



Optionen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung

Diskussion mit der Branche und Bundesnetzagentur

Bonn, 22.07.2019



E-Bridge
Kompetenz in Energie

ZEW
Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH



Agenda

- 1 Grundlagen der Qualitätsregulierung
- 2 Analyse potenzieller Weiterentwicklungen
- 3 Handlungsempfehlungen

Agenda

- 1 Grundlagen der Qualitätsregulierung
- 2 Analyse potenzieller Weiterentwicklungen
- 3 Handlungsempfehlungen

Optimales Qualitätsniveau als Ziel der Netzzuverlässigkeit

- Ziel der Qualitätsregulierung: **Optimalen Qualitätsniveaus**
 - **Direkte Schäden von Versorgungsunterbrechungen (VU) gleichen den Kosten des Netzbetreibers zur Schadensminimierung** bzw. Qualitätssteigerung.
- Bestimmung der individuellen **Zuverlässigkeit eines Netzbetreibers** mit **Qualitätskennzahlen**
- **Monetarisierung** der Kennzahlen durch einen **Qualitätspreis**
- Das Modell des optimalen Niveaus: **Anpassung der Erlöse** entsprechend der Abwägung durch **Bonus/Malus**
- Netzbetreiber evaluiert auf Basis der Erlösanpassung das Ergreifen von **qualitätssteigernden Maßnahmen**



Kosten zur Schadensminimierung bzw. Qualitätssteigerung

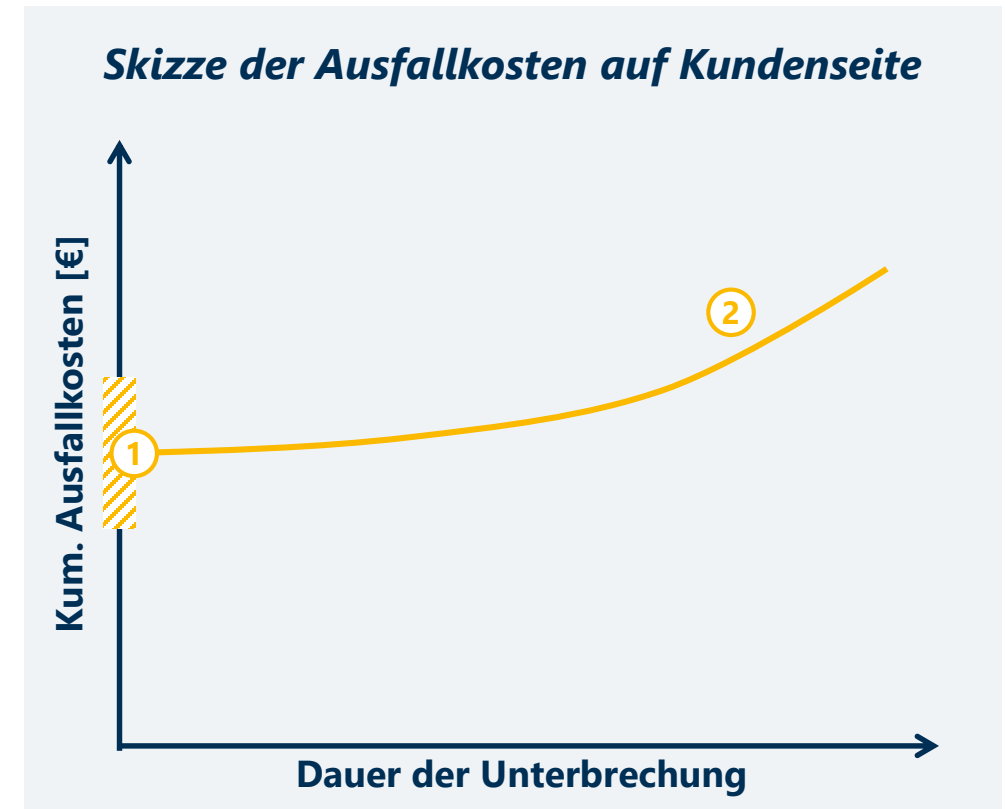


Direkte Schäden der Letztverbraucher durch VU

Individuelle Entscheidung des Netzbetreibers, ob der Nutzen durch die Veränderung des Anreizes (Bonus/Malus) höher ist als die Kosten der Maßnahme.

Theoretische Ausfallkosten durch Unterbrechung der Stromversorgung

- Je **adäquater der Anreiz berechnet** wird, desto besser kann der Netzbetreiber **qualitätssteigende Maßnahmen planen**.
- Für entsprechende Monetarisierung: Möglichst **angenäherte Ermittlung kundenseitiger Kosten**
- In der Theorie können die Kosten in zwei Arten eingeteilt werden:
 - ① **Fixe Kosten** zu Beginn, die bei jedem Auftreten von VU **unabhängig von der Länge** entstehen.
Bsp: Wiederherstellungskosten der Prozesse
 - ② Die **variablen Kosten** sind abhängig von der Dauer einer VU, wobei der spezifische Schaden pro Minute mit **zunehmender Dauer ansteigt**.



Die Differenzierung beider Kostenarten ist im weiteren Verlauf in der Kombination von Qualitätskennzahlen und Monetarisierung entscheidend.

Agenda

1 Grundlagen der Qualitätsregulierung

2 **Analyse potenzieller Weiterentwicklungen**

3 Handlungsempfehlungen

Vorgehen zur Untersuchung potenzieller Weiterentwicklung

1 Entwicklung einer Anreizwirkung



2 Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus



3 Monetäre Bewertung der Unterbrechungen

Vorgehen zur Untersuchung potenzieller Weiterentwicklung

1 Entwicklung einer Anreizwirkung



2 Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus



3 Monetäre Bewertung der Unterbrechungen

Ansätze zur Entwicklung einer Anreizwirkung

Aktueller Ansatz

Systembasierter Ansatz

- **Anpassung der Erlöse des Netzbetreibers** auf Basis eines Anreizes (Bonus/Malus)
 - Erhöhung/Minderung der **Netzentgelte**

- ➔ Entwicklung einer **ganzheitlichen Anreizwirkung**
- ➔ Systematische **Weiterführung** des bisherigen Ansatzes

Kundenbasierter Ansatz

- **Direkte** monetäre Sanktionsmöglichkeit
- Entschädigung der tatsächlich **betroffenen Letztverbraucher**

- ➔ Tatsächliche Anreizwirkung nur bei **adäquater Einpreisung der Schäden**
- ➔ **Hohe Komplexität bei Implementierung** in deutsche Qualitätsregulierung

Transparenz

- **Veröffentlichung** der Qualitätskennzahlen
- **Einordnung der individuellen Werte** notwendig

- ➔ Ruft **keinen Konflikt mit Monetarisierung** hervor
- ➔ **Sinnvoll, wenn Monetarisierung nicht umsetzbar**

Der kundenbasierte Ansatz stellt keine Alternative dar, da eine weitreichende Umstellung der Erlösformel ohne tatsächlichen Mehrwert erforderlich ist. Daher sollte der systembasierte Ansatz beibehalten und um eine Anreizwirkung durch eine transparente Veröffentlichung der Qualitätskennzahlen erweitert werden.

Vorgehen zur Untersuchung potenzieller Weiterentwicklung

1 Entwicklung einer Anreizwirkung



2 Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus



3 Monetäre Bewertung der Unterbrechungen

Anwendung der Qualitätskennzahlen

Aktuelle Kennzahl

SAIDI

- Berechnung der **kumulierten, durchschnittlichen Unterbrechungsdauer** eines im Netz angeschlossenen Letztverbraucher
- Monetäre Bewertung mittels **Anreizrate [€ / Min.]**
- **Ganzheitliche Darstellung** der Zuverlässigkeit

- Erfasst per Definition **keine kurzer Unterbrechungen** (< 3 Minuten)
- Durchschnittwertbildung ermöglicht **keine Berücksichtigung individueller Betroffenheit einzelner LV**
- **Kundendifferenzierung** derzeit nicht umgesetzt



Erfassung kurzer VU

- **Berücksichtigung besonders kurzer Versorgungsunterbrechungen** (< 3 Minuten) in der Erfassungsmethodik der Nichtverfügbarkeit
- **Implementierung der Kennzahl MAIFI** zur Ermittlung der **Häufigkeit kurzer Unterbrechungen**, die durchschnittlich bei einem Letztverbraucher auftreten

CEMI / CELID

- Kennzahlen berücksichtigen die **individuelle Betroffenheit von Unterbrechungen** mit dem Ziel, eine unbewusst **ungleiche Verteilung von Zuverlässigkeitsniveaus zu vermeiden**.
- Erfassung von **besonders langem oder häufigem Auftreten von Unterbrechungen** einzelner Letztverbraucher in Relation zur Gesamtzahl

SAIDI

Differenzierung nach Kundengruppen

- **Anpassung der aktuellen Berechnungsmethodik** für eine differenzierte Anwendung des SAIDIs nach Kundengruppen
- Berücksichtigung der **individuellen Kundenstruktur** und Ermittlung einer spezifischen **Anreizrate je Kundengruppe**

Potenzial zur Weiterentwicklung bietet die Erweiterung der Erfassungsmethodik, die Kombination des SAIDI mit weiteren Kennzahlen sowie eine Differenzierung des SAIDI nach Kundengruppen.

MAIFI – Ermittlung der Häufigkeit besonders kurzer Versorgungsunterbrechungen

Berechnungsformeln

-> Erfassung der kumulierten Häufigkeit von besonders kurzen Versorgungsunterbrechungen (VU) eines durchschnittlichen Letztverbrauchers (LV)

Momentary Average Interruption Frequency Index

$$\frac{\sum \text{Anzahl der kurzzeitigen VU betroffener LV}}{\text{Gesamtzahl angeschlossener LV}}$$

Zeithorizont einer Implementierung

Die Abgrenzung kurzer Unterbrechungen von "Spannungseinbrüchen" durch Betrachtung des Netzzustands nach Ende aller Automaten im Netz wird **bereits im Rahmen der FNN-Verfügbarkeitsstatistik angewendet**. Eine flächendeckende Umstellung erfordert **zusätzliche technische Anpassungen in der Erfassungsmethodik** einiger Netzbetreiber.

