

**swiss economics**



# **Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3)**

## **Gutachten**

Dr. Urs Trinkner, Swiss Economics

Dr. Matteo Mattmann, Swiss Economics

Prof. Dr. Per Agrell, SUMICSID

Prof. Dr. Peter Bogetoft, SUMICSID

Prof. Dr. Ing. Albert Moser, IAEW

Dr. Marius Sieberichs, IAEW

Lukas Löhr, IAEW

**Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur (nach Anhörung)**

**4. April 2019**

**ISSN 2235-1868**

**Titel:** Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3)

**Klassifizierung:** Gutachten

**Version:** V2

**Datum:** 04.04.2019

**Autoren:** Urs Trinkner, Matteo Mattmann, Per Agrell, Peter Bogetoft, Albert Moser, Marius Sieberichs, Lukas Löhr

**Kontakt:** Urs Trinkner; +41 44 500 56 20; urs.trinkner@swiss-economics.ch

**Schlüsselworte:** Effizienzvergleich, Verteilernetzbetreiber, Anreizregulierung, Deutschland

**Kurzfassung:** Dieses Gutachten dokumentiert die wichtigsten Ergebnisse zum Effizienzvergleich der deutschen Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode. Das gewählte Effizienzvergleichsmodell besteht aus Zählpunkten, Netzlängen auf den Spannungsebenen, Jahreshöchstlasten auf den Umspannebenen NS/MS und HS/MS sowie angeschlossener Erzeugungsleistung differenziert nach unteren und oberen Netzebenen. Die resultierende mittlere Effizienz beträgt 94.1%.

#### **Disclaimer**

Dieses Gutachten wurde vom Konsortium Swiss Economics SE AG und SUMICSID Group SPRL unter Beizug des Instituts für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt. Obwohl Swiss Economics und SUMICSID sich bemühen, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG  
Weinbergstrasse 102, CH-8006 Zürich, Switzerland  
www.swiss-economics.ch

SUMICSID SPRL  
Rue Maurice Lietaert 56, B-1150 Brüssel, BELGIEN  
www.sumicsid.com

## Inhalt

<b>Inhalt</b> .....	<b>3</b>
<b>Abbildungen</b> .....	<b>5</b>
<b>Tabellen</b> .....	<b>6</b>
<b>Abkürzungen</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>10</b>
1.1 Ausgangslage.....	10
1.2 Auftrag / Zielsetzung.....	10
1.3 Vorgehen.....	11
1.3.1 Grundlegender Ansatz.....	11
1.3.2 Inhaltliche Struktur.....	12
1.3.3 Zeitlicher Ablauf.....	13
1.3.4 Einbezug und Rückmeldungen der Netzbetreiber.....	14
1.4 Struktur des Berichts.....	17
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>18</b>
2.1 Rechtliche Vorgaben.....	18
2.1.1 Effizienzvergleichsmethoden und Ausreißeranalysen.....	19
2.1.2 Aufwandsparemeter.....	20
2.1.3 Vergleichsparemeter.....	20
2.1.4 Bestabgerechnete Effizienzwerte und Effizienzbonus.....	21
2.2 Ökonomische Grundlagen der Effizienzmessung.....	22
2.2.1 DEA – Data Envelopment Analysis.....	22
2.2.2 SFA – Stochastic Frontier Analysis.....	24
2.2.3 Zusammenspiel von DEA und SFA.....	24
2.3 Zusammenfassung und Terminologie.....	25
<b>3 Vergleichsparemeter</b> .....	<b>27</b>
3.1 Ingenieurwissenschaftliche Kostenzusammenhänge.....	27
3.2 Zu untersuchende Vergleichsparemeter.....	29
3.2.1 Entwicklung des regulatorischen Rahmens.....	30
3.2.2 Vergleichsparemeter zur Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen..	30
3.2.3 Priorisierung der Paremeter zur dezentralen Erzeugung.....	33
3.2.4 Neue Paremeterbildungen infolge einer veränderten Datenabfrage.....	37
3.2.5 Paremetervorschlage der Netzbetreiber.....	37
3.2.6 Liste der zu untersuchenden Paremeter.....	38
3.2.7 Konzeptionelle Einordnung der Paremeter.....	40
3.2.8 Gruppenbildung.....	40
3.2.9 Zuordnung zu Versorgungsdimensionen.....	40
3.2.10 Zuordnung nach Beeinflussbarkeit.....	41
3.2.11 Zusammenfassung.....	43

3.3	Ingenieurwissenschaftliche Beurteilung und Einordnung .....	43
3.3.1	Beurteilung .....	44
3.3.2	Einordnung .....	47
<b>4</b>	<b>Datenbearbeitung und -validierung.....</b>	<b>48</b>
4.1	Datenbearbeitung .....	48
4.1.1	Datenlieferungen der BNetzA und Lieferungen an die Netzbetreiber .....	48
4.1.2	Struktur der bereitgestellten Daten .....	48
4.1.3	Bildung der Datensätze und Vergleichsparameter .....	49
4.1.4	Veränderungen der Daten im Vergleich zum Stand der Konsultation .....	50
4.2	Formale Prüfungen .....	51
4.3	Quantitative und analytische Prüfungen .....	52
4.3.1	Integrität – Newcomb-Benford Prüfung .....	52
4.3.2	Plausibilität .....	53
4.4	Sonderprüfungen .....	57
4.5	Fazit der Datenvalidierung .....	57
<b>5</b>	<b>Effizienzvergleich .....</b>	<b>58</b>
5.1	Übersicht Vorgehen .....	58
5.2	Grundlegende Kriterien .....	59
5.3	Ökonomische Kostentreiberanalyse .....	60
5.3.1	Kostentreibergruppen .....	60
5.3.2	Korrelationen .....	62
5.3.3	Untersuchungen zur Modellgröße .....	62
5.3.4	Zusammenfassung .....	64
5.4	Modellspezifikation: Herleitung von Grundmodellen .....	65
5.4.1	Methodisches .....	66
5.4.2	Analyse Modell RP2 .....	71
5.4.3	Resultate Top-down-Verfahren.....	72
5.4.4	Resultate Bottom-up-Verfahren .....	75
5.4.5	Zusammenfassendes Fazit .....	76
5.5	Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells .....	77
5.5.1	Methodisches .....	77
5.5.2	Weiterentwicklung Grundmodelle.....	87
5.5.3	Modellwahl .....	94
5.5.4	Detailspezifikation des finalen Modells.....	96
5.5.5	Bestabgerechnete Effizienzwerte .....	99
5.5.6	Validierung .....	103
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>111</b>
<b>7</b>	<b>Referenzen.....</b>	<b>114</b>

## Anhänge

<b>I</b>	<b>Liste der Vergleichsparameter</b> .....	<b>115</b>
<b>II</b>	<b>Variablennamen Erhebungsbogen</b> .....	<b>134</b>
<b>III</b>	<b>Gruppenanalyse</b> .....	<b>159</b>
<b>IV</b>	<b>Weitere Sensitivitätsanalysen aufgrund der Anhörung</b> .....	<b>165</b>
	IV.1 Alternative Abbildung der dezentralen Erzeugung und Netzlängen MS .....	165
	IV.2 Normierungsfaktor .....	168
<b>V</b>	<b>Effizienzwerte finales Modell</b> .....	<b>170</b>
<b>VI</b>	<b>Supereffizienzwerte für den Effizienzbonus</b> .....	<b>175</b>
<b>VII</b>	<b>Modellvalidierung</b> .....	<b>176</b>

## Abbildungen

Abbildung 1:	Grundlegender Ansatz .....	12
Abbildung 2:	Vorgehen .....	13
Abbildung 3:	Illustration Effizienzkostengrenze .....	22
Abbildung 4:	Schematische Darstellung einer DEA .....	23
Abbildung 5:	Schematische Darstellung einer SFA .....	24
Abbildung 6:	Zusammenspiel von DEA und SFA .....	25
Abbildung 7:	Analyserahmen .....	26
Abbildung 8:	Vorgehen ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse .....	27
Abbildung 9:	Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge .....	28
Abbildung 10:	Priorisierung Vergleichsparameter dezentrale Erzeugung .....	34
Abbildung 11:	Parametergruppen und -subgruppen .....	39
Abbildung 12:	Belegenheit der Netzebenen im Datensatz .....	52
Abbildung 13:	Häufigkeiten der Führungsziffern im Datensatz .....	53
Abbildung 14:	Scatter Plot Aufwandparameter .....	54
Abbildung 15:	Scatter Plot Vergleichsparameter .....	54
Abbildung 16:	Scatter Plot Aufwand- vs. Vergleichsparameter .....	56
Abbildung 17:	Anzahl bester Stückkostenverhältnisse je Netzbetreiber .....	57
Abbildung 18:	Vorgehen Effizienzvergleich .....	58
Abbildung 19:	Illustration optimale Modellgröße .....	63
Abbildung 20:	Optimale Anzahl Parameter – Auswertung BU Modelle (linear) .....	64
Abbildung 21:	Verfahren zur Herleitung der Grundmodelle .....	65
Abbildung 22:	DEA Ausreißeranalyse .....	80
Abbildung 23:	SFA Ausreißeranalyse .....	84

Abbildung 24:	Verteilung der Effizienzwerte vor Best-of-Abrechnung.....	101
Abbildung 25:	Scatterplot DEA- vs. SFA bestabgerechnete Werte .....	102
Abbildung 26:	Verteilung der bestabgerechneten Effizienzwerte .....	102
Abbildung 27:	Verteilung der Supereffizienzwerte .....	103
Abbildung 28:	Verteilung der Cook's Distances.....	104
Abbildung 29:	Einfluss der Jahresarbeit an Endkunden MS/NS auf die Effizienzwerte .....	107
Abbildung 30:	Einfluss der kardinalen Variablen .....	109
Abbildung 31:	Einfluss ausgesuchter Vergleichsparameter .....	110

## Tabellen

Tabelle 1:	Ausgewählte Meilensteine im Projektverlauf .....	13
Tabelle 2:	Terminologie der Parameter und Daten .....	26
Tabelle 3:	Zuordnung der Parameter zu den Versorgungsdimensionen .....	41
Tabelle 4:	Einordnung der Parameter nach Beeinflussbarkeit .....	42
Tabelle 5:	Einordnung nach Versorgungsdimension und Beeinflussbarkeit .....	43
Tabelle 6:	Darstellung der Parameter nach ingenieurwissenschaftlicher Eignung .....	47
Tabelle 7:	Veränderungen der Daten im Vergleich zur Konsultation.....	51
Tabelle 8:	Dem Effizienzvergleich zugrundeliegender Datenstand .....	57
Tabelle 9:	Gruppenanalyse: Erklärungsgehalt der einzelnen Parameter am Beispiel der angeschlossenen Erzeugungsleistung .....	61
Tabelle 10:	Parameter dezentrale Erzeugung .....	61
Tabelle 11:	Korrelationstabelle (Auszug) .....	62
Tabelle 12:	Robuste Regression des Modells der RP2.....	71
Tabelle 13:	Resultate Top-down-Verfahren (P1A – Höchstlast).....	73
Tabelle 14:	Resultate Top-down-Verfahren (P1B – Höchstbelastung) .....	74
Tabelle 15:	Resultate Bottom-up-Verfahren.....	75
Tabelle 16:	Allgemeiner Vergleich der funktionalen Formen.....	81
Tabelle 17:	Update Modell RP2.....	88
Tabelle 18:	RP2: Anpassungen Anschlüsse, Fläche und Erzeugungsleistung .....	89
Tabelle 19:	Aggregation Netzlängen Mittelspannung und Anpassung Last .....	91
Tabelle 20:	Update Modell RP2.....	92
Tabelle 21:	Wichtigste Modelle TD no line Stream .....	93
Tabelle 22:	Engere Modellauswahl.....	94
Tabelle 23:	Beschreibung des finalen Modells .....	98
Tabelle 24:	Stata output Totex.....	99

Tabelle 25:	Stata output sTotex .....	99
Tabelle 26:	Übersicht Effizienzwerte .....	100
Tabelle 27:	Vergleich mit früheren Regulierungsperioden .....	100
Tabelle 28:	Liste der Peers .....	105
Tabelle 29:	Eigenschaften der Top-Peers .....	106
Tabelle 30:	Auffällige kardinale Parameter .....	107
Tabelle 31:	Auffällige ordinale Parameter .....	108
Tabelle 32:	Liste der Vergleichsparameter .....	115
Tabelle 33:	Überführung Erhebungsbogen .....	134
Tabelle 34:	Gruppenanalyse: Ein- und Ausspeisepunkte .....	159
Tabelle 35:	Zählpunkte (links), Netzlängen (rechts oben), Flächen (rechts unten) .....	160
Tabelle 36:	Höchstlast (links) und installierte Bemessungsscheinleistung (rechts) .....	161
Tabelle 37:	Gruppenanalyse: Einspeisung (links), Ausspeisung (rechts) .....	162
Tabelle 38:	Gruppenanalyse: Masten, Umspannstationen, Schaltstationen (links), Transformatoren (rechts) .....	163
Tabelle 39:	Gruppenanalyse: Z-Parameter .....	164
Tabelle 40:	Analyse von Eingaben zur installierten Erzeugungsleistung .....	166
Tabelle 41:	Analyse der Aufteilung von Erdkabeln und Freileitungen .....	167
Tabelle 42:	Wahl des Normierungsfaktors .....	168
Tabelle 43:	Effizienzwerte nach Methode und Bestabrechnung .....	170
Tabelle 44:	Individuelle Effizienzboni .....	175

## Abkürzungen

Adjusted R2, adjR2	Adjustiertes Bestimmtheitsmaß
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BIC	Bayessches Informationskriterium
BK	Bodenklasse
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
BU	Bottom-up-Verfahren
bzw.	beziehungsweise
CRS	Constant returns to scale
d.h.	das heißt
DEA	Data Envelopment Analysis
DZA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
EE	Erneuerbare Energien
EFG3	Effizienzvergleich Fernleitungsnetzbetreiber Gas der RP3
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVG3	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas der RP3
EVS2	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der RP2
EVS3	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der RP3
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GB	Grabbarkeiten
ggf.	gegebenenfalls
GIS	geographisches Informationssystem
HöS	Höchstspannung
i.d.R.	in der Regel
i.V.m	in Verbindung mit
insb.	insbesondere
KTA Ing	Ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse
KTA Oec	Ökonomische Kostentreiberanalyse
KTA	Kostentreiberanalyse
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LASSO	Least Absolute Shrinkage and Selection Operator
MS	Mittelspannung



NB	Netzbetreiber
NDRS	Non decreasing returns to scale bzw. nicht fallende Skalenerträge
NE	Netzebene
NNLS	Non-negative least squares
NS	Niederspannung
OLS	Ordinary Least Squares
PV	Photovoltaik
ROLS	Robust Ordinary Least Squares
RP2	Zweite Regulierungsperiode
RP3	Dritte Regulierungsperiode
SFA	Stochastic Frontier Analysis
TD	Top-down-Verfahren
u.a.	unter anderem
vgl.	vergleiche
VIF	Variance inflation factor
VNB	Verteilernetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die dritte Regulierungsperiode (RP3) für Verteilernetzbetreiber (VNB) Strom beginnt am 1. Januar 2019. Im Rahmen der individuellen Erlösobergrenzen für diese Regulierungsperiode muss für jeden Netzbetreiber, der der Anreizregulierung unterliegt und nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) teilnimmt, ein individueller Effizienzwert ermittelt werden. Zur Bestimmung dieser individuellen Effizienzwerte ist ein Effizienzvergleich gemäß § 12 ARegV durchzuführen, bei dem die in Anlage 3 zu § 12 ARegV näher spezifizierten Methoden zur Anwendung kommen.

Bei dieser dritten Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs der VNB (nachfolgend EVS3) besteht u.a. die Aufgabe, geeignete Kostentreiber zu identifizieren, um die Vergleichbarkeit der im Effizienzvergleich befindlichen Netzbetreiber im Hinblick auf deren Versorgungsaufgabe gewährleisten zu können. Die Belastbarkeit der gewählten Parameter und des Modells insgesamt ist von herausragender Bedeutung. Im Vergleich zur ersten und zweiten Regulierungsperiode gibt es erstmalig keine durch die ARegV direkt vorgegebenen Vergleichsparameter. Zudem hat die Bedeutung der Integration erneuerbarer Energien weiter zugenommen und ist in besonderer Weise zu untersuchen auch mit Blick auf die Heterogenität der Netzbetreiber. Dabei besteht die Herausforderung, einerseits eine ausreichende Kontinuität im Vergleich zu früheren Effizienzvergleichen sicherzustellen und andererseits die geänderten Rahmenbedingungen korrekt abzubilden.

## 1.2 Auftrag / Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund wurden Swiss Economics SE AG und SUMICSID Group SPRL zusammen mit dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) von der Bundesnetzagentur im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens im Sommer 2017 als Gutachter mit folgendem Auftrag eingesetzt:

- **Vergleichsparameter:** Ermittlung und Validierung der Vergleichsparameter, insbesondere Entwicklung von Parametern für die effiziente Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen;
- **Datenvalidierung:** Unterstützung bei der Plausibilisierung der erhobenen Strukturdaten sowie der gebietsstrukturellen Daten sowie Erstellung von Datenquittungen der erhobenen Strukturdaten und der verwendeten Parameterberechnungen;
- **Effizienzvergleich:** Durchführung des Effizienzvergleiches inkl. Parameterauswahl, Modellspezifikation, Extremwertanalysen und Ermittlung des Effizienzbonus.

Das vorliegende Gutachten dokumentiert die Ergebnisse und Empfehlungen für die Bundesnetzagentur zu den genannten drei Punkten (Kapitel 3 Vergleichsparameter, Kapitel 4 Datenvalidierung, Kapitel 5 Effizienzvergleich).

