung (Art. 7 StromVV).

1.3 Aufgaben und Instrumente der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom)

Mit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes nahm auch die ElCom ihre Tätigkeit auf. Sie ist die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich und überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- und Energiegesetzes. Im Detail hat die ElCom folgende Aufgaben:

- Sie kontrolliert die Elektrizitätstarife der Kunden ohne freien Netzzugang sowie die Netznutzungsentgelte. Die Kommission kann ungerechtfertigte Strompreiserhöhungen untersagen oder bei zu hohen Preisen Absenkungen verfügen.
- Sie vermittelt und entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem freien Zugang zum Stromnetz und im Zusammenhang mit der kostendeckenden Einspeisevergütung KEV, die Produzenten von erneuerbarer Energie ausbezahlt wird.
- Sie überwacht die Sicherheit der Stromversorgung, den Zustand der Stromnetze und den Stromgrosshandel.
- Sie bestimmt die Verfahren für die Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen in grenzüberschreitenden Leitungen und koordiniert ihre Tätigkeit mit den europäischen Stromregulatoren.
- Sie übt eine umfassende Aufsicht über die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid AG) aus.

Die ElCom kommt diesen Aufgaben mit unterschiedlichen Mitteln und Instrumenten nach. Im vorliegenden Bericht interessiert vor allem ihre Tätigkeit im Zusammenhang mit der Kontrolle der Elektrizitätstarife, der Netzkosten, der Versorgungssicherheit und der Einhaltung von gesetzlichen Vorgaben.

Der ElCom stehen im Wesentlichen die folgenden Instrumente zur Verfügung:

- **Systematische Erhebung von Daten:** Die Netzbetreiber müssen jedes Jahr ausführliche Informationen zur Infrastruktur, Kosten und Erlösen, Tarifen sowie Versorgungsunterbrüchen in strukturierter Form der ElCom einreichen. Diese Daten erlauben einerseits die Plausibilisierung bzw. Feststellung von auffälligen Werten. Andererseits ermöglichen diese Daten, Auswertungen auf nationaler Ebene vorzunehmen.
- **Tarifprüfungen:** Dabei werden die Betriebs- und Kapitalkosten teilweise umfassend überprüft, insbesondere die Anrechenbarkeit dieser Kosten. Methodisch stützt sich diese Kontrolle auf die sog. „Cost-Plus-Regulierung“ ab. Aufgrund ihrer Geschäftstätigkeit entstehen den Netzbetreibern Kosten, die in Übereinstimmung mit der Stromversorgungsgesetzgebung in die Elektrizitätstarife eingerechnet werden dürfen. Als anrechenbar gelten jedoch nur die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. In den anrechenbaren Kapitalkosten ist eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals enthalten, die einem „Betriebsgewinn“ entspricht. Aus diesen Gründen wird diese Regulierungsform «Cost-Plus» genannt, wobei „Cost“ für das Kostendeckungsprinzip und „Plus“ für die Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals steht.
- **Kommunikation:** Die ElCom veröffentlicht Weisungen und Mitteilungen oder äussert sich in Referaten zu wichtigen Grundsatzfragen wie beispielsweise der Bewertung von Verteilnetzen. Sie kann so ihre Sichtweise ausserhalb von formellen Verfahren darlegen und erlaubt damit den Netzbetreibern, sich wie vorgesehen zu verhalten. Damit erhalten die Netzbetreiber Rechtssicherheit. So kann dank gezielter Kommunikation das StromVG in diesen Teilbereichen umgesetzt werden.

1.4 Herausforderungen der bisherigen Tätigkeit und zusätzliche Instrumente

Die Schweizer Elektrizitätsbranche ist sehr heterogen ausgeprägt. Einerseits ist sie durch teilweise kleinräumige Versorgungsgebiete gekennzeichnet: So gibt es schweizweit fast 650 Verteilnetzbetreiber (VNB), von denen rund 90 Prozent weniger als 10'000 Endverbraucher zu ihren Kunden zählen. Fast die Hälfte aller Netzbetreiber haben überdies weniger als 1'000 Endkunden. Hingegen versorgen einige wenige VNB mehrere hunderttausend Kunden. Auch strukturell unterscheiden sich die Netzbetreiber: so versorgen sie Grossstädte mit teilweise ausgedehnten Industriegebieten, ländlichere Gebiete im Mittelland oder kleine, abgelegene Berggemeinden. Dies führt zu sehr unterschiedlichen Problembereichen: verdichtete Infrastrukturen in Städten oder naturbedingte Herausforderungen in Berggebieten. Andererseits bedienen einige Netzbetreiber ihre Endkunden ausschliesslich mit Elektrizität, während andere eine breite Palette an Leistungen erbringen (z. B. Wasser- und Gasversorgung, Kehrrichtentsorgung, Telekommunikation, elektrische Installationen, etc.).

Die bisherigen Regelungen mit meist sehr umfassenden Tarifprüfungen, die sich auf einzelne Netzbetreiber beziehen, sind teilweise unbefriedigend: Derartige umfassende Untersuchungen dauern in der Regel sehr lange und sind sowohl für die betroffenen Netzbetreiber als auch für die ElCom sehr ressourcenintensiv. Zudem konnten nur verhältnismässig wenige Verteilnetzbetreiber vertieft geprüft werden. In diesem Zusammenhang ist daher ein Regulierungsinstrument wünschenswert, das eine Breitenwirkung entfaltet und so eine möglichst grosse Anzahl an Netzbetreibern erfasst. Im Weiteren ist die Beschränkung der Regulierung auf die Tarife eine Verkürzung; qualitative Aspekte der Leistungserbringung werden so weitgehend vernachlässigt.

Die ElCom hat sich daher auf die Suche nach Ergänzungen zu den heutigen Prüfungen gemacht und wurde in der sog. Sunshine-Regulierung fündig. Nach vertieften Abklärungen und zwei Testrunden hat sie im Sommer 2016 die Einführung dieser Regulierungsform beschlossen. Die Sunshine-Regulierung soll dabei ergänzend zur weiterhin gültigen Cost-Plus-Regulierung zur Anwendung kommen. Kernstück einer funktionierenden Sunshine-Regulierung ist die Publikation von Indikatoren in ausgewählten Bereichen. Die verwendeten Indikatoren sollen dabei die unterschiedlichen Interessensgebiete und Bedürfnisse der Endkunden abdecken. Damit soll einerseits für die breite Öffentlichkeit der

regulierte Teil „beleuchtet“ und somit mehr Transparenz geschaffen werden. Die Sunshine-Regulierung erlaubt dem Endkunden also, mittels dieser Indikatoren seinen Netzbetreiber mit ähnlichen Netzbetreibern zu vergleichen. Andererseits sollen damit auch dem Netzbetreiber Verbesserungspotenziale aufgezeigt werden. Im folgenden Kapitel sollen die allgemeinen Anforderungen an Transparenzsysteme wie die Sunshine-Regulierung genauer beschrieben werden. Zudem wird die konkrete Umsetzung der im Schweizer Strommarkt anhand der im Frühjahr 2017 durchgeführten Berechnungsrunde ausführlich erläutert.

2 Schaffung von Transparenz und Umsetzung in Form der Sunshine-Regulierung

Es gibt verschiedene regulatorische Vorschriften, welche die Publikation von unternehmens-, produkte- oder verfahrensspezifischen Angaben verlangen. Damit wird die Transparenz im entsprechenden Bereich erhöht. Beispiele dafür sind beispielsweise Offenlegungsvorschriften der Börsen, Vorgaben über die Deklaration von Inhalts- oder Nährstoffen in Lebensmitteln oder Produktwarnungen (Zigaretten). Betroffen von Publikationsvorschriften sind neben Unternehmen und ihren Produkten und Prozessen häufig auch Parteien (Parteifinanzierung) oder Einzelpersonen wie beispielsweise Politiker (Offenlegung von Tätigkeiten, Bezügen als Verwaltungsräte, etc.).

2.1 Allgemeine Wirkweise und Anforderungen an Transparenzsysteme

Einige Transparenzvorschriften sehen eine regelmässige Einreichung von Informationen an Behörden vor. Andere verlangen eine direkte Publikation wie beispielsweise Nährwertangaben auf Lebensmitteln. Die Behörden publizieren dabei die eingereichten Informationen entweder ungefiltert als Rohdaten oder als Indikatoren. Die Informationen können aber auch in einer Rangfolge („gut“ - „schlecht“) publiziert werden. In weiteren Fällen werden die Unternehmen verpflichtet, eigene Informationen zu veröffentlichen (z. B. in Geschäfts- oder Umweltberichten), Produktwarnungen zu drucken („dieses Produkt kann Spuren von ... enthalten“) oder über ein Skalensystem die Angaben in eine Rangfolge zu bringen (beispielsweise Etikette zur Energieeffizienz von Geräten).

Typischerweise sind Regulierungsmethoden, welche über erhöhte Transparenz funktionieren, durch folgende Aspekte gekennzeichnet:

- Sie definieren eine Reihe von Daten, die standardisiert gesammelt werden.
- Die Offenlegung zielt darauf ab, das Verhalten der Unternehmen oder der Informationsempfänger zu ändern.
- Es können verschiedene Zielsetzungen verfolgt werden, so z. B. Effizienz-, Entwicklungs- oder Verhaltensziele.
- Die Publikation erfolgt regelmässig in einer leicht verständlichen Form, die einfache Vergleiche zulässt.

Der Erfolg von Transparenzvorschriften hängt wesentlich von ihrem Einfluss auf den Ruf eines Unternehmens ab. Für viele Unternehmen ist die Reputation von hoher Bedeutung; ein guter Ruf muss jedoch gepflegt werden, da er unbeständiger Natur sein kann. Das Ansehen des Unternehmens bei Angestellten, Investoren, Kunden und Wählern kann durch Märkte und die kollektive Verhaltensweise beeinflusst werden. Entscheidend ist zudem, welche Informationen die Benutzer wünschen und auf welche Informationen sie wie reagieren.

Transparenzsysteme können dabei unterschiedliche Effekte auf die Unternehmen haben. Denkbar sind etwa Änderungen im Verhalten bezüglich der offenzulegenden Informationen oder Indikatoren sowie gegenüber Wettbewerbern und Behörden. Es ist davon auszugehen, dass sich Unternehmen an die Wirkweise der Indikatoren anpassen und entsprechende Massnahmen zur Verbesserung ergreifen. Dies und auch eine allfällige Signalwirkung von entsprechenden Informationen gilt es bei der

Auswahl und der Umsetzung der entsprechenden Transparenzsysteme zu bedenken. Auch sind allfällige Auswirkungen auf Kunden, Investoren und Eigentümer sowie deren eventuellen Reaktionen auf die geschaffene Transparenz wenn immer möglich zu antizipieren und zu berücksichtigen.

2.2 Sunshine-Regulierung

Wie der Begriff „Sunshine“ erwarten lässt, basiert die Idee der Sunshine-Regulierung auf der Schaffung von Transparenz. Eine allgemein übliche Definition der Sunshine-Regulierung findet sich in der Literatur nicht. Als wesentypische Merkmale schälen sich aber einerseits Vergleiche der regulierten Unternehmen anhand von Kennzahlen heraus. Dabei werden die Unternehmen entweder mit einem vorgegebenen Zielwert oder mit ähnlichen Unternehmen verglichen. Andererseits ist die Veröffentlichung der entsprechenden Informationen oder Indikatoren kennzeichnend.

Als Sunshine-Regulierung werden also Regulierungsformen bezeichnet, welche für eine bestimmte Branche Indikatoren definieren, diese mit Referenzwerten vergleichen und die Ergebnisse publizieren. Dabei betreffen die Kennzahlen in der Regel nicht nur finanzielle Bereiche wie z.B. Kosten, Gewinne oder Tarife sondern auch qualitative sowie weitere für die betreffende Branche relevante Kenngrößen.

Mit der Publikation der Ergebnisse wird Licht („Sunshine“) in den regulierten Bereich gebracht. Das Ziel der Sunshine-Regulierung besteht darin, diejenigen Unternehmen, welche unbefriedigende Ergebnisse bezüglich der Indikatoren zeigen, zu motivieren, ihre Leistung zu verbessern. Die Veröffentlichung und eine öffentliche Diskussion zielen darauf ab, das Verhalten der Unternehmen so zu ändern, dass sie sich vermehrt im Sinne der Regulierung verhalten, ohne dass der Regulator dabei selber einschreiten muss. Durch den Vergleich mit anderen Unternehmen kann zudem eine Art Wettbewerb bezüglich der Indikatoren in der Branche aktiviert werden, der laut einschlägiger Literatur zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Gesamtleistung in der ganzen Branche führen kann. Diese Art der Regulierung soll bereits im 19. Jahrhundert in Massachusetts gewirkt haben, indem es den Eisenbahnsektor ohne eigentlichen Eingriff von aussen, aber mittels Veröffentlichungen teilweise diszipliniert haben soll.

2.3 Internationale Erfahrungen mit der Sunshine-Regulierung

In zahlreichen Ländern fand und findet die Sunshine-Regulierung im Infrastrukturbereich Anwendung. Die damit gemachten Erfahrungen sind teilweise gemischt, wie die nachfolgenden ausgewählten Beispiele zeigen.

2.3.1 Elektrizitätsnetze in Neuseeland

Neuseeland liberalisierte die Elektrizitätsbranche und versuchte dabei im Zeitraum vom 1994 bis 2003 ohne Regulator auszukommen und alleine mittels Vorgaben zur Veröffentlichung die Branche zu disziplinieren. Zwar wurden die Netzbetreiber effizienter und konnten so die Betriebskosten deutlich senken, sie gaben diese Vorteile aber nicht an die Verbraucher weiter. Da eine Regulierungsbehörde fehlte, konnte die Weitergabe der Effizienzgewinne an Endkunden nicht durchgesetzt werden. Der öffentliche Druck war zu wenig ausreichend, um übermässige Gewinne zu verhindern.

2.3.2 Kehrrichtentsorgung in städtischen Gebieten in Portugal

Die Kehrrichtentsorgung wird in Portugal durch einen sektorspezifischen Regulator überwacht, der weder Sanktionen ergreifen noch Anweisungen erteilen kann. Hingegen veröffentlicht er regelmässig Kennzahlen der Unternehmen zu Effizienz und Effektivität der Erbringung ihrer Leistungen und vergleicht diese auf einer öffentlich zugänglichen Webseite. Durch eine pointierte Darstellung der Ergebnisse soll eine Art Wettbewerb zwischen den Unternehmen bzw. ein Anreiz zur Verbesserung geschaffen werden. Gemäss Untersuchungen hat die Sunshine-Regulierung vor allem bei den Indi-

katoren zur Servicequalität zu erheblichen Verbesserungen geführt, wohingegen die preislichen Effekte deutlich geringer ausgefallen sind.

2.3.3 Trinkwasserversorgung in den Niederlanden

Die niederländischen Trinkwasserversorger gehören der öffentlichen Hand und unterstehen keiner formalen Preisregulierung. Im Rahmen einer Selbstregulierung veröffentlichen sie aber periodisch gewisse Kennzahlen. Statt einer Privatisierung, kombiniert mit einer Anreizregulierung, zog die Politik in den 90er-Jahren die Sunshine-Regulierung vor und beließ die Wasserversorgung im Eigentum der öffentlichen Hand. Studien zeigen, dass dank der Sunshine-Regulierung die Effizienz zugenommen hat und die Preise gesunken sind. Im Weiteren sind in der untersuchten Periode (1997 – 2006) sowohl die Wasserqualität als auch der Kundenservice bedeutend verbessert worden.

2.3.4 Gesamtbeurteilung der internationalen Erfahrungen

Bezüglich der **Kostenwirkung** der Sunshine-Regulierung scheinen insbesondere folgende zwei Faktoren von Bedeutung zu sein:

1. Reaktion in der Öffentlichkeit: Wenn die veröffentlichten Ergebnisse in der öffentlichen Debatte nicht aufgenommen werden, so bleiben die Vergleiche weitgehend wirkungslos.
2. Sanktionsmöglichkeiten des Regulators: Falls ein Regulator keine Sanktionen ergreifen kann oder gar nicht existiert, sind Kostenwirkungen wenig wahrscheinlich.

Bei der **Qualitätswirkung** konnten dank der gestiegenen Transparenz in allen untersuchten Märkten erhebliche Verbesserungen festgestellt werden.

In einer Gesamtbetrachtung lässt sich sagen, dass die Sunshine-Regulierung bezüglich der Qualität deutliche Verbesserungen bringen kann. Im Zusammenspiel mit zusätzlichen, geeigneten Regulierungsinstrumenten und Sanktionsmöglichkeiten seitens des Regulators lassen sich zudem auch Effizienzgewinne und Preiseffekte erzielen. Von entscheidender Bedeutung für eine erfolgreiche Sunshine-Regulierung scheint auf jeden Fall die Möglichkeit zur Publikation der Ergebnisse zu sein.

2.4 Beurteilung der Sunshine-Regulierung

Die oben erwähnten Erfahrungen im Ausland lassen sich bei der Umsetzung im Schweizer Strommarkt heranziehen. Insbesondere sind auf die Eingriffsmöglichkeiten der ElCom hinzuweisen: So können auffällige Netzbetreiber weiterhin mit umfassenden Tarifprüfungen kontrolliert werden, falls dies erforderlich sein sollte. Hingegen muss für die Publikation der Informationen, welche für ein erfolgreiches Funktionieren der Sunshine-Regulierung unabdingbar ist, noch eine rechtliche Grundlage im Stromversorgungsgesetz geschaffen werden (mehr dazu im Abschnitt 4)

2.4.1 Vorteile einer Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung stellt einen schlanken und einfachen Regulierungsansatz dar. Insbesondere kann sie mit ihrer nachvollziehbaren Darstellung der Kriterien gerade auch für alle verhältnismässig kleinen Netzbetreiber ein angemessenes Instrument sein. Ebenso eignet sie sich auch für grössere Netzbetreiber, welche bei den verwendeten Kriterien unauffällig sind. Bei ihnen kann dann in der Regel auf eine vertiefte Prüfung verzichtet werden. Falls Netzbetreiber nur bei einzelnen Indikatoren ungenügende Werte aufweisen, kann eine auf diese Bereiche eingeschränkte Prüfung vorgenommen und geeignete Massnahmen ergriffen werden. Die Sunshine-Regulierung ist sowohl für die Unternehmen als auch für den Regulator weniger aufwändig und es können auf einfache Art und Weise alle Unternehmen erfasst werden. Zudem wird der gewählte Ansatz allgemein als eine eher milde Form der Regulierung angesehen, da aufgrund der berechneten Vergleichsergebnisse nicht automatisch Sanktionen oder weitere Schritte erfolgen. Es liegt somit auch in der Hand des Netzbetreibers, von sich aus entsprechende Massnahmen zur Verbesserung der Situation einzuleiten.

Ein weiterer, nicht zu unterschätzender Vorteil liegt in der für alle Betroffenen – sei es Netzbetreiber, Verbraucher oder Politik – transparenten Regulierung. Dies betrifft einerseits die Regulierung als solche, da die von der ElCom verwendeten Beurteilungskriterien detailliert und transparent auf der Homepage der ElCom dargestellt und veröffentlicht werden. Es trifft andererseits aber auch auf die Ergebnisse der Netzbetreiber zu, da ihnen alle erforderlichen Daten zur Verfügung stehen und sie so die Berechnungen der ElCom nachrechnen können. Bezüglich Transparenz schneidet eine Sunshine Regulierung im Vergleich mit einer Cost Plus- oder Anreizregulierung naturgemäss besser ab.

Ein weiterer, gewichtiger Vorteil findet sich im Umstand, dass die Sunshine-Regulierung weitestgehend gestützt auf bereits vorhandene Daten umgesetzt werden kann. Den regulierten Unternehmen entsteht also kaum ein zusätzlicher Aufwand. Allenfalls können zur Berechnung gewisser Indikatoren zusätzliche Daten erforderlich sein. Dieser Zusatzaufwand zur Datenerhebung bewegt sich aber in engen Grenzen.

Selbstverständlich kann aber bei schlechten Indikatorenwerten zusätzlicher Aufwand bei den Netzbetreibern anfallen. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn Massnahmen als Reaktion auf schlechte Werte ergriffen werden müssen – sei dies freiwillig oder im Rahmen einer Überprüfung durch die ElCom. Denkbar sind auch begleitende kommunikative Massnahmen, welche die Ergebnisse im Falle einer Publikation geeignet umrahmen.

Im Falle einer zweiten Stufe der Marktöffnung, nach der alle Endverbraucher ihren Energielieferanten frei wählen können, kann die Sunshine-Regulierung einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Transparenz und damit der Reduktion der Transaktionskosten und so zum Funktionieren des Marktes für Kleinkunden leisten. Erfahrungen in der EU zufolge haben entsprechende Transparenzmassnahmen auch bei der Senkung der Transaktionskosten geholfen und die Wechselabsichten der Endkunden befördert.

2.4.2 Nachteile der Sunshine-Regulierung

Es ist zu erwarten, dass sich die Unternehmen den verglichenen Indikatoren anpassen werden. Dies ist in dem Fall erwünscht, wenn der Wert eines Netzbetreibers schlechter als die entsprechenden Vergleichswerte ist. Es kann hingegen auch nicht ausgeschlossen werden, dass sich Netzbetreiber mit guten Werten gegen die Mitte hin bewegen und somit inskünftig weniger gute aber immer noch akzeptierbare Werte ausweisen.

Gelegentlich ergeben sich auch unplausible oder falsche Indikatorenwerte aufgrund fehlerhafter Ausgangsdaten. Für die ElCom ist es im Einzelfall nicht immer ersichtlich, welches die Ursachen für nicht einsichtige Ergebnisse sind. Deswegen führt sie jedes Jahr rund 150 Tests zur Datenqualität durch und teilt den Netzbetreibern mit, wo sie unplausible Ergebnisse aufweisen. Die Netzbetreiber erhalten die Möglichkeit, allfällige Datenfehler zu berichtigen oder aber die Ergebnisse zu erklären.

3 Inhaltliche Umsetzung der Sunshine-Regulierung

Das Konzept der Sunshine-Regulierung war ein unbekanntes Gebiet für die ElCom. Demnach mussten entsprechende Kenntnisse und Erfahrungen aufgebaut werden – dies in Bezug auf die methodischen Ansätze, aber auch hinsichtlich der Umsetzung in der Praxis. Wichtig war auch der Einbezug der Konsumentenseite und der Netzbetreiber, die direkt von der Sunshine-Regulierung betroffen sind. Aus diesem Grunde fanden mit beiden Seiten entsprechende Treffen statt. Mit der Branche wurde nebst konzeptueller Punkte auch Teile der praktischen Umsetzung erörtert. Im Fokus standen die Kriterien für die Bildung der Vergleichsgruppen sowie die Operationalisierung der einzelnen Indikatoren. In den folgenden Abschnitten soll die konkrete Umsetzung der Sunshine-Regulierung beschrieben werden.

3.1 Testphasen und definitive Einführung der Sunshine-Regulierung

Die jährliche Berechnung der Indikatoren und der Versand der Resultate an die Netzbetreiber erfolgten erstmals im Sommer 2015, danach im Frühjahr 2016 und 2017. Die ersten beiden Runden wurden in Rahmen einer Testphase durchgeführt. Damit hat die ElCom entsprechende Erfahrungen sammeln und notwendiges Wissen aufbauen können. Die Netzbetreiber hatten zudem Gelegenheit, sich jeweils zu diesen beiden Runden zu äussern und auch Verbesserungsvorschläge zu unterbreiten. Diese Möglichkeit haben sie sehr rege genutzt. Zahlreiche dieser Hinweise hat die ElCom aufgenommen und im Folgejahr umgesetzt. Damit konnten die Berechnungen und die Methoden der Sunshine-Regulierung verfeinert und noch besser den praktischen Gegebenheiten angepasst werden.

Im Nachgang zu diesen beiden Testrunden erfolgte eine vertiefte interne Evaluation. Im Sommer 2016 beschloss die ElCom, die Sunshine-Regulierung definitiv als zusätzliches Regulierungsinstrument einzuführen. Aufgrund der noch fehlenden gesetzlichen Grundlage zur Publikation werden aber weiterhin nur die Netzbetreiber jährlich ihre individuellen Resultate erhalten. Zudem werden ausgewählte Resultate und statistische Ergebnisse auf der Webseite der ElCom veröffentlicht, welche jedoch aufgrund der Anonymisierung und Zusammenfassung keinen Rückschluss auf einzelne Netzbetreiber ermöglichen.