🕒 ~2 Jahre



- Anhand des MAIFI können kurze Unterbrechungen erfasst werden, was bislang nicht Teil des Regulierungsrahmens war.
- Schon kurze Unterbrechungen können beachtliche Schäden bei Letztverbrauchern verursachen. Daher kann der MAIFI das Spektrum der Qualitätsregulierung insgesamt erweitern.



- Die notwendigen technischen Anpassungen sind mit Aufwand seitens der Netzbetreiber verbunden, sodass eine Abwägung der Kosten und Nutzens erforderlich ist.
- Kennzahl erfasst ausschließlich kurze Unterbrechungen, sodass ausschließlich eine komplementäre Verwendung der Kennzahl möglich ist.

Mit der Erfassung des MAIFI können kurze Unterbrechungen berücksichtigt. Eine explizite monetäre Bewertung ist auf Basis des aktuellen Ansatzes allerdings nicht umsetzbar. Bevorzugt wird eine transparente Darstellung der Häufigkeit.

Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen (VU) – Abgrenzung zur Spannungsqualität

Abgrenzungsaufgabe

- **Erfassungserfordernis auch kurzer VU**, da potenzielle Schäden bei Letztverbrauchern auf bei VU < 3 min
- Aber **Abgrenzung** zum Spannungs(Produkt)-Qualitätsmerkmal „**kurzzeitige Spannungseinbrüche**“ (Dips)

Erfassungsaspekte

- **Erfassung mit vorhandenen** Werkzeugen (GIS, Leitsystem, Netzpläne, u.Ä.) direkt **umsetzbar**, wenn betroffene Letztverbraucher aus abgeschalteten Netzteilen **netztopologisch ermittelt** werden können
- **Erfassung Restspannungen** / Dips **erfordert** hinreichend **flächendeckende hochauflösende Messungen** (zudem aufgrund immer vorhandener Entladungs-/Beeinflussungsvorgänge unpraktikabel)

Diskussion und Abwägung

- Maßnahmen wie **automatische Wiedereinschaltungen (AWE)** mit **üblichen Pausenzeiten bis 3s** sowie **automatische Umschaltungen (Dauer auch länger möglich)** sollen **lange VU verhindern**
 - **Aus Letztverbrauchersicht aber Dauer** über Dip-Abgrenzung hinaus **in weitem Bereich unerheblich**, da gleiche Wirkung
- **Empfehlung zur Erfassung von VU ab Dauern von 3s**

CEMI / CELID – Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus

Berechnungsformeln

-> Erfassung besonders häufig oder lange von Versorgungsunterbrechungen (VU) betroffener Letztverbraucher (LV) im Verhältnis zur Gesamtzahl

$$\frac{\text{Customers Experiencing Multiple Interruptions}}{\frac{\text{Gesamtzahl der von } n \text{ oder mehr anhaltenden VU betroffener LV}}{\text{Gesamtzahl angeschlossener LV}}}$$

$$\frac{\text{Customers Experiencing Long Interruption Durations}}{\frac{\text{Gesamtzahl von } S(T) \text{ oder länger andauernden VU betroffener LV}}{\text{Gesamtzahl angeschlossener LV}}}$$

Zeithorizont einer Implementierung

Die Erfassung der Zuverlässigkeitsunterschiede setzt voraus, dass **Unterbrechungen letztverbraucherscharf zugeordnet** werden können. Dadurch kann pro Anschluss die Überschreitung der Schwellenwerte identifiziert werden. Weiterhin muss eine **Definition der Schwellenwerte** erfolgen.

🕒 ~5 Jahre



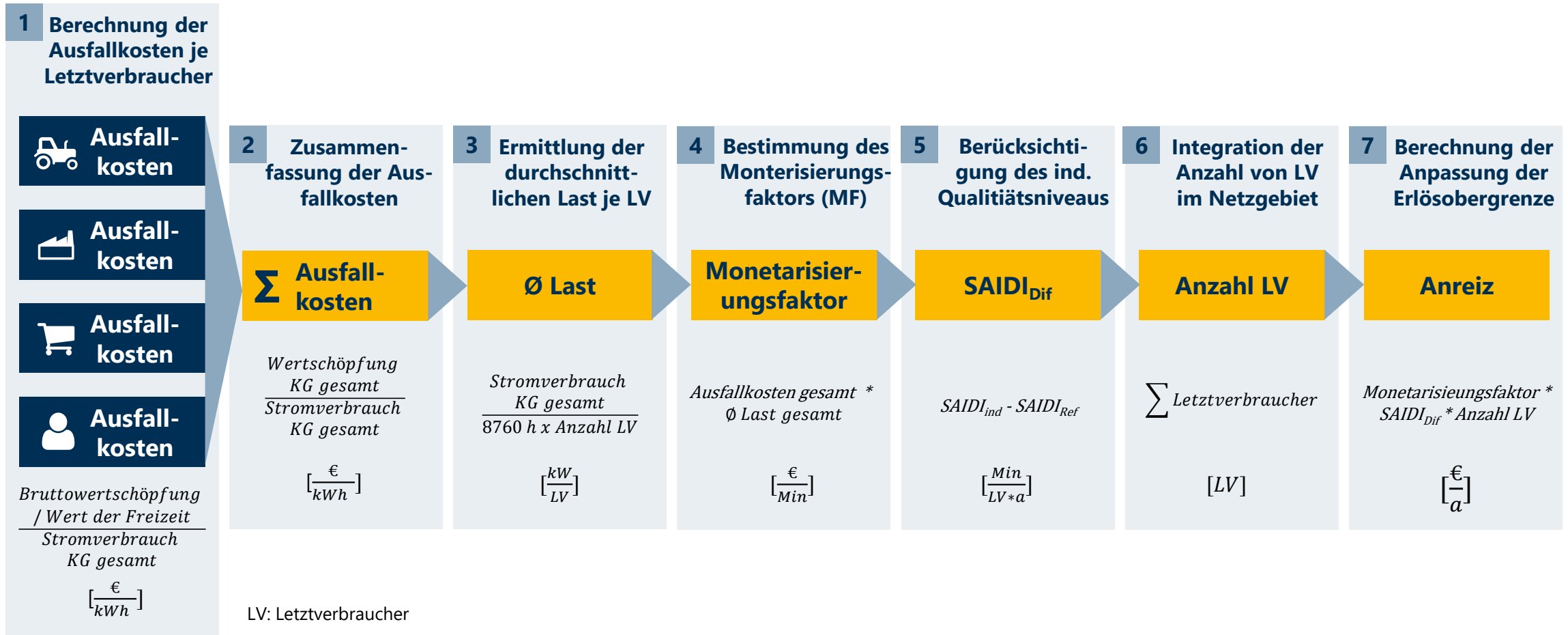
- Die Kennzahlen identifizieren Unterschiede des Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebiets.
- Die Integration der Kennzahlen vervollständigt daher die Kennzahl SAIDI im systembasierten Ansatz, der von einem gleichen Zuverlässigkeitsniveau innerhalb des Netzgebiets ausgeht.



- Die Definition der Schwellenwerte erfordert die Bestimmung eines „akzeptablen“ Zuverlässigkeitsniveaus, was nicht als trivial angesehen werden kann.
- Eine monetäre Bewertung der Kennzahlen ist nicht darstellbar, da die Bestimmung eines monetären Werts unterschiedlicher Versorgungsqualität nicht möglich ist.

Die Erweiterung des SAIDI im systembasierten Ansatz durch Kennzahlen CEMI/CELID erscheint in der Theorie zweckmäßig, sodass eine weitere Abwägung der Kosten/Nutzen sinnvoll ist. Eine monetäre Erfassung ist nicht möglich.

Aktueller Ansatz zur Monetarisierung von Versorgungsunterbrechungen



Chancen einer differenzierten Betrachtung der Kundengruppen

Vorteile einer Differenzierung

- 1) Berücksichtigung der **individuellen Kundenstruktur** eines Netzbetreibers
- 2) Berücksichtigung **unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus** zwischen Kundengruppen möglich
- 3) Abbildung der **kundengruppenspezifischen Ausfallkosten** möglich

➔ **Adäquatere Grundlage** zur Evaluierung qualitätssteigernder Maßnahmen

Notwendige nächste Schritte

- 1) **Gruppierung der Kunden** und Verknüpfung mit geeigneter Datengrundlage
 - Sinnvolle Aufteilung der Kunden in Gruppen
 - Bestimmung einer geeigneten Datengrundlage
 - Abgleich mit Einteilung der Gruppen
 - Abgrenzung von Hoch- und Höchstspannung
- 2) **Letztverbraucherscharfe Zuordnung** in Gruppen sowie eine Erfassung der **Strukturen der untergelagerten LV** auf MS-Ebene
- 3) **Implementierung und Evaluierung** der differenzierten Erfassungsmethodik

🕒 >5 Jahre

Ausgewählte Qualitätsregulierungen mit differenzierten Kundengruppen



6 Kundengruppen

Haushalte, Industrie, Schwerindustrie, Gewerbe, Landwirtschaft, öffentliche Dienstleistungen



5 Kundengruppen

Haushalte, Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft, öffentliche Dienstleistungen



2 Kundengruppen



Haushalte, Gewerbe / Industrie

Vorgehen zur Untersuchung potenzieller Weiterentwicklung

1 Entwicklung einer Anreizwirkung



2 Berechnung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus



3 Monetäre Bewertung der Unterbrechungen

Ansätze zur Monetarisierung der Ausfallkosten

Aktueller Ansatz	Indirekter analytischer Ansatz	<ul style="list-style-type: none">▪ Makroökonomischen Ansatz (Industrie/ Gewerbe/Landwirtschaft)▪ Bestimmung des Wertes der Freizeit von Haushaltskunden	<ul style="list-style-type: none">➔ Einfach zugänglich und objektive Datengrundlage.➔ Differenzierung nach fixen und variablen Kosten nicht möglich
	Kundenumfrage	<ul style="list-style-type: none">▪ Direkte Befragung der von Unterbrechungen betroffenen LV▪ Differenzierte Bestimmung der Ausfallkosten möglich	<ul style="list-style-type: none">➔ Aussagekräftiges Ergebnis erfordert hohen Aufwand➔ Durchführung gegenwärtig von BNetzA nicht vorgesehen
	Internationaler Vergleich der Ausfallkosten	<ul style="list-style-type: none">▪ Vergleich der Monetarisierungsergebnisse internationaler Qualitätsregulierungen	<ul style="list-style-type: none">➔ Differenzierung verschiedener Kosten prinzipiell möglich➔ Fehler und Ungenauigkeiten werden übernommen
	Analyse eines Fallbeispiels	<ul style="list-style-type: none">▪ Abbildung der nicht gelieferten Leistung bzw. Energiemenge▪ Detailtiefe steigt mit Anzahl der verwendeten Referenzprofile	<ul style="list-style-type: none">➔ Kostenerfassung auf Basis tatsächlicher Erfahrungen➔ Übertragbarkeit / Analogie gering

Eine Alternative zum analytischen Ansatz bietet nur die Kundenumfrage, deren Durchführung aufgrund des hohen Aufwands derzeit nicht sinnvoll erscheint. Vielmehr sollte der analytische Ansatz weiterentwickelt werden (FGH/ZEW).