## 1.3 Vorgehen

### 1.3.1 Grundlegender Ansatz

Mit Blick auf die eingangs beschriebenen Herausforderungen, die geforderten Leistungen – insbesondere auch die Diskussion möglicher Parameter zur Abbildung der netzseitigen Kosten dezentraler Erzeugungsleistung – und aufgrund der Änderungen in der ARegV wird der in **Abbildung 1** dargestellte grundlegende Ansatz umgesetzt. Dieser baut zum einen auf dem Vorgehen und den Erfahrungen im Rahmen des Effizienzvergleichs der zweiten Regulierungsperiode (RP2) der Verteilernetzbetreiber Strom (EVS2)<sup>1</sup> sowie der dritten Regulierungsperiode der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (EFG3)<sup>2</sup> auf. Zum anderen werden wesentliche Neuerungen berücksichtigt, namentlich der Umgang mit dem weiteren Anstieg der dezentralen Erzeugungsleistung sowie die Novelle der ARegV, welche keine Pflichtparameter mehr vorschreibt, zusätzlich aber Maßnahmen zur volkswirtschaftlich effizienten Einbindung dezentraler Erzeugung als möglichen Parameter ergänzt. Demnach wird der Effizienzvergleich entlang der folgenden vier wesentlichen Schritte durchgeführt:

- **„Preparation“:** Vorbereitend findet die Datenplausibilisierung und die Ermittlung und Validierung der zu untersuchenden Vergleichsparameter statt, zudem werden die später zum Einsatz kommenden Methoden und Gütekriterien festgesetzt. Wesentliche Ergebnisse sind die im Effizienzvergleich zu untersuchenden Vergleichsparameter mit einem besonderen Fokus auf mögliche Parameter für die Abbildung der dezentralen Erzeugung sowie eine Priorisierung der Parameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht für das im nächsten Schritt vorgesehene Top-down-Verfahren.
- **„Pre-run“:** Es werden unter Anwendung von drei unterschiedlichen Verfahren Grundmodelle im Sinne von Durchschnittskostenfunktionen hergeleitet, welche sich mit Blick auf die ARegV aus ökonomischer Sicht zur späteren Weiterentwicklung als Effizienzvergleichsmodell eignen. Zunächst wird das *Modell der RP2* auf seine Eignung für die RP3 untersucht. Beim *Top-down-Verfahren* wird auf die ingenieurwissenschaftliche Priorisierung zurückgegriffen. Es ersetzt das bisherige „ARegV-restringierte Verfahren“ des EVS2 und wird komplementiert durch das *Bottom-up-Verfahren*, welches unabhängig von der vorgenommenen Priorisierung der Parameter statistisch optimale Kostentreiber-Kombinationen identifiziert.
- **„Run“:** Die so resultierenden Grundmodelle werden in Anwendung der SFA und DEA inklusive der zugehörigen Ausreißeranalysen weiterentwickelt und dabei u.a. auch Fragen der Detailspezifikation geklärt (z.B. funktionale Form).
- **„Post-run“:** Die weiterentwickelten Modelle werden einer Second-Stage-Analyse sowie weiteren Validierungen inkl. ingenieurwissenschaftlicher Überprüfung unterzogen und ggf. angepasst. Das finale Modell wird zudem einer Sensitivitätsanalyse unterzogen.

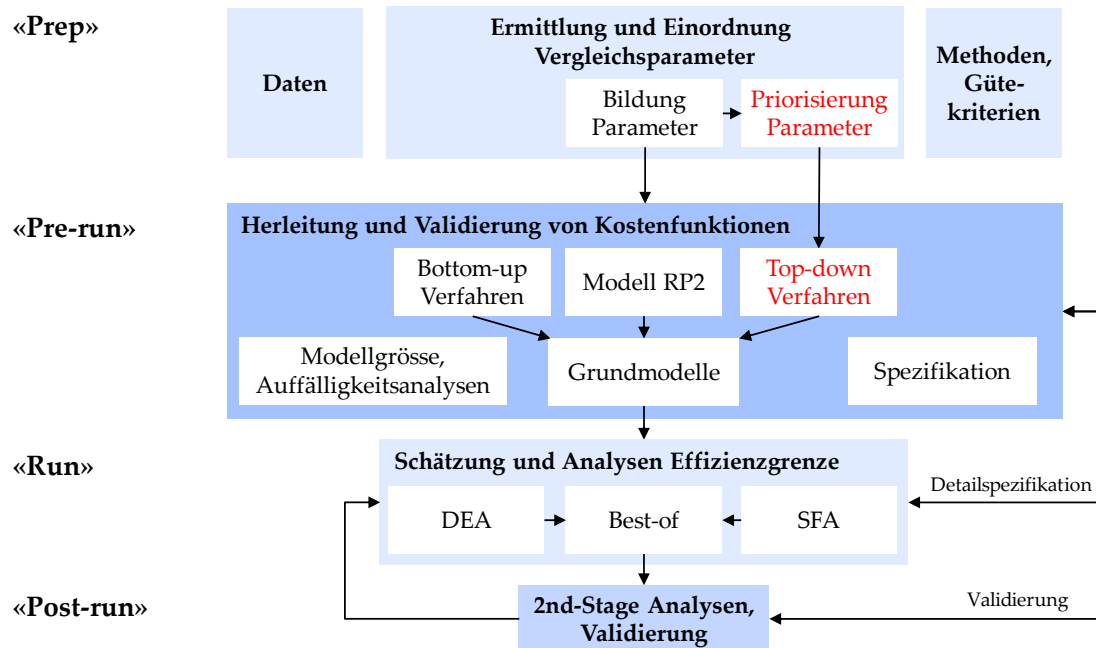
Die drei letzten Schritte sind stark iterativ gestaltet. Im Ergebnis wird dasjenige Modell gewählt, welches die gesetzten Gütekriterien am besten erfüllt.

---

<sup>1</sup> Swiss Economics (2014).

<sup>2</sup> Swiss Economics (2018).

Abbildung 1: Grundlegender Ansatz



Quelle: Eigene Darstellung

### 1.3.2 Inhaltliche Struktur

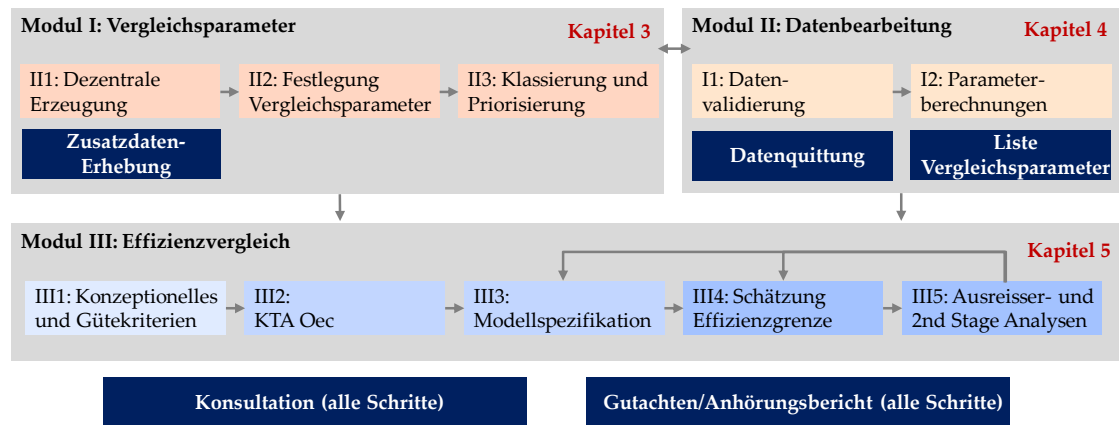
Die Arbeiten wurden in Anlehnung an die geforderten Leistungen entlang der folgenden Module strukturiert, entlang deren auch dieser Bericht gegliedert ist:

- **Modul I** beinhaltet die Ermittlung der möglichen *Vergleichsparameter*, die in den Effizienzvergleich eingehen können. Ein Schwerpunkt ist zunächst die Entwicklung von Parametern zur Abbildung der netzseitigen Kosten von dezentraler Erzeugung. Nachdem alle Parameter definiert sind, werden diese analytisch bzw. ingenieurwissenschaftlich hinsichtlich ihrer Eignung als Vergleichsparameter eingestuft.
- In **Modul II** erfolgt die *Datenplausibilisierung*, die Erstellung eines Datensatzes sowie die Berechnung und Dokumentation der Vergleichsparameter.
- Das umfangreiche **Modul III** beinhaltet den eigentlichen *Effizienzvergleich* mit vorgängiger Festlegung von Methoden und Gütekriterien, der Modellentwicklung im Rahmen einer ökonomischen Kostentreiberanalyse u.a. anhand von Durchschnittskostenmodellen, Modellspezifikation mit Validierung des Modells, Berechnung der Effizienzgrenze, Ausreißeranalyse und Second-Stage Analysen.

Die Module I und II decken mit Datenvalidierung bzw. Vergleichsparameter den Großteil der Arbeiten im Schritt 1 „Preparation“ ab. Das Modul III Effizienzvergleich leistet die übrigen drei Schritte.

Das Vorgehen ist nicht rein sequenziell, sondern iterativ. Dies stellt sicher, dass Ergebnisse und Erkenntnisse aus nachfolgenden Arbeitsschritten gegebenenfalls in den vorangehenden Schritten aufgenommen werden können und somit ein in sich konsistenter, kohärenter und belastbarer Effizienzvergleich entsteht.

Abbildung 2: Vorgehen



Quelle: Eigene Darstellung

Im Rahmen der Arbeiten wurden die Netzbetreiber und Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher an verschiedenen Stellen einbezogen (dunkelblaue Elemente in Abbildung 2, wichtigste Inhalte vgl. Abschnitt 1.3.4).

### 1.3.3 Zeitlicher Ablauf

Im Projektverlauf ergaben sich die in **Tabelle 1** dargestellten Meilensteine, die nachfolgend ausgeführt sind.

**Tabelle 1: Ausgewählte Meilensteine im Projektverlauf**

Meilenstein	Termin	Inhalt
<b>Beginn Datenerhebung</b>	3.5.2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erhebung der Daten der Netzbetreiber</li> <li>Validierung durch die BNetzA</li> </ul>
<b>Beginn der Arbeiten Konsortium</b>	September 2017	
<b>Anhörung Zusatzdatenerhebung</b>	3.1.2018	
<b>Beginn Zusatzdatenerhebung</b>	22.2.2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parameter zur Beschreibung der Belastung durch dezentrale Erzeugung</li> </ul>
<b>Datenveröffentlichung</b>	24.7.2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Liste Vergleichsparameter inkl. Nomenklatur und formaler Beschreibung von deren Bildung</li> <li>Zugehörige aufbereitete Vergleichsparameter für einen Großteil der Netzbetreiber</li> </ul>
<b>Konsultation</b>	25.7.2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ergebnisse Parameterbildung und -priorisierung</li> <li>Provisorische Ergebnisse Datenvalidierung</li> <li>Methoden und Gütekriterien Effizienzvergleich</li> <li>Erste Ergebnisse Effizienzvergleich</li> </ul>
<b>Finale Strukturdaten</b>	26.9.2018	
<b>Finale gebietsstrukturelle Daten</b>	26.9.2018	
<b>Finale Kostendaten</b>	27.11.2018	
<b>Mitteilung Effizienzwerte, Entwurf Gutachten</b>	Dezember 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anhörungen der Erlösobergrenzen inkl. individueller Effizienzwerte</li> <li>Dokumentation der angewendeten Methoden und Ergebnisse in Gutachtenentwurf</li> </ul>
<b>Gutachten</b>	Vorliegend	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dokumentation der angewendeten Methoden und Ergebnisse</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

### 1.3.4 Einbezug und Rückmeldungen der Netzbetreiber

Die beteiligten Netzbetreiber und Verbände hatten während der Erstellung des Effizienzvergleichs an vielen Stellen die Möglichkeit, sich zu den erhobenen Daten, den zu bildenden Vergleichsparametern, zu den Methoden und zu ihrer Durchführung zu äußern. Die aufgenommenen Anliegen sind nachfolgend summarisch dokumentiert. Im Einzelnen finden sich die Ausführungen beim betreffenden Thema in diesem Bericht.

#### **Datenerhebung**

Im Rahmen der Anhörung zur Datenerhebung wurde in zahlreichen Stellungnahmen – neben der Schärfung von Definitionen – vor allem eine Änderung in der Systematik der Abfrage der Straßenbeleuchtungsanschlüsse angeregt. Dieser Anregung ist die Bundesnetzagentur in Form von drei differenzierten Varianten gefolgt (vgl. Tabelle 33 in Anhang II).

#### **Zusatzdatenerhebung**

Im Rahmen der Anhörung zur Zusatzdatenerhebung zur Abbildung der netzseitigen Kosten von dezentraler Erzeugung sind von den Netzbetreibern einige technische Verbesserungsvorschläge sowie ein neuer Parametervorschlag ( $\gamma_{\text{RelativeLowerPower}}$ , vgl. Abschnitt 3.2.5) eingebracht und berücksichtigt worden.

#### **Veröffentlichung Datensatz**

Die Netzbetreiber erhielten am 28.06.2018 die Struktur des zu veröffentlichenden Datensatzes inkl. Nomenklatur, Parameterbeschreibung und formaler Darlegung von deren Bildung. Die Daten wurden anschließend in provisorischer Fassung erstmals am 19.07.2018 durch die BNetzA veröffentlicht.

Den Netzbetreibern wurde somit die Möglichkeit eingeräumt, fehlerhafte Daten oder Parameterbildungen zu melden und ggf. geänderte oder zusätzliche Parameterbildungen vorzuschlagen.

Aufgrund des Beschlusses des Bundesgerichtshofs vom 10.12.2018 bezüglich einer durch Netzbetreiber gegen Veröffentlichungspflichten nach § 31 ARegV gerichteten Beschwerde, erfolgt keine weitere Veröffentlichung von Aufwands- und Vergleichsparametern.

#### **Konsultation<sup>3</sup>**

Die Konsultation fand am 25.7.2018 in Bonn statt. Präsentiert wurden den Teilnehmern die wesentlichen Inhalte und Resultate der Module I und II. Betreffend Modul III wurden die Methoden und Gütekriterien sowie zugehörige Zwischenergebnisse ausführlich vorgestellt und zwischen dem Teilnehmerkreis und den Referenten diskutiert. Darüber hinaus wurde die Möglichkeit zur nachträglichen schriftlichen Stellungnahme bis zum 16.08.2018 gegeben, von der Gebrauch gemacht wurde. Es wurden 33 teils ausführliche Stellungnahmen eingereicht. Diese beinhalteten im Wesentlichen:

Modul I Vergleichsparameter: Zur ingenieurwissenschaftlichen Beurteilung der dezentralen Erzeugung und der vorgenommenen Priorisierung der Parametergruppen (Kapitel 3, Tabelle

---

<sup>3</sup> Im Abschnitt werden die wesentlichen Inhalte der Konsultationsveranstaltung sowie der Stellungnahmen dargestellt. Die eigentlichen Erwiderungen bzw. Erläuterungen zu den aufgeworfenen Fragen und Inhalten werden näher in den entsprechenden Abschnitten und Kapiteln dieses Gutachtens explizit oder implizit erörtert.

6) gingen keine Anpassungswünsche ein. Ebenso gingen keine Rückmeldungen zur konzeptionellen Einordnung der Parameter ein (Abschnitt 3.2.7). Bezüglich der zu untersuchenden Vergleichsparameter haben zwei einzelne Netzbetreiber die Aufnahme weiterer Parameter im Bereich der gebietsstrukturellen Eigenschaften gefordert. Diesem Anliegen wurde nach Würdigung nicht entsprochen (vgl. zur Begründung Abschnitt 3.2.5).

Modul II Daten: Zur formalen Bildung der Vergleichsparameter haben die Netzbetreiber keine wesentlichen Änderungen vorgeschlagen. Ebenfalls wurden teils Validierungen vorgenommen, deren Ergebnisse in die vorliegenden Arbeiten eingeflossen sind und teils zu neuen Datenlieferungen geführt haben.

Modul III Effizienzvergleich:

- Kostentreiberanalyse und Herleitung von Grundmodellen: Das Top-down- und Bottom-up-Verfahren wurde in vielerlei Hinsicht kritisiert. Einigen Forderungen wurde entsprochen, so z.B. die Durchführung der Verfahren auf Basis normierter linearer oder loglinearer Spezifikationen sowie der Rückgriff auf die LASSO-Methode beim Bottom-up-Verfahren (vgl. Abschnitt 5.4.1).
- Effizienzvergleich: Die händische Weiterentwicklung entlang konzeptioneller, regulatorischer und statistischer Kriterien wurde im Grundsatz begrüßt. Nicht berücksichtigt wurden Forderungen, wonach getrennte Modelle für DEA und SFA zu entwickeln seien (nicht kompatibel mit ARegV und konzeptionell fraglich, vgl. Abschnitt in 5.4.1). Mit Blick auf die Abdeckung der Heterogenität der Netzbetreiber wurde u.a. gefordert, mindestens so viele Parameter wie in der RP2 zu berücksichtigen und die Ausreißeranalysen anzupassen. Der Heterogenität der Netzbetreiber wird an vielen Stellen im Effizienzvergleich Rechnung getragen. Die geforderten spezifischen Anpassungen im Bereich der Ausreißeranalysen wurden intensiv insb. anhand des gewählten Modells geprüft und letztlich mehrheitlich verworfen (vgl. Abschnitte 5.5.1.3 und 5.5.1.5). Ebenfalls wurde (teils statt der Second-Stage-Analyse) eine Sensitivitätsanalyse gefordert. Während an der Second-Stage-Analyse festgehalten wird (vgl. Abschnitt 5.5.1.7), werden Sensitivitätsanalysen sowohl bei der Weiterentwicklung als auch nach der Modellwahl durchgeführt, insofern wird diesem Anliegen entsprochen. Im Sinne der im finalen Modell zu berücksichtigenden Parameter hat sich eine Mehrheit der Stellungnahmen für ein Modell auf der Basis der RP2 ausgesprochen, während ein Verband aufgrund besserer Anreizwirkungen ein Modell ohne Netzlängen gefordert hat. Beide Anliegen wurden geprüft und schließlich ein an die RP2 angelehntes Modell mit Netzlängen als Vergleichsparameter gewählt (Gegenüberstellung vgl. Abschnitt 5.5.3).

### **Mitteilung Effizienzwerte**

Die Effizienzwerte wurden den Landesregulierungsbehörden im Dezember 2018 übermittelt und den Netzbetreibern im Rahmen der individuellen Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenze mitgeteilt.

### **Stellungnahmen zum Gutachten im Rahmen der Anhörung**

Schließlich bestand für die Netzbetreiber im Rahmen der Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen die Möglichkeit, zum vorliegenden ausführlichen Gutachten bis zum 25. Januar 2019 Stellung zu beziehen. Es wurden 63 Stellungnahmen eingereicht. Die Eingaben konzentrierten sich im Wesentlichen auf Abschnitt 5.5 (Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells) und werden nachfolgend nach Kapiteln geordnet kurz dargestellt.

Zu den ersten beiden Kapiteln (Grundlagen, Vergleichsparameter inkl. ingenieurwissenschaftliche Analysen zur Einbindung der dezentralen Erzeugung) sind keine wesentlichen Eingaben gemacht worden.

Zu Kapitel 4 Datenvalidierung wurde gefordert, dass die Änderungen im Datensatz im Vergleich zur Konsultation beschrieben werden sollen. Dem Anliegen wurde mit einem neuen Abschnitt 4.1.4 entsprochen unter Wahrung der Vertraulichkeit der Daten gemäß Beschluss des Bundesgerichtshofs vom 10.12.2018.

Zur Modellbildung des Effizienzvergleichs in Kapitel 5 wurden zu den grundlegenden Bewertungskriterien keine Anmerkungen gemacht. Zu Abschnitt 5.3 wurde bemängelt, dass ein zu starkes Gewicht auf die optimale Modellgröße gelegt werde (Risiko einer Unterspezifikation sei höher als dasjenige einer Überspezifikation). Wie im betreffenden Abschnitt ausgeführt, sind die Untersuchungen zur Modellgröße rein deskriptiver Natur.