Diese Informationen erlauben den Netzbetreibern gleichwohl, sich mit ähnlichen Netzbetreibern zu vergleichen. Vereinzelt haben Unternehmen aus eigenem Antrieb bereits Teile ihrer Resultate veröffentlicht – insbesondere wenn es sich um vorteilhafte Ergebnisse handelt.

3.2 Bildung von Vergleichsgruppen

Wie eingangs beschrieben, unterscheiden sich die Schweizer Netzbetreiber hinsichtlich Grösse, Aufgabengebieten, Rechtsformen und Versorgungsgebiet teilweise sehr stark. Bezüglich Versorgungsgebiet stellen Siedlungsdichte, Topografie und Lastprofil unterschiedliche Anforderungen an die Netzbetreiber: Unternehmen in grösseren Schweizer Städten stehen anderen Herausforderungen gegenüber als solche in Berggebieten. Diese Unterschiede können sich auf seine Kosten, auf die Tarife für die Netzbenutzung sowie auf die Versorgungsverfügbarkeit auswirken.

Der Eigentümer des Netzbetreibers kann zwar wichtige unternehmerische Entscheide treffen und beispielsweise die unterschiedlichen Geschäftstätigkeiten, die Rechtsform oder die Unternehmensgrösse eigenständig bestimmen. Im Gegensatz dazu kann er sein Versorgungsgebiet aber nicht beeinflussen - das entsprechende Gebiet muss er aufgrund des Versorgungsauftrags versorgen. Diesem Umstand ist bei einem Vergleich gebührend Rechnung zu tragen. Es ist daher entscheidend, dass die unterschiedlichen gebietsspezifischen Gegebenheiten so weit als möglich mitberücksichtigt werden, damit der jeweilige Netzbetreiber möglichst mit gleichartigen Betreibern verglichen werden kann.

3.2.1 Siedlungsdichte und Topographie

Die konkrete Unterscheidung erfolgt primär aufgrund einer Gruppierung nach Siedlungsdichte: Dabei wird die ständige Wohnbevölkerung pro Hektare Siedlungsfläche im Versorgungsgebiet errechnet. Danach werden die Netzbetreiber in vier Versorgungsgebiete mit ähnlichen Strukturen eingeteilt: hohe Siedlungsdichte, mittlere Siedlungsdichte, ländliche Gebiete und Berggebiete. Hinsichtlich der Tarife für die Benutzung des Verteilnetzes (sog. Netznutzungsentgelt oder Netztarif) wird das Berggebiet auch noch in touristische Gebiete unterteilt. Touristische Regionen müssen ihr Netz auf saisonale Spitzenlasten auslegen, wenn nebst der ständigen Wohnbevölkerung ebenfalls noch Touristen anwesend sind. Dabei kann die Bevölkerung temporär auf das Mehrfache anwachsen.

3.2.2 Energiedichte

Nebst der Siedlungsdichte werden die Netzbetreiber auch aufgrund der Energiedichte gruppiert, wobei die ausgespiesene Energiemenge in MWh pro Kilometer Leitung berechnet wird. Mit diesem energie-spezifischen Kriterium lassen sich nachfragebezogene Besonderheiten (z. B. Zentrumslasten, Pendlerströme, hoher Anteil an gewerblichen und industriellen Kunden) besser abbilden, welche durch das

Kriterium der Siedlungsdichte nicht berücksichtigt sind. Diese Faktoren können sich aber auf die Dimensionierung der Anlagen auswirken. Bei der Energiedichte wird zwischen „hoher“ und „tiefer“ Auspeisung unterschieden.

3.3 Indikatoren

Die Wahl und die Ausgestaltung der Indikatoren sind das eigentliche Kernstück eines jeden Vergleichssystems. Dabei handelt es sich um Indikatoren im Zusammenhang mit der Qualität und der Kosten der Elektrizitätsversorgung sowie der Erbringung der entsprechenden Dienstleistungen. Das System soll einfach durchzuführende Vergleiche ermöglichen und den Endkunden in die Lage versetzen, sich über seinen Netzbetreiber ein möglichst gutes Bild zu machen. Entsprechend hoch sind auch die an die Indikatoren gestellten Anforderungen bezüglich Relevanz, Robustheit und Operationalisierung.

Im diesem Abschnitt wird die Ausgestaltung der Indikatoren im Rahmen der Sunshine-Regulierung beschrieben.

3.3.1 Allgemeine Anforderungen an Indikatoren

Indikatoren können nur im Zusammenhang mit einer gegebenen Zielformulierung entwickelt werden. Diese kann sich auf eine einzige Zieldimension oder auch auf eine Menge von Zielen beziehen. Indikatoren können ebenfalls einzeln oder als Bündel definiert werden. Die verwendeten Indikatoren lassen sich einerseits aus dem Stromversorgungsgesetz ableiten. Andererseits orientieren sie sich auch an Vergleichen, wie sie im europäischen Regulierungskontext typischerweise verwendet werden. Es werden bewusst verständliche und leicht nachvollziehbare Indikatoren gebildet. Trotz ihrer Einfachheit muss die Bildung der Indikatoren auf einem theoretischen Grundkonzept basieren, falls sie sich nicht direkt aus dem Gesetz herleiten lassen. So fassen etwa Netzkostenvergleiche (Kosten pro Kilometer Leitung) auf der Idee, dass die Gesamtkosten hauptsächlich durch die relevante Infrastruktur und insbesondere die Verlegung der Leitungen (teure Tiefbauarbeiten) getrieben sind.

3.3.2 Indikatoren der Sunshine-Regulierung und Güte der Datengrundlage

Insgesamt sollen die verwendeten Indikatoren möglichst gut die Qualität der Leistungen und die Effizienz ihrer Erbringung messen. Zugleich müssen sich die Indikatoren leicht verständlich kommunizieren lassen und genügend öffentliches Interesse wecken. Zur Umsetzung der Sunshine-Regulierung hat die ElCom einen mehrdimensionalen Ansatz gewählt, der über eine reine Kostenbetrachtung hinausgeht. Auch in Anlehnung an international gebräuchliche Standards und nach Rücksprache mit interessierten Kreisen, Branchen- und Konsumentenverbänden sowie dem Bundesamt für Energie (BFE) sind dabei Indikatoren in drei Zielbereichen identifiziert worden:

Qualität: Versorgungsverfügbarkeit, Produktvielfalt und Dienstleistungsqualität

Kosten/Tarife: Energie- und Netztarifvergleiche sowie einfach gehaltene Netzkostenvergleiche

Compliance: Werden Gesetze, Richtlinien und Verhaltensregeln korrekt eingehalten?

Im Verlaufe der Zeit bleiben die Indikatoren weitgehend gleich. Es können aber einzelne hinzukommen und das Vergleichssystem kann so flexibel an veränderte Entwicklungen oder Bedürfnisse angepasst werden. Denkbar ist auch, dass einzelne Indikatoren im zeitlichen Verlauf an Bedeutung verlieren: Dies kann aufgrund geänderter gesetzlicher Vorgaben geschehen oder ein Indikator verliert an Bedeutung, weil sich alle Netzbetreiber in der gewünschten Weise verhalten. Ein Beispiel dafür mag der anzuwendende Zinssatz für das eingesetzte Kapital sein: Zu Beginn der Datenerhebungen verwendeten zahlreiche Netzbetreiber falsche Zinssätze, heute hingegen setzen praktisch allen die korrekten Sätze ein. Ein entsprechender Compliance-Indikator (im Sinne von: Verwendung richtiger Zinssatz – ja/nein?) wäre also vor ein paar Jahren zielführend gewesen, während er heute bedeutungslos

erschiene. Es ist auch denkbar, dass für einen Indikator zuerst die Daten erhoben und der Sachverhalt abgeklärt werden muss. Danach kann sich dieser Indikator als ungeeignet herausstellen, so dass er in der Folge wieder aus der Indikatorenliste gestrichen wird.

Die Güte der Ergebnisse der einzelnen Indikatoren hängt nebst der Umsetzung auch von der Datengrundlage ab. Wie im Abschnitt 2.4.1 beschrieben stützt sich die ElCom auf Daten, welche die Netzbetreiber jährlich einreichen. Dies bedingt jedoch auch, dass die den Berechnungen zugrundeliegenden Daten rechtzeitig und in guter Qualität bei der ElCom eingereicht werden. Im Nachgang zu den beiden ersten Testrunden haben zahlreiche Netzbetreiber Korrekturen von offensichtlichen Fehlern vorgenommen. In letzter Zeit konnten aber auch vermehrt Veränderungen in der Datengrundlage festgestellt werden; diese scheinen teilweise begründet, teilweise aber nicht nachvollziehbar zu sein. Dies dürfte inskünftig vermehrt zu Plausibilisierungen seitens der ElCom führen.

3.4 Inhaltliche Umsetzung der Sunshine-Regulierung im Jahr 2017

Ab dem Jahr 2017 erfolgen die Arbeiten zur Sunshine-Regulierung nicht mehr im Rahmen eines Versuchs, sondern als ordentlich eingeführtes Regulierungsinstrument. Deswegen und aus Aktualitätsgründen soll hier etwas ausführlicher beschrieben werden, wie 2017 die Gruppierung vorgenommen und welche Indikatoren verwendet wurden. Zudem sollen ausgewählte Ergebnisse dargestellt werden. Ausführliche Informationen zur Gruppenbildung und zur Berechnung der einzelnen Indikatoren der Runde vom Frühjahr 2017 finden sich im Anhang I dieses Berichts oder auf der Webseite der ElCom. In diesem Dokument ist auch beschrieben, wie thematische Rückmeldungen der Netzbetreiber in der Sunshine-Regulierung umgesetzt wurden oder aus welchen Gründen sie nicht berücksichtigt werden konnten.

3.4.1 Gruppeneinteilung der Verteilnetzbetreiber

Wie im Abschnitt 3.2 beschrieben, werden die Netzbetreiber aufgrund der Siedlungs- und Energiedichte in acht verschiedene Gruppen eingeteilt. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die entsprechende Gruppenzuteilung im Frühjahr 2017. Dabei ist zu beachten, dass nur Netzbetreiber gruppiert sind, welche Haushalt- und Gewerbekunden auf der untersten Spannungsebene (sog. Netzebene 7) versorgen. Zudem wurden die Netzbetreiber in den Gruppen „hohe Siedlungsdichte mit tiefer Energiedichte“ sowie „Tourismusgebiet mit hoher Energiedichte“ aufgrund zu tiefer Fallzahlen horizontal in benachbarte Gruppen verschoben. Damit lassen sich auch Rückschlüsse auf einzelne Netzbetreiber verhindern.

Anzahl Netzbetreiber pro Gruppe

Grenze : 300 MWh/Km	hohe Siedlungsdichte	mittlere Siedlungsdichte	ländliches Gebiet	Berggebiet	Tourismusgebiet
hoch	23	90	41	31	←(12)
tief	(4)→	103	151	151	40

Tabelle 1: Anzahl der Netzbetreiber pro Vergleichsgruppe für die Netzkosten und -tarife im Frühjahr 2017.

Die Gruppeneinteilung ist dabei nicht statisch ausgelegt. Insbesondere kann es für einen Netzbetreiber aufgrund von Bevölkerungswachstum, Veränderungen bei der ausgespiessenen Energie in seinem Versorgungsgebiet oder Fusionen mit anderen Netzbetreibern zu einer neuen Gruppeneinteilung kommen. Diese Veränderungen können auch Auswirkungen auf die Median- oder Mittelwerte der jeweiligen Indikatoren haben.

3.4.2 Verwendete Indikatoren

Die im Jahr 2017 verwendeten Indikatoren decken die Bereiche Kosten und Tarife, Versorgungsqualität sowie Compliance ab. In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die entsprechenden Indikatoren der

letzten Berechnungsrunde vom Frühjahr 2017 abgebildet. Aufgrund neu erhobener Daten werden im nächsten Jahr beispielsweise zusätzliche Werte bezüglich der Dienstleistungsqualität ausgewiesen. Gleichzeitig sind in den Bereichen Kosten und Tarife sowie Compliance neue Indikatoren denkbar, die in Zukunft zur Anwendung gelangen könnten.

Indikatoren der Runde 2017	Kosten und Tarife	Versorgungsqualität	Compliance
	Netzkosten	Netzverfügbarkeit SAIDI	Kostenrechnung
	Tarife Netznutzung	Netzverfügbarkeit SAIFI	Jahresrechnung
	Tarife Energie		Tarifblätter
Vorgesehene Ergänzungen im Jahr 2018			95-Franken-Regel
	Kosten und Tarife	Versorgungsqualität	Compliance
		Dienstleistungsqualität	
		Produktevielfalt	

Tabelle 2: Im Jahr 2017 verwendete Indikatoren und mögliche weitere Indikatoren

Bei den Netzkosten erfolgen die Angaben der Ergebnisse in Franken pro Kilometer Leitung oder Transformatorenleistung, während die Tarife in Rappen pro Kilowattstunde ausgewiesen werden. Für die Indikatoren der Versorgungsunterbrüche werden typischerweise Minuten oder Anzahl Ereignisse pro Endkunde und Jahr angegeben. Hingegen werden die Compliance-Indikatoren nur mit einem binären System (Vorgabe erfüllt oder nicht erfüllt) beurteilt und ausgewiesen. Im Anhang II findet sich ein ausführlicher Beschrieb der verwendeten Indikatoren.

Für die Indikatoren der Netzkosten, der Netz- und Energietarife und der Versorgungsunterbrüche werden die Netzbetreiber mit dem Median-, bzw. Mittelwert aller jeweils betrachteten Netzbetreiber verglichen. Für all diese Indikatoren – mit Ausnahme der Energietarife – erfolgt zudem eine Gegenüberstellung mit den Median-/Mittelwerten der Vergleichsgruppe. Im Anhang III finden sich die entsprechenden Median- und Mittelwerte für alle drei Runden seit 2015. Aufgrund geänderter Berechnungsgrundlagen ist ein Vergleich dieser Werte über die Zeit jedoch nur bedingt möglich.

Sobald die rechtlichen Grundlagen für eine Publikation vorliegen, werden diese Indikatoren mit den individuellen Ergebnissen sowie den entsprechenden Vergleichswerten pro Netzbetreiber publiziert. Die ElCom wird sicherstellen, dass die Endkunden mittels geeigneter technischer Hilfsmittel einfache Vergleiche anstellen können, wie dies bereits heute für die Netz- und Energietarife über die Webseite www.strompreis.elcom.admin.ch möglich ist.

3.5 Ausgewählte Ergebnisse der Sunshine-Regulierung 2017

Einige ausgewählte Ergebnisse aus der aktuellen Berechnungsrunde vom Frühjahr 2017 sollen hier kurz dargestellt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Einhaltung von Compliancevorschriften, der Netzverfügbarkeit und den Netzkosten.

3.5.1 Einhaltung von Compliancevorschriften

Im Themenbereich **Compliance** wird einerseits untersucht, ob die Netzbetreiber die erforderlichen Unterlagen gemäss der einschlägigen gesetzlichen Vorgaben fristgerecht bei der ElCom eingereicht haben. Erstaunlicherweise versäumten dies rund 14 Prozent - fast jeder siebte Netzbetreiber reichte im Jahr 2016 die notwendigen Unterlagen zu spät ein. Immerhin verbesserte sich der Wert gegenüber dem Vorjahr um fünf Prozentpunkte; dies auch aufgrund von Interventionen der ElCom.

Andererseits wurde im Jahr 2017 mit der sog. „**95-Franken-Regel**“ ein neuer Indikator erstmals errechnet und ausgewiesen. Sie wird als Vergleichsgrösse für die Verwaltungskosten und den Gewinnanteil pro Rechnungsempfänger im Energiebereich verwendet. Damit soll sichergestellt werden, dass diese Kosten den Wert von 95 Franken nicht übersteigen. Fast 90 % aller Netzbetreiber halten diese

Regel ein und erscheinen auf den ersten Blick als nicht auffällig. Eine vertiefte Analyse der ElCom hat jedoch gezeigt, dass die zugrundeliegenden Daten teilweise nicht plausibel sind und weiterer Abklärungen sowie im Einzelfall auch ein Eingreifen durch die ElCom bedürfen.

3.5.2 Netzverfügbarkeit und Versorgungsunterbrüche

Die Verfügbarkeit von Elektrizitätsnetzen ist ein entscheidender Qualitäts- und Standortfaktor. Netzausfälle können bei den Endkunden hohe Kosten und gesamtwirtschaftliche Schäden verursachen. Eine hohe Netzverfügbarkeit ist daher erstrebenswert. Der Indikator **SAIDI** («System Average Interruption Duration Index») beschreibt die durchschnittliche jährliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen eines Endverbrauchers. Die Unterbrechungen können dabei geplant (z. B. Wartungsarbeiten) oder ungeplant (z. B. Unwetter) sein. Die Daten stammen aus einer Erhebung von 2016 bei den 95 grössten Netzbetreibern in der Schweiz. Bei diesen Netzbetreibern fallen gut 80 Prozent aller Kosten im Schweizer Verteilnetz an. In Bild 1 sind die Ergebnisse für die Periode 2010 -2015 dargestellt. Im Durchschnitt (Mittelwert) aller Netzbetreiber muss ein Endverbraucher pro Jahr insgesamt einen Unterbruch von 27 Minuten hinnehmen – im europäischen Vergleich ist dies ein sehr guter Wert. Auffällig sind die überdurchschnittlichen Werte am rechten Rand, wobei sieben der zwölf betroffenen Netzbetreiber in Berggebieten liegen. Die Verhältnisse präsentieren sich ähnlich der Vorjahre und auch die neuesten Zahlen für 2016 zeigen vergleichbare, gute Werte. Der entsprechende Bericht findet sich auf der Webseite der ElCom¹. Im Anhang IV dieses Berichtes findet sich noch ausführliches Zahlenmaterial zum Thema Netzverfügbarkeit und Versorgungsunterbrüche.

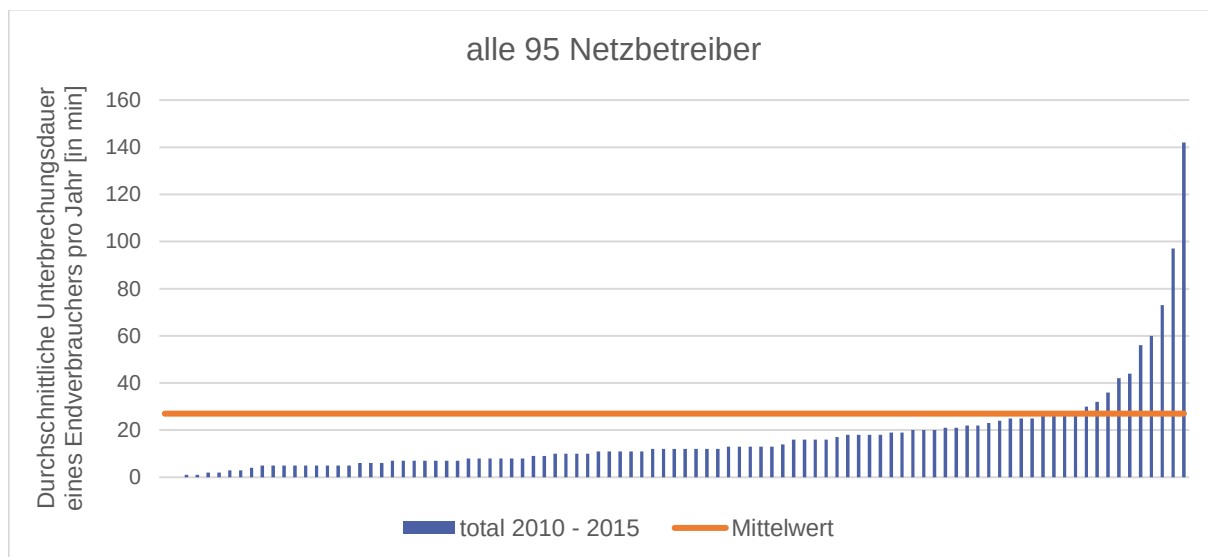


Bild 1: Durchschnittliche Dauer der gesamten Unterbrechung für die Periode 2010–2015 (in Minuten).

3.5.3 Netzkostenvergleiche

Bei den **Netzkosten** steht die Kosteneffizienz der Netzbetreiber im Vordergrund. Dazu werden Kosten in Bezug zu physikalischen Einheiten gesetzt: auf den Netzebenen 5 + 7 sind dies Leitungen und Kabel (in Kilometer) und auf Netzebene 6 erfolgt der Bezug zur Leistung der installierten Transformatoren (in Kilovoltampere). Bild 2 stellt die Gruppenmediane auf der Netzebene 7 dar. Es zeigt sich, dass die Kosten mit zunehmender Siedlungsdichte steigen; Grund dafür dürften die sehr hohen Tiefbaukosten sein. Netze in touristischen Gebieten sind ebenfalls teurer als vergleichbare Bergnetze oder ländliche Netze, hier dürfte die Auslegung auf saisonal bedingte Spitzenlasten aufgrund von Touristenströmen kostentreibend wirken.

¹ Der Bericht zur Stromversorgungsqualität 2016 findet sich hier: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>

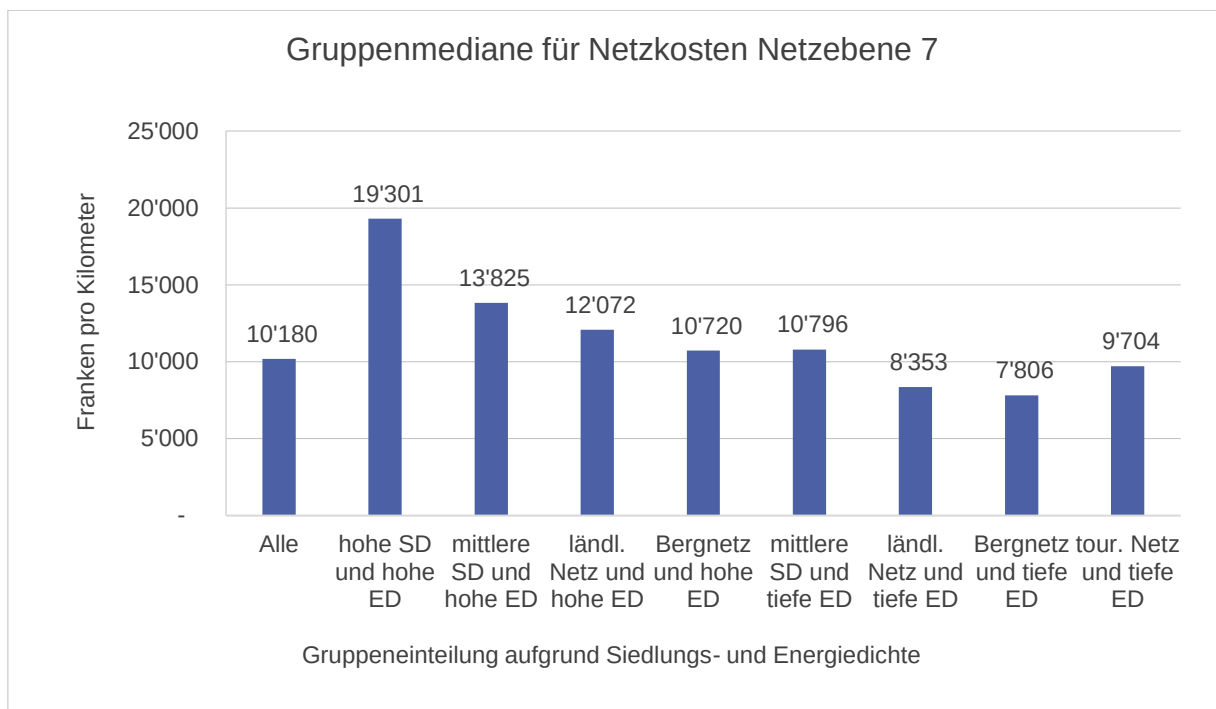


Bild 2: Gruppenmediane Netzkosten auf Netzebene 7.