Agenda

- 1 Einführung
- 2 Grundlagen der Qualitätsregulierung
- 3 Analyse potentieller Weiterentwicklungen
 - 3.1 Kennzahlen

3.2 Abbildung struktureller Merkmale

- a Ingenieurstechnische Analyse
 - b Empirische Analyse
- 4 Handlungsempfehlungen

Agenda

- 1 Einführung
- 2 Grundlagen der Qualitätsregulierung
- 3 Analyse potentieller Weiterentwicklungen
 - 3.1 Kennzahlen
 - 3.2 Abbildung struktureller Merkmale

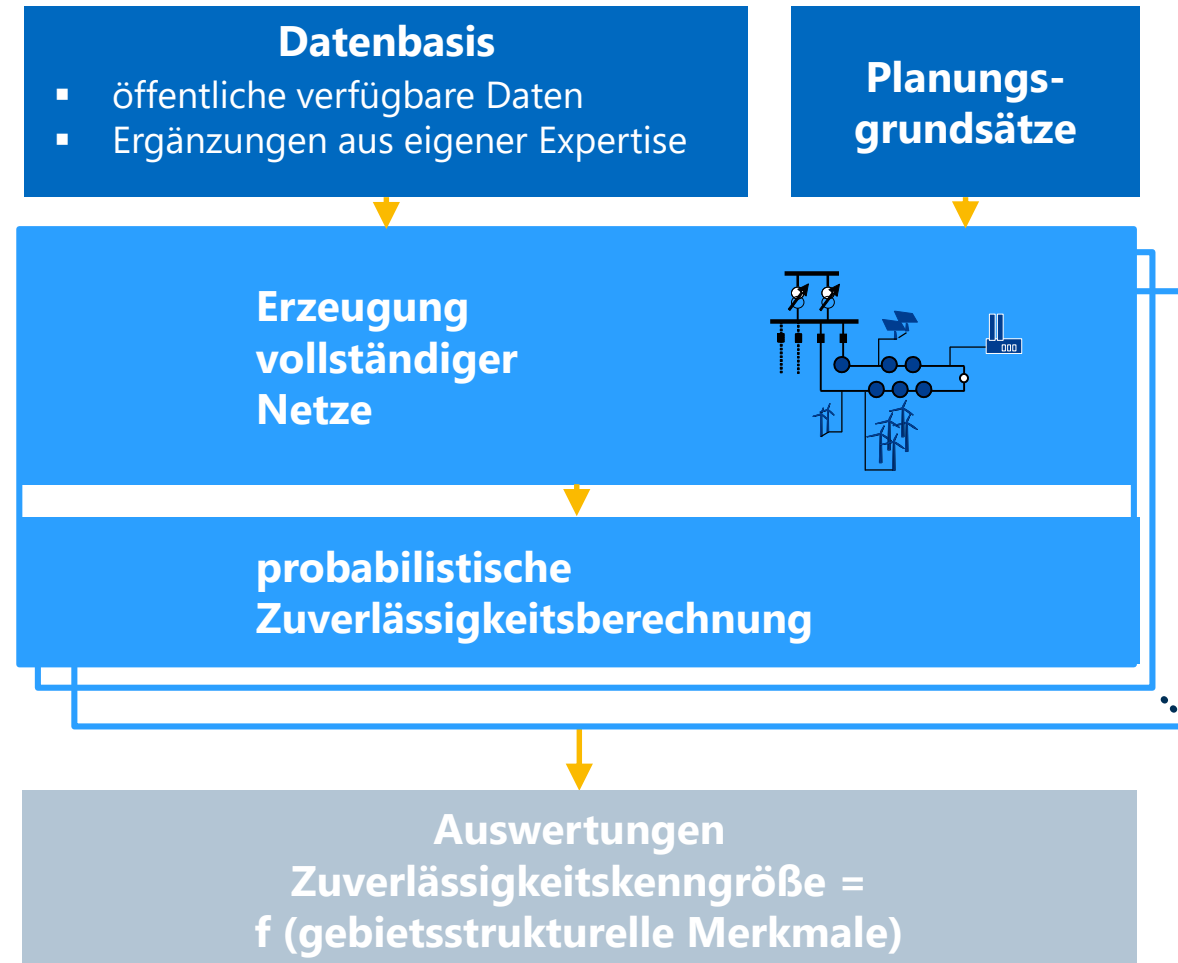
a Ingenieurtechnische Analyse

b Empirische Analyse

- 4 Handlungsempfehlungen

Untersuchung gebietsstruktureller Merkmale: Zielstellung und grundsätzliches Vorgehen

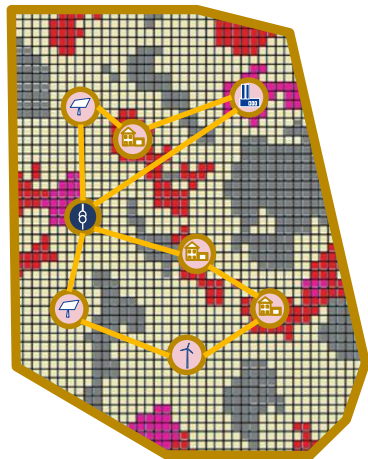
- für Referenzfunktion
Zuverlässigkeitskenngröße = f (gebietsstrukturelle Merkmale)
aus mathematisch-statistischer Analyse
 - **Validierung**
 - Vorgabe **sinnvoller Funktionsverläufe bzw. Modellansätze**
- ➔ **Steigerung der Akzeptanz der Methode**
- Hier: Anwendung der sogenannten „Referenznetzanalyse“, d.h. **Erzeugung vollständiger Netze mit Netzgeneratoren**
 - Abdeckung der **Bandbreite** heutiger MS- und NS-Netze in Deutschland
 - **probabilistische Zuverlässigkeitsberechnungen** auf Basis von betriebsmittelbezogenen Zuverlässigkeitskennwerten aus der FNN-Statistik
 - Abbildung **unterschiedlicher Planungsgrundsätze**
 - **getrenntes Vorgehen für MS- und NS-Netze** aufgrund unterschiedlicher Modellierungsansätze, die wiederum auf unterschiedlicher verfügbarer Datenbasis beruhen



Vorgehen für die Spannungsebenen

Mittelspannung

- Nutzung CORINE Land Cover Daten zur Flächennutzung
- ➔ Verteilung der Netznutzung
- Mit Daten aus Zensus 2011, EEG-Anlagenregister und Open-Street-Map sowie eigenen Kundenmodellen Abbildung von Verteilung und Höhe von Last und Erzeugung
- Lage der HS-MS-Umspannstation aus Open-Street-Map, auf der Basis Voronoi-Zerlegung Bild von MS-Netzbereichen
- ➔ Erzeugung von offen betriebenen MS-Ringnetzen mittels Capacitated-Vehicle-Routing-Optimierungsalgorithmus



Beispielhaftes Netzgebiet

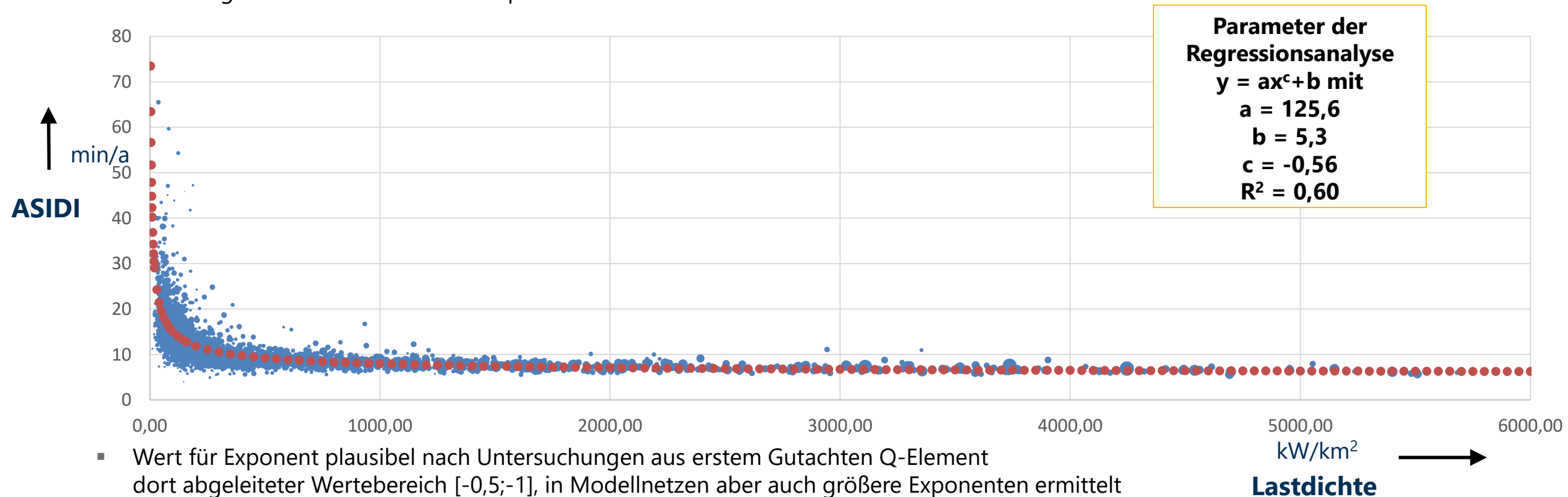
- Städtische Prägung
- Industrie- und Gewerbeflächen
- Ackerland / Unbebaut
- Sonstiges