Zu Kapitel 5.4 wurde die bei Herleitung der Grundmodelle vorgenommenen Anpassungen (Untersuchungen unterschiedlicher funktionalen Formen, LASSO) von der Branche begrüßt. Ein Netzbetreiber bemängelt, dass das RP2-Verfahren eine Pfadabhängigkeit mit sich bringe. Dies ist so gewollt (vgl. Abschnitt 5.4). Erneut wurde das statistische Kriterium der Begrenzung der Multikollinearität kritisiert, wobei jedoch auf die diesbezüglichen Ausführungen im Gutachten in Abschnitt 5.4.1.1 nicht eingegangen wurde. Wiederum wurde gefordert, dass die Modellentwicklung separat für die beiden Methoden DEA und SFA erfolgen solle. Auf die diesbezüglichen Ausführungen in Kapitel 5.4.1.3 wurde von keinem Anhörungsmitglied eingegangen.

Zur Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells in Kapitel 5.5 wurden nur wenige konkrete alternative Modelle vorgeschlagen, konkret alternative Aufteilungen der dezentralen Erzeugungsleistung und eine Differenzierung von Erdkabeln und Freileitungen auf der Mittelspannung. Da diese Vorschläge hinsichtlich der vorgeschlagenen Vergleichsparameter sehr nahe am gewählten Modell sind, konnten diese im Rahmen der (entsprechend ergänzten) Sensitivitätsanalyse untersucht werden. An gleicher Stelle werden die Eingaben im Zusammenhang zum gewählten Normierungsfaktor behandelt. Betreffend der vorgenommenen Ausreißeranalysen wurden frühere Forderungen wiederholt. Die Beweggründe für ein Festhalten an den bewährten Verfahren sind darum insb. in Abschnitt 5.5.1.3 ausführlicher als bisher beschrieben.

Bezüglich der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 5.5.4 wurde teils eine unzureichende Transparenz bemängelt, z.B. sei unklar, was für Beurteilungskriterien zur Anwendung gekommen seien. Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Vorgehens wurden die zusätzlichen Sensitivitätsanalysen, die aufgrund von konkreten Modellvorschlägen der Anhörungsmitglieder vorgenommen wurden, im neuen Anhang IV dokumentiert und gewürdigt. Keines der vorgeschlagenen Modelle stellt eine Verbesserung dar, weshalb am gewählten Effizienzvergleichsmodell festgehalten werden konnte.

Bei der Modellvalidierung in Abschnitt 5.5.6 wurden zur Peer-Analyse (auch im Zusammenhang mit der Dominanzanalyse) seitens der Branche eigene Analysen beigefügt und gefolgert, dass in dem Zusammenhang die Ausreißeranalyse anzupassen sei. Hierzu wurden in Abschnitt 5.5.6.2 ergänzende Informationen angegeben. Die Branche steht der Second-Stage-Analyse weiterhin kritisch gegenüber, während einzelne Netzbetreiber gar eine noch ausführlichere Version fordern (kaum möglich, da im Wesentlichen alle Parameter getestet wurden). Deren Umfang wurde beibehalten.



Über alle Stellungnahmen hinweg war den Netzbetreibern die ausreichende Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber ein zentrales Anliegen. Der Heterogenität der Netzbetreiber wurde im Projekt so gut wie möglich Rechnung getragen, vgl. hierzu auch die abschließende Zusammenfassung in Abschnitt 6.

#### 1.4 Struktur des Berichts

Der Bericht gliedert sich wie folgt:

- **Kapitel 2** fasst die ökonomischen und rechtlichen Grundlagen zusammen;
- **Kapitel 3** enthält die Erläuterungen zur Bildung und Einordnung der Vergleichsparameter (Modul I);
- **Kapitel 4** dokumentiert die vorgenommene Datenvalidierung (Modul II);
- **Kapitel 5** dokumentiert den vorgenommenen Effizienzvergleich (Modul III);
- **Kapitel 6** fasst den Bericht zusammen.

## 2 Grundlagen<sup>4</sup>

Stromverteilernetze gelten als natürliche Monopole, die nicht bestreitbar sind (sogenannte monopolistische Engpässe).<sup>5</sup> Die VNB in Deutschland sind entsprechend exklusiv organisiert, d.h. es gibt keine parallelen Verteilnetze. Dies bedeutet, dass für die einzelnen VNB keine ausreichenden Anreize zur volkswirtschaftlich effizienten Preisbildung und Leistungserstellung gegeben sind.

In den letzten Jahrzehnten sind daher vermehrt Regulierungsansätze mit dynamischen Preisobergrenzen umgesetzt worden, um die Kosteneffizianzanreize der einzelnen Akteure zu erhöhen. Effizienzvergleiche spielen bei der sog. Anreizregulierung eine wesentliche Rolle. Sie haben zum Ziel, die Effizienz eines Netzbetreibers im Vergleich zur „Best practice“ der Branche zu messen und die Preisfestsetzung jedes Netzbetreibers an seine relative Effizienz zu koppeln.

In Deutschland wurde eine solche Anreizregulierung mit der ARegV im Jahr 2007 beschlossen und zum 1.1.2009 (Beginn der ersten Regulierungsperiode) eingeführt. Zu diesem Zeitpunkt erfolgten erstmals nationale Effizienzvergleiche für die Betreiber der Fernleitungs- und Verteilernetze (FNB und VNB). Die BNetzA führt im Hinblick auf die dritte Regulierungsperiode zum dritten Mal einen Effizienzvergleich für die VNB Strom in Deutschland durch. Die festgestellte Effizienz eines Netzbetreibers (NB) bestimmt mit, welche Erlösobergrenzen für diesen während der nächsten Regulierungsperiode gelten bzw. welchen Anteil der beeinflussbaren Kosten dieser bei der Festlegung der Netzentgelte berücksichtigen darf. Der Effizienzvergleich und die dabei zu beachtenden Rahmenbedingungen sind in der ARegV wie folgt kodifiziert.

### 2.1 Rechtliche Vorgaben

Die Erlösobergrenzen zu den Energieversorgungsnetzen der VNB werden gem. § 1 ARegV seit dem 1.1.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Hierzu werden gem. §§ 4 und 7 ARegV Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers in Anwendung der Regulierungsformel in Anlage 1 ARegV festgesetzt.

Wesentliches Element hierbei ist die individuelle Effizienz eines Netzbetreibers, auf deren Grundlage der entsprechend abzubauenende Kostenanteil gem. § 11 ARegV ermittelt wird. Effizienzberechnungen und daraus abgeleitet abzubauenende ineffiziente Kosten beziehen sich stets nur auf die vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflussbaren Kosten. Bei der Bestimmung reduzierter Erlösobergrenzen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile außer Betracht zu lassen, der nicht abzubauenende Teil der Kosten wird als „vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten“ bezeichnet.

Das Standardverfahren zur Bestimmung der individuellen Effizienz eines VNB erfolgt nach § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV auf Basis eines bundesweiten Effizienzvergleichs, wobei für kleinere VNB die Möglichkeit der Teilnahme an dem sog. vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV besteht. Der Effizienzvergleich ist nach § 12 Abs. 2 bis 4, § 13 Abs. 1 und 3 und § 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchzuführen, woraus sich ein individueller Effizienzwert je

---

<sup>4</sup> Das Kapitel basiert auf Swiss Economics (2014) und Swiss Economics (2018).

<sup>5</sup> Ein natürliches Monopol bedeutet, dass im relevanten Teil der Nachfrage die Gesamtkosten dann am niedrigsten sind, wenn nur ein Unternehmen das jeweilige Gebiet versorgt. Da überdies ein Großteil der Kosten irreversibel ist und keine Substitute zum Stromtransport vorhanden sind, handelt es sich um ein nicht bestreitbares natürliches Monopol (monopolistischer Engpass bzw. „Essential Facility“).

NB zwischen 60 Prozent und 100 Prozent ergibt. Nach § 12a kommt für besonders effiziente NB ab der RP3 ein Effizienzbonus zur Anwendung.

### 2.1.1 Effizienzvergleichsmethoden und Ausreißeranalysen

Gem. § 12 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 ARegV sollen zur Bestimmung der individuellen Effizienzen der Netzbetreiber die Methoden DEA (Data Envelopment Analysis) und SFA (Stochastic Frontier Analysis) zur Anwendung gelangen:

- **DEA:** „DEA im Sinne dieser Verordnung ist eine nicht-parametrische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Aufwand und Leistung aus einem linearen Optimierungsproblem resultieren. Durch die DEA erfolgt die Bestimmung einer Effizienzgrenze aus den Daten aller in den Effizienzvergleich einzubeziehenden Unternehmen und die Ermittlung der relativen Positionen der einzelnen Unternehmen gegenüber dieser Effizienzgrenze.“
- **SFA:** „Die SFA ist eine parametrische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion herstellt. Im Rahmen der SFA werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen.“

Weitere Vorgaben zur Methodik befinden sich in Anlage 3 zu § 12 ARegV:

- Einbezug aller Netzebenen, keine Ermittlung von Teileffizienzen je Netzebene (Nr. 3);
- Bei der Durchführung der DEA sind konstante Skalenerträge zu unterstellen (Nr. 4, neu im Vergleich zur RP2);
- Für DEA und SFA sind Ausreißeranalysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) nach dem Stand der Wissenschaft durchzuführen. Ermittelte Ausreißer in dem Sinne, dass sie eine besonders hohe Effizienz aufweisen, werden mit einem Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt. Ausreißer in dem Sinne, dass sie eine besonders niedrige Effizienz aufweisen, erhalten den Mindesteffizienzwert nach § 12 Abs. 4 Satz 1. (Nr. 5).
- Bei den Ausreißeranalysen sind folgende Punkte zu beachten (Nr. 5 Abschnitte 2 und 3):
  - «Bei der nicht-parametrischen Methode [DEA] gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er für einen *überwiegenden Teil des Datensatzes* als Effizienzmaßstab gelten würde [nachfolgend als Dominanzanalyse referenziert]. Zur Ermittlung von Ausreißern sind *statistische Tests* durchzuführen. Dabei ist die *mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber zu vergleichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde*. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer *Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent* zu identifizieren. *Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz zu entfernen*. Ergänzend ist eine Analyse der Supereffizienzwerte durchzuführen [nachfolgend als Supereffizienzanalyse referenziert]. Dabei sind diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte *den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen*. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die *Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes*.»
  - «Bei der parametrischen Methode gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die *Lage der ermittelten Regressionsgerade* zu einem *erheblichen Maß* beeinflusst. Zur Ermittlung dieses erheblichen Einflusses sind *statistische Tests* durchzuführen, mit denen *ein numerischer Wert für den Einfluss* zu bestimmen ist. *Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch*

*angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Methoden, die zur Anwendung kommen können, sind insbesondere Cooks-Distance, DFBETAS, DFFITS, Covariance-Ratio oder Robuste Regression.»*

- Nach § 12 Abs. 1 ARegV sind die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher bezüglich der Ausgestaltung der Methoden rechtzeitig anzuhören.

### 2.1.2 Aufwandsparemeter

Die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparemeter anzusetzenden Kosten sind gem. § 14 ARegV die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

Die Kosten sind gem. § 14 ARegV mittels einer Vergleichbarkeitsrechnung anzupassen, um mögliche Verzerrungen bei Kapitalkosten zu begrenzen. Die relevanten Gesamtkostenanteile vor Vergleichbarkeitsrechnung werden nachfolgend mit „nicht standardisiert“ bzw. „Totex“, die Kosten nach Vergleichbarkeitsrechnung mit „standardisiert“ bzw. „sTotex“ bezeichnet.

DEA und SFA sind gem. § 12 Abs. 4a ARegV ergänzend auch für nicht standardisierte Kosten durchzuführen.

### 2.1.3 Vergleichsparemeter

Vergleichsparemeter sind gem. § 13 Abs. 3 ARegV „Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgaben [nachfolgend Y-Variablen] und der Gebietseigenschaften, insb. geografische, geologische oder topografische Merkmale sowie strukturelle Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes [Z-Variablen]“.

Absatz 3 stellt eine Reihe von Vorgaben an die Wahl der Vergleichsparemeter:

- Die Vergleichsparemeter müssen „geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sie *messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend* sind, insbesondere *nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden* (§ 13 Abs. 3 S. 2 und 3 ARegV).“
- „Vergleichsparemeter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein
  - die Anzahl der Anschlusspunkte oder der Zählpunkte in Stromversorgungsnetzen [...],
  - die Fläche des versorgten Gebietes,
  - die Leitungslänge [...],
  - die Jahresarbeit,
  - die zeitgleiche Jahreshöchstlast,
  - die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie oder
  - die Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen.“
- Bei der Bestimmung von Z-Variablen können flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden (§ 13 Abs. 3 S. 5 ARegV).
- Vergleichsparemeter können bezogen auf die verschiedenen Netzebenen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet nicht statt (§ 13 Abs. 3 S. 6 ARegV).

- Die Auswahl der Vergleichsparameter hat mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 13 Abs. 3 S. 7 ARegV).
- Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber soll möglichst weitgehend abgebildet werden (§ 13 Abs. 3 S. 8 ARegV). Dabei sind die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen (§ 13 Abs. 3 S. 9 ARegV).
- Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sind Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig zu hören (§ 13 Abs. 3 S. 10).

#### 2.1.4 Bestabgerechnete Effizienzwerte und Effizienzbonus

Bezüglich der Festlegung der Effizienzwerte werden in der ARegV folgende wesentliche Vorgaben gemacht:

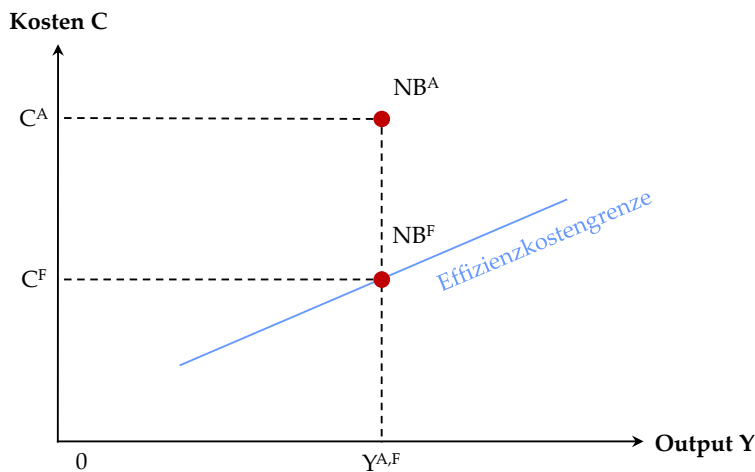
- Der *maximale Effizienzwert* liegt gem. Anlage 3 ARegV bei 100 Prozent.
- Der *minimale Effizienzwert* liegt gem. § 12 Abs. 4 Satz 1 ARegV bei 60 Prozent.
- *Bestabgerechnete Effizienzwerte*: Es ist ein Best-of-four Verfahren im Sinne von § 12 Abs. 4a ARegV durchzuführen. D. h., es wird jeweils der höchste Effizienzwert aus den beiden Methoden DEA und SFA verwendet, wobei je Methode zusätzlich zu sTotex auch eine Berechnung mit nicht standardisierten Aufwandsparemtern (Totex) zu Grunde gelegt werden soll, ohne dabei die Vergleichsparameter zu ändern (Abs. 4a). Damit sind je NB vier Effizienzwerte zu berechnen bzw. für den Fall, dass die SFA nicht zur Anwendung kommen kann, zwei Effizienzwerte. Der jeweils beste Wert gilt, so er über dem Minimum von 60 Prozent liegt, als Grundlage für die Bestimmung der Erlösobergrenze.
- *Effizienzbonus*: Gem. §12a ARegV ist erstmals in der 3. Regulierungsperiode für nach § 12 ARegV als effizient ausgewiesene Verteilnetzbetreiber ein Aufschlag auf die Erlösobergrenze auf Grundlage der Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nummer 5 Satz 9 mit folgenden Vorgaben zu berechnen:
  - Berücksichtigung beider Aufwandsparemtern sTotex und Totex;
  - Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht der *Differenz* aus den *individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse* abzüglich der *individuellen Effizienzwerte aus der DEA*;
  - Supereffizienzwerte von über 5 Prozent sind mit 5 Prozent anzusetzen, d.h., es gilt ein *Maximum von 5 Prozent*;
  - Weichen die (nach oben begrenzten) Supereffizienzwerte von sTotex und Totex voneinander ab, ist das *arithmetische Mittel* dieser beiden Supereffizienzwerte zu verwenden.

## 2.2 Ökonomische Grundlagen der Effizienzmessung

Kosteneffizienz ist gemäß der mikroökonomischen Theorie dann gegeben, wenn zur Bereitstellung der nachgefragten Outputs minimale Kosten eingesetzt werden. Sie liegt dann vor, wenn gleichzeitig minimale Inputmengen verwendet werden (technische Effizienz) und gegeben der Faktorpreise, die optimale Inputkombination gewählt wird (allokative Effizienz).

Zur Messung der Kosteneffizienz stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung. Beim Konzept der Effizienzkostengrenze dienen die Kostenfunktionen der besten Unternehmen als Referenz für alle anderen Unternehmen. **Abbildung 3** stellt diesen Zusammenhang schematisch dar.  $NB^A$  ist für  $NB^A$  die Referenz („Best Practice“ bzw. „Peer“), indem es den gleichen Output  $Y$  zu geringeren Kosten  $C$  erbringen kann. Die blaue Linie stellt die Effizienzkostengrenze dar („Frontier“).

**Abbildung 3: Illustration Effizienzkostengrenze**



Quelle: In Anlehnung an Filippini et al. (2011)

Es existieren verschiedene ökonomische Ansätze zur Schätzung von Effizienzkostengrenzen. Sie haben gemein, dass der Effizienzvergleich aufgrund der ökonomischen Größen Input und Output berechnet wird. Sie lassen sich grundsätzlich in zwei Klassen einteilen: Methoden der linearen Optimierung und ökonometrische Methoden. Die ARegV schreibt in Anlage 3 zu § 12 zur Schätzung der Kosteneffizienz je eine lineare Optimierung und eine ökonometrische Schätzung vor: die DEA (Charnes et al. 1978) und die SFA (Aigner et al. 1977). Einführungen hierzu können in Bogetoft und Otto (2011) oder Bogetoft (2012) nachgelesen werden. In den folgenden beiden Kapiteln werden die wesentlichen Elemente beider Methoden näher beschrieben.