Nebst dem Vergleich zwischen den verschiedenen Gruppen sind auch Vergleiche innerhalb der gleichen Gruppen spannend. Bild 3 stellt die Ergebnisse anhand von Boxplots (Erläuterung siehe Kasten) entsprechend dar. Die als zweite von links dargestellte Gruppe «hohe Siedlungs- und hohe Energiedichte» soll eingehender betrachtet werden: In dieser Gruppe mit insgesamt 23 Netzbetreibern sind praktisch alle grossen Schweizer Städte und ihre Netzbetreiber vertreten – nebst einigen wenigen kleinen Netzbetreibern. Die Gruppe ist relativ homogen, allfällige strukturelle Unterschiede dürften daher geringfügig sein. Dies zeigt sich auch in der geringen Differenz zwischen dem 75-Perzentil und dem 25-Perzentil, in dem sich die Hälfte der Netzbetreiber befindet. Auch wenn es gewisse Unterschiede zwischen diesen Netzbetreibern geben mag, lassen sich einzelne der sehr hohen Werte nicht alleine damit erklären. So ist der teuerste Netzbetreiber rund 70 Prozent teurer als der Mediannetzbetreiber. Es stellt sich bei einzelnen Netzbetreiber vielmehr die Frage, ob die Kosteneffizienz gewährleistet ist. Die gleiche Frage lässt sich auch für Netzbetreiber in anderen Gruppen stellen. Zur Berechnung der Boxplots wurden ein (negativer) Wert als Ausreisserwert behandelt sowie ein Extremwert von der Darstellung ausgeschlossen.

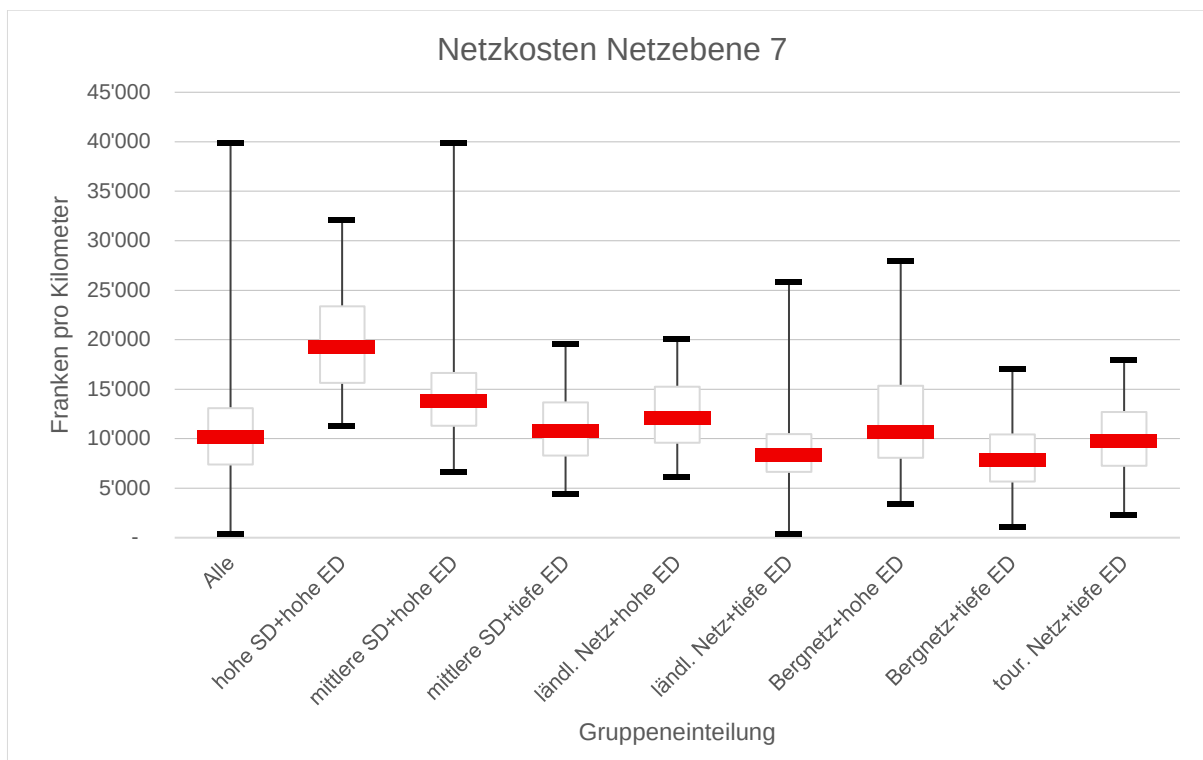


Bild 3: Boxplot für Netzkosten auf Netzebene 7 der verschiedenen Gruppen.

Lesehilfe Boxplots

Dank eines Boxplots lässt sich die Lage und Streuung der Netzkosten aller Netzbetreiber oder pro Gruppe darstellen. Dabei bilden jeweils der höchste und tiefste Wert die beiden Extreme der Beobachtungen. Der Kasten umfasst 50 % aller Werte, oberhalb und unterhalb des Kastens befinden sich je ein Viertel aller Beobachtungen. Der rote Strich im Kasten entspricht dem jeweiligen Medianwert (50%-Perzentil), die Ober- und Untergrenze des Kastens werden durch das 75%-Perzentil und das 25%-Perzentil gebildet.

Das Beispiel der Netzkosten zeigt eindrücklich, wie mit Hilfe der Sunshine-Regulierung auffällige Netzbetreiber identifiziert werden können. Diesen Auffälligkeiten geht die ElCom im Rahmen ihrer Tätigkeit nach. Im Laufe einer vertieften Analyse kann sich einerseits zeigen, dass die zugrundeliegenden Daten plausibel und die erhöhten Werte gerechtfertigt sind. Es ist aber andererseits auch denkbar, dass sich Anhaltspunkte für überhöhte Kosten finden lassen. Dies kann unter Umständen eine vertiefte Tarifprüfung nach sich ziehen.

4 Herausforderungen und weiteres Vorgehen

Die Sunshine-Regulierung kann ihre volle Wirkung erst entfalten, wenn Endkunden ihren Netzbetreiber mit anderen vergleichen können. Damit diese Transparenz geschaffen werden kann, muss die ElCom die entsprechenden Indikatorenwerte in geeigneter Weise aufbereiten und veröffentlichen können. Der Vergleich soll es den Endverbrauchern ermöglichen, sich auf einfache und verständliche Weise ein Bild über seinen Netzbetreiber machen zu können. Denkbar ist etwa eine Webseite, auf der einerseits die einzelnen Indikatoren miteinander verglichen werden können, ähnlich wie die ElCom bereits die Tarife veröffentlicht. Andererseits soll auch eine Zusammenstellung aller Werte pro Netzbetreiber vorgenommen werden können.

Es ist vorgesehen, für derartige Publikationsmöglichkeiten eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, da es sich bei den zugrundeliegenden Informationen teilweise um schützenswerte Daten handelt. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die entsprechenden Anliegen der ElCom in die derzeit laufende Revision des StromVG aufgenommen. Bis das revidierte StromVG in Kraft tritt, wird die ElCom mit der

Publikation der Indikatorenwerte der Sunshine-Regulierung noch zuwarten und die Ergebnisse weiterhin nur den jeweiligen Netzbetreibern zur Verfügung stellen. Es ist jedoch auch eine freiwillige Publikation der Indikatorenwerte möglich. Dabei steht die eigenständige Verwendung der Ergebnisse durch den jeweiligen Netzbetreiber im Vordergrund. Denkbar ist jedoch auch, dass Netzbetreiber individuell ihre Zustimmung für eine Veröffentlichung ausgewählter Werte durch die ECom erteilen.

Bereits heute macht die ECom Zahlenmaterial zur Sunshine-Regulierung auf ihrer Webseite zugänglich, so beispielsweise die Median- und Mittelwerte der einzelnen Indikatoren. Die entsprechenden Publikationen finden sich auch in den Anhängen zu diesem Bericht. Diese Daten ermöglichen den Netzbetreibern bereits heute, sich mit ähnlichen Unternehmen zu vergleichen. Die Daten aus der Sunshine-Regulierung dienen aber nicht nur den Netzbetreibern zu Vergleichszwecken. Bereits in ihrer heutigen Form eignet sich die Sunshine-Regulierung für die ECom als eine mögliche Informationsquelle zur Identifikation auffälliger Netzbetreiber.

Abschliessend lässt sich sagen, dass die Sunshine-Regulierung eines ihrer Ziele – die Schaffung von mehr Transparenz für eine breite Öffentlichkeit – aufgrund fehlender rechtlicher Grundlagen zwar noch nicht erreichen kann. Gleichwohl gelingt es ihr, den regulierten Bereich etwas auszuleuchten und Verbesserungs- und Korrekturpotenzial aufzuzeigen. So gesehen hat die Sunshine-Regulierung ihre Bewährungsprobe als zusätzliches Regulierungsinstrument bereits erfolgreich bestanden.

5 Anhänge

- I: ausführliche Dokumentation zur Umsetzung im Jahr 2017
- II: Darstellung der verwendeten Indikatoren 2017
- III: Mediane/Mittelwerte im zeitlichen Verlauf
- IV: Grafiken zu SAIDI/SAIFI
- V: Boxplots für Netzkosten Netzebenen 5 - 7



Anhang I: ausführliche Dokumentation zur Umsetzung im Jahr 2017

Dokumentation zur Sunshine-Regulierung

Vorgehensweise und Berechnungen

Bern, Mai 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Rückmeldungen aus den beiden Testrunden.....	3
2.1	Punkte, die aufgrund von Rückmeldungen umgesetzt wurden	3
2.1.1	Energiedichte als zusätzliches Kriterium zur Gruppierung.....	3
2.1.2	Keine Gruppierung der Energietarife	3
2.1.3	Berücksichtigung der Masttrafostationen auf Netzebene 6	4
2.1.4	Berechnung der Netzkosten	4
2.1.5	Verwendung besser geeigneter Verbrauchsprofile	4
2.2	Punkte, die nicht umgesetzt wurden	4
2.2.1	Gruppierung aufgrund der Messpunktdichte	5
2.2.2	Kosten pro transformierte kWh anstelle von Kosten pro installiertem kVA (NE 6)	5
2.2.3	Jährlicher Investitionsbetrag im Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen	5
2.2.4	Altersstruktur des Netzes	5
2.2.5	Einbezug der NE 3 und 4	5
2.2.6	Berücksichtigung von Anschluss- und Netzkostenbeiträgen	5
2.2.7	Tieferer Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (WACC)	6
2.2.8	Berücksichtigung der Steuerpflicht, der Vorliegerkosten und der Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren	6
2.2.9	Kabelquerschnitte und Kabelmaterialien	6
2.2.10	Verkabelungsgrad	7
2.2.11	Ausreisserwerte	7
3	Berechnungen Gruppenbildung und Medianwerte.....	7
3.1	Gruppenbildung	7
3.1.1	Siedlungsdichte	8
3.1.2	Manuelle Umteilung bei der Siedlungsdichte	9
3.1.3	Energiedichte.....	9
3.1.4	Ergebnisse der Gruppenzuteilung	9
3.2	Berechnung der Medianwerte	10
3.2.1	Medianwerte für Tarifvergleiche	10
3.2.2	Medianwerte für Netzkostenvergleiche	11
3.2.3	Beeinflussung der Mediane durch Kraftwerkskonzessionen.....	11
3.3	Versorgungsverfügbarkeit: SAIDI und SAIFI	11
3.4	Netzkosten.....	11
3.5	Tarife Netz und Energie.....	12
3.6	Produktevielfalt und Dienstleistungsqualität	12
3.6.1	Produktevielfalt und Kombinationsmöglichkeit	12
3.6.2	Informationen zu geplanten Unterbrüchen	13
3.6.3	Vorankündigung des Unterbruchs	13
3.6.4	Informationen zum Netzbetreiber für Endkunden.....	13
3.7	Compliance und 95-Franken-Regel	13
3.7.1	Kostenrechnung für die Tarife 2017, Tarifblätter 2017 und Jahresrechnung 2015.....	13
3.7.2	Indikator zur 95-Franken-Regel.....	13
4	Kontaktadresse	13

1 Einleitung

Im Rahmen der Sunshine-Regulierung errechnet die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) seit 2015 Indikatoren in den Bereichen Versorgungs- und Dienstleistungsqualität, Netzkosten, Tarife sowie Compliance. Dabei sollen die Indikatoren für die Sunshine-Regulierung möglichst aus den vorhandenen Daten errechnet werden. Diese finden sich in der Kostenrechnung oder in den Erhebungen zu den Tarifen und zur Versorgungsqualität. Damit hält sich der zusätzliche Aufwand für die Netzbetreiber in Grenzen.

Im letzten Sommer hat die ElCom die Sunshine-Regulierung als ergänzendes Instrument zur Cost-plus-Regulierung eingeführt. Damit konnte eine zweijährige Testphase erfolgreich abgeschlossen werden.

Das vorliegende Dokument soll den Netzbetreibern einen vertieften Einblick in die Sunshine-Regulierung gewähren. Dabei soll es sie befähigen, die errechneten Werte nachvollziehen und die Herangehensweise besser verstehen zu können.

Das Dokument deckt alle drei Runden seit Sommer 2015 ab, in denen Netzbetreiber ihre individuellen Ergebnisse erhalten haben. Es stellt aber bezüglich Berechnungen und Methoden den aktuellsten Stand dar. Wo erforderlich, werden Differenzen zur vorangehenden Runde ausgewiesen.

2 Rückmeldungen aus den beiden Testrunden

Im Anschluss an die beiden Testrunden im Sommer 2015 und Frühjahr 2016 haben wir die Netzbetreiber eingeladen, uns ihre Meinung und Verbesserungsvorschläge zur Sunshine-Regulierung mitzuteilen. Aufgrund dieser Aufrufe haben wir über hundert Rückmeldungen mit Hinweisen erhalten.

2.1 Punkte, die aufgrund von Rückmeldungen umgesetzt wurden

Die hier erwähnten, von den Netzbetreibern eingebrachten Punkte, haben wir bei der Umsetzung der Sunshine-Regulierung berücksichtigen können.

2.1.1 Energiedichte als zusätzliches Kriterium zur Gruppierung

Wir wurden verschiedentlich darauf hingewiesen, dass die Siedlungsdichte als Kriterium zur Gruppeneinteilung nicht ausreiche. Insbesondere würden dadurch Faktoren wie Pendlerströme und die damit verbundenen Arbeitsplätze, gewerbliche und industrielle Betriebe sowie Zentrumslasten nicht genügend berücksichtigt. Wir haben daher beschlossen, die Energiedichte zusätzlich als Kriterium zur Gruppeneinteilung heranzuziehen. Nähere Angaben finden Sie im Abschnitt 3.1.3.

2.1.2 Keine Gruppierung der Energietarife

Die Gruppierung bei der Energie wurde im Rahmen der Rückmeldungen als nicht sachgerecht bezeichnet. Verschiedentlich wurden auch andere Kriterien für die Gruppenzuteilung vorgeschlagen, z. B. der Anteil der Eigenproduktion oder die ökologische Qualität.

Berechnungen unter Berücksichtigung der Eigenproduktion haben keine schlüssigen Ergebnisse geliefert, die eine Gruppierung gerechtfertigt hätten. Wir haben daher beschlossen, auf eine Gruppeneinteilung bei den Energietarifen zu verzichten.

2.1.3 Berücksichtigung der Masttrafostationen auf Netzebene 6

Wir haben in der 1. Testrunde irrtümlicherweise die Masttrafostationen für die Berechnung der Netzkosten pro kVA auf der Netzebene (NE) 6 nicht berücksichtigt. Dies haben wir bei der Berechnung der Netzkosten ab der 2. Testrunde korrigiert.

2.1.4 Berechnung der Netzkosten

2.1.4.1 Kostenbasis zur Berechnung der Netzkosten

Zahlreiche Rückmeldungen zur Berechnung der Netzkosten kritisierten die Beschränkung auf die Kostenpositionen 100 und 200 und schlugen den Einbezug weiterer Kostenblöcke vor. Dabei sollten die Informations- und Messkosten (500), die Verwaltungskosten (600, ohne Kapitalsteuern und Deckungsdifferenzen) sowie die Sonstigen Erträge (900) zusätzlich berücksichtigt werden. Zudem wurde vereinzelt vorgeschlagen, gewälzte Kosten zu verwenden.

Wir dehnen die Berechnungsgrundlage auf die erwähnten Positionen aus (siehe auch Abschnitt 3.4), stützen uns jedoch weiterhin auf die IST-Kosten zur Ermittlung der Deckungsdifferenzen (Formular 3.2 der Kostenrechnung). Diese effektiven Kosten enthalten im Gegensatz zu den gewälzten Kosten (Tarifsicht) weder Prognosewerte noch Kosten, die aus den Vergleichen zu eliminieren sind (vgl. Ziff. 2.2.8).

2.1.4.2 Unterwerke: Bereinigung der kalkulatorischen Kapitalkosten auf Netzebene 5

Etliche Netzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass Unterwerke auf Netzebene 5 hohe kalkulatorische Kapitalkosten und in geringerem Ausmass Betriebskosten verursachen können. Unsere Berechnungen haben ergeben, dass sich die kalkulatorischen Zinsen und Abschreibungen für Unterwerke auf Netzebene 5 auf rund 70 Millionen Franken belaufen, dies bei gesamten kalkulatorischen Kapitalkosten von rund 500 Millionen Franken. Die durch Unterwerke verursachten Betriebskosten lassen sich aus den vorhandenen Daten hingegen nicht beziffern.

Da die Netzbetreiber die Kostenzuteilung dieser Unterwerke auf die Netzebenen 4 und 5 unterschiedlich handhaben, sind nicht alle gleich betroffen. Zudem tragen Netzbetreiber ohne Unterwerke überhaupt keine entsprechenden Kosten, da diese in ihrem Fall in die Vorliegetarife einfließen, welche bei der Sunshine-Regulierung aber nicht berücksichtigt werden (siehe auch Kapitel 2.2.8). Diese Tatsachen führen dazu, dass die Vergleiche auf Netzebene 5 verzerrt sind.

Wir haben daher beschlossen, die Netzkosten der Netzebene 5 um die kalkulatorischen Kapitalkosten für Unterwerke zu bereinigen und damit eine bessere Vergleichbarkeit aller Netzbetreiber herbeizuführen. Die entsprechenden Daten liegen 2017 nur für diejenigen Netzbetreiber vor, welche die Kostenrechnung Version „Voll“ ausfüllen. Im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 werden wir jedoch die entsprechenden Daten bei allen betroffenen Netzbetreibern erheben. Dies erlaubt uns, im nächsten Jahr die Kapitalkosten aller betroffenen Netzbetreiber berichtigen zu können. Auf eine Erhebung der Betriebskosten verzichten wir hingegen.

2.1.5 Verwendung besser geeigneter Verbrauchsprofile

Anstelle der Verbrauchsprofile H6 und C5 werden die Profile H7 und C6 verwendet.

2.2 Punkte, die nicht umgesetzt wurden

Im Rahmen der Rückmeldungen haben wir einige Vorschläge erhalten, für die uns die nötigen Informationen fehlen und die sich nicht mit angemessenem Aufwand beschaffen lassen. Schliesslich werden einige Vorschläge bereits durch die Auswertung oder andere Anpassungen abgedeckt.

2.2.1 Gruppierung aufgrund der Messpunktdichte

Die Gruppierung nach Messpunktdichte (Messpunkte pro Kilometer Leitung) fusst auf den gleichen Überlegungen wie die Gruppierung nach Energiedichte und wurde daher nicht zusätzlich berücksichtigt.

2.2.2 Kosten pro transformierte kWh anstelle von Kosten pro installiertem kVA (NE 6)

Einige Netzbetreiber schlugen vor, anstelle der Kosten pro installierte Transformatorenleistung auf NE 6, die Kosten pro transformierte Energie als Indikator zu verwenden. Dieser Anregung sind wir nicht gefolgt, da die Netzkosten durch die installierte Leistung und nicht durch die Energiemenge getrieben werden.

Zudem regten einige Betreiber an, auf die Kostendarstellung auf der NE 6 ganz zu verzichten, da die Kostenzuteilung dieser NE gemäss Branchenempfehlung (NNMV) auf drei unterschiedliche Arten erfolgen kann. Auch dieser Empfehlung berücksichtigen wir nicht. Die Effekte der drei möglichen Varianten der Kostenzuteilung der NE 6 auf die verschiedenen Ebenen wurden durch Branchenvertreter als eher gering eingestuft. Zudem heben sich die Unterschiede gegenseitig auf, wenn die NE 5 und 7 zusätzlich berücksichtigt werden. Deswegen ist jeder Netzkostenindikator nicht isoliert, sondern eher als Mosaikstein anzusehen; erst die Betrachtung aller Ebenen ergibt ein verlässliches Gesamtbild der Kostensituation.

2.2.3 Jährlicher Investitionsbetrag im Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen

Es wurde vorgeschlagen, die jährlichen Investitionen ins Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen zu setzen. Die daraus resultierende Kennzahl erscheint interessant, dürfte aber für alle Beteiligten schwierig zu interpretieren sein, insbesondere aufgrund von besonderen Situationen (z. B. Neerschliessungen oder unregelmässig anfallende Investitionen). Aus diesem Grund wurde dieser Indikator nicht ausgewiesen.

2.2.4 Altersstruktur des Netzes

Einige Netzbetreiber wünschten, dass das Alter des Netzes ausgewiesen wird. Unter Verwendung der Restbuchwerte, der Anschaffungskosten und der Abschreibungen – diese Zahlen liegen im Rahmen der Kostenrechnung vor – kann das Alter eines Netzes nur grob geschätzt werden. Zudem sagt das Alter für sich alleine nichts über den effektiven Zustand und die Verfügbarkeit sowie die Verlässlichkeit des Netzes aus. Entscheidend sind auch die Intensität und Qualität des Netzunterhalts. Dieser neue Indikator wurde daher nicht weiterverfolgt.

2.2.5 Einbezug der NE 3 und 4

Einige Netzbetreiber versorgen Kunden auf höheren NE und regten an, den Vergleich auf NE 3 und NE 4 auszuweiten. In diesem Fall müsste auch die NE 2 miteinbezogen werden. Eine Ausdehnung auf höhere NE würde zu verhältnismässig kleinen Vergleichsgruppen führen. Die Beschränkung auf die unteren NE ist daher gerechtfertigt und zweckmässig – insbesondere auch aus Sicht der grossen Mehrheit der Endkunden.

2.2.6 Berücksichtigung von Anschluss- und Netzkostenbeiträgen

Gelegentlich wurde darauf hingewiesen, dass Anschluss- und Netzkostenbeiträge den Vergleich verzerrten. So seien insbesondere diejenigen Netzbetreiber benachteiligt, die keine derartigen Beiträge erheben würden. Zur Korrektur sollten die entsprechenden Werte wieder zum Kapital geschlagen und

auf dieser neuen (höheren) Basis die Kapitalkosten berechnet werden. Damit liesse sich die Vergleichbarkeit herstellen und die Benachteiligung der Netzbetreiber ohne entsprechende Beiträge korrigieren. Dieser Einwand ist methodisch betrachtet berechtigt. Die Beiträge müssten für einen vollständig korrekten Vergleich berücksichtigt werden. Wie sieht es nun aber in der Praxis aus?

Buchhalterisch können diese Beiträge nach dem Brutto-Prinzip, dem Netto-Prinzip oder der direkten Verbuchung über die Erfolgsrechnung behandelt werden. Die Branche und die ElCom empfehlen aus Transparenzgründen die Verbuchung nach dem Brutto-Prinzip. Bei der direkten Verbuchung über die Erfolgsrechnung stellt sich im Einzelfall die Frage, ob das Verrechnungsverbot gemäss Artikel 958c Absatz 1 Ziffer 7 des schweizerischen Obligationenrechts (SR 220) beachtet wurde.

Es ist nur bei der Bruttomethode möglich, die Restwerte der Anschluss- und Netzkostenbeiträge zur Kapitalkostenberechnung zu berücksichtigen, da nur dort die entsprechenden Werte bekannt sind. Bei der Nettomethode sind die Beiträge nicht bekannt, da sie mit den Anlagewerten verrechnet und nur die Differenz ausgewiesen wird. Bei der Verbuchung über die Erfolgsrechnung fehlen die entsprechenden Informationen gänzlich.