Niederspannung

- Aufteilung in 9 Netzklassen
 - Angelehnt an Diss. Scheffler, Uni Chemnitz sowie eigene Analysen
- Netzparameter (Ø-Leitungslänge, Kabelanteil, Haushaltszahl, Last etc.) liegen abhängig der Netzklasse in Form von Verteilungsfunktionen vor (eigene Auswertungen).
- Nutzung eigener Kundenmodelle
- NS-Netzklassen beinhalten keine Angaben zu versorgten Flächen.
 - Nutzung hochauflöser Zensusdaten zur Aufteilung von Bevölkerungszahlen auf Raster aus Corine Land Cover Daten
 - Rasterflächen als Näherung für versorgte Fläche
 - Zuordnung zu NS-Netztypen über Bevölkerungszahl

ASIDI in Abhängigkeit von der Lastdichte

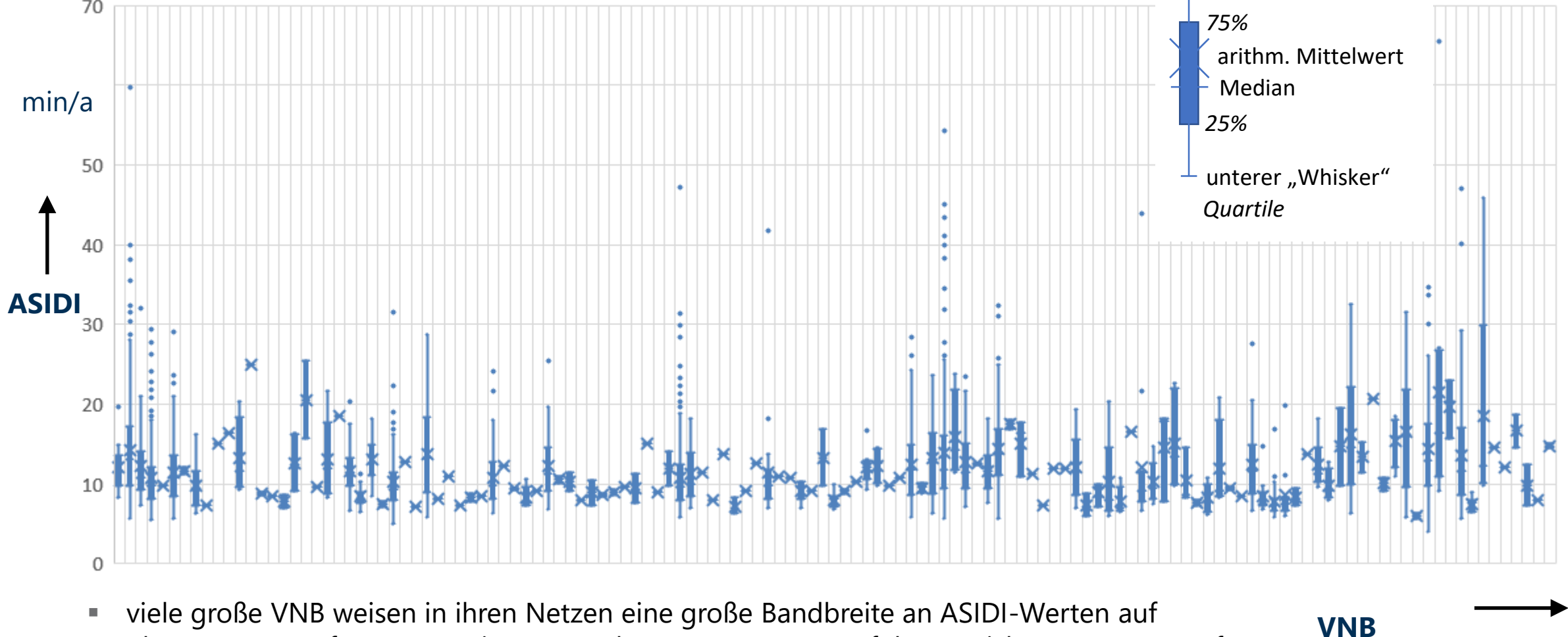
- Repräsentativität durch 3000 MS-Netze von etwa 4500 in D existenten
- verfahrensbedingt nur stochastische Versorgungsunterbrechungen
- Gewichtung mit Jahreshöchstlast als Äquivalent für Letztverbraucheranzahl



- Wert für Exponent plausibel nach Untersuchungen aus erstem Gutachten Q-Element dort abgeleiteter Wertebereich $[-0,5;-1]$, in Modellnetzen aber auch größere Exponenten ermittelt
- Größere Streuung im Bereich kleiner Lastdichten

ASIDI-Bandbreite für 132 (fiktive) Verteilnetzbetreiber

▪ Zuordnung der generischen Netze über geographische Lage des Netzgebiets

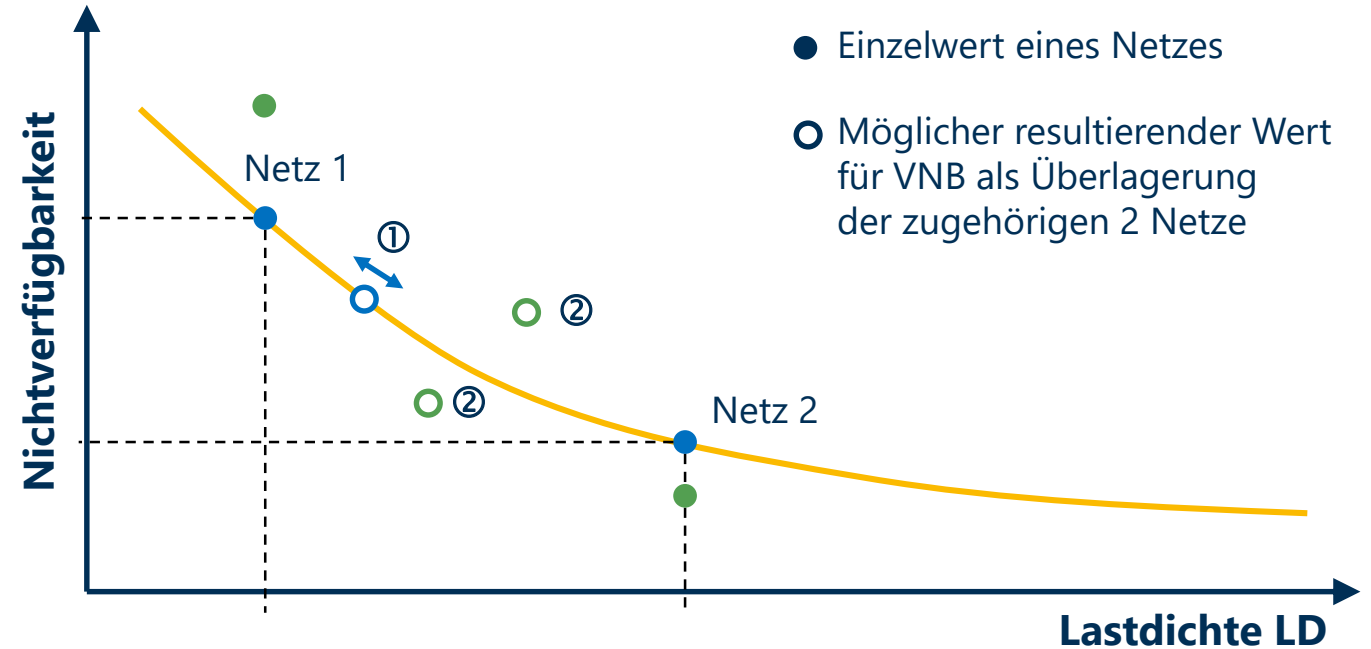


- viele große VNB weisen in ihren Netzen eine große Bandbreite an ASIDI-Werten auf
 - über Zusammenfassung zu einem VNB-bezogenen Werte erfolgt gewichtete Zusammenfassung
- ➔ bei nichtlinearer Regressionsfunktion kann dies zu Verzerrungen führen

Einfluss der Zusammenfassung zu netzbetreiberbezogenen Datenpunkten

Resultierender Datenpunkt bei Zusammenfassung von mehreren Netzen von vielen Faktoren abhängig

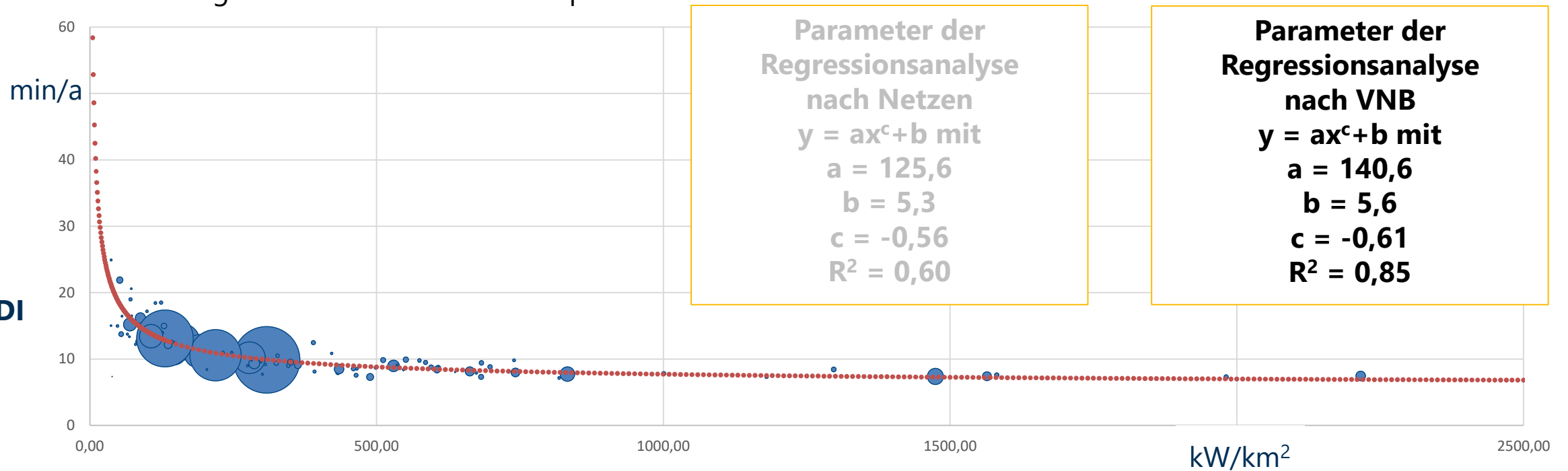
- Verhältnis der einzelnen Qualitätskennzahlwerte
- Verhältnis der Lastdichten
- Verhältnis Nenner in Nichtverfügbarkeit (Anzahl LV, inst. S_r)
- Verhältnis des Nenners zu Jahreshöchstlast (JHL)