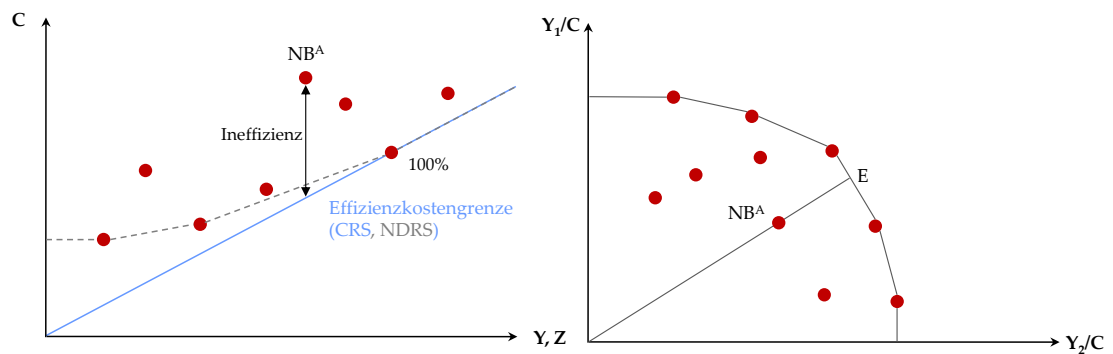
### 2.2.1 DEA – Data Envelopment Analysis

Bei den Methoden der linearen Optimierung werden Output und Input ins Verhältnis gesetzt, ohne a priori Annahmen über dieses Verhältnis – beispielsweise zur funktionalen Form – treffen zu müssen. Dabei wird die Effizienzgrenze nicht wie bei ökonometrischen Methoden geschätzt, sondern durch lineare Optimierung errechnet. Bei der DEA wird für jedes Unternehmen ein Quotient aus Inputs (im Kontext der Kosteneffizienz entsprechen Kosten den Inputs) und dem erbrachten Output<sup>6</sup> berechnet unter der Nebenbedingung, dass der Effizienzwert zwischen null

<sup>6</sup> Im Rahmen des Effizienzvergleichs ist die Erfüllung der Versorgungsaufgabe – ggf. unter Berücksichtigung von Umweltfaktoren – die Output-Leistung.

und eins liegt. Dabei sind alle Unternehmen, die bei diesem partiellen Input-Output Verhältnis den höchsten Wert erzielen, relativ effizient („Peers“) und erhalten einen Effizienzwert von 100% (vgl. **Abbildung 4, linke Seite**). Sie bilden die Eckpunkte der Effizienzkostengrenze, die durch lineare Kombinationen dieser relativ effizienten Unternehmen gebildet wird und somit alle restlichen, relativ ineffizienten Unternehmen mehrdimensional umhüllt. Die Kosteneffizienz eines Unternehmens wird durch den relativen Abstand zur Effizienzkostengrenze bestimmt (vgl. **Abbildung 4, rechte Seite**).  $NB^A$  ist demnach erkennbar ineffizient, weil er/sie nicht auf dem effizienten Rand liegt. Der Grad der Ineffizienz lässt sich graphisch durch den Quotienten der Strecke  $\overline{NB^AE}$  und  $\overline{OE}$  veranschaulichen.

**Abbildung 4: Schematische Darstellung einer DEA**



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2014)

Die DEA kann mit fallenden, konstanten, nicht fallenden oder variablen Skalenerträgen spezifiziert werden.<sup>7</sup> Neu gibt die ARegV vor, dass konstante Skalenerträge (CRS) zu unterstellen sind, dass also anzunehmen ist, dass eine Änderung der Output-Faktoren zu einer proportionalen Änderung der Kosten führt – etwa eine Verdopplung der Output-Faktoren eine Verdopplung der Kosten bewirkt. Produktivitätsunterschiede aufgrund unterschiedlicher Unternehmensgrößen werden somit nicht aus der Effizienzbewertung ausgeschlossen. Die graue, gestrichelte Umhüllende stellt eine DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen dar (NDRS). Bei variablen Skalenerträgen wäre ebenfalls die grau gestrichelte Kurve zu verwenden und lediglich so anzupassen, dass auch der NB ganz rechts Teil der Kostengrenze wird, da hier die Umhüllende im Gegensatz zu NDRS auch stärker als die CRS-Gerade steigen darf.

<sup>7</sup> Fallende Skalenerträge implizieren Größennachteile, konstante Skalenerträge Größenunabhängigkeit, nicht fallende Skalenerträge Größenunabhängigkeit oder Größenvorteile, und variable Skalenerträge Größenvor- oder Größennachteile.

### 2.2.2 SFA – Stochastic Frontier Analysis

Das Basismodell der SFA kann folgendermaßen beschrieben werden:

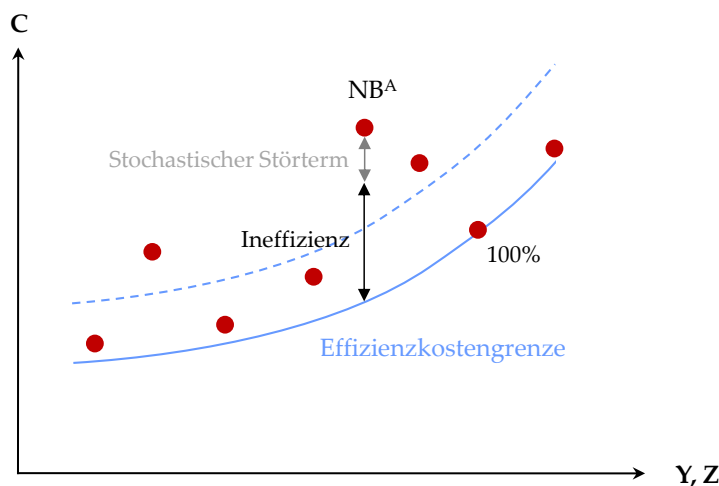
$$C_i = f(Y_i; Z_i; P_i) + \alpha + u_i + v_i.$$

Dabei bezeichnet Index  $i$  den jeweiligen Netzbetreiber, der abhängige Parameter  $C$  die Kosten,  $Y$  die Output-Leistung,  $Z$  weitere unabhängige Parameter (bspw. gebietsstrukturelle Parameter),  $P$  die Inputpreise<sup>8</sup> und  $f$  die funktionale Form. Der Parameter  $\alpha$  steht für eine allgemeine Konstante,  $u$  beschreibt die Ineffizienz und  $v$  den stochastischen Störterm (individuelle zufällige Charakteristik).

Die SFA vermag also – anders als die DEA – zwischen Ineffizienzen und stochastischen Störtermen zu unterscheiden. Dies wird erreicht, indem die SFA nicht den ganzen Abstand zur Effizienzgrenze (Residuen) als Ineffizienz ausgibt, sondern diesen Abstand in einen symmetrisch um Null verteilten stochastischen Störterm und einen positiv verteilten Ineffizienz-Term zerlegt. Hierzu wird a priori eine Annahme zur Verteilung dieser beiden Terme getroffen.

**Abbildung 5** illustriert vereinfacht die Funktionsweise einer SFA. Die gestrichelte Linie zeigt die geschätzte allgemeine Kostenfunktion  $C=f(Y)$ , die durchgezogene Linie stellt die daraus abgeleitete Effizienzgrenze dar, welche am Peer ausgerichtet wird. Die Distanz eines NB zur Effizienzgrenze teilt sich in die geschätzte Ineffizienz und den stochastischen Störterm.

**Abbildung 5: Schematische Darstellung einer SFA**



Quelle: Basierend auf Swiss Economics (2014)

### 2.2.3 Zusammenspiel von DEA und SFA

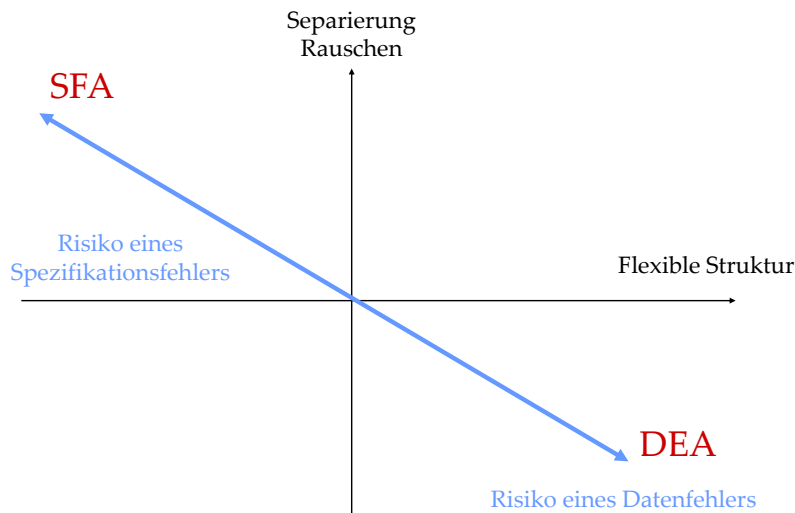
DEA und SFA haben für sich genommen Vor- und Nachteile. Die SFA ermöglicht im Vergleich zur DEA die Separierung des stochastischen Störterms von der Ineffizienz, was in **Abbildung**

<sup>8</sup> Gestützt auf die früheren Effizienzvergleiche, auf die derzeitige Rechtsprechung und unsere gleichbleibende Einschätzung hierzu wird nachfolgend von einer Differenzierung der Inputpreise zwischen Netzbetreibern abgesehen, d.h. die Formel vereinfacht sich zu  $C_i = f(Y_i; Z) + \alpha + u_i + v_i$ . Eine Differenzierung wurde im Rahmen der Konsultation von den Verbänden nicht gefordert. Gleichwohl wird im Rahmen der Modellvalidierung z.B. der Einfluss der Dummy-Variablen Ost/West oder von Stadt/Land-Effekten auf die bestabgerechneten Effizienzwerte geprüft.



6 als Separierung des Rauschens bezeichnet wird. Dadurch wird das Risiko gesenkt, dass individuelle Besonderheiten oder auch Datenfehler als Ineffizienzen fehlinterpretiert werden. Im Gegensatz dazu müssen im Rahmen der DEA weder Annahmen zur Verteilung dieser beiden Terme noch eine Annahme zur funktionalen Form getroffen werden, was eine flexible Struktur ermöglicht und das Risiko eines Spezifikationsfehlers senkt. Die nachfolgende Abbildung 6 illustriert dieses Zusammenspiel.

Abbildung 6: Zusammenspiel von DEA und SFA



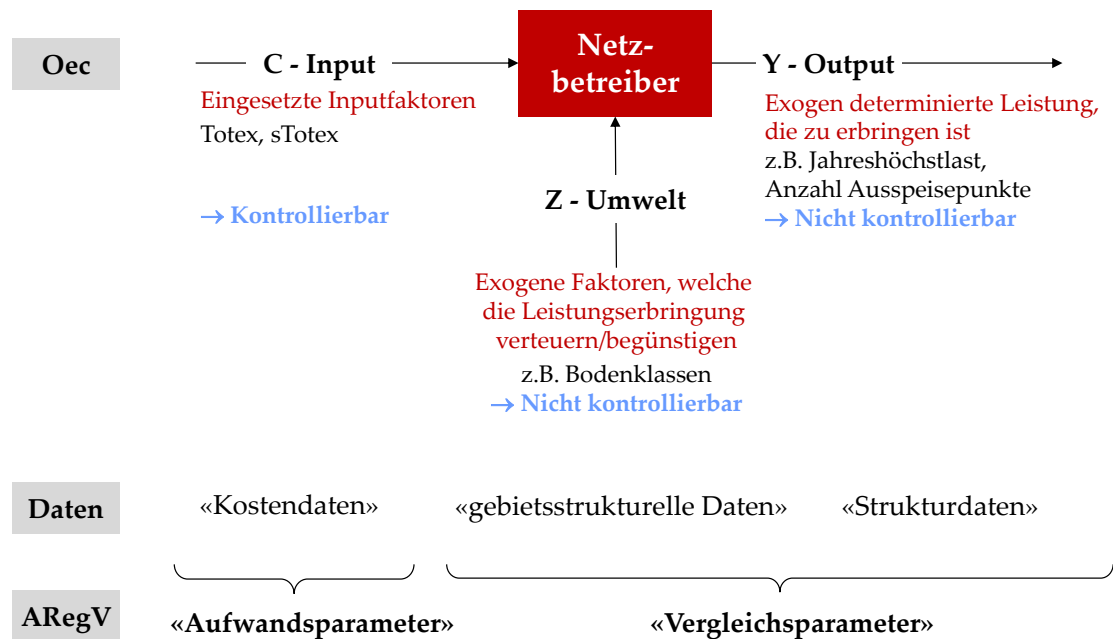
Quelle: SUMICSID (2007)

Soll bei einem Effizienzvergleichsmodell (im Sinne einer Auswahl von Kostentreibern/Vergleichsparametern nach § 13) das Vorsichtsprinzip angewendet werden, um möglichst zu vermeiden, dass eines der beiden Risiken eintritt und den Effizienzvergleich in Richtung zu geringer Effizienzwerte verfälscht, können beide Verfahren durchgeführt und mittels Best-of Verfahren für einen Netzbetreiber der jeweils bessere Effizienzwert verwendet werden. Dies verlangt die ARegV gem. § 12 Abs. 3 ARegV. Die Anwendung des Vorsichtsprinzips hinsichtlich der genannten Risiken bedeutet, dass für beide Methoden die jeweils gleichen Kostentreiber verwendet werden.

### 2.3 Zusammenfassung und Terminologie

Zusammenfassend werden beim Effizienzvergleich die Kosten  $C$  eines Netzbetreibers, also sein Aufwand bzw. Input, mit dessen Versorgungsaufgabe bzw. Output  $Y$  unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen  $Z$  verglichen, wie in **Abbildung 7** schematisch und idealtypisch dargestellt. Während die Inputs dadurch gekennzeichnet sind, dass sie durch den Netzbetreiber steuer- und beeinflussbar sind, sollen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe und der Rahmenbedingungen möglichst Parameter gewählt werden, die nicht direkt vom Netzbetreiber kontrolliert werden können. Ein solcher Vergleich zeigt, wie kosteneffizient die einzelnen NB im Vergleich zu den übrigen NB arbeiten: Die beiden zu verwendenden Methoden, DEA und SFA, berechnen bzw. schätzen den Zusammenhang zwischen  $C$  und  $Y$  unter Berücksichtigung von  $Z$  über alle NB. Was nicht mittels der verwendeten Vergleichsparameter – sprich Unterschiede in der Versorgungsaufgabe – erklärbar ist, wird ganz (DEA) oder teilweise (SFA) der Ineffizienz zugeschrieben.

Abbildung 7: Analyserahmen



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2014)

Die Parameter Y und Z werden in der ARegV zusammengefasst als „Vergleichsparameter“ bezeichnet. Die zugehörigen Daten werden nachfolgend für Y-Parameter als Strukturdaten referenziert (grundsätzlich geliefert von den einzelnen Netzbetreibern) und für Z-Parameter als gebietsstrukturelle Daten (Grunddaten bereitgestellt durch die BNetzA). **Tabelle 2** fasst die gewählte Terminologie zusammen.

Tabelle 2: Terminologie der Parameter und Daten

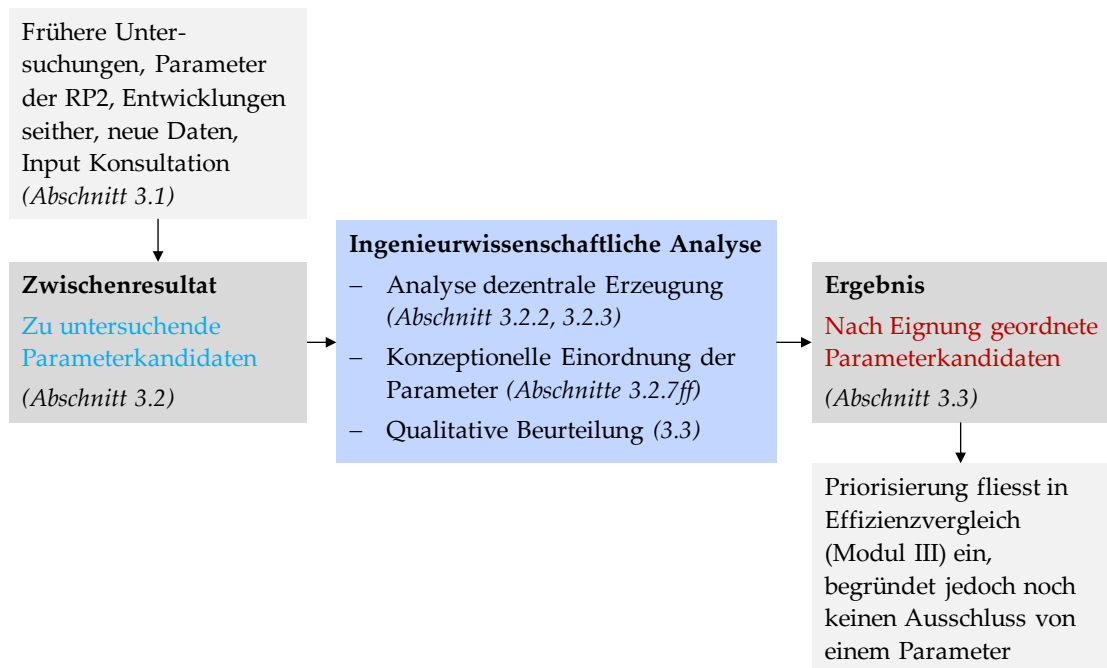
Parameter / Variable	Daten (für jeden NB existiert je Parameter/Variable genau ein Wert, $i=1, \dots, I$ , d.h. $(N+M+L) \cdot i$ Werte)	Referenz ARegV
<b>Input C</b> $c^n, n=1, \dots, N$	„Kostendaten“, bei VNB durch BNetzA und LRegBn erhoben und geprüft	„Aufwandsparameter“
<b>Output Y</b> $y^m, m=1, \dots, M$	„Strukturdaten“, bei VNB durch BNetzA erhoben und geprüft	„Vergleichsparameter“
<b>Umwelt Z</b> $z^l, l=1, \dots, L$	„Gebietsstrukturelle Daten“, ermittelt durch die BNetzA	

### 3 Vergleichsparameter

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV hat die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen. Das nachfolgende Kapitel beschreibt in dem Zusammenhang die vorgängig zum eigentlichen Effizienzvergleich vorgenommenen qualitativen Analysen zu den Kostentreibern.

**Abbildung 8** beschreibt das Vorgehen. In einem ersten Schritt wird ausgehend von den Parametern und Untersuchungen früherer Effizienzvergleiche eine Liste von zu untersuchenden Parametern hergeleitet. Im Zuge der Energiewende wird eingehend untersucht, inwieweit die Parameter die Anforderungen an die Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Anschluss dezentraler Erzeugung abzudecken vermögen und ob andere Parameter zu bilden sind. Die so gefundenen Parameter werden schließlich konzeptionell eingeordnet und qualitativ diskutiert. Resultat der Arbeiten ist eine aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nach KTA-Eignung geordnete Liste von Vergleichsparametern für die weitere Verwendung im Effizienzvergleich.