Heute ist die Verbuchungsmethode nur bei denjenigen Netzbetreibern bekannt, welche die Vollversion der Kostenrechnung ausfüllen. Im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 wird die entsprechende Verbuchungsmethode neu bei allen Netzbetreibern erhoben.

2.2.7 Tieferer Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (WACC)

In einigen Rückmeldungen wurde darauf hingewiesen, dass die Vergleiche durch Netzbetreiber verzerrt werden, die nicht den maximal zulässigen Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (weighted average cost of capital, WACC) bei der Berechnung anwenden würden.

Dieses Argument ist teilweise korrekt. In der Realität wenden nur wenige Netzbetreiber einen tieferen kalkulatorischen Kapitalzinssatz an. Damit wird der Median der Kosten und Tarife als Referenzpunkt kaum verändert. Zudem handelt es sich beim vom BFE veröffentlichten WACC um einen Maximalwert, der unterschritten werden darf. Jeder Netzbetreiber kann hier selbst über eine Reduktion des Satzes entscheiden. Schliesslich ist aus Sicht eines Endverbrauchers bei den Tarifen relevant, wie viel er bezahlt.

2.2.8 Berücksichtigung der Steuerpflicht, der Vorliegerkosten und der Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren

Einige Netzbetreiber – insbesondere Abteilungen von Gemeindeverwaltungen – sind von der Steuerpflicht befreit. Zudem können sich sowohl die Vorliegerkosten als auch die Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren teilweise erheblich unterscheiden. Verschiedentlich wurde kritisiert, dass deren Berücksichtigung zu verzerrten Vergleichen führe.

In die Vergleiche der Netzkosten fliessen weder Steuern noch Vorliegerkosten oder Deckungsdifferenzen ein (siehe Abschnitt 2.1.4). Der Vorwurf ist hier also unbegründet.

Bei den Netztarifen hingegen können diese Kostenunterschiede eine Rolle spielen. Bei den Tarifen steht die Sicht der Endkunden im Vordergrund, welche die Tarife schlussendlich bezahlen. Damit ist es richtig, dass bei den Tarifen sämtliche Kosten inklusive Vorliegerkosten, Steuern und Deckungsdifferenzen enthalten sind.

Gelegentlich wurde auch der Wunsch geäussert, den Anteil der nicht beeinflussbaren Vorliegerkosten (gemäss Formular 3.6 der Kostenrechnung) auszuweisen. Dieser Wert lässt sich nicht eindeutig interpretieren und vergleichen, da er wesentlich davon abhängt, welche Netzebenen der Netzbetreiber selbst betreibt.

2.2.9 Kabelquerschnitte und Kabelmaterialien

Vereinzelt wurde angemerkt, dass die leitungsbezogenen Netzkostenvergleiche die verwendeten Kabelmaterialien und die verlegten Kabelquerschnitte vernachlässigen würden; beide Faktoren hätten Einfluss auf die Kosten und der Vergleich sei um diese Faktoren zu bereinigen.

Dieser Einwand ist grundsätzlich richtig. Aufgrund unserer Modellrechnungen und Erfahrungen zeigt es sich aber, dass der grösste Teil der Netzkosten durch Ingenieur- und Tiefbauarbeiten verursacht wird. Die verwendeten Materialien und verlegten Kabelquerschnitte beeinflussen die Kosten zwar auch, jedoch im tiefen Prozentbereich. Diese beiden Faktoren vermögen die teilweise grossen Unterschiede der Netzkosten zwischen den Netzbetreibern folglich nicht zu erklären.

In der praktischen Umsetzung bestünde zudem das Problem, dass die entsprechenden Daten der El-Com nicht vorliegen. Eine standardisierte Erhebung dürfte sich schwierig gestalten. Zudem ist es auch nicht sicher, ob alle Netzbetreiber über die notwendigen Informationen im erforderlichen Detaillierungsgrad verfügen.

Aus diesen Gründen verzichten wir auf die Erhebung der Daten und die Korrektur der Netzkosten aufgrund unterschiedlicher Kabelquerschnitte und –materialien.

2.2.10 Verkabelungsgrad

Einige Netzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass der unterschiedliche Verkabelungsgrad Grund für die grossen Kostenunterschiede sei. Der Verkabelungsgrad pro Netzebene sei daher als erklärende Variable ebenfalls zu veröffentlichen.

Wir haben daraufhin untersucht, ob der unterschiedliche Verkabelungsgrad als möglicher Erklärungsansatz dienen könnte. Dabei hat sich gezeigt, dass 80 % aller Netzbetreiber auf Netzebene 7 einen Verkabelungsgrad von mindestens 95 % aufweisen. Lediglich 80 Netzbetreiber verfügen bezüglich der Netzebenen 5 und 7 über einen Grad unter 80 %, wobei sich drei Viertel dieser Netzbetreiber im Berggebiet befinden.

Die Analyse zeigt folglich, dass die meisten Netzbetreiber, namentlich ausserhalb der Berggebiete, über einen hohen Verkabelungsgrad verfügen. Die teilweise erheblichen Kostenunterschiede lassen sich dadurch nicht erklären. Wir verzichten daher auf den Ausweis dieses Indikators.

2.2.11 Ausreisserwerte

Manche Netzbetreiber machten geltend, dass insbesondere kleine Netzbetreiber mit einer geringen Anzahl Leitungskilometer den Medianwert nach unten verzerren würden. Dies mit der Begründung, dass sie die Kosten nicht richtig berechnen und/oder nicht korrekt zuteilen würden.

Wir haben die Netzebene 5 diesbezüglich überprüft. Dazu haben wir alle Netzbetreiber mit Leitungslängen unter zwei Kilometern identifiziert und ihre Netzkosten bei der entsprechenden Medianberechnung eliminiert. Dabei hat sich gezeigt, dass sich der Medianwert auf Netzebene 5 bei einer Elimination dieser Netzbetreiber nicht wie vermutet erhöht, sondern sinkt. Bei einer entsprechenden Betrachtung der Netzebene 7 finden wir keine bedeutende Verschiebung des Medianwertes.

Wir ändern die Medianberechnung folglich nicht und berücksichtigen weiterhin alle Netzbetreiber mit positiven Werten.

3 Berechnungen Gruppenbildung und Medianwerte

3.1 Gruppenbildung

Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturmerkmalen lassen sich besser miteinander vergleichen. Dazu werden geeignete Vergleichsgruppen geschaffen und die Netzbetreiber anhand bestimmter Kriterien diesen Gruppen zugeordnet. Die Netzbetreiber werden in der Regel aufgrund der Siedlungs- und der Energiedichte gruppiert. Je nach Indikator werden diese Gruppierungen verwendet oder weggelassen: Für Netzkosten- und Netztarifvergleiche stützen wir uns auf die Kombination aus Siedlungs- und Energiedichte. Für die Gruppierung der Versorgungsqualität wird hingegen gemäss dem Branchendokument Distribution Code nur die Siedlungsdichte verwendet, während wir für Energietarife und die Produktvielfalt/Dienstleistungsqualität ganz auf eine Gruppierung verzichten.

An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass wir nur Verteilnetzbetreiber gruppieren, die Endkunden auf der NE 7 versorgen. Alle anderen Netzbetreiber werden nicht gruppiert. Ihre individuellen Werte

fließen zwar in die Berechnungen der Medianwerte für Kosten- und Tarifvergleiche ein, werden aber auch bei Tarifvergleichen nur mit dem Faktor 1 gewichtet (für Details zur Berechnung der Mediane siehe Abschnitt 3.2).

3.1.1 Siedlungsdichte

Die Siedlungsdichte errechnet sich aus der ständigen Wohnbevölkerung pro Siedlungsfläche (in Hektaren) im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers. Wir haben dazu die Summen der Siedlungsfläche und der Bevölkerungszahl aus jeder vom Netzbetreiber versorgten Gemeinde verwendet. Dieser Wert ergibt dann die Zugehörigkeit zur jeweiligen Siedlungskategorie. Wir haben uns dabei auf die Angaben zu den versorgten Gemeinden gestützt, die uns die Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Tarifblättern 2017 eingereicht haben. Daraus geht nicht hervor, wie hoch der jeweilige Versorgungsgrad in einer Gemeinde ist; gemäss unserer Definition muss ein Netzbetreiber aber mindestens 25 Prozent aller Endverbraucher einer Gemeinde direkt versorgen, damit eine Gemeinde aufzuführen ist.

Die Angaben zu den versorgten Gemeinden finden sich auf unserer Webseite (Liste «Schweizerische Gemeinden und zuständige Stromnetzbetreiber»):

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html> (Stand: 31.01.2017).

Die Daten für die Einwohnerzahl und die Siedlungsfläche im vom Netzbetreiber versorgten Gebiet stammen vom Bundesamt für Statistik:

Einwohner (ständige Wohnbevölkerung, Stand 31. Dezember 2015):

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung.assetdetail.194662.html>.

Siedlungsfläche (Arealstatistik 2004/09, Angaben in der Spalte H; Stand 09.11.2016):

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raum-umwelt/bodennutzung-bedeckung/ge-samtspektrum-regionalen-stufen/gemeinden.assetdetail.1420942.html>.

Für die Bildung der Vergleichsgruppen aufgrund der Siedlungsdichte haben wir uns auf den „Distribution Code Schweiz“ des VSE (vgl. VSE 2014, Distribution Code DC, S. 42) gestützt, wobei wir die Grenzen angepasst und wie folgt festgelegt haben:

- hohe Siedlungsdichte (Stadt): > 44 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- mittlere Siedlungsdichte: 25 – 44 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- ländliches Gebiet (Land): < 25 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- Berggebiet (Berg): falls ländliches Gebiet und Berggebiet (BFS)
- Tourismusgebiet: falls Berggebiet und touristisch (BFS)

Die Zuteilung eines Netzbetreibers in ein Berg- oder Tourismusgebiet erfolgt in drei Schritten:

1. Schritt: Den Kategorien Berg- oder Tourismusgebiete werden nur Netzbetreiber zugewiesen, die in die Kategorie ländliches Gebiet fallen.
2. Schritt: Die einzelnen Gemeinden im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers werden überprüft und die Gemeinden im Berggebiet (3 = Jura und 4 = Alpen; Spalte F) ausgeschieden. Die Ausscheidung erfolgt aufgrund der Einteilung des Bundesamtes für Statistik und ist unter folgendem Link zu finden (Stand 17.02.2016): <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/grundlagen/raumgliederung.assetdetail.335600.html>. Danach werden von diesen Orten im Berggebiet die Tourismusgemeinden identifiziert (Wert = 5, Kategorie: Gemeindetyp (9), Spalte X).
3. Schritt: Danach wird der Bevölkerungsanteil in Berggebieten ermittelt. Liegt er über 50 Prozent, wird der Netzbetreiber der Kategorie Berggebiet zugeordnet. Die gleiche Berechnungsart erfolgt zur Ausscheidung der Tourismusgebiete innerhalb der Berggebiete.

Im Vergleich zum Vorjahr kann sich für den Netzbetreiber eine neue Gruppeneinteilung bei der Siedlungsdichte ergeben. Dies insbesondere aufgrund des Bevölkerungswachstums, der Neuausmessung

der Siedlungsflächen oder von Gemeindefusionen im Versorgungsgebiet. Auch eine Fusion mit einem anderen Netzbetreiber kann die Einteilung beeinflussen.

3.1.2 Manuelle Umteilung bei der Siedlungsdichte

Bei der Einteilung nach Siedlungsdichte stützen wir uns auf die Einwohnerzahlen und Siedlungsflächen des Bundesamtes für Statistik (BFS). Kantonale oder kommunale Angaben können wir bei der Berechnung der Siedlungsdichte nicht berücksichtigen.

In den Testrunden haben wir gesehen, dass unsere Definition der Siedlungsdichte und die daraus abgeleitete Gruppeneinteilung in wenigen Einzelfällen zu einer nicht schlüssigen Gruppeneinteilung führen können. Wir erläutern dies am Beispiel eines kleinen Netzbetreibers in einem abgelegenen Weiler: Der Weiler gehört zu einer grösseren Gemeinde, die aufgrund unserer Definition der mittleren Siedlungsdichte zugeteilt wird. Der kleine Netzbetreiber fällt in die Kategorie dieser Gemeinde, obschon er nur einen geringen Teil aller Einwohner in einem abgelegenen (ländlich geprägten) Teil der Gemeinde versorgt. Auf seinen Antrag hin haben wir ihn in die Kategorie „ländliches Gebiet“ umgeteilt. In der aktuellen Runde verschieben wir nur noch diesen Netzbetreiber manuell in eine andere Kategorie, während wir in der letzten Runde insgesamt zwei Netzbetreiber umgeteilt haben.

Falls ein Netzbetreiber den Eindruck hat, er sei aufgrund von Besonderheiten in die falsche Gruppe eingeteilt worden, kann er uns per E-Mail einen begründeten und dokumentierten Antrag für eine neue Gruppeneinteilung einreichen.

3.1.3 Energiedichte

Wir verwenden die Energiedichte (MWh/km Leitung) als weiteres Zuteilungskriterium. Die Grenze zwischen hoher und tiefer Ausspeisung ziehen wir nach Rücksprache mit der Branche bei 300 MWh/km. Zur Berechnung verwenden wir folgende Daten aus der Kostenrechnung für die Tarife 2017:

$$\text{Energiedichte} = \frac{\text{ausgespiesene Energie NE 5+NE6+NE 7 in MWh (Formular 1.2)}}{\text{Kabel und Freileitungen NE 5+NE 7 in km (Formular 2.1)}} \text{ [MWh/km]}$$

Aufgrund dieser Berechnung werden die Verteilnetzbetreiber entweder der Kategorie hohe oder tiefe Energiedichte zugeteilt.

Wie im Vorjahr verwenden wir die Werte eines Einzeljahres als Berechnungsgrundlage. Aus diesem Grund kann es im Vorjahresvergleich für einzelne Netzbetreiber zu einer neuen Gruppeneinteilung kommen. Wir haben 2016 untersucht, ob an Stelle des Jahreswertes 2014 ein Durchschnittswert über drei Jahre zur Berechnung des individuellen Wertes besser geeignet wäre. Dies ermöglichte auch zu prüfen, ob damit ein dauerndes Über- oder Unterschreiten an der Grenze von 300 MWh/km – und folglich eine wechselnde Einteilung der Netzbetreiber – verhindert werden könnte.

Dabei stellte sich heraus, dass entgegen erster Erwartungen die Betrachtung des Einzeljahres verlässlichere Angaben liefert. Die Gründe dafür können vielseitig sein: weniger Datenfehler, tendenziell tieferer Stromverbrauch über die Jahre, Bevölkerungswachstum sowie Fusionen von Netzbetreibern. Zudem konnten im Betrachtungszeitraum wenig wechselnde Netzbetreiber beobachtet werden. Wir haben daher beschlossen, die Einteilung in „hohe/tiefe“ Energiedichte nur aufgrund von Einjahreszahlen vorzunehmen.

Wir werden die weitere Entwicklung beobachten. Falls sich in Zukunft ein entsprechender Effekt beobachten lassen und störend wirken sollte, können Massnahmen ergriffen werden. So könnte beispielsweise ein Wechsel der Gruppe (hohe/tiefe Ausspeisung) erst nach mehrjähriger (z. B. zweijähriger) Zugehörigkeit zur anderen Gruppe erfolgen.

3.1.4 Ergebnisse der Gruppeneinteilung

Der gewählte Ansatz bei der Siedlungs- und der Energiedichte ergibt rechnerisch zehn Vergleichsgruppen. Aufgrund der geringen Gruppengrösse verschoben wir die Kategorie «hohe Siedlungsdichte/tiefe Ausspeisung», beziehungsweise «Tourismusgebiet/hohe Ausspeisung» horizontal in die

nächste Vergleichsgruppe. Alternativ hätten wir diese beiden Gruppen auch vertikal verschieben können. Mit der horizontalen Verschiebung gewichten wir die stromrelevante Grösse der Energiedichte etwas höher als die Siedlungsdichte. Dies führt zu folgenden acht Vergleichsgruppen, die wir für Netzkosten- und Netztarifvergleiche verwenden:

Anzahl Netzbetreiber pro Gruppe

Grenze : 300 MWh/Km	hohe Siedlungsdichte	mittlere Siedlungsdichte	ländliches Gebiet	Berggebiet	Tourismusgebiet
hoch	23	90	41	31	←(12)
tief	(4)→	103	151	151	40

Tabelle 2: Anzahl der Netzbetreiber pro Vergleichsgruppe für die Netzkosten- und Netztarife.
Lesehilfe: Der Vergleichsgruppe «hohe Siedlungsdichte/hohe Ausspeisung» werden 23 Verteilnetzbetreiber zugeteilt.

Bezüglich der Versorgungsqualität und deren Indikatoren SAIDI und SAIFI wird auf die Siedlungsdichte abgestellt (Siedlungsdichte bedingt Versorgung von Endkunden auf Netzebene 7). Falls ein Betreiber auf Netzebene 5 aber mindestens 25 % der Endverbraucher in einer Gemeinde versorgt, wird er ebenfalls gruppiert. Es ergeben sich die folgenden Vergleichsgruppen:

SAIDI/SAIFI

hohe Siedlungsdichte	mittlere Siedlungsdichte	ländliches Gebiet	Berggebiet
16	43	8	21

Tabelle 3: Anzahl der Netzbetreiber pro Vergleichsgruppe für SAIDI/SAIFI.
Beachte: Sieben Netzbetreiber ohne Endkunden auf der NE7 wurden nicht gruppiert.

Demgegenüber werden die Indikatoren der Energietarife, der Produktvielfalt/Dienstleistungsqualität und der 95-Franken-Regel nicht gruppiert.

3.2 Berechnung der Medianwerte

In der Regel weisen wir Medianwerte aus, die Ausnahme bilden die Indikatoren zur Versorgungsqualität, wo wir Mittelwerte verwenden. Die jeweiligen Medianwerte für Netzkosten- und Tarifvergleiche errechnen wir aufgrund der individuellen Ergebnisse der einzelnen Netzbetreiber. Wir schliessen dabei unplausible Werte bei der Medianberechnung aus. Solche liegen insbesondere vor, wenn zwar Mengenangaben (z. B. Kilometer) vorliegen und grundsätzlich Anlagen aktiviert, aber keine entsprechenden kalkulatorischen Kosten geltend gemacht werden. Keine kalkulatorischen Kosten sind nur dann plausibel, wenn überhaupt keine Aktivierung von Anlagen erfolgt, d. h. wenn sämtliche Investitionen direkt und vollständig über den Aufwand verbucht werden.

3.2.1 Medianwerte für Tarifvergleiche

Wir gewichten die jeweiligen Tarife mit der Anzahl Einwohner (gemäss Angaben im Abschnitt 3.1.1) im Versorgungsgebiet des entsprechenden Netzbetreibers. Durch die Gewichtung mit den Einwohnern haben grössere Netzbetreiber einen bedeutenderen Einfluss auf die Berechnung des Medians. Dadurch werden die Endkunden in den Mittelpunkt gerückt: Diejenigen Tarife, die auf den Endkunden genau in der Mitte entfallen, bestimmen den entsprechenden Medianwert.

3.2.2 Medianwerte für Netzkostenvergleiche

Die Mediane der Netzkosten werden ohne Gewichtung mit den Einwohnern ermittelt, jeder Netzbetreiber erhält das gleiche Gewicht von 1. Dadurch legen wir den Fokus auf den Netzbetreiber und nicht auf den Endkunden.

3.2.3 Beeinflussung der Mediane durch Kraftwerkskonzessionen

Mittels eines Fragebogens haben wir Ende 2015 erhoben, ob die Netzbetreiber in den Genuss von Vergünstigungen aufgrund von Kraftwerkskonzessionen kommen. Endkunden in Konzessionsgemeinden profitieren typischerweise von reduzierten Energie- oder Netztarifen. Da die Tarife in den Konzessionsgemeinden nur einen Teil der effektiven Kosten abbilden, werden die Mediane ohne die Werte von Netzbetreibern mit reduzierten Tarifen ermittelt.

Die Berechnungen für 2017 basieren auf dem Fragebogen von Ende 2015. Aktualisierte Informationen werden im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 systematisch erhoben.

3.3 Versorgungsverfügbarkeit: SAIDI und SAIFI

Die Daten stammen aus dem Formular «Versorgungsunterbrechungen» der ElCom und werden bei den 95 grössten Netzbetreibern in der Schweiz erhoben. Es werden die Werte (ganze Minuten) für die ungeplanten Unterbrechungen und für die Gesamtheit der Unterbrechungen ausgewiesen. Dabei wird einerseits das letzte, verfügbare Jahr (2015) sowie andererseits der Durchschnitt der sechs vorangegangenen Jahre (2010 -2015) betrachtet. Im Unterschied zur ersten Testrunde erfolgt bei den Versorgungskennzahlen aber keine Kategorisierung (Kategorie 1 – 5) der Ergebnisse mehr. Aufgrund der sehr schiefen Verteilung der Resultate ist weder eine Kategorisierung aufgrund des Median- noch des Mittelwertes angebracht. Es werden einzig die Mittelwerte aller Verteilnetzbetreiber und die Mittelwerte der Vergleichsgruppen ausgewiesen und grafisch dargestellt (siehe separates Dokument). Diese Darstellung orientiert sich an den Berichten zur Stromversorgungsqualität, die jährlich durch die ElCom publiziert werden <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet.html>.

Die SAIDI-Kennzahl (System Average Interruption Duration Index) beschreibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers während der Erfassungsperiode. Alternativ wird auch der Begriff «durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems» verwendet. Die SAIDI-Kennzahl wird wie folgt berechnet:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung} \times \text{Dauer der Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

Die SAIFI-Kennzahl (System Average Interruption Frequency Index) beschreibt die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers während der Erfassungsperiode. Alternativ wird auch der Begriff «Durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit» verwendet. Die SAIFI-Kennzahl wird wie folgt berechnet:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

3.4 Netzkosten

Die Daten stammen aus den Formularen 3.2 Berechnung Deckungsdifferenzen Netz, 2.1 Übersicht Anlagen sowie 2.2/2.3 Anlagespiegel historisch/synthetisch der **Kostenrechnung für die Tarife 2017**. Die Netzkosten werden wie folgt berechnet (jeweils pro Netzebene 5, 6 und 7):

Kapitalkosten (Position 100)
+ Betriebskosten (Position 200)

- + Mess-/Informationswesen (Position 500)
- + Verwaltungskosten (Position 600, **ohne** 600.1b und 600.4)
- Sonstige Erträge (Position 900)
- = Summe der Netzkosten der entsprechenden Netzebene

Netzebene 5

Summe der Netzkosten auf der Netzebene 5 (neu: ohne Kapitalkosten von Unterwerken), [CHF/km]
Kabel MS (NE5)+Freileitungen MS (NE5)

Unterwerke können auf Netzebene 5 hohe kalkulatorische Kosten verursachen, die nicht alle Netzbetreiber tragen müssen. Dies kann bei Vergleichen zu Verzerrungen führen. Neu berechnen wir den Indikator auf Netzebene 5 ohne die durch Unterwerke verursachten kalkulatorischen Kosten: In der aktuellen Runde kann diese Berücksichtigung jedoch nur bei denjenigen Netzbetreibern erfolgen, die eine Kostenrechnung der Version „Voll“ ausfüllen. Ausführlichere Informationen finden sich im Kapitel 2.1.4.2.

Netzebene 6

Summe der Netzkosten auf der Netzebene 6, [CHF/kVA]
Leistung Trafostationen (NE6)+Masttrafostationen (NE6)

Netzebene 7

Summe der Netzkosten auf der Netzebene 7, [CHF/km]
Kabel NS (NE7)+Kabel Hausanschluss Endkunden (NE7)+Freileitungen NS (NE7)

Die Berechnung der Mediane der Netzkosten erfolgt iungewichtet.

3.5 Tarife Netz und Energie

Die Daten stammen aus dem Tariffomular der ElCom. Die Tarife entsprechen den Verbrauchsprofilen C2, C4, C6, H2, H4 und H7 für das Jahr 2017. Ab der 2. Testrunde verwenden wir die Profile C6 und H7 anstelle von C5 und H6.