- ➔ nur im Spezialfall ① (Referenzfunktion proportional $1/LD$, $JHL = \text{const} \cdot \text{inst. } S_r$) liegt gewichteter Mittelwert auch auf Referenzfunktionsverlauf (Fall ①)
- ➔ in allen anderen Fällen (②) Abweichungen
- ➔ „Zufälligkeit“ der Wirkung der Zusammenfassung der Netze eines Netzbetreibers

ASIDI in Abhängigkeit von der Lastdichte

- Zusammenfassung zu 132 (fiktiven) Verteilnetzbetreibern
- verfahrensbedingt nur stochastische Versorgungsunterbrechungen
- Gewichtung mit Jahreshöchstlast als Äquivalent für Letztverbraucheranzahl



Änderung der Regressionsfunktion nach Zusammenfassung der Netze eines VNB
Unterschiede der Regressionsfunktion im relevanten Lastdichtebereich < 1min/a
→ Einführung netzbezogener Erfassung zu diskutieren

Pro und Contra netzbezogener Erfassung

Pro

- Vermeidung möglicher Verzerrungen durch Zusammenfassung zu VNB-Daten
- Vermeidung hoher Gewichtung großer VNB bei Ermittlung der Regressionsfunktion
- Option zur Sonderbehandlung von Netzen mit hohem Anteil von Weiterverteilern auf gleicher Spannungsebene
- Netzbezogene Erfassung der installierten Sr und VU mit Vorlauf von nicht mehr als 2a umsetzbar (in FNN-Verfügbarkeitsstatistik im Grundsatz angewendet)
- Jahreshöchstlast in Kostenwälzung auch netzbezogen ermittelt

Contra

- Bei netzbezogener Betrachtung fließt mit Netzabgrenzung endogener Faktor ein
- Zuordnung von Freiflächen für Ermittlung von Fläche als Bezugsgröße für gebietsstrukturelle Merkmale komplex und im Detail zu definieren
- Regulierungspraxis baut im Grundsatz zur Vermeidung der Einschränkung des Lösungsraums für Netzbetreiber auf einer netzbetreiberbezogenen Betrachtung von Inputfaktoren und Output auf
- Hoher Erfassungs- und Verwaltungsaufwand

- ➔ **Erweiterung der Erfassung erst zusammen mit weiteren Änderungen, die Detailtiefe (etwa kunden(arten)-bezogene Erfassung), erhöhen**
- ➔ **Dann Verwendung zur Ermittlung der Unterschiede vor Entscheidung über Einsatz in Qualitätsregulierung**

Weitere Erkenntnisse und Zwischenfazit zu gebietsstrukturellen Merkmalen auf der MS-Ebene

- **Andere gebietsstrukturelle Merkmale**

- Ohne statistisch signifikanten Einfluss auf ASIDI (Leistungsdichte angeschlossener Erzeugungsanlagen)
- Oder mit geringerem Bestimmtheitsmaß bei hoher Korrelation mit Lastdichte (wie Anschlussdichte)
- Oder fragwürdigem Verlauf der Regressionsfunktion (z.B. negative Werte denkbar wie bei durchschnittlicher Einzellastgröße)

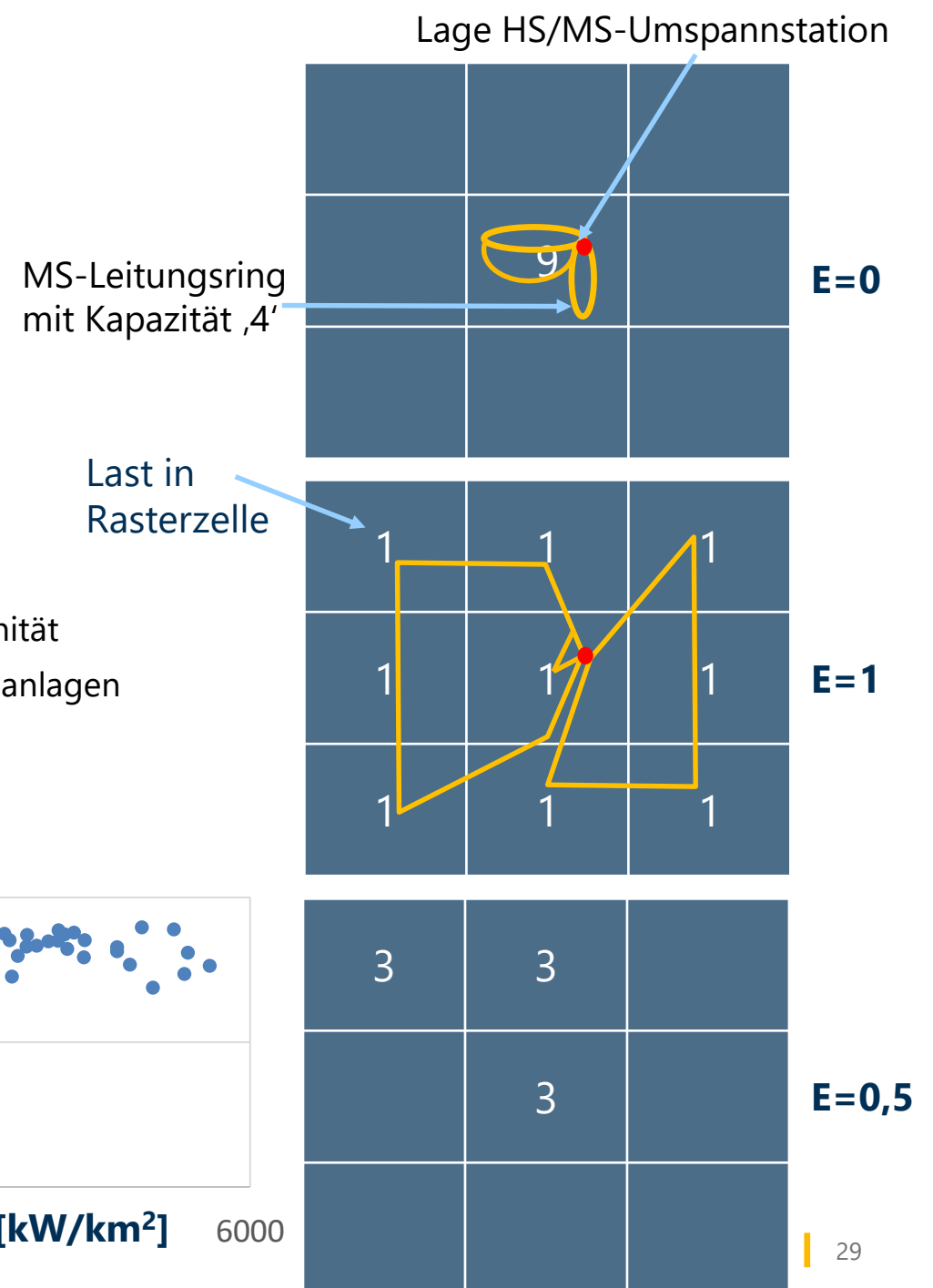
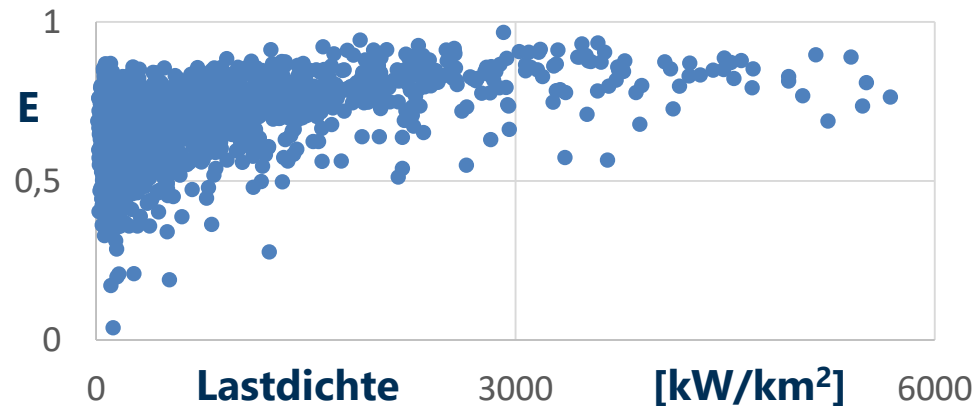
- ➔ **Lastdichte** als (bleibt) **zentraler Parameter**

- ➔ Aber **größere Streuungen im Bereich kleiner Lastdichten: Ergänzende gebietsstrukturelle Merkmale?**