**Abbildung 8: Vorgehen ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse**



Quelle: Eigene Darstellung

#### 3.1 Ingenieurwissenschaftliche Kostenzusammenhänge

Geeignete Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich sollen als Kostentreiber einen funktionalen Zusammenhang zu den Netzkosten der Verteilnetzbetreiber aufweisen. Kostentreiber stellen dabei in diesem Zusammenhang Faktoren dar, die durch ihre Ausprägung Einfluss auf die absolute Höhe der jährlichen Netzkosten nehmen.

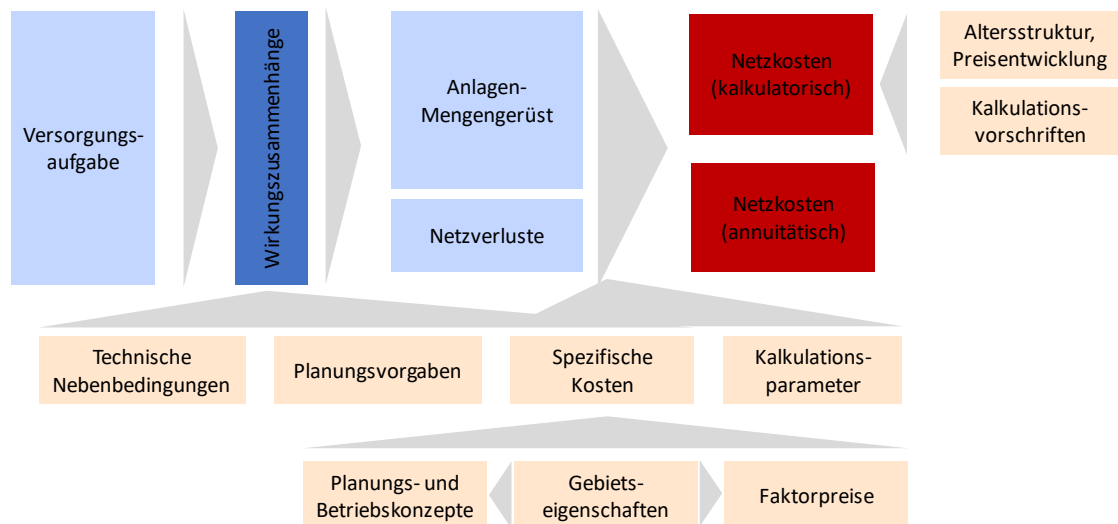
In der Vergangenheit wurden bereits umfassende ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen zur Analyse von Kostentreibern durchgeführt. Mit der Einführung der Anreizregulierung fand eine modellbasierte Kostentreiberanalyse (Consentec, 2006) statt, deren Wirkungszusammenhänge nach Einschätzung des Konsortiums weiterhin grundsätzlich ihre Gültigkeit haben. Die wesentlichen Ergebnisse aus dieser modellbasierten Kostentreiberanalyse werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

Die Kostentreiber lassen sich in die Kategorien

- Versorgungsaufgabe
- Anlagen-Mengengerüst
- Netzverluste
- Technische Nebenbedingungen und Planungsvorgaben
- Spezifische Investitions- und Betriebskosten und Nutzungsdauern
- Altersstruktur und Preisentwicklung

einteilen, die im in **Abbildung 9** dargestellten Wirkungszusammenhang stehen. Von besonderer Relevanz zur Beurteilung der Kostentreiber ist dabei, ob diese Kostentreiber exogen vorgegeben oder endogen durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind (vgl. Abschnitt 3.2.10).

**Abbildung 9: Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge**



Quelle: In Anlehnung an Consentec (2006)

Exogene Einflussgrößen als Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe eignen sich gemäß der Kostentreiberanalyse besonders. Aus der Versorgungsaufgabe kann die Gesamtheit der Anforderungen an die Funktionalität des Netzes im Versorgungsgebiet abgeleitet werden. Dazu zählen die Anforderungen, die Verbraucher, Stromerzeugungsanlagen, vor- und nachgelagerte Netze sowie die Gebietsstruktur an den Netzbetreiber stellen.

Die Ergebnisse der modellbasierten Kostentreiberanalyse zeigen dabei, dass zum einen die Anzahl der Anschlusspunkte und die zu versorgende Fläche stark ausgeprägte Treiber für auszuliegende Leitungen und damit für die Netzkosten der Netzebenen sind. Zum anderen ist die zeitgleiche Last einzelner Netzkunden und die zeitgleiche Jahreshöchstlast mehrerer Kunden ein dominierender Kostentreiber vor allem für die Auslegung der Umspannebenen. Ein starker Lastzuwachs macht dabei eine Netzverstärkung notwendig. Ähnlich verhält es sich auch bei Erzeugungsanlagen, die durch zusätzliche Anschlusspunkte und der Zusatzleistung durch Abtransport und den Anforderungen an die Spannungshaltung einen Anstieg der Netzkosten hervorrufen, während deren lastkompensierende Wirkung eher gering einzustufen ist. Weitergehende Analysen der Parameter zur Beschreibung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Rahmen dieses Gutachtens sind in den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 aufgeführt.

Parameter des Anlagen-Mengengerüsts sind dagegen beispielsweise die Leitungslänge und Leitungstypen zur Beschreibung der Spannungsebenen sowie die Stationsanzahl oder die

Anzahl oder Bemessungsscheinleistung der Netzbetriebsmittel der Umspannstationen für die Umspannebenen. Zwischen Parametern, die das Anlagen-Mengengerüst des Netzbetreibers beschreiben, und den Netzkosten besteht zwar logischerweise ein unmittelbarer Zusammenhang, allerdings sind diese endogene Parameter und damit grundsätzlich weniger als Vergleichsparameter geeignet.

Die technischen Nebenbedingungen und Planungsvorgaben, spezifischen Investitions- und Betriebskosten, Nutzungsdauern, Altersstruktur und Preisentwicklungen wirken als weitere Einflussgrößen auf die Netzkosten.

Die analysierten Kostentreiber aus Consentec (2006) sind auch heute noch relevante Kostentreiber für Netzbetreiber. Die Versorgungsaufgabe, deren Bedeutung in der Vergangenheit entsprechend ihrer Bezeichnung vor allem durch die Anforderungen zur Versorgung der Verbraucher einherging, stellt nach wie vor den stärksten Kostentreiber für Netzbetreiber dar. Seit 2006 hat sich allerdings im Zuge der Energiewende die Anzahl und installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen deutlich erhöht. Damit gewinnt die Aufgabe zur Integration Erneuerbarer Energien als Teilaspekt der Versorgungsaufgabe deutlich an Bedeutung. Dadurch entsteht für viele Netzbetreiber ein zusätzlicher Aufwand zur Einbindung Erneuerbarer Energien mit dem genannten Kostentreiber der EE-Integrationsaufgabe. Aus diesem Grund wird unter dem Gesichtspunkt des thematischen Schwerpunkts der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen in dieser RP in den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 eine spezifische Kostentreiberanalyse für den Integrationsaufwand dezentraler Erzeugungsanlagen durchgeführt.

Die potentiellen Vergleichsparameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe, inklusive der EE-Integrationsaufgabe, sowie des Anlagen-Mengengerüsts sind grundsätzlich disaggregiert bspw. je Netzebene oder aggregiert bspw. über alle oder einige Netzebenen anwendbar. Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht können disaggregierte Parameter als Kostentreiber bestimmte Wirkungszusammenhänge spezifischer darstellen als es zu hohe Aggregationsebenen vermögen. Wenngleich eine Aggregation über Netzebenen oder andere Kriterien aus statistischer Sicht zwingend notwendig ist und auch aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht – bspw. durch gemeinsames Wirken mehrerer Parameter – sinnvoll erscheinen kann, sollte im Einzelfall der Nutzen einer Disaggregation von in der Vergangenheit aggregiert angewendeten Parametern geprüft werden. So können beispielsweise Unterschiede in den technischen Anforderungen der verschiedenen Netzebenen oder der Einfluss anderer disaggregierbarer Ausprägungen (vgl. Abschnitt 3.2.2) auf die Netzkosten genauer beschrieben und analysiert werden.

### **3.2 Zu untersuchende Vergleichsparameter**

Ausgangspunkt zur Bildung der Vergleichsparameter, die im Effizienzvergleich analysiert werden, sind die Parameterbildungen der RP2. Ausgehend hiervon werden Ergänzungen entlang der folgenden Themen vorgenommen:

- Entwicklung des regulatorischen Rahmens und Einbindung dezentraler Erzeugung;
- Neue Parameterbildungen aufgrund erweiterter Datenabfrage inkl. Zusatzdatenerhebung;
- Berücksichtigung von Parametervorschlägen der Netzbetreiber.

### 3.2.1 Entwicklung des regulatorischen Rahmens

#### Vormalige Pflichtparameter

Im Vergleich zur RP2 gibt die novellierte ARegV keine Pflichtparameter mehr vor. Die vormaligen Pflichtparameter werden jedoch in § 13 Abs. 3 Satz 4 weiterhin als Regelbeispiele für mögliche Vergleichsparameter genannt. Insofern ergibt sich bezüglich der ehemaligen Pflichtparameter kein unmittelbarer Anpassungsbedarf im Vergleich zur RP2. Sie werden daher in RP3 berücksichtigt und dabei aggregiert und disaggregiert untersucht.

#### Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen

Im Zuge der Novellierung der ARegV im Jahr 2016 wurden die in § 13 Abs. 3 Satz 4 genannten Ausprägungen für Vergleichsparameter um Nr. 7 „Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen“ ergänzt.

Zusammen mit Nr. 6 „dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie“ wird somit die Belastung der Verteilnetze durch zunehmende dezentrale Erzeugung innerhalb des Effizienzvergleichs stärker berücksichtigt.

Mögliche Vergleichsparameter, die diesen Aspekt darstellen können, werden daher im folgenden Kapitel gesondert ingenieurwissenschaftlich analysiert.

### 3.2.2 Vergleichsparameter zur Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen

Die Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, führt bei Verteilernetzbetreibern zu zusätzlichem Aufwand durch Netzintegrationsmaßnahmen, da die gegebenenfalls hervorgerufenen Verletzungen der technischen Randbedingungen des Netzbetriebs dadurch behoben werden können. Dabei kommt es regional aufgrund der dargebotsabhängigen Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen mit teilweise hoher Gleichzeitigkeit zu Überschreitungen der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln und der einzuhaltenden Betriebsspannungen. Zusätzlich geht mit der steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen ein erhöhter Anschluss- und Verwaltungsaufwand einher. Mögliche Vergleichsparameter zur Abbildung des Aufwands zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen können grundsätzlich in zwei Kategorien eingeteilt werden:

- **strukturbezogene Parameter**, die aus der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers, aber auch aus den resultierenden Kenndaten seines Netzes resultieren.<sup>9</sup>
- **maßnahmenbezogene Parameter** als Vergleichsparameter, die explizit vorgenommene Maßnahmen des Netzbetreibers zur effizienten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen abbilden.<sup>10</sup>

Geeignete struktur- und maßnahmenbezogene Vergleichsparameter werden im Folgenden ingenieurwissenschaftlich abgeleitet und bewertet.

---

<sup>9</sup> § 13 Abs. 3 Satz 4, Nr. 5 und Nr. 6

<sup>10</sup> § 13 Abs. 3 Satz 4, Nr. 7

### Strukturbezogene Parameter

Bereits im Effizienzvergleichsmodell in RP2 wird der Aufwand für die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen über den Vergleichsparameter „Installierte dezentrale Erzeugungsleistung“ abgebildet. § 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 6 ARegV schlägt dazu neben der installierten Leistung auch die „Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen“ als möglichen Vergleichsparameter vor. Diese wurden in Form der Einspeisepunkte zusammen mit den Anschlusspunkten ebenfalls im Effizienzvergleich der RP2 berücksichtigt. Als weiterer potentieller Vergleichsparameter wurde in der RP2 bereits die „Jährliche Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen“ abgefragt und analysiert.

Neben den in der Vergangenheit bereits abgefragten Parametern zur dezentralen Erzeugungsleistung sind in RP3 zusätzliche Parameter erhoben worden, die nachfolgend erläutert werden. Durch diese Parameter sollen explizit oder implizit die Aufwandsauswirkungen der Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen abgebildet werden, was durch die Parameter aus der ursprünglichen Datenerhebung allein in dieser Form nicht möglich war. Diese bezogen sich unter dem Gesichtspunkt der dezentralen Erzeugung allein auf Anzahl, Energie sowie installierten Leistungen, die insbesondere die Rückwirkungen auf die Umspannebenen, aber auch auf die Netzebenen wie unten dargelegt nicht in vollem Maße abbilden können.

Um die Aufwandsfolgen für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in einem Parameter darzustellen, ist die Abbildung der tatsächlich auftretenden Belastung der Netzebenen abzüglich kompensierender Last in einem Vergleichsparameter wünschenswert. Ein möglicher zusätzlicher Aufwand für den Netzbetreiber durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen ist durch eine hohe Rückspeiseleistung aus den nachgelagerten in die vorgelagerten Netze getrieben. Der Parameter „Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene“ – nachfolgend „Höchstlast (Rückspeisung)“ – vermag die Kompensation der Belastung aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufgrund von zeitgleicher Last zu berücksichtigen, indem die an den vorgelagerten Umspannstationen tatsächlich gemessenen oder genäherten Belastungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen in Rückflussrichtung abgebildet werden.

Die Spannungs- und Umspannebenen sind auf den konventionellen Transport der Energie von den höheren in die niedrigeren Spannungsebenen ausgelegt. Trotz des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen ist nach wie vor die Abnahme durch Verbraucher für die Netzauslegung von zentraler Bedeutung. Ergänzend zum Parameter Höchstlast (Rückspeisung) bietet sich hierfür der Parameter „Jahreshöchstlast aller Entnahmen“ – nachfolgend „Höchstlast (Entnahme)“ – an.

Für die maximale Belastung und damit Auslegung einer Netz- und Umspannebene ist sowohl die Starklast- als auch Starkeinspeisesituation zu beachten. Der Parameter „Betragsmäßige Jahreshöchstbelastung“ aus Entnahme und Rückspeisung – nachfolgend „Höchstbelastung“ – spiegelt daher die Leistung des Netzbetreibers zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe wider, unabhängig davon, ob die Belastung und Auslegung durch Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen oder durch konventionelle und neuartige Lasten wie bspw. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge getrieben wird.

Die Parameter werden jeweils zum einen zeitgleich gebildet, um je Station die jeweils spezifische, auslegungsrelevante Belastungsspitze zu berücksichtigen, zum anderen werden die Parameter zeitgleich gebildet, um die höchste tatsächlich auftretende Belastung der betroffenen Umspannebene sowie der vor- bzw. nachgelagerten Spannungsebenen zu erfassen.

Darüber hinaus werden die im Rahmen der Zusatzdatenerhebung eingegangenen Parameter-vorschläge der Netzbetreiber mitbetrachtet (vgl. Abschnitt 3.2.5). Diese bilden ähnlich wie die Höchstbelastung das Verhältnis aus Netzbelastung durch dezentrale Erzeugungsanlagen zur konventionellen lastgetriebenen Belastung ab.

Die hier dargestellten strukturbezogenen Parameter sind grundsätzlich als Kostentreiber für die Netzkosten und damit als Vergleichsparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs geeignet.

### **Maßnahmenbezogene Parameter**

Auf die genannten Herausforderungen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen kann ein Netzbetreiber mit unterschiedlichen Maßnahmen reagieren. Diese reichen von konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen der bestehenden Primärtechnik wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren bis hin zur Anwendung von innovativen Betriebsmitteln und Überwachungs- sowie Steuerungssystemen. Dazu zählen bspw. regelbare Betriebsmittel wie regelbare Umspann-, Ortsnetztransformatoren oder Spannungslängsregler zur Behebung von Spannungsbandverletzungen. Zudem kann durch Wirkleistungs- und Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen Überlastungen des Verteilnetzes entgegengewirkt werden.

Im Zusammenhang mit dem Wirkleistungsmanagement ist die Spitzenkappung als Maßnahme zu nennen. Durch das Strommarktgesetz 2016 darf dabei nach §11 Abs.2 EnWG für die Netzauslegung die Annahme einer Reduzierung um bis zu drei Prozent der voraussichtlichen jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen zugrunde gelegt werden. Dieses Instrument stand dem Netzbetreiber im Basisjahr des Effizienzvergleichs noch nicht vollständig zur Verfügung und ist daher in dieser RP nicht für den Effizienzvergleich geeignet.

Vorgenommene Einspeisemanagementmaßnahmen umfassen damit ausschließlich Maßnahmen in Form von Abregelung erneuerbarer Energien Anlagen, die vor bzw. während dem Netzausbau als Überbrückung notwendig waren. Einspeisemanagementmaßnahmen werden nicht als rein exogene oder strukturbezogene Parameter eingestuft, da sie durch den Netzbetreiber zumindest als Reaktion ausgelöst werden. Die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen zeigt zwar einen Netzausbaubedarf, es ist aber nicht möglich zu differenzieren, ob die Netzausbaukosten bereits in der Kostenbasis des Netzbetreibers berücksichtigt wurden. Insgesamt wird die Eignung des Kriteriums „Einspeisemanagement-Maßnahmen“ als Kostentreiber der Einbringung dezentraler Erzeugungsanlagen daher als negativ eingestuft.

Um die verschiedenen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen als Vergleichsparameter im Effizienzwert heranziehen zu können, müssen diese durch eine Kenngröße abgebildet werden. Dabei sind je Maßnahme grundsätzlich verschiedene Ausprägungen denkbar. Um die Maßnahme der regelbaren Ortsnetztransformatoren darzustellen, können beispielsweise die Ausprägungen Anzahl oder Bemessungsscheinleistung genutzt werden. Die Beobachtbarkeit, Fernsteuerbarkeit und Automatisierung wäre durch die Anzahl der Sensoren und Aktoren oder die beobachtbaren Leitungskilometer abbildbar.

Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen dienen, werden zwar in der novellierten ARegV als mögliche Ausprägungen genannt, weisen allerdings einige Widersprüche hinsichtlich der Anforderungen an Vergleichsparameter auf. So sind Maßnahmen grundsätzlich durch den Netzbetreiber beeinflussbar und stellen damit inputorientierte, endogene Parameter  $X(Y)$  dar (vgl. Abschnitt 3.2.10). Zwar sind die Maßnahmen ex-post nicht mehr für das Basisjahr 2016 beeinflussbar, allerdings können sich Netzbetreiber für die RP4 auf diesen Umstand einstellen, sodass die zukünftige Verwendung



dieser Maßnahmen als Vergleichsparameter negativ zu bewerten ist. Auch bezüglich der Technologieoffenheit sind Maßnahmen als Vergleichsparameter negativ zu bewerten. Da sich verschiedene Maßnahmen gegenseitig substituieren, müssten für ein technologieoffenes Level-Playing-Field alle Maßnahmen berücksichtigt werden.