Der Grund für diesen Wechsel der betrachteten Verbrauchsprofile ist die zunehmende Bedeutung von Wärmepumpen (H7) und die gemäss Rückmeldungen der Netzbetreiber grössere Repräsentativität von C6 gegenüber C5.

Zur Berechnung der Mediane werden die jeweiligen Ergebnisse der Netzbetreiber mit deren gesamten Einwohnerzahl des Versorgungsgebietes gewichtet.

3.6 Produktevielfalt und Dienstleistungsqualität

Die Informationen zur Produktevielfalt und zur Dienstleistungsqualität haben wir Ende 2015 mittels eines Fragebogens bei den Netzbetreibern erhoben. Dabei haben wir im Jahr 2016 die im Kapitel 3.6 angeführten Indikatoren errechnet und ausgewiesen. Da wir über keine aktualisierten Daten verfügen, verzichten wir im Jahr 2017 ausnahmsweise auf die Darstellung der Indikatoren.

Einige dieser Daten werden aber im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 erstmals systematisch erhoben. Aufgrund dieser Daten werden wir 2018 in der Lage sein, erneut entsprechende Indikatoren in den untenstehenden Bereichen auszuweisen.

Die nachfolgenden Angaben in den Kapiteln 3.6.1 bis 3.6.4 beziehen sich vorderhand ausschliesslich auf die 2. Testrunde vom Frühjahr 2016.

3.6.1 Produktevielfalt und Kombinationsmöglichkeit

Wir weisen die Angaben der Netzbetreiber zur Anzahl angebotener Energieprodukte unterschiedlicher ökologischer Qualität und den Kombinationsmöglichkeiten aus. Bietet ein Netzbetreiber fünf oder

mehr Produkte an, werden diese zur Kategorie (5+) zusammengefasst. Wir verwenden also folgende fünf Produktkategorien: 1 Produkt, 2 Produkte, 3 Produkte, 4 Produkte und 5+ Produkte. Die Kombinationsmöglichkeit weisen wir binär aus (ja/nein). Falls ein Netzbetreiber 1 Produkt, aber die Kombinationsmöglichkeit „ja“ angegeben hat, wurde dies von uns auf „nein“ angepasst.

3.6.2 Informationen zu geplanten Unterbrüchen

Die Antworten zu Art und Inhalt der Information an den Kunden stellen wir binär (ja/nein) dar. Zusätzlich geben wir an, wie sich diese Antworten prozentual über alle Netzbetreiber gesehen verteilen.

3.6.3 Vorankündigung des Unterbruchs

Die Ankündigung des Unterbruchs in Tagen variiert stark zwischen den Netzbetreibern. Teilweise ist sie von den Kundengruppen abhängig und variiert somit auch bei einzelnen Netzbetreibern. Mit Blick auf eine bessere Vergleichbarkeit haben wir daher die Antworten in fünf Kategorien zusammengefasst: bis eine Woche, ein bis zwei Wochen, mehr als zwei Wochen, keine Kategorisierung, keine Angaben.

3.6.4 Informationen zum Netzbetreiber für Endkunden

Die betreiberbezogenen Angaben weisen wir gegenwärtig nicht aus. Sie werden aber bei einer allfälligen, definitiven Einführung verwendet und veröffentlicht. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, dass rund 90 Prozent aller Netzbetreiber über einen Pikettdienst verfügen, der an allen Tagen rund um die Uhr erreichbar ist.

3.7 Compliance und 95-Franken-Regel

3.7.1 Kostenrechnung für die Tarife 2017, Tarifblätter 2017 und Jahresrechnung 2015

Die Kostenrechnung, Tarifblätter und Jahresrechnung müssen bis spätestens am 31. August veröffentlicht bzw. bei der ElCom eingereicht sein (Art. 7 Abs.7 sowie Art. 10 StromVV). Geprüft wird, ob sich die Netzbetreiber an diese Frist gehalten haben und die entsprechenden Formulare gesetzestkonform ausgefüllt worden sind (ja / nein).

3.7.2 Indikator zur 95-Franken-Regel

Die sog. 95-Franken-Regel prüft, ob die Verwaltungs- und Vertriebskosten (inkl. Gewinn des Vertriebes gemäss Formular 5.1 der Kostenrechnung für Tarife 2017) der Energielieferung in der Grundversorgung den Betrag von Fr. 95.00 pro Rechnungsempfänger (gemäss Formular 1.2) nicht übersteigen. Dieser Indikator wird wie folgt berechnet:

$$\frac{\text{Verwaltungs- und Vertriebskosten} + \text{Sonst. Kosten Energielieferung} + \text{Gewinn des Vertriebes}}{\text{Summe aller Rechnungsempfänger gemäss Formular 1.2}}, [\text{CHF/RE}]$$

Falls der entsprechende Wert Fr. 95.00 oder weniger beträgt, gilt die Regel als eingehalten.

4 Kontaktadresse

Haben Sie Rückfragen oder sonstige Hinweise zur Sunshine-Regulierung? Kontaktieren Sie uns über unsere E-Mail-Adresse sunshine@elcom.admin.ch. Wir werden Ihnen so rasch als möglich antworten.



Anhang II: Darstellung der verwendeten Indikatoren bis 2017

Indikatoren	Beschreibung Indikatoren	Vergleichsgruppe
Versorgungsqualität		
Versorgungssicherheit	- SAIDI und SAIFI - Werte von 95 Netzbetreibern (mit mehr als 100 GWh an ausgespielter Energie) - Vergleich mit Mittelwerten ohne Kategorisierung	Gruppierung aufgrund der Siedlungsdichte
Dienstleistungsqualität (wurde 2017 nicht ausgewiesen, da aktuelle Daten fehlen)	- Produktevielfalt: Anzahl und Kombinationsmöglichkeiten - Geplante Unterbrüche: Erfolgt Information durch den Netzbetreiber an Endkunden? Falls ja: Inhalt und Art der entsprechenden Mitteilung - Kein Vergleich mit anderen Netzbetreibern, sondern nur Darstellung der allgemeinen Ergebnisse	Keine Gruppierung
Netzkosten sowie Netz- und Elektrizitätstarife		
Netzkosten	- Berechnung der Netzkosten auf den Netzebenen (NE) 5, 6 und 7 - Kosten werden auf NE 5 und 7 in Bezug zu den Leitungen (in km) gesetzt - Kosten werden auf NE 6 in Bezug zur installierten Leistung der Transformatoren gesetzt - Vergleich mit Medianwerten mit Kategorisierung	Gruppierung aufgrund der Siedlungs- und Energiedichte
Netztarife	- Ausweis für die Profile: C2/C4/C6/H2/H4/H6 - Vergleich mit Medianwerten mit Kategorisierung	Gruppierung aufgrund der Siedlungs- und Energiedichte
Elektrizitätstarife	- Ausweis für die Profile: C2/C4/C6/H2/H4/H6 - Vergleich mit Medianwerten mit Kategorisierung	Keine Gruppierung
Compliance		
Fristgerechte Einreichung der Unterlagen	- Kostenrechnung für Tarife, Tarifblätter und Jahresrechnung Netz müssen bis jeweils am 31. August eingereicht werden. - Beurteilung erfolgt binär (erfüllt/nicht erfüllt)	Keine Gruppierung
95-Franken-Regel	- Bei der Energielieferung dürfen die entsprechenden Kosten und der Gewinnanteil den Betrag von 95 Franken pro Rechnungsempfänger nicht übersteigen - Beurteilung erfolgt binär (nicht auffällig/weitere Abklärungen erforderlich)	Keine Gruppierung

Anhang III: Mediane/Mittelwerte im zeitlichen Verlauf

3. Runde Sunshine-Regulierung: Mediane bzw. Mittelwerte											
Indikatoren		Einheit	alle Netzbetreiber	hohe Siedlungsdichte und hohe Energiedichte	mittlere Siedlungsdichte und hohe Energiedichte	mittlere Siedlungsdichte und tiefe Energiedichte	ländliches Netz und hohe Energiedichte	ländliches Netz und tiefe Energiedichte	Bergnetz mit hohe Energiedichte	Bergnetz mit tiefe Energiedichte	touristisches Netz und tiefe Energiedichte
Netzkosten	Netzebene 5	CHF/km	15'432	24'576	21'269	19'521	20'935	10'867	18'821	12'659	12'997
	Netzebene 6	CHF/kVA	8.48	10.30	8.29	8.01	6.98	8.21	5.96	9.33	9.16
	Netzebene 7	CHF/km	10'180	19'301	13'825	10'796	12'072	8'352	10'720	7'806	9'704
Tarife	Netznutzung C2	Rp./kWh	8.99	9.65	8.26	9.97	8.16	8.99	7.53	11.87	9.35
	Netznutzung C4	Rp./kWh	7.28	7.88	5.99	7.46	7.28	6.82	5.77	9.29	7.77
	Netznutzung C6	Rp./kWh	4.82	5.22	4.33	5.40	3.84	4.58	5.14	6.28	7.03
	Netznutzung H2	Rp./kWh	11.36	9.99	10.03	10.66	11.64	11.43	11.39	15.23	13.07
	Netznutzung H4	Rp./kWh	9.79	9.79	8.85	10.00	9.54	9.92	9.09	12.68	11.10
	Netznutzung H7	Rp./kWh	7.48	7.71	5.84	7.05	7.25	8.02	6.76	9.34	8.33
	Energie C2	Rp./kWh	7.50								
	Energie C4	Rp./kWh	6.43								
	Energie C6	Rp./kWh	6.60								
	Energie H2	Rp./kWh	7.79								
	Energie H4	Rp./kWh	7.70								
	Energie H7	Rp./kWh	6.90								
Indikatoren		Einheit	alle Netzbetreiber								
SAIDI	Aktuellster Wert 2015 - Ungeplant	Min./Jahr	11	10	7	10	16				
	Aktuellster Wert 2015 - Total	Min./Jahr	21	18	14	22	32				
	Mittelwert 2010 - 2015 - Ungeplant	Min./Jahr	15	11	6	14	29				
	Mittelwert 2010 - 2015 - Total	Min./Jahr	27	21	14	25	47				
SAIFI	Aktuellster Wert 2015 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.23	0.16	0.14	0.24	0.39				
	Aktuellster Wert 2015 - Total	Anz./Jahr	0.32	0.23	0.21	0.34	0.52				
	Mittelwert 2010 - 2015 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.27	0.19	0.14	0.35	0.43				
	Mittelwert 2010 - 2015 - Total	Anz./Jahr	0.38	0.28	0.21	0.45	0.58				
Indikatoren		Prozent									
95-Franken-Regel	Anteil nicht auffälliger Netzbetreiber	88									
	Anteil Netzbetreiber mit weiteren Abklärungen	12									

Gründe, wieso sich die Werte zwischen der 3. und der vorhergehende Runde teilweise unterscheiden können:

- Die Kosten auf Netzebene 5 sind mit den Vorjahren nur bedingt vergleichbar, da die kalkulatorischen Kapitalkosten von Unterwerken herausgerechnet wurden.
- Bei den Tarifvergleichen werden die Mediane aufgrund der Standardprodukte errechnet. Im Vorjahr wurden dazu die günstigsten Produkte herangezogen.
- Aufgrund des Bevölkerungswachstums und/oder Fusionen können Verteilnetzbetreiber anderen Siedlungsgruppen zugeteilt werden (in Einzelfällen)

2. Testrunde Sunshine-Regulierung: Mediane bzw. Mittelwerte

Indikatoren		Einheit	Alle Netzbetreiber	Hohe Siedlungsdichte mit hoher Energiedichte	Mittlere Siedlungsdichte mit hoher Energiedichte	Mittlere Siedlungsdichte mit tiefer Energiedichte	Ländliches Gebiet mit hoher Energiedichte	Ländliches Gebiet mit tiefer Energiedichte	Berggebiet mit hoher Energiedichte	Berggebiet mit tiefer Energiedichte	Tourismusgebiet mit tiefer Energiedichte
Netzkosten	Netzebene 5	CHF/km	15'085	26'641	20'984	17'351	18'969	10'858	22'022	12'047	12'343
	Netzebene 6	CHF/kVA	7.71	10.40	7.88	7.79	6.01	6.61	5.89	8.86	8.30
	Netzebene 7	CHF/km	10'247	18'910	14'138	10'595	11'956	8'687	12'938	8'155	10'262
Tarife	Netznutzung C2	Rp./kWh	9.37	10.55	8.31	9.26	8.51	9.24	7.67	11.97	9.82
	Netznutzung C4	Rp./kWh	7.43	8.17	5.61	7.83	7.60	6.87	5.92	8.96	8.84
	Netznutzung C6	Rp./kWh	4.96	4.96	4.58	5.76	4.41	4.63	4.28	6.33	7.08
	Netznutzung H2	Rp./kWh	11.41	10.49	10.51	11.18	11.99	11.41	11.51	15.31	12.79
	Netznutzung H4	Rp./kWh	9.97	9.46	8.90	9.32	9.89	10.00	9.21	12.83	10.85
	Netznutzung H7	Rp./kWh	7.65	8.02	6.49	7.45	7.57	7.65	6.84	9.15	8.30
	Energie C2	Rp./kWh	7.58								
	Energie C4	Rp./kWh	6.51								
	Energie C6	Rp./kWh	6.43								
	Energie H2	Rp./kWh	7.84								
	Energie H4	Rp./kWh	7.78								
	Energie H7	Rp./kWh	6.89								
Indikatoren		Einheit	Alle Netzbetreiber	Hohe Siedlungsdichte	Mittlere Siedlungsdichte	Ländliches Gebiet	Berggebiet				
SAIDI	Aktuellster Wert 2014 - Ungeplant	Min./Jahr	13	9	6	8	26				
	Aktuellster Wert 2014 - Total	Min./Jahr	22	16	12	19	38				
	Mittelwert 2010 - 2014 - Ungeplant	Min./Jahr	16	11	6	14	29				
	Mittelwert 2010 - 2014 - Total	Min./Jahr	28	21	13	27	47				
SAIFI	Aktuellster Wert 2014 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.22	0.12	0.12	0.27	0.33				
	Aktuellster Wert 2014 - Total	Anz./Jahr	0.30	0.19	0.18	0.36	0.42				
	Mittelwert 2010 - 2014 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.28	0.19	0.12	0.37	0.42				
	Mittelwert 2010 - 2014 - Total	Anz./Jahr	0.39	0.29	0.19	0.49	0.56				

Produktevielfalt und Angebot ökologischer Qualität

Anzahl Produkte	Median Insgesamt	3
Kombinationsmöglichkeit	Ergebnisse aller Netzbetreiber : 42 % Ja, 58 % Nein	

Informationen zu geplanten Unterbrechungen

Art und Weise der Information	Antwortkategorie	Alle Netzbetreiber	
		Ja [%]	Nein [%]
Inhalt der Information	Direkt	92	8
	Indirekt	41	59
	Situativ	62	38
	Keine Information	1	99
	Datum und Zeit	100	0
Inhalt der Information	geplante Dauer	100	0
	Grund	92	8
	Kontaktnummer	89	11

Gründe, wieso sich die Mediane zwischen der 1. und 2. Testrunde teilweise erheblich unterscheiden können:

- Zur Berechnung der Mediane der Netzkosten werden die individuellen Werte nicht mit den Einwohnern gewichtet (Einwohner im Versorgungsgebiet der jeweiligen Netzbetreiber)
- Neue Gruppeneinteilungen aufgrund der Energiedichte
- Ausdehnung der Kostenbasis auf Mess- und Teile der Verwaltungskosten zur Berechnung der Netzkosten
- Netzbetreiber mit Vorteilen aus Kraftwerkskonzessionen werden bei der Berechnung der Medianwerte nicht berücksichtigt
- Aufgrund des Bevölkerungswachstums und/oder Fusionen können Verteilnetzbetreiber anderen Siedlungsgruppen zugeteilt werden (in Einzelfällen)

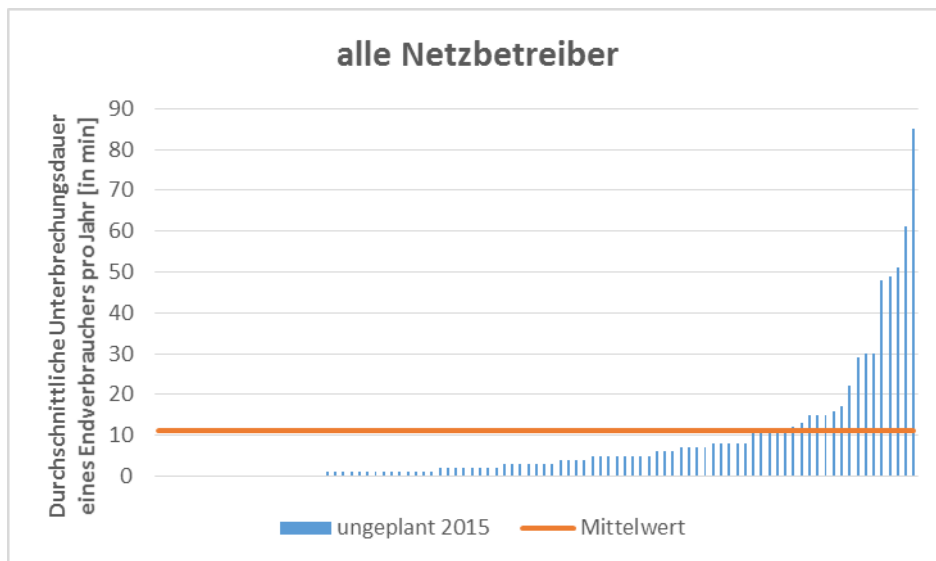
1. Testrunde Sunshine Regulierung - Mediane bzw. Mittelwerte

Indikatoren		Einheit	Alle Netzbetreiber	Hohe Siedlungsdichte	Mittlere Siedlungsdichte	Ländliche Gebiete	Berggebiete	Tourismusgebiete
Netzkosten	Netzebene 5	CHF/km	15'162	27'509	15'322	10'816	12'158	
	Netzebene 6	CHF/kVA	11.03	8.52	12.65	12.28	10.41	
	Netzebene 7	CHF/km	6'566	12'488	6'384	5'055	6'056	
SAIDI	Aktuellster Wert 2013 - Ungeplant	Min./Jahr	10.53	5.94	6.64	8.84	26.86	
	Aktuellster Wert 2013 - Total	Min./Jahr	18.19	16.00	13.95	14.44	37.73	
	Mittelwert 2010 - 2013 - Ungeplant	Min./Jahr	10.30	8.72	4.28	9.58	25.84	
	Mittelwert 2010 - 2013 - Total	Min./Jahr	18.94	18.32	12.07	16.84	39.70	
SAIFI	Aktuellster Wert 2013 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.17	0.10	0.12	0.20	0.28	
	Aktuellster Wert 2013 - Total	Anz./Jahr	0.24	0.20	0.19	0.26	0.37	
	Mittelwert 2010 - 2013 - Ungeplant	Anz./Jahr	0.18	0.14	0.10	0.21	0.37	
	Mittelwert 2010 - 2013 - Total	Anz./Jahr	0.26	0.24	0.16	0.29	0.50	
Tarife	Netznutzung C2	Rp./kWh	9.52	10.25	8.73	10.19	9.30	8.94
	Netznutzung C4	Rp./kWh	7.41	8.17	6.76	7.41	7.25	7.86
	Netznutzung C5	Rp./kWh	5.27	6.00	4.90	5.43	5.53	7.53
	Netznutzung H2	Rp./kWh	11.32	9.31	10.42	12.58	12.99	12.62
	Netznutzung H4	Rp./kWh	9.76	9.23	9.19	10.91	10.76	10.81
	Netznutzung H6	Rp./kWh	6.11	6.53	5.32	6.17	6.44	7.01
	Energie C2	Rp./kWh	8.30	8.65	7.68	9.41	7.78	8.22
	Energie C4	Rp./kWh	7.00	8.05	6.61	8.52	6.91	7.39
	Energie C5	Rp./kWh	6.82	6.96	6.67	8.68	6.74	7.77
	Energie H2	Rp./kWh	8.25	8.39	7.21	9.01	7.40	7.95
	Energie H4	Rp./kWh	8.14	8.33	7.23	8.99	7.49	7.89
	Energie H6	Rp./kWh	6.27	6.55	6.25	6.97	6.25	6.70

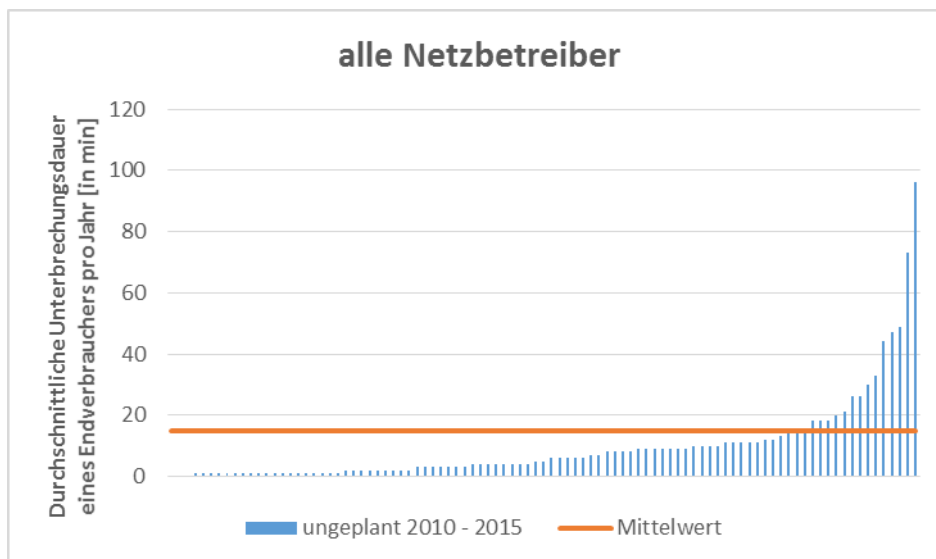


Anhang IV: Grafiken zu SAIDI und SAIFI

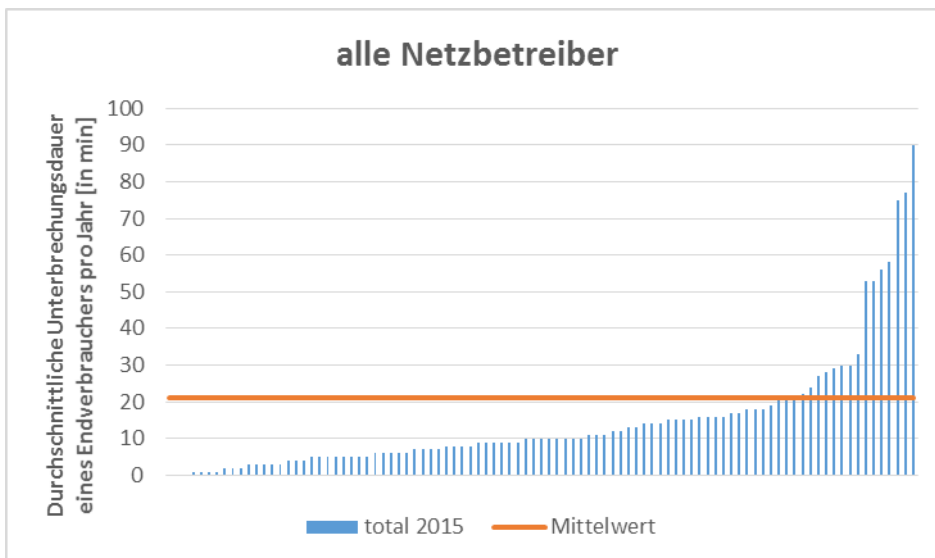
SAIDI: Die SAIDI-Kennzahl (System Average Interruption Duration Index) beschreibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers während der Erfassungsperiode.