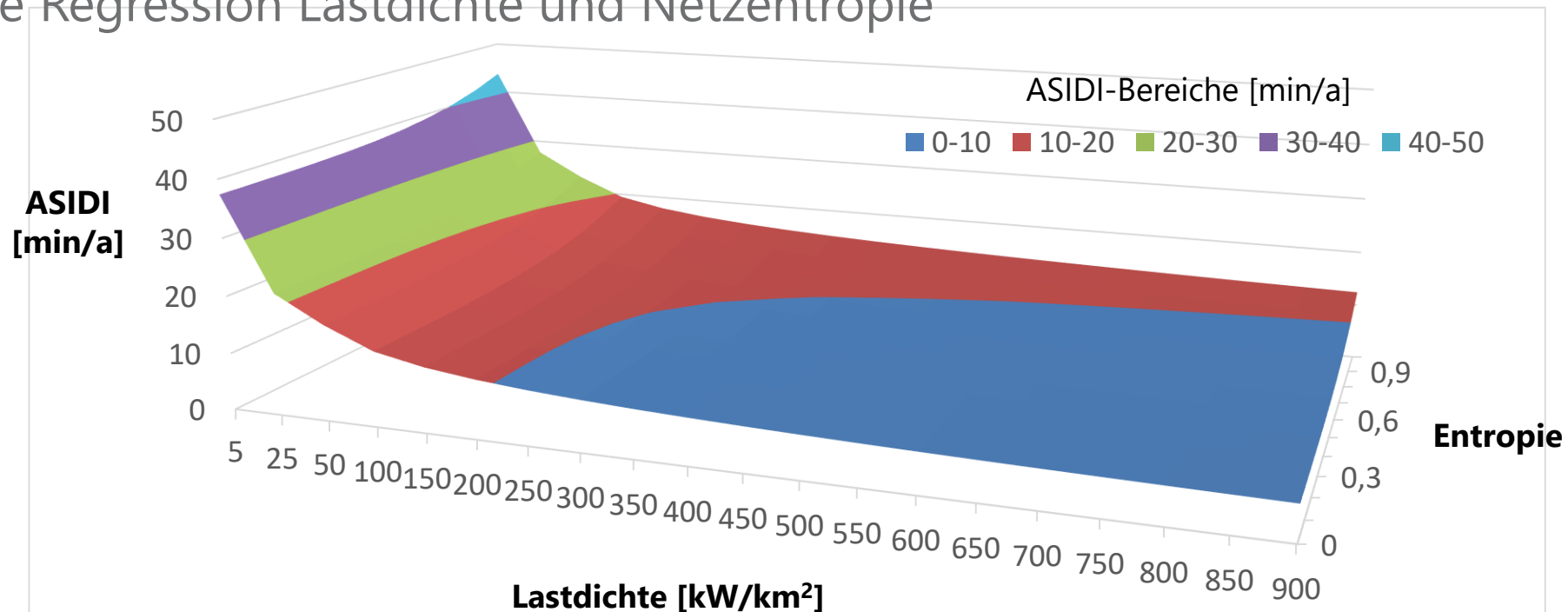
- Hyperbolischer Verlauf bei Bestimmtheitsmaßen $> 0,3$ bleibt auch bei Variation der Planungsgrundsätze (Einbau Fernwirk-technik für fernbediente Schaltheandlungen, Halbierung der Schutzbereiche) und Durchmischung der resultierenden Netze erhalten
 - aber höhere Exponenten $> -0,5$ möglich
- **gleiche Erkenntnisse auch bei ASIFI**

Dispersionsmaße zur Beschreibung der Inhomogenität der Lastverteilung

- Inhomogenität der Lastverteilung führt offensichtlich zu unterschiedlich ausgedehnten Netzen
- Zuverlässigkeit ist stark von Leitungslängen in Schutzbereichen abhängig
- ➔ Mögliche Ansätze für ergänzende Strukturmerkmale
 - **Anteil versorgter Fläche an geographischer Fläche** (für MS-Ebene)
 - + Datengrundlage vorhanden
 - ohne Leistungsbezug nur näherungsweise Erfassung der Inhomogenität
 - **Lastmomente** (für Verbrauch) und **Leistungsmomente** für Erzeugungsanlagen (ausgehend von HS-/MS-Umspannstation)
 - + orientiert an Netzgestaltung
 - Abhängigkeit von Lage der HS-/MS-Umspannstation (endogen)
 - **Entropie E**
 - + keine Abhängigkeit von endogenen Merkmalen
 - + gerade im Bereich geringer Lastdichten höhere Streuung der Entropie
 - + mit Normierung auf $[0;1]$ weniger Überschneidung mit anderen Merkmalen



Multiple Regression Lastdichte und Netzentropie



- Erwartungsgemäß steigt mit zunehmender Entropie (Verteilung der Verbrauchslast über das gesamte Netz) die Referenzfunktion für den ASIDI (Exponent $c = 1,9$)
 - Statistische Tests belegen **signifikanten zusätzlichen Erklärungsbeitrag der Entropie** (Bestimmtheitsmaß nun 0,613)
 - Dies gilt **auch für den Parameter „Anteil der versorgten Fläche“**
 - Bei Last- und Leistungsmoment nicht in allen Fällen signifikanter zusätzlicher Erklärungsbeitrag
- ➔ **Empfehlung:**
- Erweiterung der Erfassung um Entropie und Anteil der versorgten Fläche
 - Aufnahme in Regression auf MS-Ebene, wenn ähnlicher Befund aus Analyse der empirischen Daten

Fazit Untersuchungen auf NS-Ebene

- **Keine signifikante und erklärbare Abhängigkeit von Lastdichte** erkennbar.
 - Regression zeigt zudem unerwartetes ansteigendes Verhalten und sehr geringes Bestimmtheitsmaß.
 - Das **gleiche gilt für andere Merkmale** wie Bevölkerungsdichte, Anschlussdichte und Leistungsdichte dezentraler Erzeugungsanlagen.
 - Hohe SAIDI-Werte bei einzelnen Netztypen (Hochhäuser/Zeilenbebauung hoher Dichte sowie Streusiedlung/Wohnplätze)
 - Dort vor allem bedingt durch oftmals individuelle strahlenförmige Erschließung jedes einzelnen Kunden
 - Erklärungsansätze:
 - Abgangslängen in den Netzen verbleiben überwiegend in einem Bereich bis etwa 700 m
 - Mögliche Teilwiederversorgung durch Vermaschung und/oder Kabelverteilerschränke oder Kundenanschlüsse im Verlauf des Abgangs mit starkem (endogenen) Einfluss auf mittlere Zuverlässigkeit
 - In stark streuenden Siedlungsstrukturen Vermaschung nicht/nur aufwendig herstellbar, daher Bewertung in empirischen Daten zu Lastdichte auf jeden Fall vorzunehmen
 - Versorgte Fläche relativiert Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Strukturen stark
- ➔ **Keine Handlungsempfehlung als über heutiges Vorgehen einer jeweiligen statistischen Signifikanzprüfung der empirischen Daten hinaus**

Agenda

- 1 Einführung
- 2 Grundlagen der Qualitätsregulierung
- 3 Analyse potentieller Weiterentwicklungen
 - 3.1 Kennzahlen
 - 3.2 Abbildung struktureller Merkmale
 - a Ingenieurstechnische Analyse
 - **b Empirische Analyse**

- 4 Handlungsempfehlungen

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Vorgehen

- Aus den Referenznetzanalysen lassen sich die identifizierten Einflussvariablen & funktionale Zusammenhänge ableiten.
- Nicht direkt übertragbar, stellen aber Blaupause zur Bestimmung des Verlaufs der Qualitätsreferenzfunktion dar (erwartungswertbasierte Qualitätskennzahlen mittels Bottom-up-Modellen generiert, damit kausal interpretierbar)
- Grundsätzlichen Zusammenhänge anhand empirisch vorliegender Daten zu überprüfen und quantifizieren
- Abweichungen von Referenznetzanalysen: Überlagerung von Einflüssen, Stochastik (intervallweise asymmetrische Verteilungen) & weißes Rauschen, komplexe Funktionsverläufe, nicht beobachtete/beobachtbare Variablen

Einzelne Analyseschritte

- Explorative Datenanalyse bivariater (zweidimensionaler) Zusammenhänge zwischen Qualitätsindizes zur Herleitung geschlossener funktionaler Zusammenhänge
- Schätzung geschlossener funktionaler Zusammenhänge mittels statistischer Verfahren. Diese können als Referenzwertfunktion für die Ausfallkennzahlen der Netzbetreiber verwendet werden.
- Diese dienen darüber hinaus der Modellauswahl und Variablenspezifikation, insbesondere verschiedener GewichtungsvARIABLEN (Jahreshöchstlast, Letztverbraucher) bei der Sicherstellung der Repräsentativität der Schätzung und Übertragbarkeit der Schätzwerte über die Monetarisierungsfaktoren auf die Erlösobergrenze sowie der verschiedenen Einflussvariablen.
- Abschließend zeigen Robustheitsanalysen hinsichtlich möglicher untypischer und nicht für die Produktionstechnologie repräsentativer Beobachtungspunkte die Stabilität der Ergebnisse.

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Verwendete Daten

(s. Tabelle nächste Folie)

BNetzA

- Versorgungsunterbrechungen
- Strukturdaten
- Effizienzanalysedaten: Netzstruktur- und Kostendaten aus den Kostenbasisjahren 2006, 2011 und 2016

Zusätzlich

- Netzstrukturdaten: Netzstrukturdaten zusätzlich zu BNetzA-Daten (nach §27 StromNEV veröffentlichungspflichtig), u.a. Stromkreislänge, Entnahmestellen, installierte Leistung der Umspannebenen oder versorgte Fläche, entnommene Jahresarbeit. Wir beziehen Daten vom Dienstleister e'net.
- EEG-Anlagenstamm- und Bewegungsdaten, von Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt und nach VNB aufgeschlüsselt

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse (1/2)

Variablenname	Einheit	Spannungsebene	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Inhalt
Qsaiidi_aregv_ns	min	NS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	SAIDI mit Gewichtung nach ARegV
Qasidi_aregv_ms	min	MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	ASIDI mit Gewichtung nach ARegV
Anschluss_Einspeisepunkte	Anzahl	insgesamt	-	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten
Anschlusspunkte	Anzahl	NS, MS/NS, MS, HS/MS, insgesamt	B3	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2, B3	B2	Anzahl der Anschlusspunkte
Arbeit	MWh	alle	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Entnommene Jahresarbeit aus der Netz- oder Umspannebene
Dez_Erzeugungsleistung	kW	NS+MS, >MS, insgesamt	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung KWK, KWKG, EEG
Eeg_anlagen	Anzahl	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Dezentrale Erzeugungsanlagen EEG (differenziert nach Energieträger)
Eeg_jahresarbeit	MWh	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Einspeisung aus dezentraler Erzeugungsleistung EEG (differenziert nach Energieträger)
Eeg_leistung	MW	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung EEG (differenziert nach Energieträger)
Einwohnerzahl	Anzahl	-	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Einwohner der versorgten Gemeinden
Entnahmestellen	Anzahl	alle	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Anzahl der Entnahmestellen durch Letztverbraucher, durch Weiterverteiler der gleichen oder nachgelagerten Ebene oder durch eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebenen
Flaeche	km ²	NS, MS	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Fläche, die über Spannungsebene versorgt wird