Die Berücksichtigung einer Maßnahme als Vergleichsparameter kommt daher einer normativen Aussage gleich, dass diese Maßnahme besser geeignet ist, als andere Lösungsmöglichkeiten. Auch eine etwaig ineffiziente Umsetzung oder Wahl der Maßnahme würde zu einer Verbesserung im Effizienzvergleich führen. Jedoch kann eine solche Aussage nicht pauschal getroffen werden, sondern ist von der jeweiligen Situation des Netzbetreibers abhängig. Damit entsteht ein Konflikt zur Idee des Effizienzvergleichs, bei dem die Effizienz von Handlungen des Netzbetreibers anhand des Vergleichs von exogenen Vergleichs- und endogenen Aufwandsparameter ermittelt werden soll, um Technologieneutralität zu wahren.

Der skizzierte Widerspruch kann an einem Beispiel verdeutlicht werden: Ein Netzbetreiber statet sein Netz umfassend mit regelbaren Netzbetriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren und der für eine intelligente Weitbereichsregelung notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik sowie Mess- und Regelungstechnik aus, obwohl dies aus netzplanerischer Sicht in seinem Netz nicht notwendig bzw. effizient ist. Nähme man nun etwa einen Parameter „Anzahl regelbarer Ortsnetztransformatoren“ in das Effizienzvergleichsmodell auf, würde der Netzbetreiber unabhängig von der Effektivität und Effizienz seiner Maßnahmen im Effizienzvergleich besser als ein Netzbetreiber gestellt werden, der sein Netz mit anderen Maßnahmen bewirtschaftet – obwohl diese in seinem Netz möglicherweise effizient, d.h. bedarfsorientiert eingesetzt werden.

Damit sind die dargestellten Maßnahmen als Vergleichsparameter im Vergleich zu den strukturbezogenen Parametern weniger geeignet. Sie werden im Folgenden bei der Ermittlung der Vergleichsparameter nur am Rande<sup>11</sup> berücksichtigt.

### 3.2.3 Priorisierung der Parameter zur dezentralen Erzeugung

Im Rahmen einer ingenieurwissenschaftlichen Analyse werden die oben beschriebenen möglichen Ausprägungen von Vergleichsparametern zur Abbildung des Aufwands zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen gemäß **Abbildung 10** bewertet und priorisiert.

Die Bewertungskriterien leiten sich damit neben den methodischen Anforderungen zur Durchführung des Effizienzvergleichs in DEA und SFA größtenteils aus den Anforderungen des § 13 Abs. 3 ARegV ab. Dazu zählen die Zielorientierung, um die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, die Messbarkeit und Datenverfügbarkeit, die fehlende Möglichkeit der Beeinflussung sowie die strukturelle Vergleichbarkeit und Abbildung von Heterogenität. Zusätzliche Anforderungen bestehen in der Kontinuität zu den vergangenen RP.

---

<sup>11</sup> Aggregierte Parameter zur Auswahl zugelassen im BU-Verfahren und in der Second-Stage-Analyse geprüft.

Abbildung 10: Priorisierung Vergleichsparameter dezentrale Erzeugung

<b>Geeignete Vergleichsparameter</b>	<b>Erfüllung Kriterien</b>
1. Installierte Erzeugungsleistung (dezentral)	Zielorientierung DZA, Kontinuität, hohe Datenverfügbarkeit, keine Beeinflussbarkeit, Disaggregation möglich
2. Höchstlast (Rückspeisung) (zeitgleich & -ungleich)	Zielorientierung DZA, Unvollst. Datenverfügbarkeit, theoretische Beeinflussbarkeit
3. Höchstbelastung (zeitgleich & -ungleich)	Univ. Zielorientierung, Unvollst. Datenverfügbarkeit, theoretische Beeinflussbarkeit
<b>Unterstützende Parameter</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fläche</li> <li>▪ Anzahl Einspeisepunkte (dezentral)</li> <li>▪ Leitungslänge</li> </ul>	
<b>Maßnahmenbezogene Parameter: Nicht zu empfehlen</b>	

Legende: DZA = Dezentrale Erzeugungsanlagen

Quelle: Eigene Darstellung

### Installierte Erzeugungsleistung (dezentral)

Für die Netzdimensionierung des Netzbetreibers und damit für zusätzlichen Aufwand aufgrund der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen sind auslegungsrelevante Netznutzungsfälle zu betrachten. Diese stellen Extremsituationen der Last oder der Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen dar, aus der thermische- als auch spannungsbedingte Verletzungen resultieren können. Relevant für die Auslegung ist damit nicht die Anzahl oder eingespeiste Energie, sondern die Leistung der angebundenen dezentralen Erzeugungsanlagen. Daher ist aus ingenieurwissenschaftlicher Perspektive die Wahl der installierten dezentralen Erzeugungsleistung als Vergleichsparameter grundsätzlich positiv zu bewerten.

Allerdings spiegelt die installierte Leistung nicht die tatsächliche Belastung und Auslegung des Netzes wider, da die tatsächliche dezentrale Einspeisung keine Gleichzeitigkeit der installierten Leistung von 100% aufweist. Eine zeitgleiche Entnahme kann darüber hinaus bspw. durch Lasten oder unterlagerte Netzebenen die Auswirkungen der installierten dezentralen Erzeugungsleistung verringern. Auch können verschiedene Marktstrategien der Anlagenbetreiber oder verschiedene natürliche Einspeisebedingungen innerhalb des Netzes zu unterschiedlichen Einspeisungen führen. Die Gleichzeitigkeit der Einspeisung und die Wechselwirkungen mit der Entnahme werden damit durch den Vergleichsparameter installierte dezentrale Erzeugungsleistung nicht explizit abgedeckt.

In der RP2 wurde der Parameter installierte dezentrale Erzeugungsleistung in Summe betrachtet, unabhängig von der Art der Einspeisung und unabhängig von den Spannungsebenen. Aus technischer Perspektive ist grundsätzlich der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Photovoltaikanlagen Treiber für netzseitigen Aufwand für den Netzbetreiber in allen Netzebenen. Davon geht auch die ARegV aus, indem die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie in § 13 Abs. 3 Nr. 6 explizit genannt werden. Allerdings unterscheidet sich durchaus deren Wirkung.

Dabei führen dezentrale Erzeugungsanlagen in niedrigeren Spannungsebenen aufgrund der Leitungseigenschaften, der Versorgungsaufgabe und der daraus resultierenden Netzstruktur stärker zu spannungsbedingten Verletzungen der technischen Randbedingungen als in höheren Spannungsebenen. In letzteren kommt es durch Integration dezentraler Erzeugungsanlagen oftmals schneller zu Überlastungen der Betriebsmittel. Zudem ist die Aufnahmekapazität des Netzes in den unteren Netzebenen allgemein geringer, sodass die gleiche installierte Leistung beispielsweise in der Niederspannungsebene das Netz stärker belastet als in der Hochspannungsebene.

Eine mögliche Disaggregation des Parameters Summe der installierten Erzeugungsleistung muss dabei nicht zwingend bis auf jede Netzebene und jeden Energieträger erfolgen. Gerade um dem Aspekt der Dezentralität der Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen, wurde eine Aggregation allein der unteren Spannungs- und Umspannebenen geprüft. Durch die Aggregation der Erzeugungsleistung in den unteren drei Netzebenen (Netzebenen 5 – 7) können die Netzebenen, die historisch am wenigsten auf (dezentrale) Einspeisung ausgelegt sind, zusammengefasst werden. Da der Begriff der dezentralen Erzeugungsanlage sehr weitgehend ist, können ergänzend die Windenergie- und PV-Anlagen aus Netzebene 3 und 4 hinzuaggregiert werden. So können diese volatilen Erzeugungsanlagen von anderen größeren und steuerbaren Erzeugungsanlagen, wie bspw. kleineren konventionellen Kraftwerken, die historisch bereits an die Hochspannungsebene angeschlossen sind, differenziert werden.

Bezüglich der Primärenergieträger bestehen außerdem unterschiedliche zeitliche Wirkungen und Verhältnisse zur zeitgleichen Last. Während bspw. PV-Anlagen nur tagsüber einspeisen und ihren Peak in den Mittagsstunden haben, können Windenergieanlagen auch zu Schwachlastzeiten in das Netz einspeisen und dieses so stärker belasten.

Entsprechend werden nachfolgend eigens drei Kategorien von Parametern zur Abbildung der dezentralen Erzeugung jeweils für die installierte Erzeugungsleistung gebildet (in Analogie ebenfalls für Einspeisung und Einspeisepunkte):

- Vergleichsparameter, welche die *Netzebenen* MS, MS/NS und NS zusammenfassen. Sie werden mit dem Suffix **NE5to7** gekennzeichnet;
- Vergleichsparameter, welche nach *Primärenergieträger* differenzieren mit Suffix **solar**, **wind** usw.;
- Vergleichsparameter, welche *Netzebenen und Primärenergieträger* berücksichtigen, welche für die Netzebenen 5 bis 7 alle Erzeugungsanlagen einschließen und für die Netzebenen 3 (HS) und 4 (HS/MS) zudem Wind- und Photovoltaik. Sie werden mit dem Suffix **dec** gekennzeichnet.

Insgesamt steht aus technischer Perspektive eine Disaggregation nach Primärenergieträger und/oder Netzebene des Parameters installierte Erzeugungsleistung im Effizienzvergleich im Vordergrund. Weitere Vorteile dieser Parametergruppe liegen in der Kontinuität zu den vergangenen RP, der fehlenden Beeinflussbarkeit sowie in der bestehenden hohen Datenverfügbarkeit.

### Höchstlast (Rückspeisung)

Ein zusätzlicher Aufwand für Netzbetreiber getrieben durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zeigt sich durch hohe Rückspeisungen in die vorgelagerten Netzebenen. Der Parameter Höchstlast (Rückspeisung) eignet sich zudem, die tatsächlich auftretende Belastung der Netzebenen durch dezentrale Erzeugungsanlagen abzüglich kompensierender Last und unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Einspeisung abzubilden. Er spiegelt dabei aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht sowohl über eine zeitgleiche Ermittlung für tatsächlich auftretende Belastungen als auch über eine zeitungleiche Ermittlung für die Auslegungsrelevanz wesentliche Aspekte des Aufwands für die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen wider. Dabei vermag der Parameter neben der Belastung der Umspannebene durch Rückspeisung auch den Aufwand der unterlagerten Netzebenen abzuschätzen. Aus diesen Gründen ist er im Rahmen der Zusatzerhebung als aussichtsreicher Vergleichsparameter zur Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsanlagen abgefragt worden.

Im Gegensatz zum Parameter „Installierte Erzeugungsleistung“ besteht hierzu keine Kontinuität zu den vergangenen RP. Bei der Erhebung zeigte sich zudem, dass die notwendigen Daten gerade in der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannung nicht flächendeckend verfügbar sind, was eine sachgerechte Anwendung dieses Parameters im Effizienzvergleich nicht erlaubt. Dies liegt an fehlenden Messeinrichtungen bei den Netzbetreibern, da diese Ebene historisch auch aus Effizienzgründen meist passiv betrieben wird. Zusätzlich ist eine zukünftige Beeinflussbarkeit durch Umschaltmaßnahmen theoretisch möglich, wodurch eine zukünftige Nutzung unter dem Gesichtspunkt der Kontinuität unsicher ist. Der Parameter lässt sich auch unflexibler disaggregieren, als es die installierte Erzeugungsleistung ermöglicht. Eine Aggregation mehrerer Umspannebenen ist außerdem oft mit einer Doppelberücksichtigung der Leistungsflüsse verbunden.

Daher wird dieser Parameter insgesamt trotz sehr guter Eignung aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht mit der höchsten Eignung zur Abbildung der EE-Integrationsaufgabe bewertet.

### Höchstbelastung

Für die maximale Belastung und damit Auslegung einer Netz- und Umspannebene ist sowohl die Starklast- als auch die Starkeinspeisesituation zu beachten und damit die sich daraus ergebenden Jahreshöchstlasten der Entnahmen sowie Rückspeisung. Der Betrag der Jahreshöchstlasten aus Entnahme sowie Rückspeisung aus bzw. in die vorgelagerte Netzebene spiegelt daher aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht die netzauslegungsrelevante Belastung des Netzes wider. Durch diesen Parameter wird berücksichtigt, dass Netze mit höherer konventioneller Last eine höhere Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen aufweisen. Auch werden Entwicklungen auf der Lastseite wie Effizienzverbesserungen oder neue Verbraucher wie Ladeinfrastruktur in diesem Parameter berücksichtigt. Dieser Parameter bildet damit nicht den Aspekt der dezentralen Erzeugungsleistung gesondert ab, sondern integriert diesen in den für die Umspannebenen bisher genutzten Parameter der Jahreshöchstlast. Daher wurde diese Größe im Rahmen der Zusatzabfrage noch einmal umfassend abgefragt.

Ähnlich wie bei dem Parameter Höchstlast (Rückspeisung) sind allerdings die Anforderungen Kontinuität, Beeinflussbarkeit und Messbarkeit/Verfügbarkeit nicht in Gänze erfüllt. Bei der Priorisierung zur dezentralen Erzeugung liegt dieser Parameter daher auf dem dritten Rang, wird aber im Rahmen der Beurteilung der Parameter zur Abbildung der Gesamtkosten aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht in Abschnitt 3.3 als Parameter mit guter Eignung eingestuft.

### Unterstützende Parameter

Zusätzlich zu den genannten Parametern zur Abbildung des Aufwands zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen können unterstützende Parameter dazu dienen, komplementäre Teilaspekte zu berücksichtigen, die durch die oben genannten Parameter nicht oder nicht vollständig dargestellt werden können. Die folgenden Parameter stellen allerdings aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht für sich keine geeigneten Kostentreiber zur Beschreibung der EE-Integrationsaufgabe dar.

Neben den Auswirkungen auf das bestehende Netz ergibt sich für Netzbetreiber zusätzlicher Aufwand je Anschluss einer dezentralen Erzeugungsanlage. Auch bestehen neben den netzseitigen Auswirkungen und Aufwendungen der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen operative Aufwendungen, beispielsweise für die Abrechnung. Daher ist die Nutzung der Anzahl der Anschlusspunkte oder Zählpunkte dezentraler Erzeugungsanlagen als unterstützender Parameter zur Erklärung der oben genannten Aufwendungen des Netzbetreibers geeignet, wenngleich er aus technischer Perspektive für sich genommen zur Abbildung der netzseitigen Auswirkungen wenig zielführend ist.

Die Parameter Höchstlast (Rückspeisung) und Höchstbelastung beziehen sich auf den Leistungstransport und damit vor allem auf den thermisch motivierten Netzintegrationsaufwand. Die steigende Relevanz der Spannungshaltung in ausgedehnten Netzen mit langen Leitungslängen und die damit einhergehenden Kosten können zusätzlich durch die Parameter Fläche und Leitungslänge abgebildet werden.

#### 3.2.4 Neue Parameterbildungen infolge einer veränderten Datenabfrage

Die Datenabfrage RP3 ist im Vergleich zur RP2 an verschiedenen Stellen ausführlicher ausgefallen. Als Beispiele seien folgende Angaben genannt:

- Differenziertere Abbildung der Zählpunkte;
- Alternative Abbildungen der versorgten Fläche;
- Neu auch zeitungleiche Jahreshöchstlasten;
- Lastangaben über die Rückwirkungen auf höhere Netzebenen;
- Im Rahmen der Zusatzdatenerhebung verfeinerte Lastangaben zur Rückspeisung in hochgelagerte Netzebenen.

Hieraus werden soweit möglich und sinnvoll neue bzw. angepasste oder alternative Vergleichsparameter gemäß Abschnitt 3.2.6 gebildet.

#### 3.2.5 Parametervorschläge der Netzbetreiber

##### Zusatzdatenerhebung

Im Rahmen der Zusatzdatenerhebung ist von Netzbetreibern folgender Parametervorschlag eingegangen, um die Kosten der Einbindung der dezentralen Erzeugung abzubilden.

- `yRelativeLowerPower.hs_ms`: Verhältnis der installierten Erzeugungsleistung der Netzebenen 4 bis 7 (HS/MS bis NS) zur zeitgleichen Höchstlast der Umspannebene HS/MS.
- `yRelativeLowerPower.ms_ns`: Verhältnis der installierten Erzeugungsleistung der Netzebenen 6 bis 7 (MS/NS und NS) zur zeitgleichen Höchstlast der Umspannebene MS/NS.

Die vorgeschlagenen Vergleichsparameter sollen, ähnlich wie der Vergleichsparameter „Höchstbelastung“, die Belastung des Netzes durch dezentrale Erzeugungsanlagen in Bezug auf eine lastdominierte, konventionelle Versorgungsaufgabe widerspiegeln. Während der Vergleichsparameter „Höchstbelastung“ dies über die Bildung des Betrags umsetzt, werden bei den vorgeschlagenen Parametern die aggregierte installierte Erzeugungsleistung ins Verhältnis zur zeitgleichen Jahreshöchstlast einer Umspannebene gesetzt. Dadurch entsteht ein relativer Parameter, der bei kleineren und größeren Netzbetreibern theoretisch den gleichen Wert annehmen kann. Die Parameter wurden grundsätzlich mit der unterlagerten Stromkreislänge skaliert, damit sie sowohl in der SFA, als auch in der DEA verwendet werden können. Durch Größenabhängigkeit zwischen diesem Vergleichsparameter und den Aufwandparametern sollen die relativen Parameter nutzbar gemacht werden. Unabhängig davon stehen die relativen Parameter bei der Kostentreiberanalyse mit Durchschnittskostenmodellen zur Auswahl und werden im Rahmen der Second-Stage-Analyse geprüft.

### Konsultation

Im Rahmen der Konsultation wurden von den Marktteilnehmern keine weiteren Parameterbildungen vorgeschlagen. Zwei einzelne Netzbetreiber haben vorgeschlagen, lokale Faktoren wie Arbeitskosten, wirtschaftliche Entwicklung oder den Versiegelungsgrad aufzunehmen. Insbesondere der Faktorpreis Arbeit wurde in der Vergangenheit ausführlich diskutiert<sup>12</sup> und war im EVS2 implizit auch geprüft und verworfen worden (Ost/West Variablen, Stadt/Land-Effekte, Abbildung der Unterschiede zwischen Bundesländern). Analoges gilt für die wirtschaftliche Entwicklung, soweit sie die lokale Verfügbarkeit von Arbeitskräften abbilden soll. Der Versiegelungsgrad ist als Parameter nicht vorhanden, kann aber durch die gleichzeitige Verwendung z.B. von Zähl- und Anschlusspunkten oder Zählpunkten und Leitungslängen oder Leitungslängen und Flächen usw. abgebildet werden, da in dicht besiedelten Regionen i.d.R. auch ein höherer Versiegelungsgrad vorliegt. Die BNetzA hat vor dem Hintergrund entschieden, diese Einzelvorschläge nicht aufzunehmen.