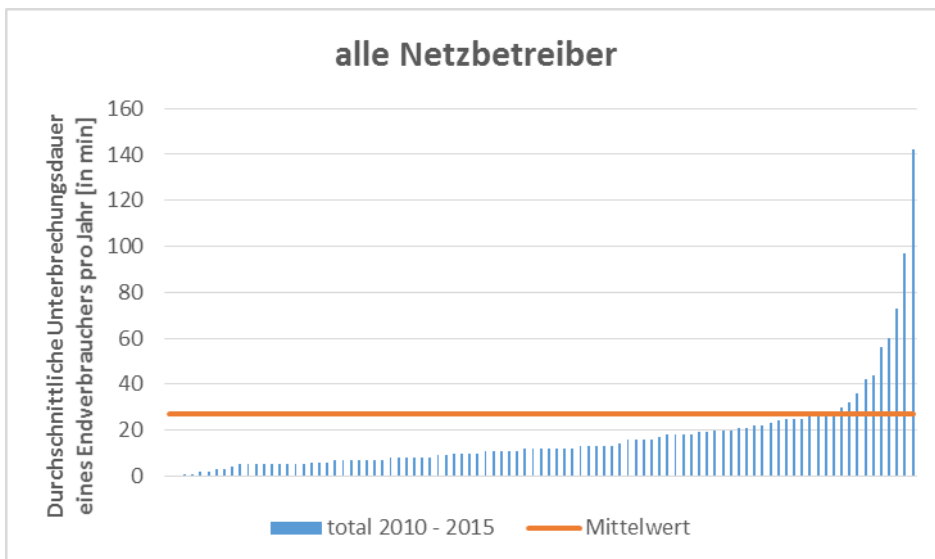
Grafik 1: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



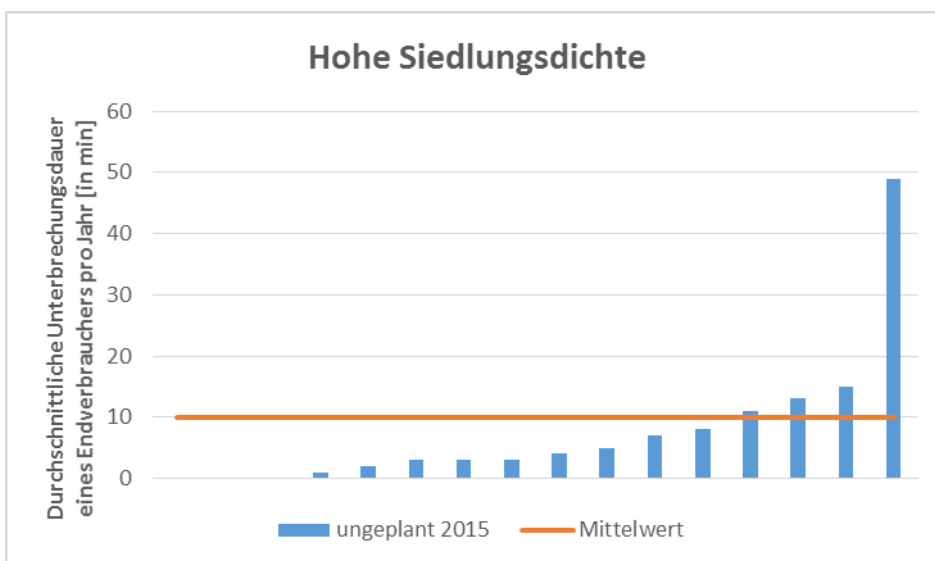
Grafik 2: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



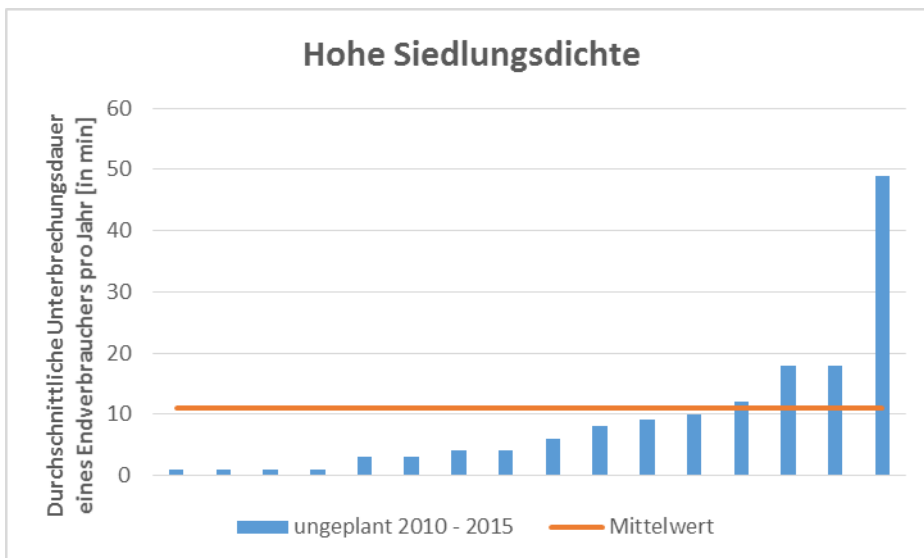
Grafik 3: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2015



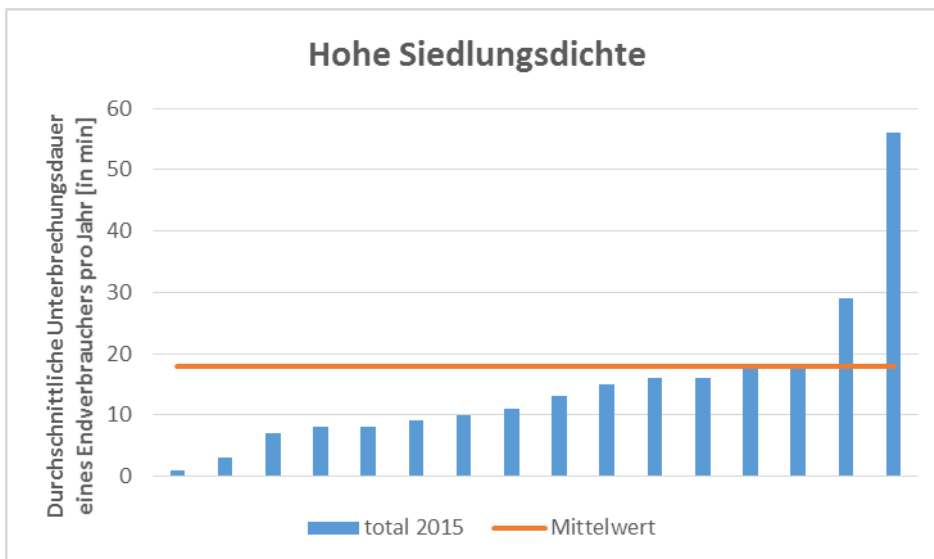
Grafik 4: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



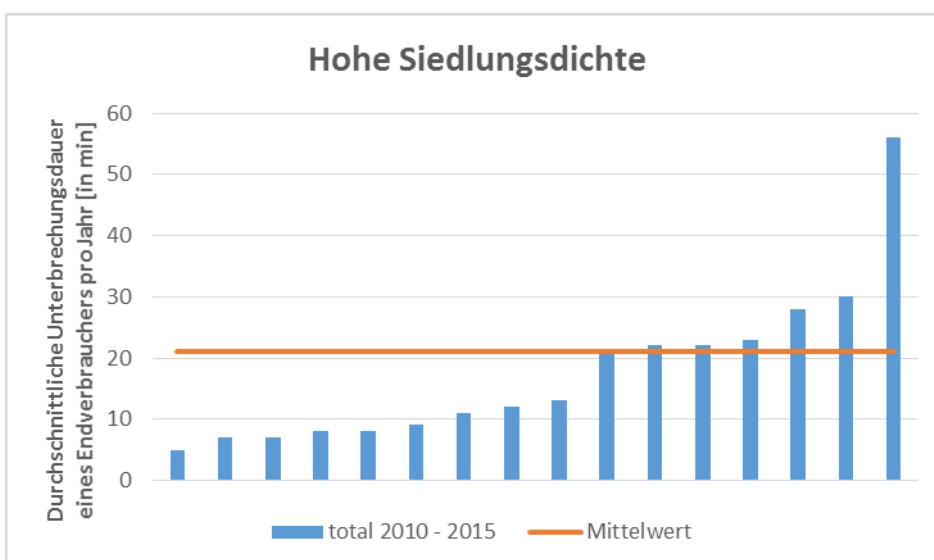
Grafik 5: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



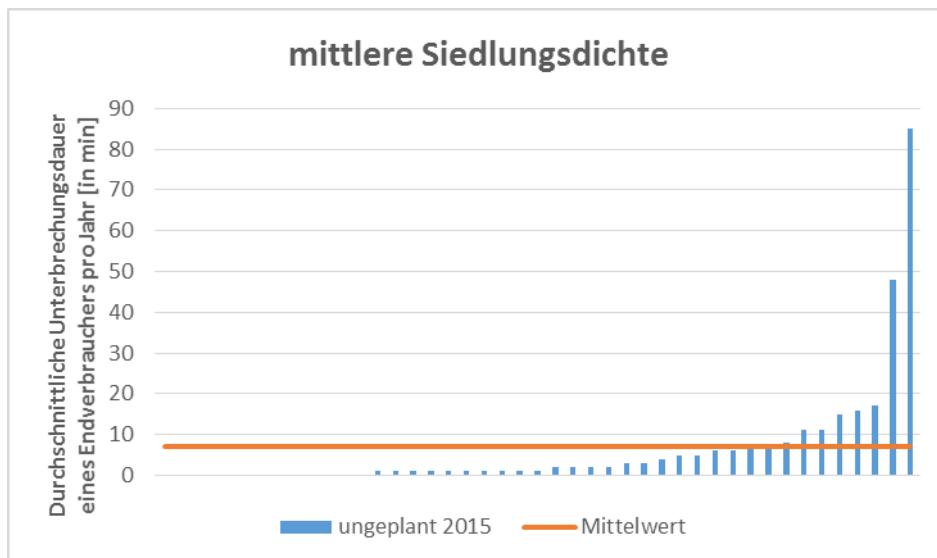
Grafik 6: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



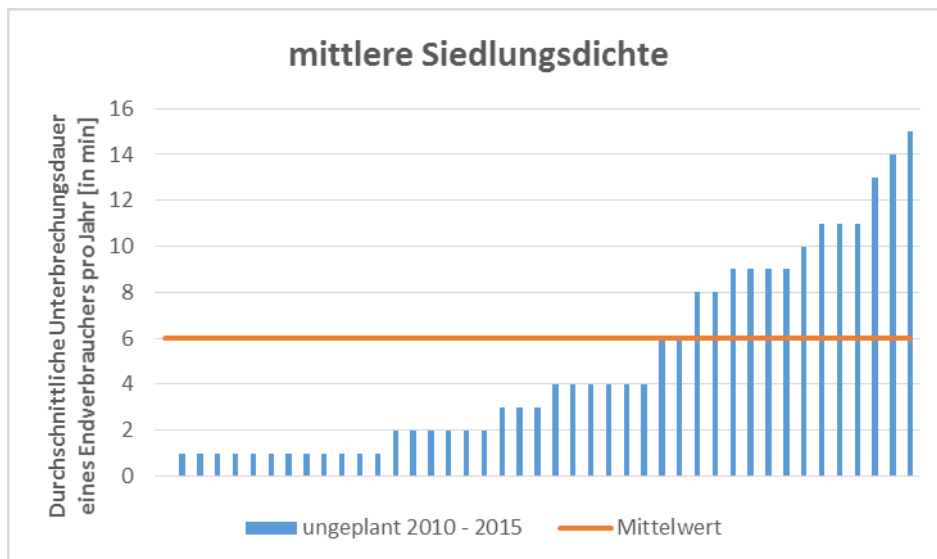
Grafik 7: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2015



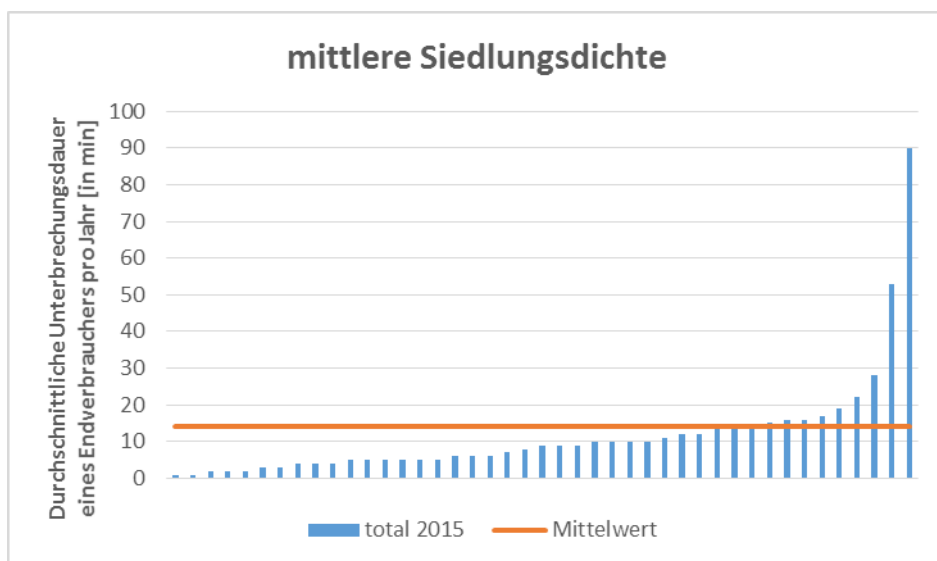
Grafik 8: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



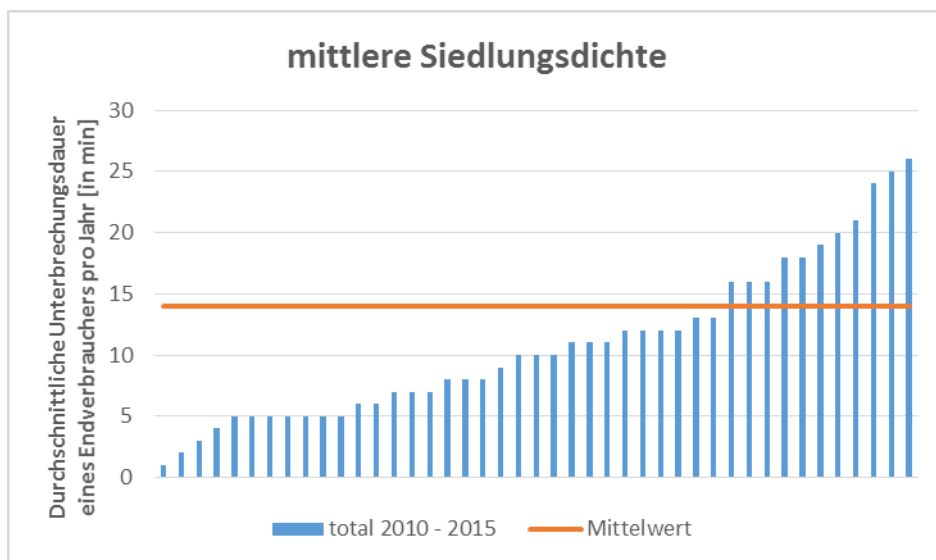
Grafik 9: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



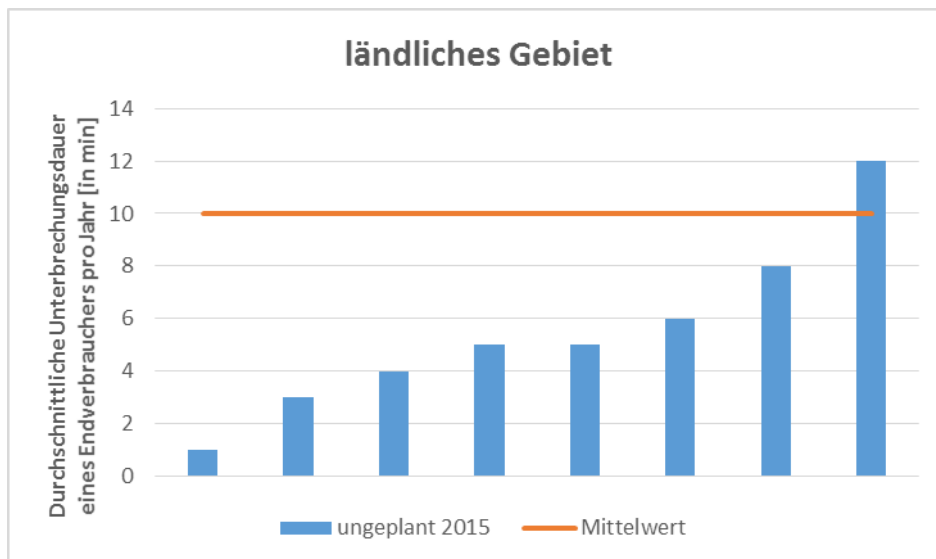
Grafik 10: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



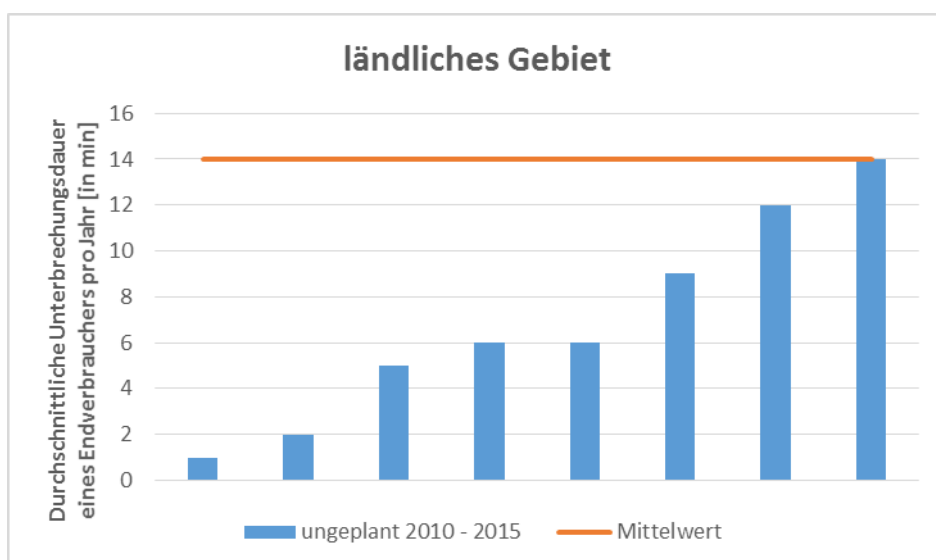
Grafik 11: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2015



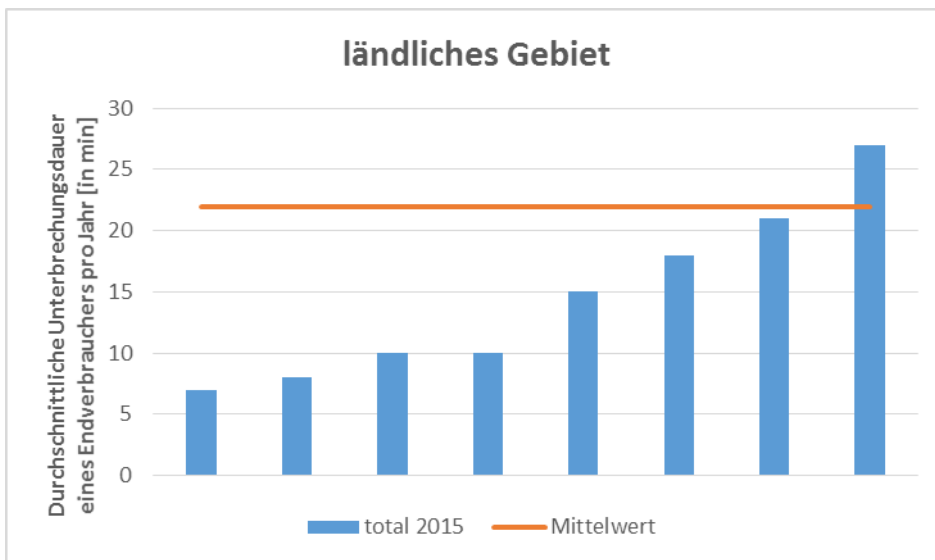
Grafik 12: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



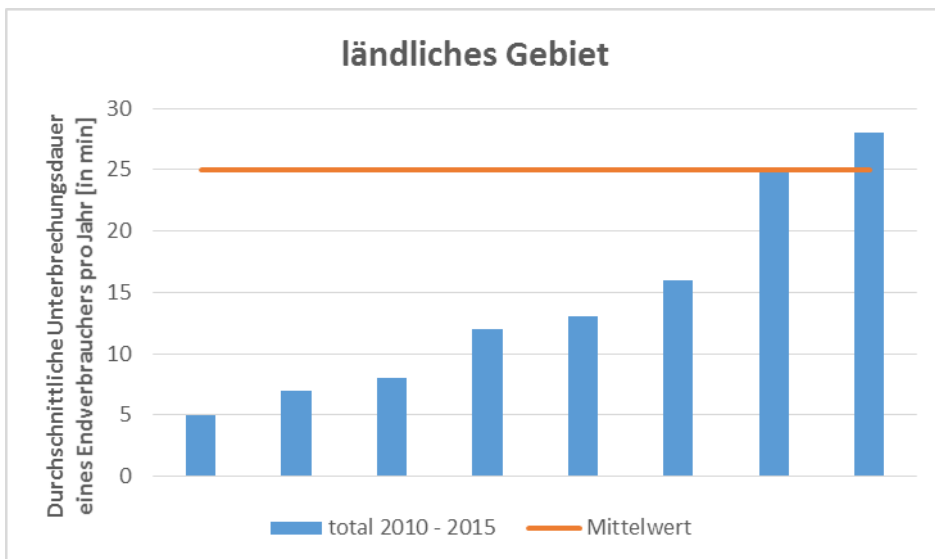
Grafik 13: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



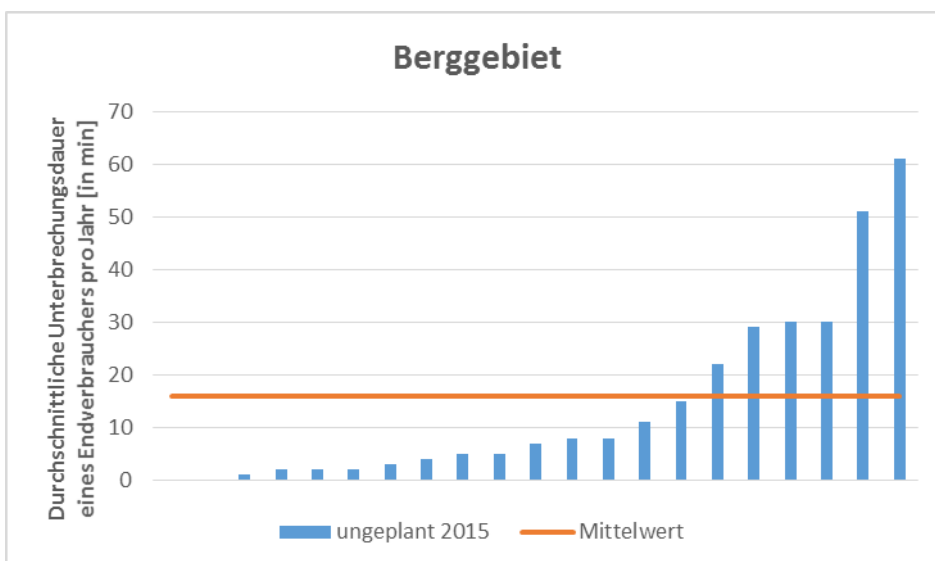
Grafik 14: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