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse (2/2)

Variablenname	Einheit	Spannungsebene	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Inhalt
Inst_BSL_LVT	MVA	MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Installierte Bemessungsscheinleistung aller Letztverbrauchertransformatoren (LVT)
Inst_BSL_ONT	MVA	MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Installierte Bemessungsscheinleistung aller Ortsnetztransformatoren (ONT)
instLeistTrafo	MVA	MS/NS, HS/MS	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Installierte Leistung der Umspannebene
Jahreshoechstlast	kW	alle	-	-	-	-	-	B3	-	B2	B2	B2	B2	B2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen
Jahreshoechstlast_korr	kW	MS/NS, HS/MS	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
Letztverbraucher	Anzahl	NS, MS/NS, MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Entnahmestellen durch Letztverbraucher
Netzlaenge_Freileitung	Km	alle	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Stromkreislänge Freileitung
Netzlaenge_Kabel	Km	alle	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Stromkreislänge Kabel
xTotex	EUR	-	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Totex aus Kostenbasisjahr
xTotexstandard	EUR	-	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Totex (standardisiert) aus Kostenbasisjahr
Umspannstationen	Anzahl	Insgesamt	-	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Umspannstationen
Zählpunkte	Anzahl	Insgesamt	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Zählpunkte im eigenen Netzgebiet
Quellen: B1: Daten zu Versorgungsunterbrechungen, B2: Strukturdaten, B3: Effizienzanalysedaten, Z1: Netzstrukturdaten, Z2: EEG-Daten															

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

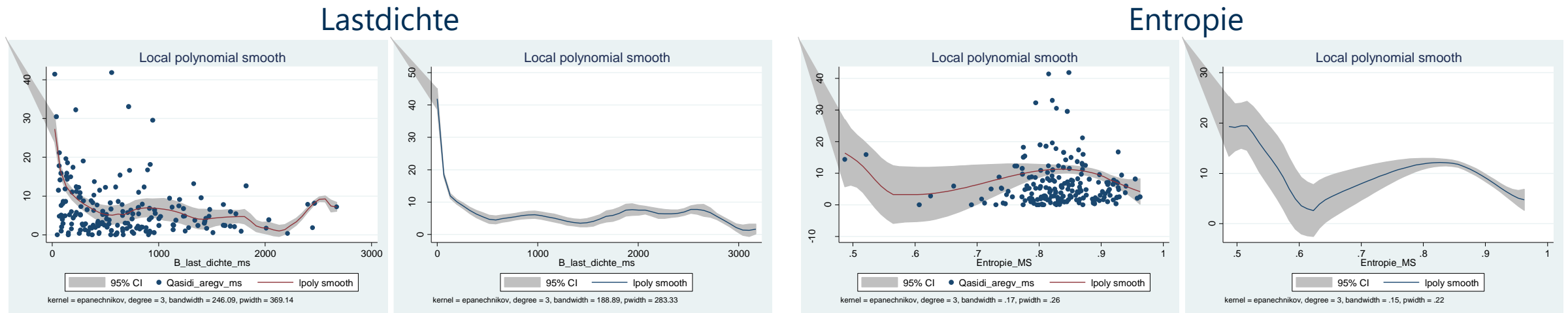
Korrelationen

- Aus den Referenznetzanalysen ergeben sich bereits verschiedene mögliche strukturelle Einflussvariablen von besonderem Interesse. Diese werden mittels einfacher Korrelationsanalysen mit den ASIDI-Werten verglichen. Im Ergebnis bleiben die Lastdichte und die Entropie für weitere Analysen erhalten.
 - Andere Strukturmerkmale (Arbeitsdichte, Anschlusspunktdichte, Letztverbraucherdichte, Bevölkerungsdichte haben geringere Korrelationen oder schneiden in späteren statistischen Modellvergleichen schlechter ab.).
- Im Rahmen des Gutachtens wurde untersucht, ob erneuerbare Energien einen Effekt auf die Versorgungsaufgabe aufweisen. , Erste Indikationen in Form von Korrelationskoeffizienten zeigten keine Auffälligkeiten. Eine tiefergehende empirische Analyse erfolgt auf den nachfolgenden Folien.
- Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, dass Ausgaben das Ausfallniveau beeinflussen. Es handelt sich zwar nicht um eine exogene Größe, dennoch können sie Auskunft über den Zusammenhang zwischen Ausgaben für Netzinfrastruktur und die resultierende Qualität geben und stellen das Pendant zur Monetarisierung der Kundenjahresausfallminuten aus Nachfragerperspektive. Korrelationen mit den ASIDI-Werten liegen bei ca. 50-75 % der Lastdichtekorrelationen.

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Explorative Datenanalyse bivariater Zusammenhänge

- Es wird ein nichtparametrisches Verfahren (polynomiale Kerndichteschätzer) verwendet, die große Freiheitsgrade hinsichtlich der Flexibilität der Anpassung an die empirischen Daten haben. Es werden intervallweise Polynomfunktionen über den gesamten Definitionsbereich der Erklärungsvariablen angepasst.



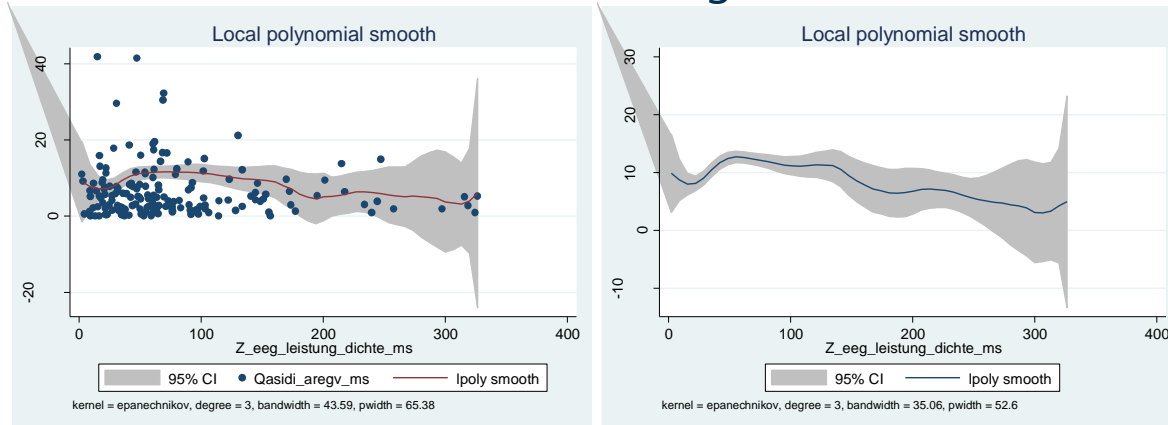
- Die Diagramme bilden den Verlauf der Abhängigkeit der ASIDI-Werte (Kundenausfallminuten pro Jahr) für die beiden Variablen Lastdichte und Entropie ab. Es ist im jeweils linken Diagramm der Zusammenhang für 2016 und im rechten der Zusammenhang für die Zeitreihe 2013 bis 2017 abgetragen (letzte ohne Datenpunkte).
- Während für die Lastdichte ein hyperbolischer Verlauf der ASIDI-Werte ersichtlich ist, kann für die Entropie kaum ein monotoner, durchgängiger Zusammenhang über den gesamten Definitionsbereich festgestellt werden. Als systematisch sinkend kann das Intervall zwischen ca. 0,8 und 0,9 interpretiert werden, allerdings widerspricht dies den aus der Referenznetzanalyse hergeleiteten plausiblen Zusammenhängen. Es ist daher eher von einer Überlagerung mit anderen Einflüssen auszugehen, zumal die ermittelten Spannbreiten aus der Referenznetzanalyse eine Ordnung geringerer ASIDI-Werte umfassen.

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

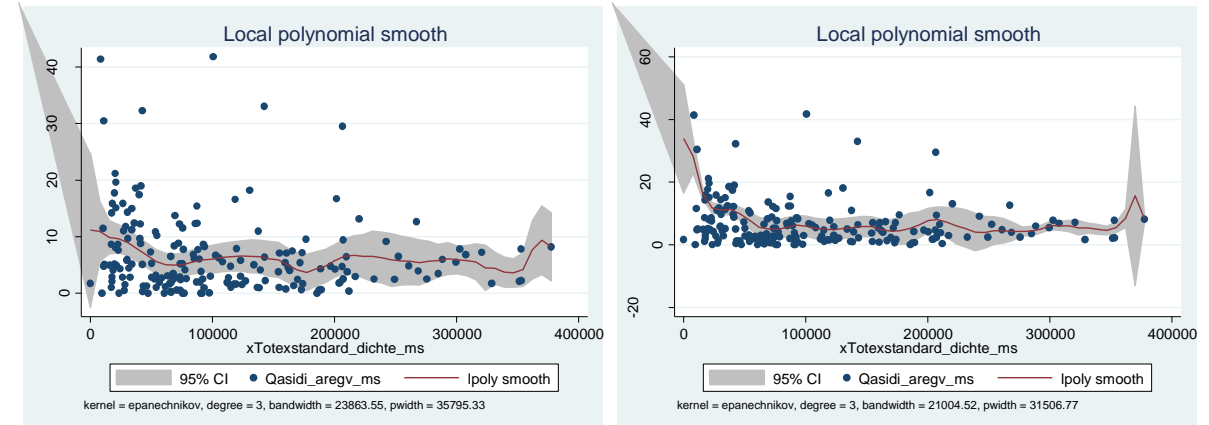
Explorative Datenanalyse bivariater Zusammenhänge

- Hinsichtlich der Erneuerbaren zeigt sich wie erwartet kein systematischer Zusammenhang mit den ASIDI-Werten. Selbst für die Zeitreihe 2013 bis 2017 ergeben sich große Konfidenzintervalle. Lediglich für einen sehr geringen Teil des Definitionsbereichs (ca. 5 %) zeigt sich ein systematisch steigender Einfluss. Dies ist jedoch nicht mit fundamental beobachteten Größen in Einklang zu bringen.

EE-Leistung



Totexdichte



- Hingegen ist für die Totexdichte ein degressiv sinkender, hyperbolischer Verlauf der ASIDI-Werte ersichtlich, der über weite Teile des Definitionsbereichs erhalten bleibt (10-20 %). Anmerkung: Für die Totex liegen lediglich Werte für 2016 vor.