#### 3.2.6 Liste der zu untersuchenden Parameter

Gestützt auf die obigen Ergebnisse werden die in **Abbildung 11** in Gruppen zusammengefassten Parameter gebildet und untersucht. Die vollständige Liste der einzelnen Parameter mit englischer Bezeichnung, deutscher Beschreibung und Darlegung der formalen Bildung findet sich in **Anhang I**.

---

<sup>12</sup> Siehe OLG Düsseldorf zu [REDACTED] (AZ VI-3 Kart 121/14).

Abbildung 11: Parametergruppen und -subgruppen

<b><u>Erdkabel und Freileitungen</u></b>	<b><u>Ausspeisung</u></b>	<b><u>Last</u></b>	<b><u>Fläche</u></b>
yCables - Erdkabel	yEnergy	yPeakload	yArea
yCables.circuit	yEnergy.delivered	yPeakload.in	yArea.supply
<b>yLines - Freileitungen</b>	yEnergy.recovered	yPeakload.out	yArea.network
yLines.circuit	yEnergy.losses	yPeakload.abs	
yNet.Length	yEnergy.other	yPeakload.into.higher	<b><u>Einspeisemanagement</u></b>
		yPeakload.from.higher	yIssues
<b><u>Ein- und Ausspeisepunkte</u></b>	<b><u>Einspeisung</u></b>	<b><u>Stationen</u></b>	<b><u>Relative Erzeugungsleistung</u></b>
yConnections	yInjection	ySubstations	yRelativeLowerPower
yConnections.cus	yInjection.generation	ySubstations.own	
yConnections.streetlights	yInjection.renewables	<b>ySwitchingstations</b>	<b><u>Betreibereigenschaften</u></b>
yConnections.incl.inj	yInjection.KWKG	ySwitchingstations.own	zProperties
<b>yInjectionPoints</b>	yInjection.other		zPowered.nets
yInjectionPoints.renewables	yInjection.generation&recovered	<b><u>Masten</u></b>	zEast_West
yInjectionPoints.KWKG	yInjection.upper	yTowers	zResources
yInjectionPoints.other	yInjection.dec	yTowers.own	zNet.structure
yInjectionPoints.dec			zOther
	<b><u>Installierte Erzeugungsleistung</u></b>	<b><u>Transformatoren</u></b>	zOperator
<b><u>Zählpunkte</u></b>	yInstalledPower	yTransformers	<b><u>Gebietseigenschaften</u></b>
yMeters	yInstalledPower.renewables	yTransformers.own	zSoil
yMeters.read	yInstalledPower.renew.solar	yTransformers.ront	zSoil.BK
yMeters.flatrate	yInstalledPower.renew.wind	yTransformers.reserve	zSoil.GB
yMeters.active	yInstalledPower.renew.biomass		zDensity
yMeters.all	yInstalledPower.renew.hydro	<b><u>Bemessungsscheinleistung</u></b>	
	yInstalledPower.KWKG	yPower.inst	
	yInstalledPower.other	yPower.inst.ront	
	yInstalledPower.dec		

Grün: Neue Parameter im Rahmen Zusatzdatenerhebung  
Blau: Gewählte Gruppen EVS2

Quelle: Eigene Darstellung

Für die angegebenen Parametergruppen werden u.a. folgende Variationen mitgeführt:

- **Netzebenen und Aggregationen:** Die Parameter liegen i.d.R. disaggregiert für alle 7 Netzebenen vor NE1 bzw. HöS bis NE7 bzw. NS. Gebildet werden zudem Aggregate (\*.tot falls alle Netzebenen bzw. \*sum wenn nur ausgewählte Netzebenen).
- **Anschlusspunkte/Erdkabel/Freileitungen:** Jeweils Aggregate mit und ohne Strassenbeleuchtung; für Kabel und Freileitungen zudem mit und ohne Hausanschlussleitungen;
- **Last:** Maximalwert-Bildungen bei zeitgleichen Werten, Summenbildung bei zeitungleichen. Analog zur RP2 erfolgt eine Korrektur der Höchstlast (Ausspeisung) um Leerstände in der unterliegenden Spannungsebene (yPeakload.corr).
- **Dezentrale Erzeugung:** Für die drei Gruppen installierte Erzeugungsleistung, Einspeisung und Einspeisepunkte jeweils folgende Aggregationen, Ausführungen vgl. Abschnitt 3.2.3:
  - Netzebenen 5 bis 7, also MS, MS/NS und NS mit allen Erzeugungsarten (\*.NE5-7);
  - Nach Erzeugungstechnologie (z.B. \*solar);
  - Wie NE5-7 plus Solar und Wind für die Netzebenen 3 und 4 (\*.dec).
- **Bodenbeschaffenheit:** Gebildet wurden für Bodenklassen (BK) und Grabbarkeiten (GB) folgende kabellängengewichteten Parameter für die Tiefenstufe 0-1 Meter:
  - Analog EVG3<sup>13</sup>: Vorherrschende BK 4, 5 und 6 bzw. GB 5, 6 und 7;
  - Analog EFG3: Vorherrschende BK 0, 2, 6 und 7 bzw. GB 0, 3, 7 und 8;

<sup>13</sup> Frontier Economics (2018).

- EFG3 übertragen auf Verteilnetze: BK 2 und 6 bzw. GB 3 und 7 (da Flächen ausgewertet und nicht Korridore, d.h. Umgehbarkeit extremer Klassen bei VNB eher gegeben).

Insgesamt handelt es sich um 670 Parameter. Weitere Parameter wurden zu Analysezwecken gebildet (z.B. unterschiedliche Aufteilung von Netzebenen zur Abbildung der dezentralen Erzeugungsleistung). Eine Beschreibung zur Nomenklatur findet sich in Abschnitt 4.1.3.

### 3.2.7 Konzeptionelle Einordnung der Parameter

Die oben aufgeführten Parameter werden entlang der nachfolgenden drei Schritte konzeptionell eingeordnet:

1. **Einteilung in Gruppen (Abschnitt 3.2.8):** In einem ersten Schritt werden analytisch verwandte Parameter in Gruppen geordnet.
2. **Zuordnung der Parameter zu Versorgungsdimensionen (Abschnitt 3.2.9):** In einem zweiten Schritt werden die Parametergruppen den drei grundlegenden Versorgungsdimensionen Transport, Kapazitäts- und Dienstleistungsbereitstellung zugeordnet.
3. **Klassifizierung der Parameter nach Beeinflussbarkeit durch den NB (Abschnitt 3.2.10):** In einem dritten Schritt wird die Beeinflussbarkeit der Parameter(gruppen) durch die Netzbetreiber beurteilt.

Im Anschluss werden die so gewonnenen Erkenntnisse zusammengeführt (Abschnitt 3.2.11).

### 3.2.8 Gruppenbildung

Die Gruppenzuordnung der Parameter ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Gruppen werden später z.B. bei der ökonomischen Kostentreiberanalyse gesondert analysiert.

### 3.2.9 Zuordnung zu Versorgungsdimensionen

Analog zu früheren Effizienzvergleichen von Swiss Economics und SUMICSID (insbesondere auch EVS2) werden die Parameter analytisch den nachfolgenden drei Versorgungsdimensionen zugeordnet, welche die den Kunden bereitgestellten Outputs aus Abbildung 7 strukturieren.

- **Transport («Arbeit»):** Kennzeichnet Parameter, welche vorrangig jene Kosten abbilden, die mit dem realen Transport von Strom durch ein vorhandenes („vorgehaltenes“) System zur Bedienung der Kundennachfrage zusammenhängen. Zu diesen arbeitsabhängigen Kosten werden u.a. die Netzverluste gezählt.
- **Kapazitätsbereitstellung («Leistung»):** Umfasst Parameter, welche vorrangig Kosten für die jederzeit betriebsfähige Vorhaltung von Transportkapazität von Strom abbilden. Zu diesen „nicht-arbeitsabhängigen“ Kosten zählen z.B. Kapitalkosten, die sich aus der Vorhaltung von Bemessungsscheinleistung ergeben. Die Jahreshöchstlast ist ein Beispiel für einen Parameter, welcher der Dimension Kapazitätsbereitstellung zugeordnet wird.
- **Dienstleistungsbereitstellung («Anschluss» der Kunden ans Netz):** Der Dimension „Dienstleistung“ werden Parameter zugeordnet, die jene Kosten abbilden, welche für die Belieferung von Einzelkunden mit Strom unabdingbar sind. Hierzu zählt die potenzielle Anschließbarkeit eines Kunden (versorgtes Gebiet), der Anschlusspunkt eines Einzelkunden inkl. Kundenverwaltung (Vertragsmanagement, Zählung und Abrechnung) und dessen Anbindung an Einspeisepunkte durch ein Leitungsnetz. Aus der Kombination der erbrachten Dienstleistungen ergeben sich wesentliche Teilaspekte wie die „Netzausdehnung“ und die „Komplexität der Netztopologie“ (Verästelung, Vermaschung), die mit einer höheren Granularität



einhergeht. Bei der Beurteilung von Effizienzvergleichsmodellen wird später darauf geachtet, dass diese wichtigen Teilaspekte durch die Parameterwahl angemessen abgebildet sind. Ein Parameter der Dienstleistungs-Dimension ist z.B. die Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte. Der Parameter bildet zum einen direkt die mit einem Anschluss einhergehenden fixen Betriebskosten ab, zum anderen stellt er einen Proxy für die Komplexität der Versorgungsaufgabe dar.

Die Versorgungsdimensionen stellen eine „Top-down“ Zerlegung der Gesamtheit an Versorgungsaufgaben dar, die von den zu untersuchenden Netzbetreibern im regulierten Bereich erbracht werden. Aus der Zuordnung eines Parameters oder einer Parametergruppe zu einer einzelnen Versorgungsdimension folgt nicht, dass die Dimension durch diesen Parameter bzw. diese Parametergruppe vollständig abgebildet werden kann. Die Zuordnung erleichtert vielmehr die Bildung grundsätzlich geeigneter Parametersätze, indem überprüft wird, ob ein vorgeschlagener Parametersatz die drei Versorgungsdimensionen einerseits vollständig und andererseits ohne Überschneidungen abdeckt.

**Tabelle 3** zeigt die vorgenommene Zuordnung der Parametergruppen.

**Tabelle 3: Zuordnung der Parameter zu den Versorgungsdimensionen**

	Transport („Arbeit“)	Kapazität („Leistung“)	Dienstleistung („Anschluss“)
<b>Parametergruppen</b>	Einspeisung	Erzeugungsleistung	Anschlusspunkte
	Netzverluste	Höchstlast	Einspeisepunkte
	Ausspeisung	Höchstbelastung	Zählpunkte
	Einspeisemanagement	Transformatoren	Fläche
		Umspannstationen	Leitungen
		Schaltstationen	Kabel
		Bemessungsscheinleistung	Masten
			Netzstruktur

Quelle: Eigene Darstellung

Die Zuordnung der Parametergruppen ist nicht immer eindeutig. Z.B. sind Leitungen und Erdkabel Voraussetzung zum Anschluss eines Kunden, bilden aber, da sie für die verschiedenen Netzebenen disaggregiert vorliegen, ebenfalls gewisse Kapazitätsaspekte ab.

### 3.2.10 Zuordnung nach Beeinflussbarkeit

Gemäß § 13 Abs. 3 ARegV unterstützen Parameter die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs, wenn sie „nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar“ sind. Aktivitäten des Netzbetreibers können dabei unmittelbare oder mittelbare Wirkungen auf die beeinflussbaren Kosten haben. Eine unmittelbare Wirkung entsteht bspw. bei der Festlegung von Boni der Geschäftsleitung. Eine mittelbare Wirkung entsteht, wenn ein Netzbetreiber abwägt, ob er zur Abdeckung von bestimmten Lastsituationen regelbare Ortsnetztransformatoren verbauen soll. Demgegenüber wirken Parameter wie die von den Kunden nachgefragte Jahresarbeit oder die Bodenbeschaffenheit zwar kostentreibend, der Netzbetreiber hat hierauf aber keinen signifikanten Einfluss. In diesem Sinne nicht beeinflussbar durch den Netzbetreiber sind generell Z-Parameter – ein VNB kann beispielsweise den Bodentyp nicht beeinflussen, sondern muss mit dieser exogen vorgegebenen Rahmenbedingung umgehen, z.B. indem schwierige lokale Bedingungen entweder durch geeignete Trassenwahl umgangen oder optimal überwunden werden.

Bei Y-Parametern wird nachfolgend wie bspw. beim EVS2 nach deren Output- und Input-Orientierung unterschieden:

- *Inputorientierte X(Y)-Parameter* sind grundsätzlich direkt beeinflussbar. Die mit den Parametern widergespiegelten Inputs, z.B. Umspannstationen, verursachen direkte Kosten, stehen aber nicht unmittelbar mit der erbrachten Dienstleistung (Output) im Zusammenhang. Bspw. bringt eine Verdoppelung der Leitungen per se keine zusätzliche oder verbesserte Leistung, erhöht aber direkt die Kosten. Gerade bei weit in der Vergangenheit getätigten Investitionen ist heute die direkte Beeinflussbarkeit nur eingeschränkt gegeben. Ebenfalls können regulatorische Vorgaben oder Kontrollmechanismen einschränkend wirken. Insofern werden inputorientierte Parameter als „*stärker endogene*“ Parameter gewertet. Diese werden jedoch nicht von vornherein aus der Analyse ausgeschlossen, zumal auch die ARegV in § 13 Abs. 3 S. 4 teils stärker input-orientierte Parameter als mögliche Vergleichsparameter vorsieht.
- *Outputorientierte Y-Parameter* sind demgegenüber grundsätzlich weniger gut beeinflussbar durch die Netzbetreiber. Sie ergeben sich aus den von den Kunden nachgefragten Dienstleistungen, so etwa die Jahreshöchstlast oder die Anschlusspunkte. Outputorientierte Y-Parameter werden entsprechend als „*stärker exogene*“ Parameter bezeichnet in dem Sinn, als dass sie durch Entscheidungen der Netzbetreiber nicht oder nur in einem sehr geringen Ausmaß beeinflussbar sind.

Aus regulatorischer Sicht sind im Rahmen einer Anreizregulierung grundsätzlich outputorientierte Y-Parameter vorzuziehen.

Die vorgenommene Klassifizierung der Vergleichsparameter nach Kontrollier- bzw. Beeinflussbarkeit umfasst somit folgende Kategorien:

- Y: Output-/Nutzenorientierte, stärker exogene Y-Parameter;
- X(Y): Input-/Anlagenorientierte, stärker endogene Y-Parameter;
- Z: Nicht kontrollierbare, exogene Z-Parameter, welche die Leistungserstellung begünstigen oder verteuern, z.B. Bodenbeschaffenheit.

**Tabelle 4** fasst die vorgenommene Einordnung der Parameter nach Beeinflussbarkeit zusammen.

**Tabelle 4: Einordnung der Parameter nach Beeinflussbarkeit**

X(Y): Input-/Anlagenorientiert, „stärker endogen“	Y: Output-/Nutzenorientiert, „stärker exogen“	Z: Exogen gegebene Umweltfaktoren
Kabel	Höchstlast	Gebietseigenschaften
Leitungen	Höchstbelastung	Betreibereigenschaften
Netzstruktur	Einspeisung, Ausspeisung	
Transformatoren	Anschlusspunkte	
Schaltstationen	Einspeisepunkte	
Umspannstationen	Zählpunkte	
Masten	Erzeugungsleistung	
Bemessungsscheinleistung	Fläche	
Netzverluste	Einspeisemanagement	

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.2.11 Zusammenfassung

Die Zuordnung der Vergleichsparameter nach Versorgungsdimensionen und Beeinflussbarkeit ist in **Tabelle 5** zusammengefasst. Dunkelblau eingefärbt sind die Vergleichsparameter der RP2.

**Tabelle 5: Einordnung nach Versorgungsdimension und Beeinflussbarkeit**

	Energietransport („Arbeit“)	Kapazitätsbereitstellung („Leistung“)	Dienstleistungsbereitstellung („Anschluss“)
<b>Y</b> Outputorientiert, stärker exogen	Einspeisung	Erzeugungsleistung	Anschlusspunkte
	Ausspeisung	Höchstlast	Einspeisepunkte
	Einspeisemanagement	Höchstbelastung	Zählpunkte
			Fläche
<b>X(Y)</b> Inputorientiert, stärker endogen	Netzverluste	Transformatoren	Leitungen
		Umspannstationen	Kabel
		Schaltstationen	Masten

Quelle: Eigene Darstellung

Mit Hilfe der Gruppenbildung und der Zuordnung zu Versorgungsdimensionen kann später beurteilt werden, inwieweit Parametersätze die verschiedenen Versorgungsdimensionen abbilden. Die drei Versorgungsdimensionen werden allerdings nicht als gleich wichtig erachtet:

- „Need to have“: Im finalen Modell soll die auslegungsrelevante Kapazitätsdimension abgebildet werden. Ebenso soll die Dienstleistungsdimension enthalten sein, darin eingeschlossen die Aspekte Netzausdehnung und Granularität der Versorgungsaufgabe mit Flexibilität/Komplexität der Netze.
- „Nice to have“: Nicht zwingend zu berücksichtigen ist die Transportdimension, da diese in der Regel für das Netz nicht auslegungsrelevant ist und zudem stark mit Parametern der Kapazitätsdimension korreliert. So wurde beispielsweise im Modell der RP2 kein Parameter der Transportdimension berücksichtigt. Parameter der Transportdimension kommen daher insbesondere für die Ergänzung von Modellen in Frage, werden aber nicht a priori ausgeschlossen.

Wie oben ausgeführt, steht die „Exogenität“ eines Parameters in einem Zusammenhang mit dessen einhergehender Beeinflussbarkeit. Je exogener ein Parameter, desto wünschenswerter ist seine Berücksichtigung in einem Effizienzvergleichsmodell. Stärker exogene, outputorientierte Parameter der oberen Tabellenhälfte werden also ceteris paribus inputorientierten Parametern vorgezogen, wobei die ARegV gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV die vorliegend als eher endogen eingestuft Parameter Freileitungen und Erdkabel als potenzielle Parameter nennt. Diese Parameter werden insofern aus Sicht des Verordnungsgebers trotz der stärkeren Endogenität grundsätzlich als geeignet angesehen. Daher werden inputorientierte Parameter nicht per se von der Analyse ausgeschlossen.