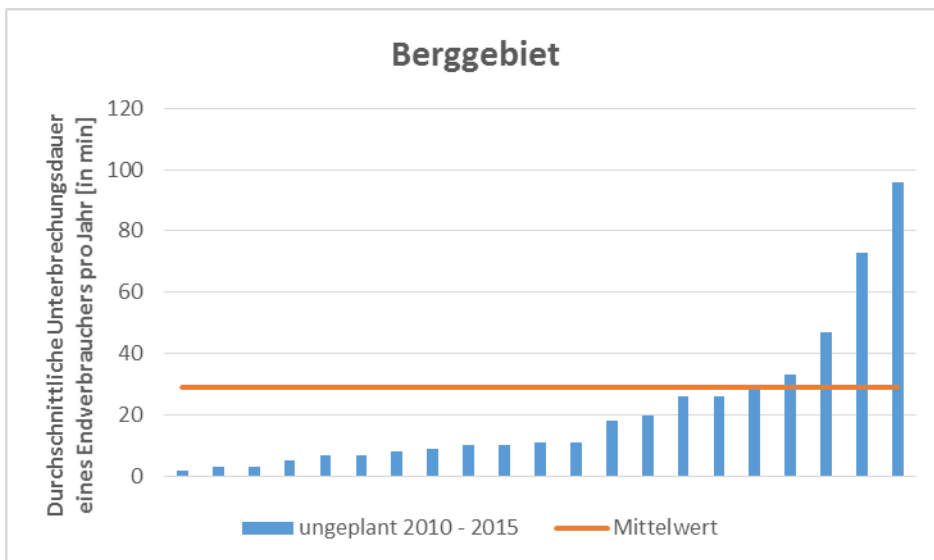
Grafik 15: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2015



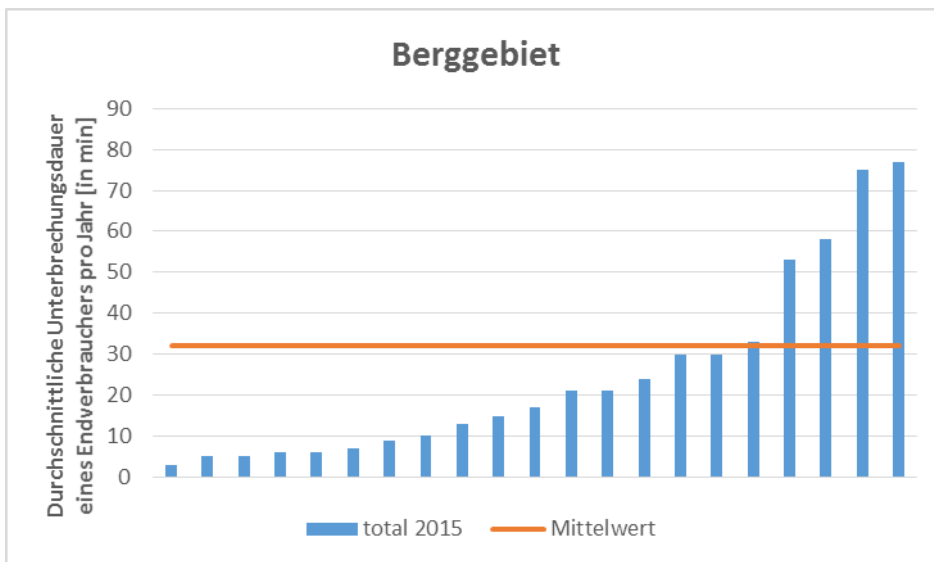
Grafik 16: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



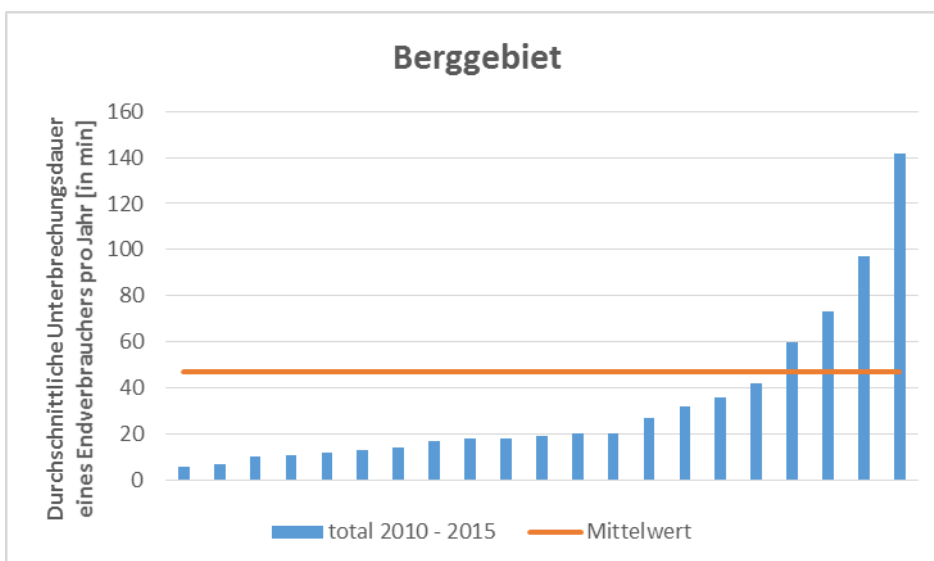
Grafik 17: Berggebiet; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



Grafik 18: Berggebiet; durchschnittliche Dauer der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015

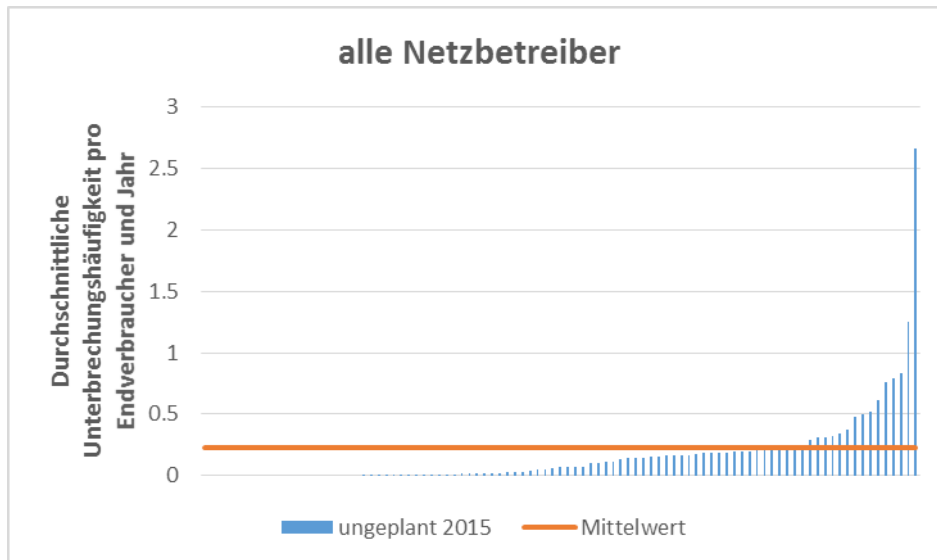


Grafik 19: Berggebiet; durchschnittliche Dauer der **gesamten** der Unterbrechung 2015

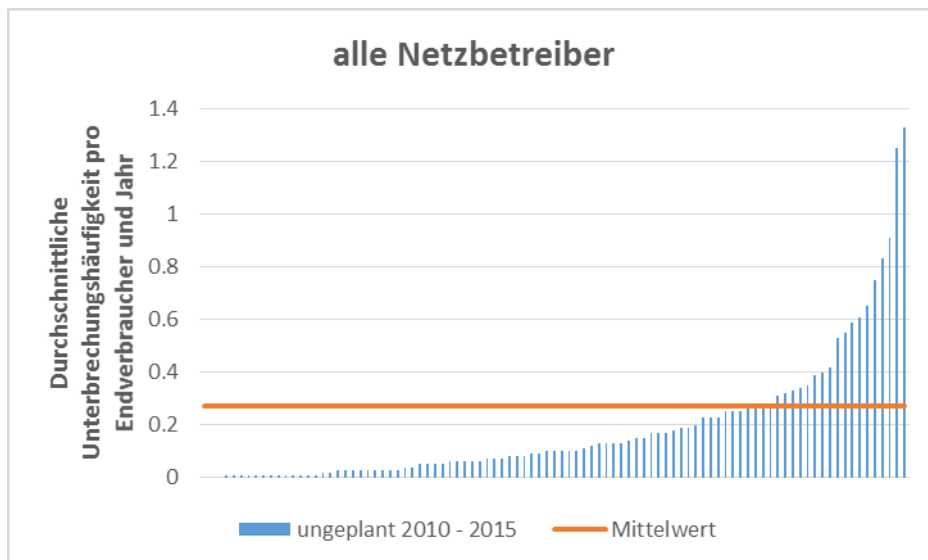


Grafik 20: Berggebiet; durchschnittliche Dauer der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015

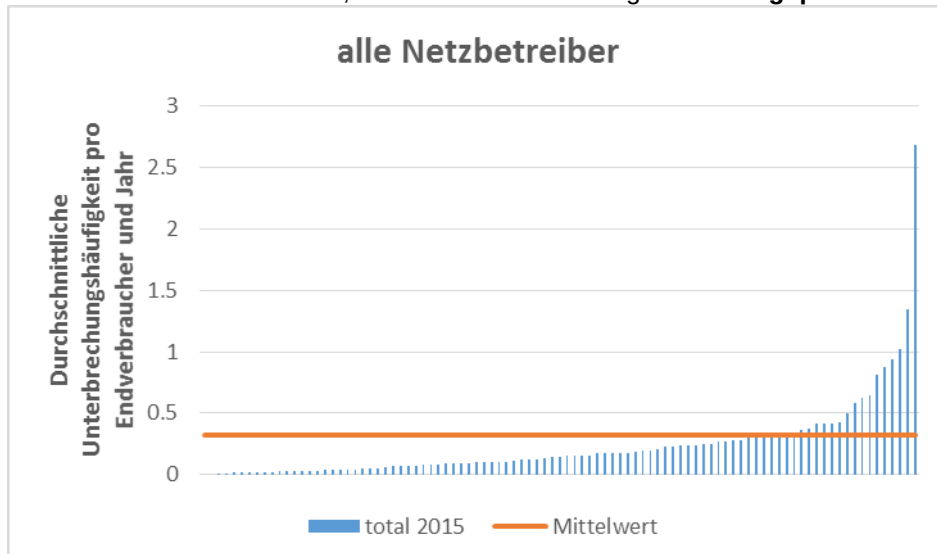
SAIFI: Die SAIFI-Kennzahl (System Average Interruption Frequency Index) beschreibt die durchschnittliche Häufigkeit der Unterbrechung eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers während der Erfassungsperiode.



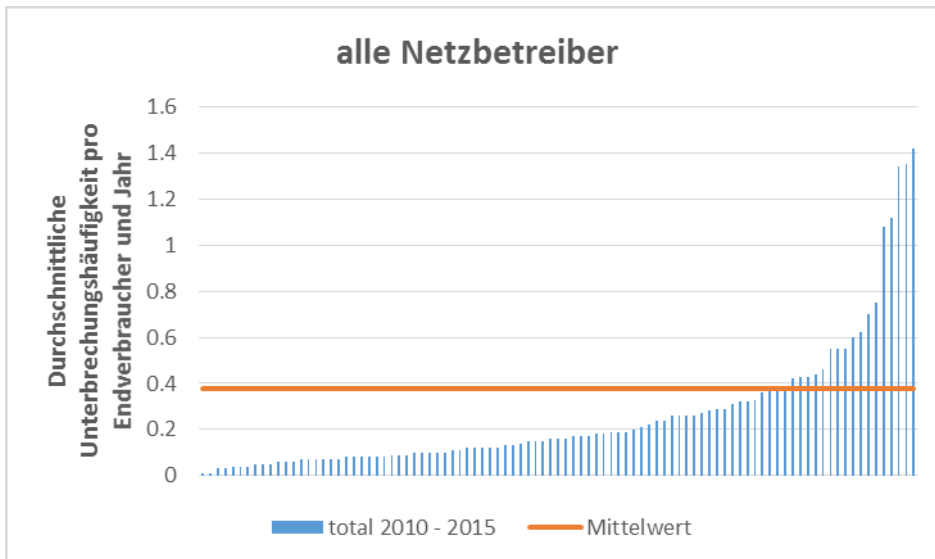
Grafik 21: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



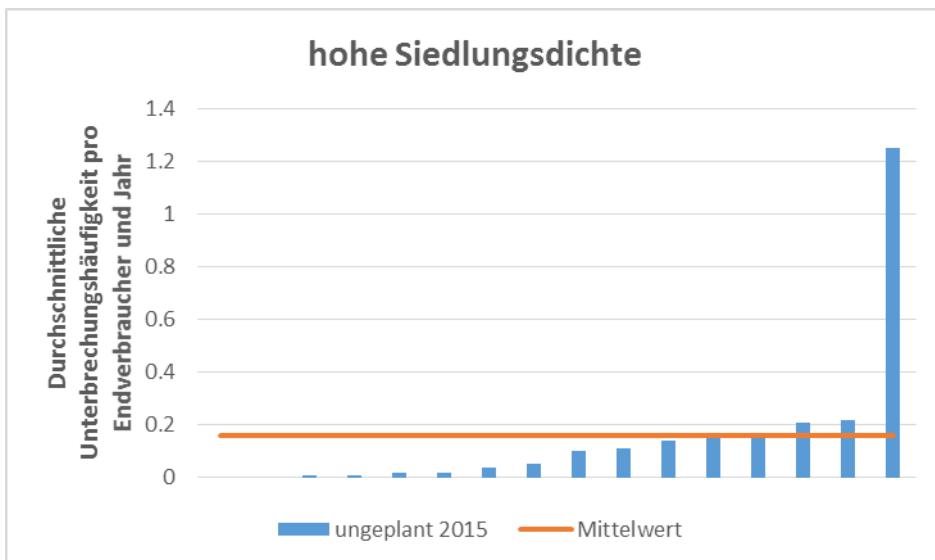
Grafik 22: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



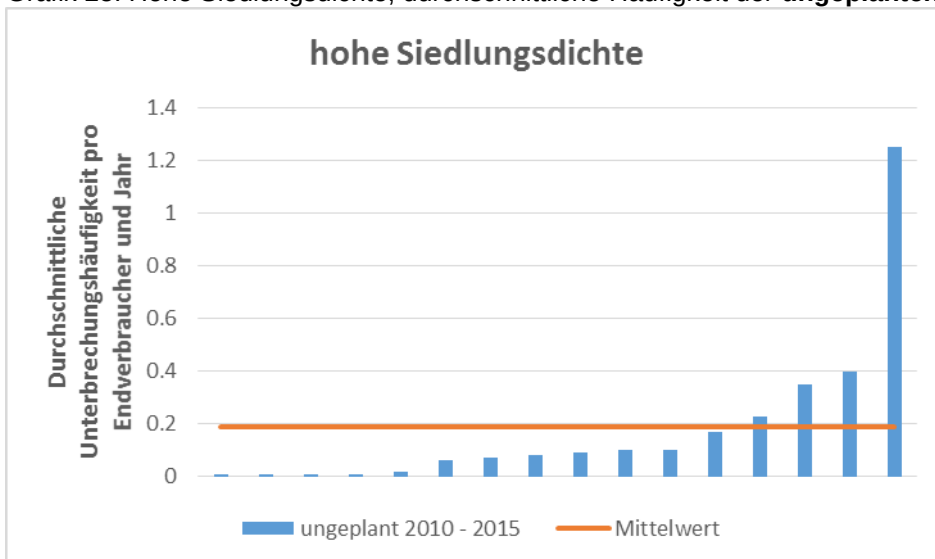
Grafik 23: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2015



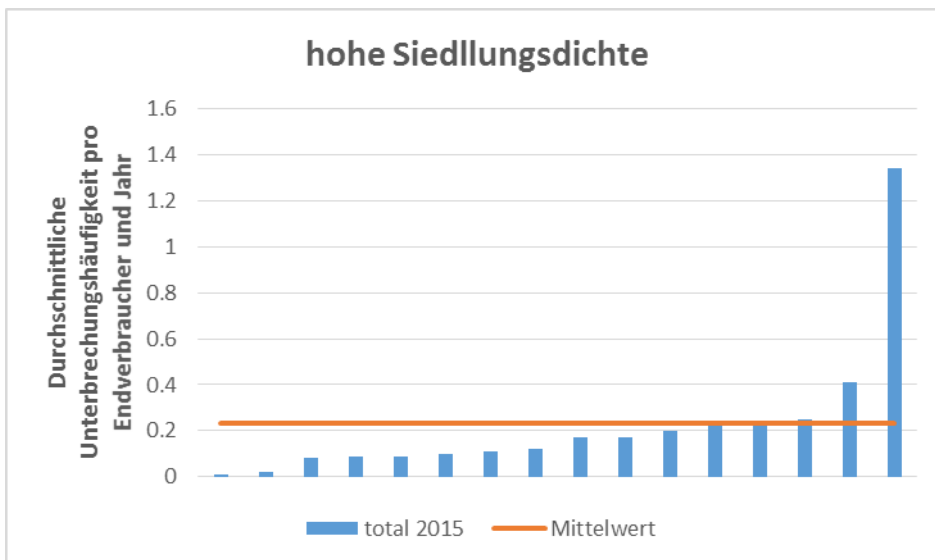
Grafik 24: Alle Netzbetreiber; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



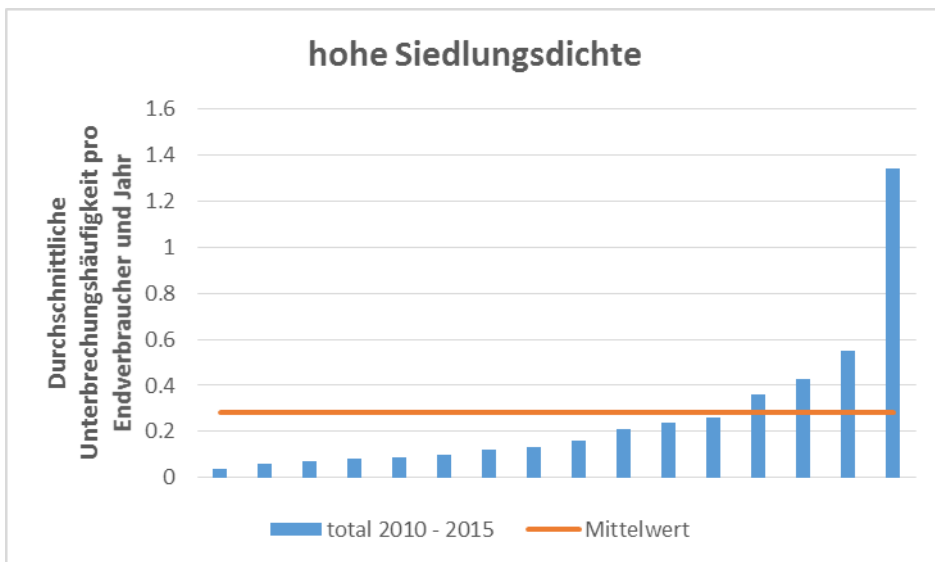
Grafik 25: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



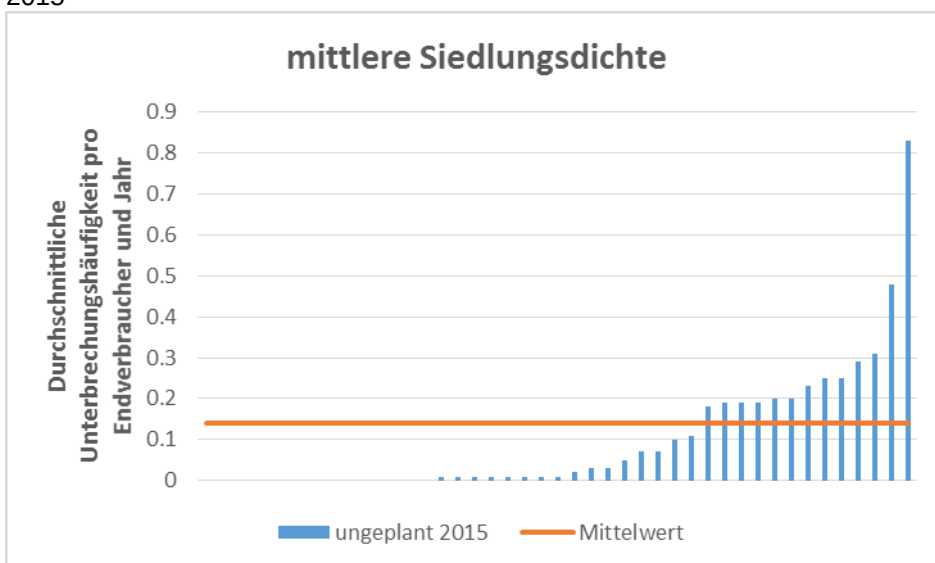
Grafik 26: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



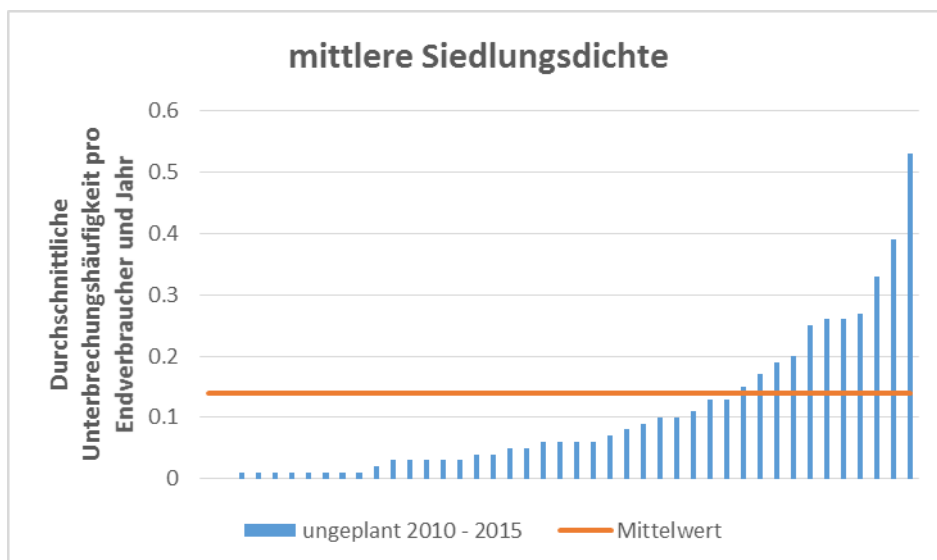
Grafik 27: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2015



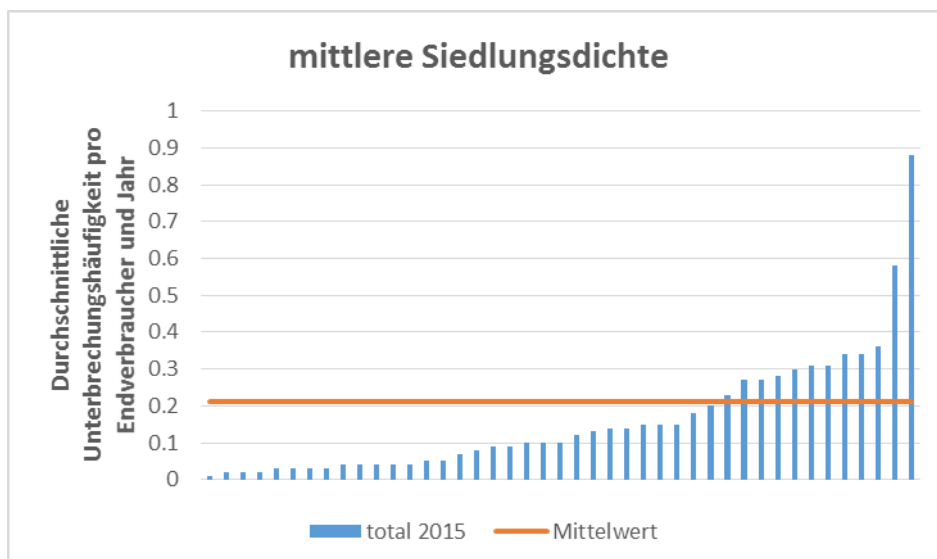
Grafik 28: Hohe Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