→ Für diese Variablen kann nun eine Referenzwertfunktion ermittelt werden.

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Ermittlung der Referenzwertfunktion für die Qualitätsregulierung

- Die vermuteten funktionalen Zusammenhänge können nun in geschlossener Form geschätzt werden. Zur Variablen- und Modellauswahl werden übliche Kriterien zur empirischen Analyse nichtlinearer Modelle herangezogen (AIC/BIC, pseudo- R^2 , LR-Test).
 - Dies stellt ein bewusstes Abweichen von den in vorigen Gutachten verwendeten, bei der Schätzung nichtlinearer Zusammenhänge teils problematischen klassischen Bestimmtheitsmaßen dar (s. Kvalseth 1985).
- Als Untersuchungshypothese werden für die Lastdichte ein hyperbolischer, für die Entropie ein linear oder quadratischer, für die Erneuerbarenkennzahlen ein linearer und für die Totex ein hyperbolischer bzw. (aufgrund des kurzen Bereichs systematischen Zusammenhangs) ein polynomialer Verlauf geschlossen über den gesamten Definitionsbereich angenommen.
- Zunächst werden die Modelle wieder bivariat geschätzt und das Modell mit dem größten Erklärungsgehalt (und statistischer Präzision) ausgewählt. Zur multivariaten Erweiterung werden dann (genestet) weitere Variablen in ihren wahrscheinlichen funktionalen Einflüssen auf die ASIDI-Werte ergänzt. Zur Bewertung des zusätzlichen Erklärungsgehalts werden im Fall besserer AIC/BIC bzw. pseudo- R^2 im Anschluss LR-Tests zur Absicherung durchgeführt.

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Ermittlung der Referenzwertfunktion für die Qualitätsregulierung

- In diesem mehrstufigen Auswahlprozess wurde auf der ersten Stufe ein systematischer Zusammenhang für die Lastdichte und die Totex ermittelt mit dem höheren Erklärungsgehalt für die Lastdichte.
- Auf der zweiten Stufe hat die Erweiterung der Lastdichte mit den Totex ergeben, dass die Totex keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt liefern.

Jahresscharfe Ausfallkennzahlen, Gewichtungen mit

- (1) Letztverbraucher NiederSp
- (2) Letztverbraucher MittelSp
- (3) Jahreshöchstlast MittelSp

Mittelwerte Ausfallkennzahlen, Gewichtungen mit

- (4) Letztverbraucher NiederSp
- (5) Letztverbraucher MittelSp
- (6) Jahreshöchstlast MittelSp

	ASIDI_MSp			ASIDI_MSp_Mittelwert		
	(1) Gewicht: LV_NSp	(2) Gewicht: LV_MSp	(3) Gewicht: JHL_MSp	(4) Gewicht: LV_NSp	(5) Gewicht: LV_MSp	(6) Gewicht: JHL_MSp
a	1010.586** (476)	600.071** (270)	931.241** (471)	1008.272** (398)	577.851*** (219)	933.244** (404)
c	1.055*** (.12)	0.940*** (.13)	1.040*** (.13)	1.055*** (.11)	0.934*** (.11)	1.043*** (.12)
b	7.035*** (.87)	7.755*** (1.3)	7.304*** (.99)	5.923*** (.8)	6.330*** (1.1)	6.058*** (.84)
Observations	902	902	902	902	902	902
Adjusted R ²	0.281	0.269	0.231	0.505	0.420	0.433
AIC	6627.269	6373.248	6724.898	5743.237	5701.496	5852.369
BIC	6660.901	6406.881	6758.531	5776.870	5735.128	5886.002

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

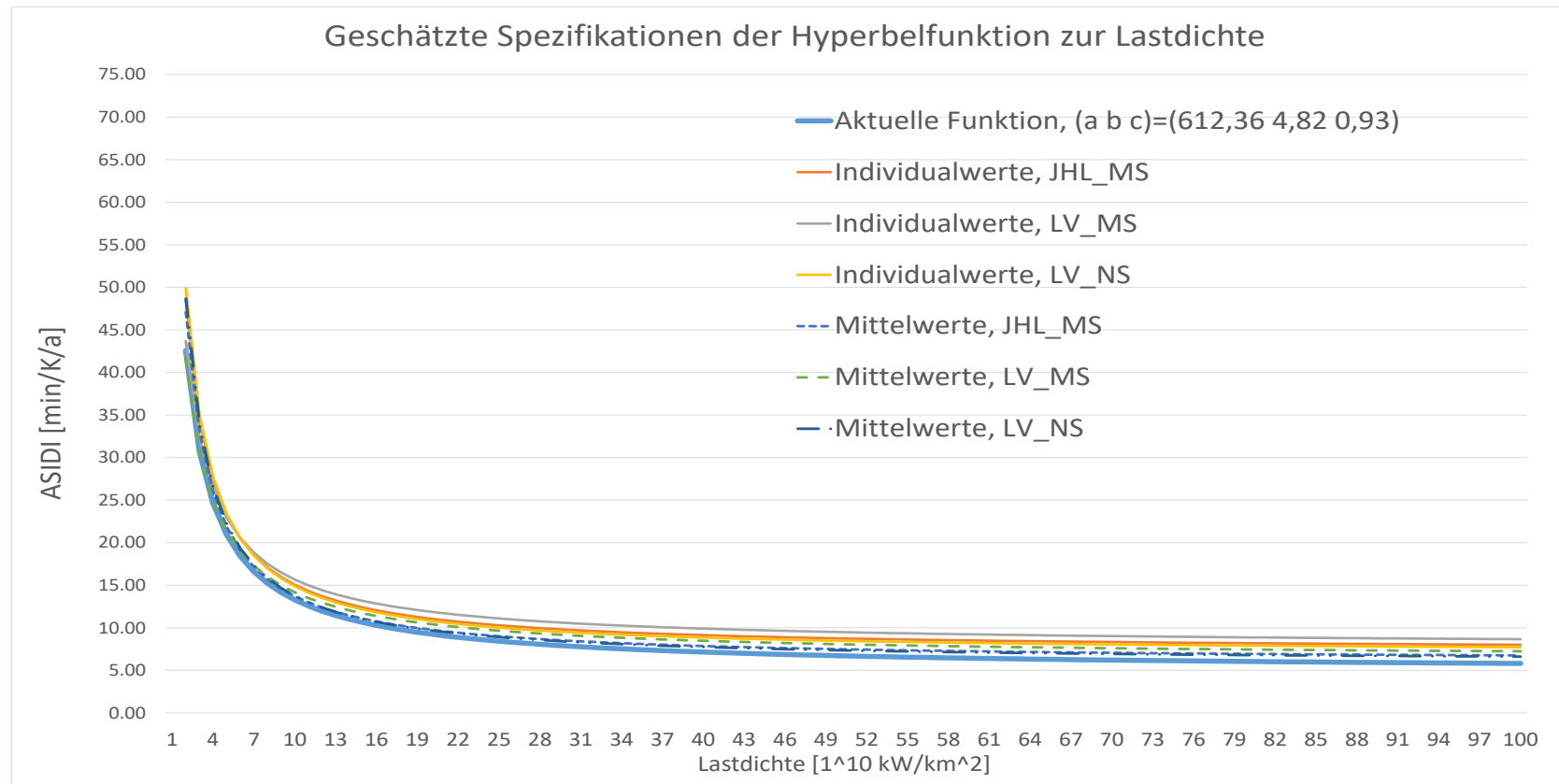
→ Schätzung (5) hat besten Erklärungsgehalt: 28,5 % nach korrigiertem McFadden pseudo R² (Werte zwischen 0,2 und 0,4 liefern bereits guten Erklärungsgehalt)

→ Vergleichbarkeit vorige Gutachten: Klassische Bestimmtheitsmaße variieren zwischen 23 und 28 % bzw. zwischen 42 und 50 %

Empirisch-statistische Überprüfung der Referenznetzanalyseergebnisse

Ermittlung der Referenzwertfunktion für die Qualitätsregulierung

- Grafische Darstellung der Ergebnisse: RMSE liegt zwischen 0,8 und 1,4



Fazit empirisch-statistische Analyse



Entropie als Dispersionsmaß und Arbeits-/ Leistungsdichte der Erneuerbaren (noch) ohne statistisch signifikanten Einfluss



Weitere Beobachtung der Totexdichteeffekte (bisher zu wenige Beobachtungen)



Hyperbolischer Einfluss der Lastdichte erklärt historische Daten am besten

Funktion: $ASIDI_{MS} = 6,33 + \frac{577,85}{(Lastdichte_{MS})^{0,93}}$

Agenda

- 1 Grundlagen der Qualitätsregulierung
 - 2 Analyse potenzieller Weiterentwicklungen
 - 3 Handlungsempfehlungen
-
-

Möglicher Zeitrahmen der vorgeschlagenen Weiterentwicklungen

4. Regulierungsperiode	
Erfassung kurzer VU ab 3s	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Klärung technischer Fragestellungen ➤ Berücksichtigung in Nichtverfügbarkeit für Q-Regulierung
Implementierung einer transparenten Darstellung der Qualitätskennzahlen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Zusätzlicher Ausweis von MAIFI ➤ Entwicklung möglicher Darstellungsformen ➤ Aufbau eines Monitoringsystems
Aufnahme Inhomogenitätsmerkmale	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Erfassung Entropie und Anteil versorgter Fläche (MS) ➤ Einbezug in statistische Prüfungen

5. Regulierungsperiode	
Differenzierte Betrachtung von Kundengruppen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Evaluierung möglicher Kundengruppen + Einteilung LV ➤ Letztverbraucherscharfe Zuordnung in Gruppen, inkl. Erfassung untergelagerter LV-Struktur auf MS-Ebene ➤ Prüfung geeigneter Methoden zur Monetarisierung
Integration CEMI/CELID zur Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Letztverbraucherscharfe Erfassung der Unterbrechungen ➤ Bestimmung eines „akzeptablen Zuverlässigkeitsniveaus“
Netzbezogene Erfassung auf MS-Ebene	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Erweiterung Erfassungsschema ➤ Klärung Detailfragen bei Flächenzuordnungen



Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Foliensatzes sind, entstanden sind, ab.

Die Inhalte dieses Foliensatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.