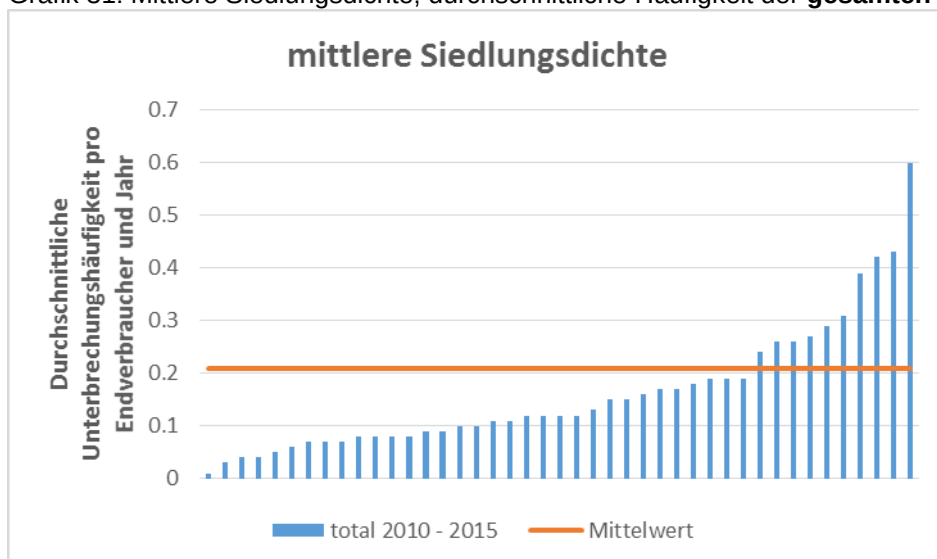
Grafik 29: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



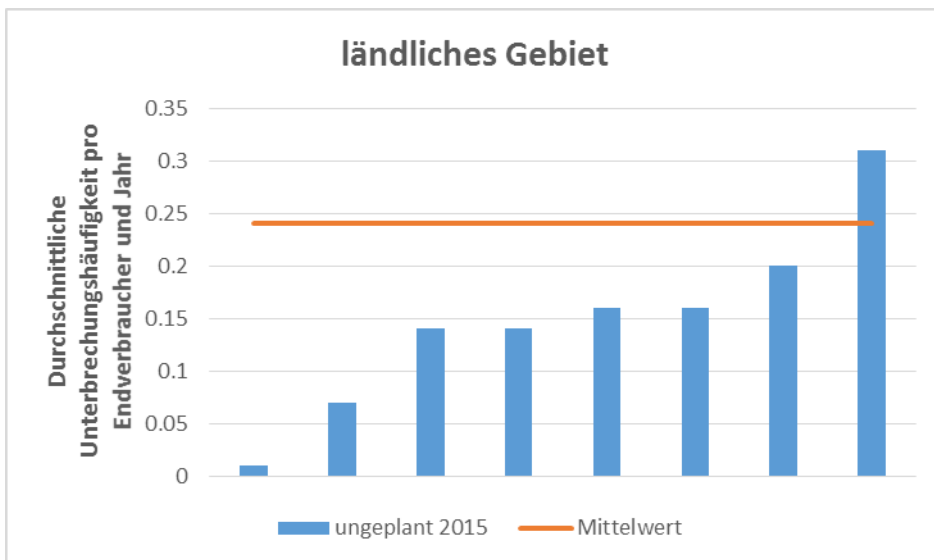
Grafik 30: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



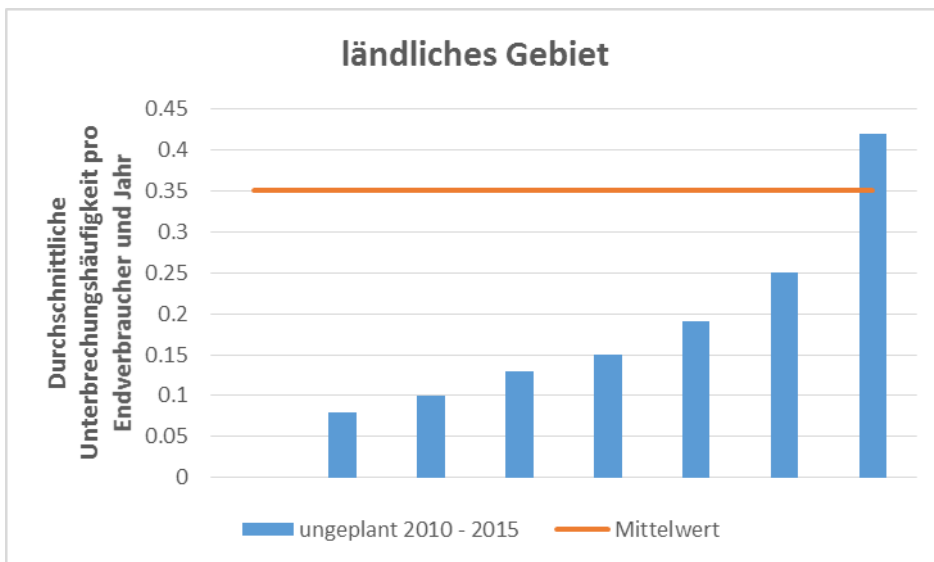
Grafik 31: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2015



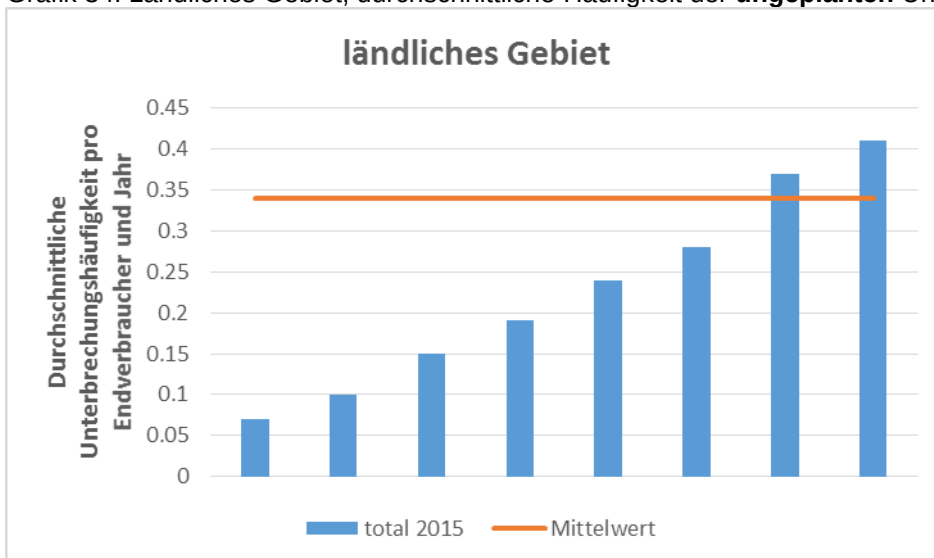
Grafik 32: Mittlere Siedlungsdichte; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



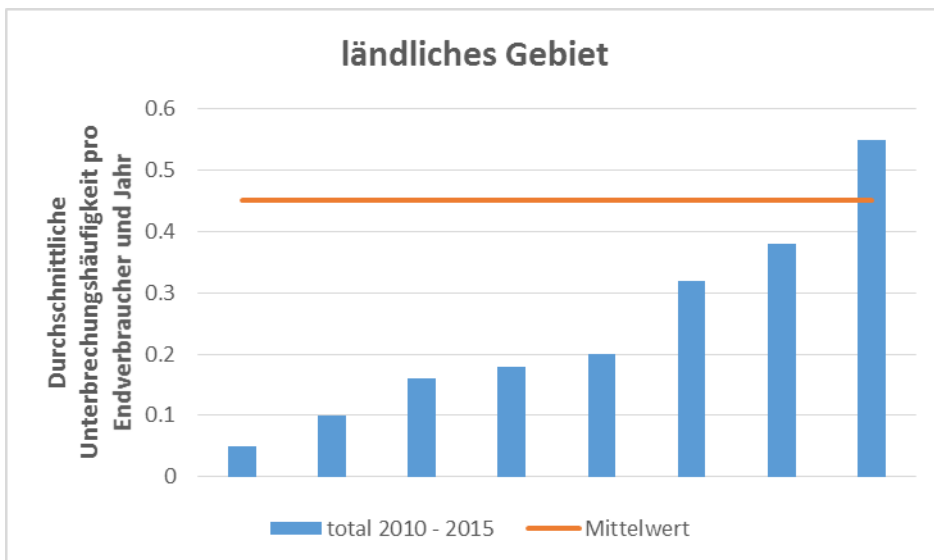
Grafik 33: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



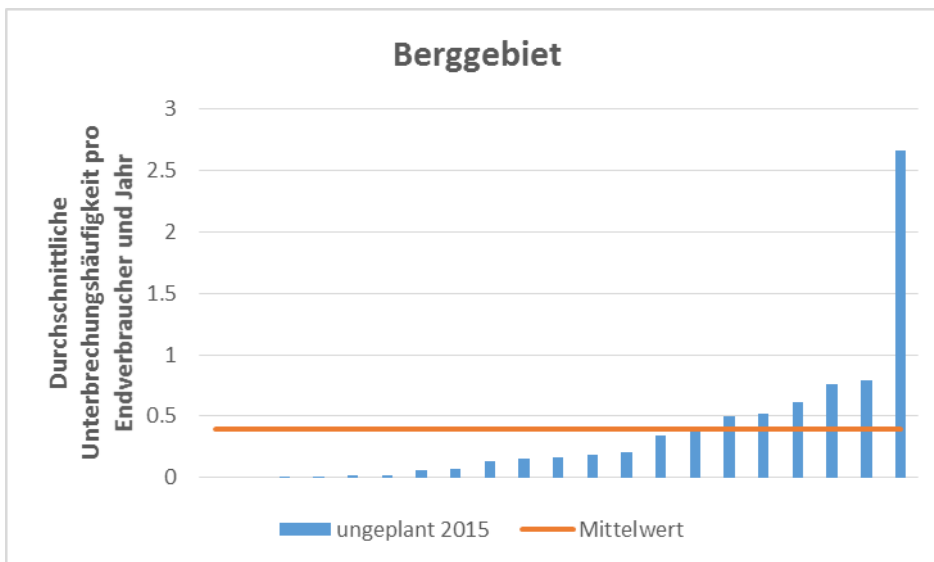
Grafik 34: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



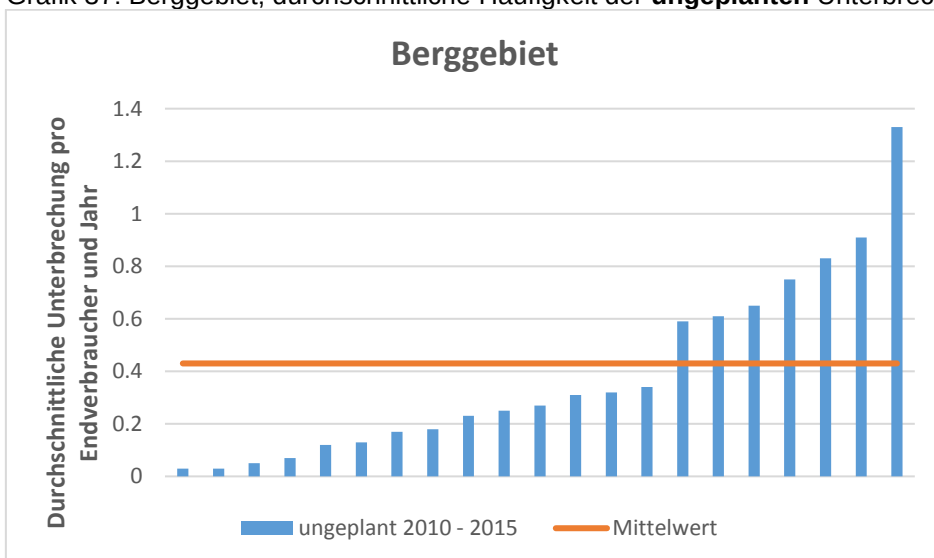
Grafik 35: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2015



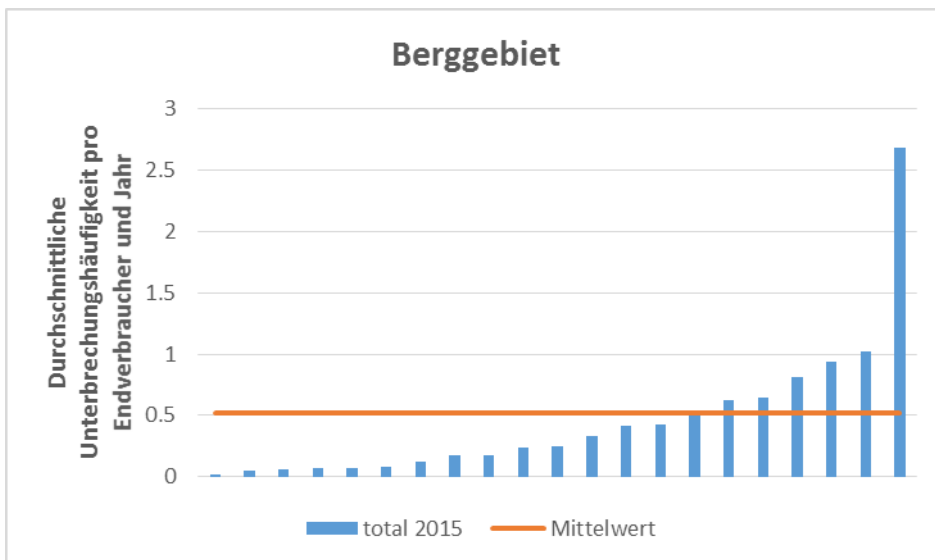
Grafik 36: Ländliches Gebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2010-2015



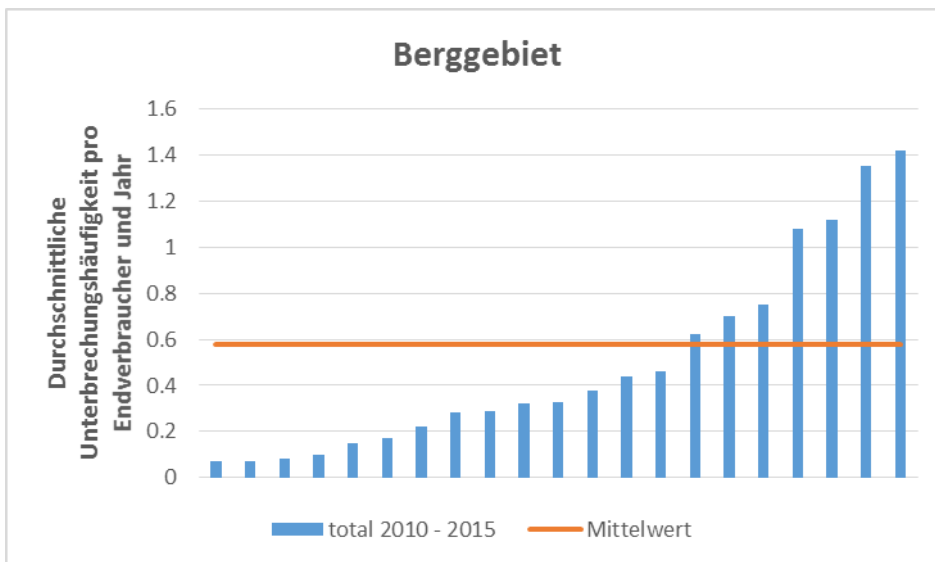
Grafik 37: Berggebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2015



Grafik 38: Berggebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **ungeplanten** Unterbrechung 2010-2015



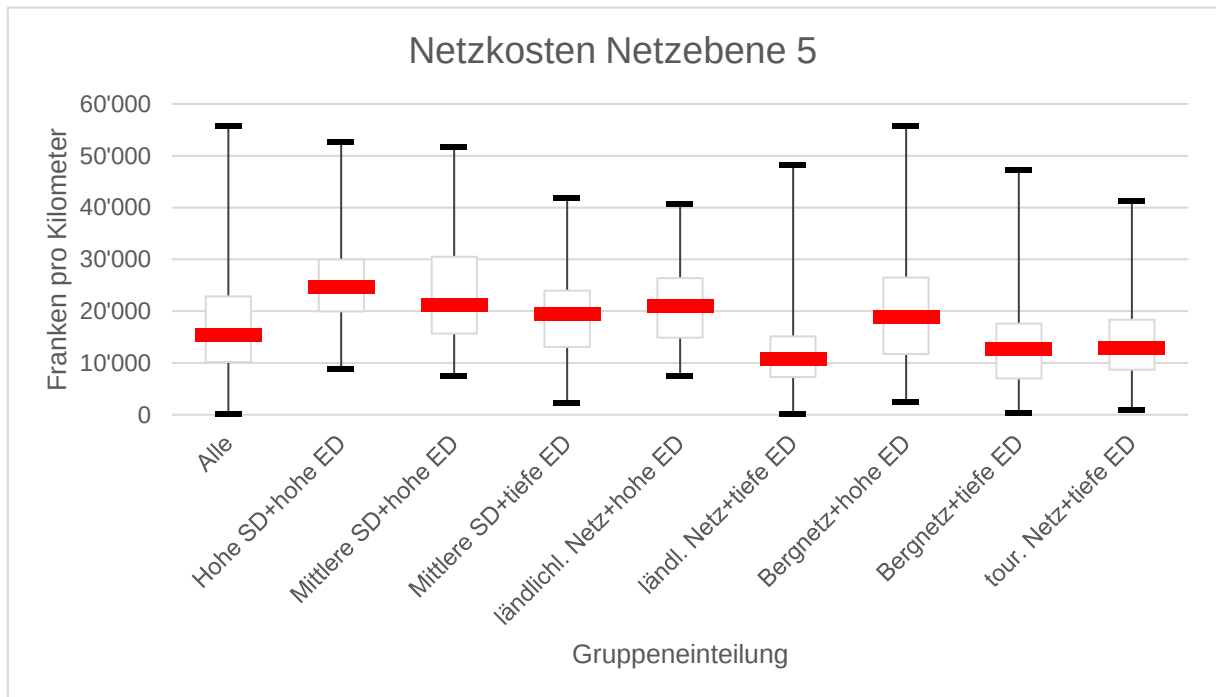
Grafik 39: Berggebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2015



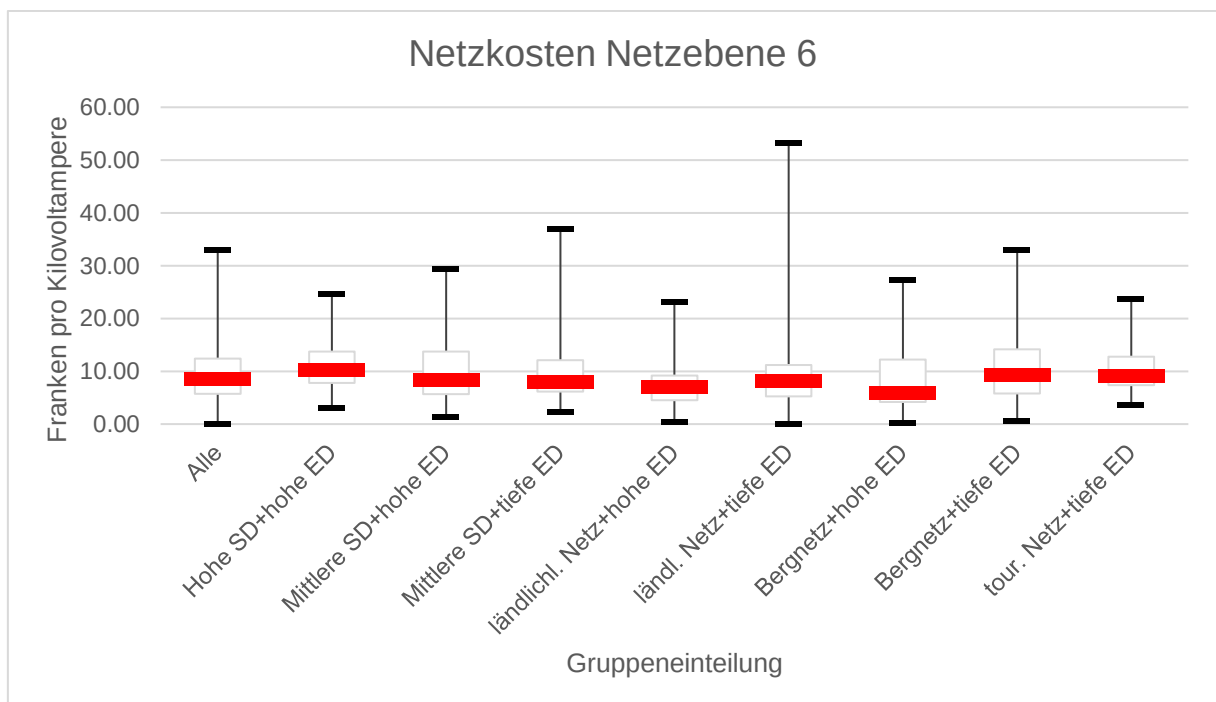
Grafik 40: Berggebiet; durchschnittliche Häufigkeit der **gesamten** Unterbrechung 2010- 2015



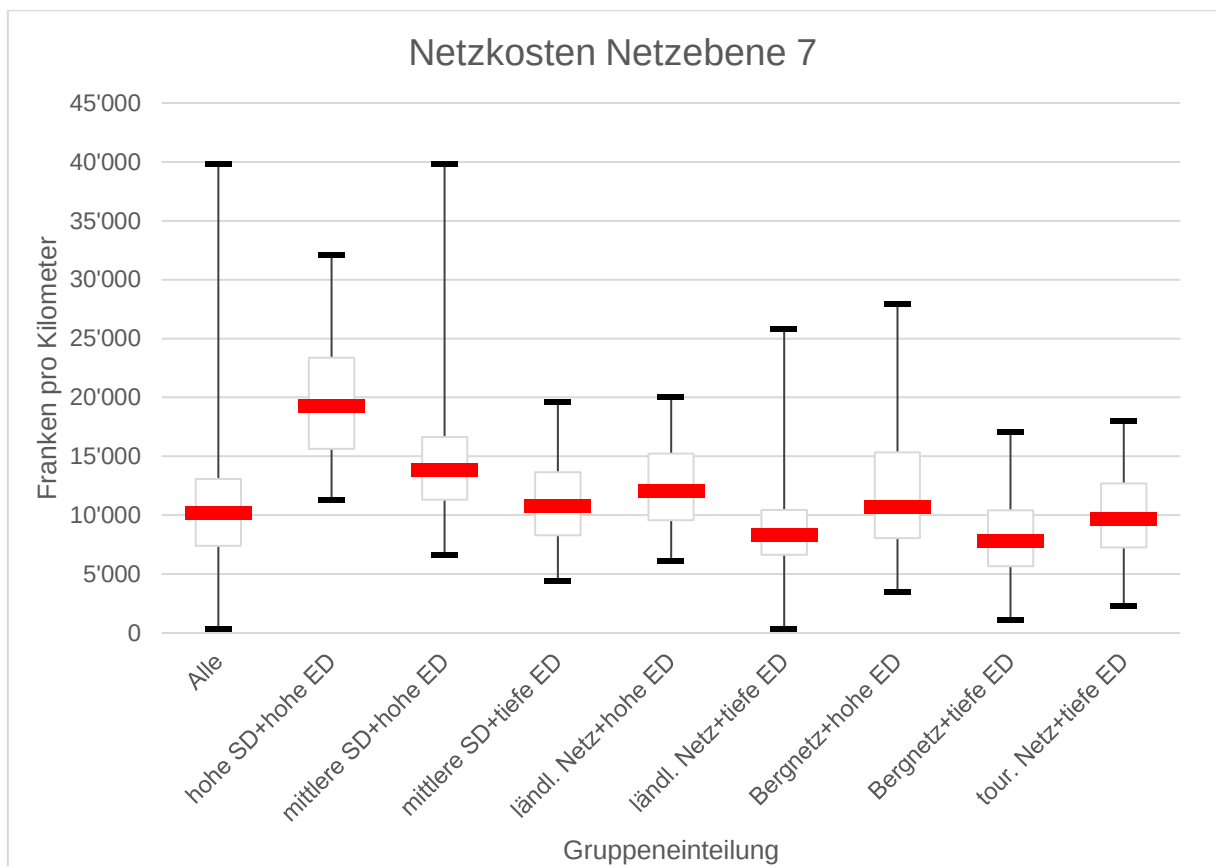
Anhang V: Boxplots für Netzkosten Netzebenen 5, 6 und 7



Boxplot Netzkosten Netzebene 5 (Ein Wert wurde aus der Darstellung ausgeschlossen)



Boxplot Netzkosten Netzebene 6 (Ein Wert wurde aus der Darstellung ausgeschlossen)



Boxplot Netzkosten Netzebene 7 (Zwei Werte wurde aus der Darstellung ausgeschlossen)