### 3.3 Ingenieurwissenschaftliche Beurteilung und Einordnung

Nachfolgend werden die potenziellen Vergleichsparameter aus ingenieurwissenschaftlicher Perspektive hinsichtlich ihrer Eignung als Kostentreiber geordnet. Die Sortierung nach Eignung wird mit Blick auf das im Rahmen der Modellentwicklung durchgeführte „Top-down-Verfahren“ erstellt, bei dem ausgehend von jedem Parameter mit bester Eignung jeweils eine Kostenfunktion entwickelt wird. Auf die Beurteilung wird zudem bei der Wahl der Grundmodelle und bei deren Weiterentwicklung zurückgegriffen. Es gilt folgende Einteilung:

- **Gute Eignung:** Kostentreiber dieser ersten Kategorie eignen sich aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht besonders gut, um die Kosten der Netzbetreiber abzubilden;<sup>14</sup>
- **Komplementäre Eignung:** Parameter der zweiten Kategorie werden als Kostentreiber eingeschätzt, welche wesentliche Teilaspekte abzubilden vermögen. Sie eignen sich im Besonderen als Komplemente für Parameter der ersten Kategorie, wobei die Eignung unterschiedlich ausfallen kann;
- **Partielle Eignung:** Parameter der dritten Kategorie werden als am wenigsten geeignet eingestuft, können jedoch potenziell gleichwohl wesentliche Teilaspekte in ein Modell einbringen.

### 3.3.1 Beurteilung

Die Parameter werden in diesem Abschnitt qualitativ bezüglich ihrer Relevanz für den Effizienzvergleich auf Basis der grundsätzlichen Kostentreiberanalyse aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht diskutiert.

#### Stärker exogene Parameter

- **Höchstlast (Auspeisung, Einspeisung, Entnahme):** Die Jahreshöchstlast ist historisch und auch heute auslegungsrelevant für die Verteilnetze, insbesondere für die Auslegung der Umspannebene. Somit wird die Versorgungsdimension Kapazitätsbereitstellung bedient. Durch den Parameter, der die Versorgungsaufgabe beschreibt, wird insbesondere der endogene Parameter der Bemessungsscheinleistung der Transformatoren beeinflusst. Dabei besteht in der grundsätzlichen Wirkung der Parameter kein signifikanter Unterschied zwischen der Jahreshöchstlast der Auspeisungen, Einspeisungen oder Entnahmen. Insgesamt ist dieser Parameter damit als gut geeignet einzustufen.
- **Höchstlast (Rückspeisung):** Dieser Parameter stellt die konträre Größe zur Jahreshöchstlast dar und wirkt damit ebenfalls insbesondere auf die Umspannebenen, bedient die Versorgungsdimension Kapazitätsbereitstellung und nimmt vor allem Einfluss auf den endogenen Parameter Bemessungsscheinleistung. Die Jahreshöchstlast der Rückspeisung bildet den Aspekt der dezentralen Erzeugung sehr gut ab, es besteht allerdings eine begrenzte Datenverfügbarkeit. Zudem ist der Parameter fokussiert auf die Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen, im Allgemeinen stellt er aber keinen primären Kostentreiber zur Erklärung der gesamten Netzkosten dar. Damit besitzt er insgesamt eine komplementäre Eignung.
- **Höchstbelastung:** Dieser Parameter betrachtet neben der Jahreshöchstlast und damit der Lastseite zusätzlich den Aspekt der heute ebenfalls auslegungsrelevanten Rückspeiselast dezentraler Einspeisung. Die Beurteilung dieser beiden Parameter bezüglich Versorgungsdimension, Datenverfügbarkeit sowie Beeinflussbarkeit gelten entsprechend für die Höchstbelastung. Insgesamt ist die Höchstbelastung damit als Kostentreiber bzw. Vergleichsparameter gut geeignet.
- **Erzeugungsleistung:** Die installierte Erzeugungsleistung bedient ebenfalls vorwiegend die Versorgungsdimension Kapazitätsbereitstellung. Die Parametergruppe nimmt dabei zum einen Einfluss auf die Netzebenen, insbesondere die Leitungsdimensionierungen, zum anderen auf die Umspannebenen und damit auf endogene Parameter wie die Bemessungsscheinleistung. Die Erzeugungsleistung dezentraler Erzeugungsanlagen bildet den Aspekt

<sup>14</sup> Dies bedeutet jedoch nicht, dass diese Parameter kombiniert werden sollten. Vorliegend decken z.B. die Höchstlast und die Höchstbelastung sehr ähnliche Aspekte der Netzkosten ab.

der dezentralen Erzeugung unter allen Anforderungen wie oben beschrieben am besten ab. Analog zur Höchstlast der Rückspeisung ist der Parameter allerdings im Allgemeinen kein umfassender Kostentreiber zur Erklärung der gesamten Netzkosten und besitzt damit eine komplementäre Eignung.

- **Einspeisung/Ausspeisung:** Die ein- und ausgespeisten Jahresenergiemengen bedienen die Versorgungsdimension Transport/Arbeit. Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht sind diese als Vergleichsparameter weniger relevant als die auslegungsrelevanten Jahreshöchstlasten. Die Energiemengen wirken auf vorwiegend endogene Parameter wie die Netzverluste in Netz- und Umspannebenen. Den Ein- und Ausspeisungen wird daher nur eine partielle Eignung zugeordnet.
- **Anschlusspunkte:** Die Anzahl der Anschlusspunkte ist entsprechend der grundsätzlichen Kostentreiberanalyse ein Kostentreiber für die Spannungsebenen und bildet die Versorgungsdimension der Dienstleistungsbereitstellung ab. Gegen diesen Parameter spricht, dass die Anzahl alleine keine Aussage zu den notwendigen Anschlussleistungen und räumlichen Verteilungen zulässt. Daher wird dem Parameter insgesamt eine komplementäre Eignung zugesprochen.
- **Anzahl Einspeisepunkte (ggf. dezentral):** Die Beurteilung der Anzahl der Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen als Vergleichsparameter ist vorwiegend deckungsgleich zur Bewertung der Anschlusspunkte. Da der Parameter unterstützend für den komplementären Aspekt der dezentralen Erzeugungsleistung wirkt, wird er insgesamt als partiell geeignet eingestuft.
- **Zählpunkte:** Auch die Beurteilung der Zählpunkte fällt überwiegend deckungsgleich zu den Anschlusspunkten aus. Dabei bilden die Zählpunkte zusätzlich den komplementären Aspekt des Aufwands durch Abrechnung je Anlage ab, weshalb der Parameter insgesamt als komplementär geeignet eingestuft wird.
- **Fläche:** Flächenbezogene Parameter sind, wie die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse von Consentec (2006) zeigt, grundsätzlich ein starker Treiber für die Leitungskosten in den Spannungsebenen. Der Parameter Fläche bildet die Versorgungsdimension Dienstleistungsbereitstellung ab. Da durch die Fläche alleine ein diskriminierungsfreier Vergleich zwischen städtischer und ländlicher Versorgungsaufgabe nicht immer gewährleistet ist, eignet sich der Parameter nur in Kombination mit anderen zur Fläche komplementären Parametern wie bspw. den Anschluss- oder Zählpunkten. Einer Kombination mehrerer exogener Parameter inklusive der Fläche steht die endogene Leitungslänge gegenüber, die den Einfluss verschiedener exogener Parameter auf die Netzkosten der Spannungsebenen bündelt. Ausgedehnte Flächen können zudem ein Indikator für Probleme bei der Spannungshaltung sein. Der Parameter ist daher insgesamt als komplementär geeignet zu bewerten.
- **Einspeisemanagement:** Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 dargelegt, umfassen Einspeisemanagementmaßnahmen in dieser RP Maßnahmen, die der Netzbetreiber nicht bewusst eingeplant hatte und die vor dem eigentlichen Netzausbau als Überbrückung notwendig waren. Die resultierenden Kosten für Entschädigungszahlungen sind als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nicht in den relevanten Kosten für den Effizienzvergleich enthalten. Die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen deutet grundsätzlich auf einen Netzausbaubedarf hin. Allerdings ist es nicht möglich zu differenzieren, ob resultierende Netzausbaukosten bereits in der Kostenbasis des Netzbetreibers enthalten sind, da Netzausbau erst als Reaktion auf das Einspeisemanagement folgt. Insgesamt wird daher die Eignung von

Einspeisemanagementmaßnahmen als Kostentreiber der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen als partiell geeignet eingestuft.

### Stärker endogene Parameter

- **Leitungen, Kabel:** Stärker endogene Parameter sind durch den Netzbetreiber beeinflussbar und funktional direkt mit den Netzkosten verbunden. Dies trifft auch für Leitungen und Kabel als Teil des Anlagen-Mengengerüsts des Netzbetreibers zu. Sie bilden damit einen großen, partiellen Teil der Netzkosten ab. Diese Parameter wirken auf die Spannungsebenen und bedienen insbesondere die Versorgungsdimension Kapazitäts- und Dienstleistungsbereitstellung. Exogene Parameter, mit denen Leitungs- und Kabellängen korrelieren und deren Einfluss damit in diesem Parameter gebündelt wird, sind die Anschlusspunkte, Fläche aber auch die Jahreshöchstlast und Erzeugungsleistung. Lange Leitungslängen können zudem ein Indikator für Probleme bei der Spannungshaltung sein. Insgesamt ist diese Parametergruppe als komplementär geeignet einzustufen.
- **Bemessungsscheinleistung:** Auch die Bemessungsscheinleistung der Transformatoren ist Teil des Anlagen-Mengengerüsts und damit im direkten funktionalen Zusammenhang zu den Netzkosten. Dieser Parameter bildet vor allem die Kapazitätsbereitstellung auf der Umspannebene ab. Die Auslegung der Transformatoren als endogenen Parameter ist eng mit dem exogenen Parameter der Jahreshöchstlast verbunden. Daher ist diese Parametergruppe insgesamt als komplementär geeignet einzustufen.
- **Transformatoren, Umspannstationen, Schaltanlagen:** Die Anzahl der Transformatoren, Umspannstationen oder Schaltanlagen sind ebenfalls Teil des Anlagen-Mengengerüsts. Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht ist die Anzahl im Allgemeinen weniger aussagekräftig bezüglich der Kapazitätsbereitstellung und deren resultierenden Netzkosten als bspw. Bemessungsscheinleistung der Transformatoren – gerade bei aggregierten Parametern. Daher werden diese Parameter als partiell geeignet eingestuft.
- **Netzstruktur:** Dieser Parameter stellt eine Disaggregation der Parameter zur Leitungslänge nach unterschiedlichen Netzstrukturen dar. Damit ist die Beurteilung vergleichbar zu den Leitungen und Kabeln. Da sich die Netzstruktur gerade im Hinblick auf die unterschiedlichen Netzstrukturen unterscheidet, besteht ein geringer Mehrwert dieses Parameters gegenüber einer disaggregierten Betrachtung von Leitungen und Kabel. Daher wird der Parameter ebenfalls als komplementär geeignet eingestuft.
- **Netzverluste:** Die Netzverluste haben ähnlich wie das Anlagen-Mengengerüst einen direkten funktionalen Zusammenhang zu den Verlustkosten als Bestandteil der Netzkosten. Diese sind als aufwandsgleiche Kosten Bestandteil der für den Effizienzvergleich relevanten TOTEX und die Verlustenergiepreise werden über den Kostenterm der volatilen Kosten jährlich aktualisiert, vgl. dazu die Festlegungen BK8-18/0001-A bis BK8-18/0006-A. Verluste werden durch die Transportdimension, also die transportierte Arbeit verursacht, wobei hohe Auslastungen zu überproportional hohen Verlusten führen. Die Verluste sind dabei neben der Einspeisung und Ausspeisung insbesondere von der durch den Netzbetreiber gewählten Netzstruktur abhängig. Aus volkswirtschaftlicher Sicht gilt es, Verluste grundsätzlich zu minimieren, solange dies technisch möglich und wirtschaftlich effizient ist. Diese als Vergleichsparameter im Effizienzvergleich zu berücksichtigen bedeutet allerdings, dass ein Netzbetreiber durch höhere Verluste einen besseren Effizienzwert erhalten kann, und ist somit nicht zielführend. Daher wird den Netzverlusten nur eine partielle Eignung zugesprochen.

- **Masten:** Auch die Masten haben als Teil des Anlagen-Mengengerüsts einen starken funktionalen Zusammenhang zu den Netzkosten und korrelieren darüber hinaus stark mit der Leitungslänge von Freileitungsnetzen. Sie eignen sich dagegen nicht für verkabelte Netze. Daher wird dieser Parameter als partiell geeignet eingestuft.

### 3.3.2 Einordnung

Gestützt auf die obigen Analysen, namentlich

- vor dem Hintergrund der vorgenommenen Gruppierung der Parameter nach sachlogischer Zusammengehörigkeit, ihrer Einordnung zu Versorgungsdimensionen und ihrer Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber,
- aufgrund der qualitativen Analyse der Parameter auf wesentliche Zusammenhänge mit Netzkosten, ausgehend von früheren Kostentreiberanalysen basierend auf analytischen Kostenzusammenhängen und unseren einschlägigen Erfahrungen,

werden die untersuchten potenziellen Vergleichsparameter in **Tabelle 6** aus ingenieurwissenschaftlicher Perspektive hinsichtlich ihrer Eignung als Kostentreiber geordnet. Im oberen Teil sind die stärker exogenen Parametergruppen eingeordnet, im unteren Teil die eher endogenen.<sup>15</sup> Die gewählten Farben bilden die Zugehörigkeit zu den drei Versorgungsdimensionen Transport (rot), Kapazität (blau) und Dienstleistungsbereitstellung (schwarz) ab.

**Tabelle 6: Darstellung der Parameter nach ingenieurwissenschaftlicher Eignung**

Gute Eignung	Komplementäre Eignung	Partielle Eignung
<b>Stärker Exogen</b>		
Höchstlast (Ein- und Ausspeisung, Entnahme)	Höchstlast (Rückspeisung)	Einspeisung/Ausspeisung
Höchstbelastung	Erzeugungsleistung	Einspeisemanagement
	Anschlusspunkte	Einspeisepunkte
	Zählpunkte	
	Fläche	
<b>Stärker Endogen</b>		
	Leitungen	Masten
	Kabel	Umspannstationen
	Bemessungsscheinleistung	Transformatoren
	Netzstruktur	Schaltstationen
		Netzverluste

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>15</sup> Dies bedeutet, dass kein Parameter allein aufgrund seiner Beeinflussbarkeit (eher exogen vs. eher endogen) im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht berücksichtigt würde, die Geeignetheit hat also nicht per se einen Ausschluss eines Parameters zur Folge, da die Modellentwicklung in Kapitel 5 vielschichtig erfolgt (u.a. Bottom-up-Verfahren, Weiterentwicklung des Modells der RP2, auch exogene Parameter mit partieller Eignung sind offen für das Top-down-Verfahren, Second-Stage-Analyse).

## 4 Datenbearbeitung und -validierung

Die von der BNetzA zur Verfügung gestellten vorplausibilisierten Daten werden wie nachfolgend dargestellt aufbereitet und mit Blick auf die spätere Verwendung im Effizienzvergleich eingehend entlang der folgenden Schritte validiert:

- Formale Prüfungen
  - Überprüfung des Datensatzes auf Vollständigkeit
  - Überprüfung der Definitionen, Beschreibungen, Datenformate und Wertebereiche
- Analytische und statistische Prüfungen
  - Integrität: Identifizierung möglicher Datenfälschungen (Newcomb-Benford)
  - Plausibilität: Konsistenz und Verhältnisprüfungen
  - Durchführung von Vorjahresvergleichen, Stichproben
- Ggf. individuelle Sonderprüfungen

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse der Validierung festgehalten.

### 4.1 Datenbearbeitung

#### 4.1.1 Datenlieferungen der BNetzA und Lieferungen an die Netzbetreiber

Die Datenlieferung der von der BNetzA plausibilisierten Daten erfolgte gestaffelt in mehreren Runden separat für Kosten, Struktur- und gebietsstrukturelle Daten. Entsprechend wurde auch die Validierung gestaffelt durchgeführt:

- Strukturdaten wurden ab dem 29. November 2017 zur Verfügung gestellt, die Daten aus dem Zusatzerhebungsbogen erstmals am 19. Juli 2018. Die Strukturdaten wurden zum 26. September 2018 final bereitgestellt.
- Die Kostendaten wurden erstmals am 6. April 2018 und letztmals am 27. November 2018 bereitgestellt.
- Die gebietsstrukturellen Daten wurden erstmals am 29. Juni 2018 und letztmals am 26. September 2018 geliefert.

Anhand der final vorliegenden Daten (verarbeitet in „Datensatz V10“) wurde schließlich die in diesem Bericht wiedergegebene Validierung vorgenommen (Abschnitte 4.2 und 4.3).

#### 4.1.2 Struktur der bereitgestellten Daten

Die Kostendaten wurden von der BNetzA und den Landesregulierungsbehörden vollständig aufbereitet bereitgestellt, d.h., es wurde jeweils je ein Wert Totex und sTotex je Netzbetreiber geliefert, dazu nicht beeinflussbare Kostenanteile sowie die Netzkosten als Summe.

Die Strukturdaten wurden von der BNetzA in Rohform in einem gemeinsamen Datensatz der Angaben aller Netzbetreiber übermittelt jeweils gesondert für die Daten des Erhebungsbogens und der Zusatzerhebung. Die Rohdaten wurden wie nachfolgend ausgeführt aufbereitet.



Bei den gebietsstrukturellen Daten erfolgte die Lieferung in Form von Flächenangaben bezogen auf das Versorgungsgebiet differenziert nach Bodenklassen und Grabbarkeit, Berechnungsmethode (vorherrschend, maximal) sowie Tiefe (0-1 Meter, 1-2 Meter). Aus diesen Angaben können direkt gebietsstrukturelle Vergleichsparameter definiert werden. Dazu wurden verschiedene Dichtemaße bereitgestellt (Gruppe *zDensity* mit Zählpunkt-, Anschluss- und Adressdichtende).

#### 4.1.3 Bildung der Datensätze und Vergleichsparameter

Aufgrund der gestaffelten, in mehreren Runden erfolgten Datenlieferungen werden die gelieferten Strukturdaten weitgehend automatisiert verarbeitet, um die Fehleranfälligkeit durch manuelle Eingaben weitest möglich zu reduzieren.

Die Verarbeitung erfolgt entlang der nachfolgenden Schritte:

- **Nomenklatur:** Je Datenfeld des Erhebungsbogens und der Zusatzdatenerhebung erfolgt die Zuweisung eines englischen Variablennamens gemäß Anhang II. Y- und Z-Variablen beginnen mit der entsprechenden Variablenkategorie, der Angabe der Parametergruppe, ggf. Subgruppen und weiteren Informationen, gefolgt von der Netzebene und einer Angabe, die Werte aus Investitionsmassnahmen anzeigt:

*kategorieGruppenname.subgruppenname.weiteres.netzebene\_\_INVESTITIONSMASSNAMEN*

Die verschiedenen Gruppen und Subgruppen sind in Abbildung 11 dargestellt. Als erstes Suffix sind die Netzebenen wie folgt abgekürzt:

- *.hoes* Spannungsebene Höchstspannung;
- *.hoes\_hs* Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung;
- *.hs* Spannungsebene Hochspannung;
- *.hs\_ms* Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung;
- *.ms* Spannungsebene Mittelspannung;
- *.ms\_ns* Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung.
- *.ns* Spannungsebene Niederspannung;

Das zweite Suffix gibt an, inwieweit die jeweilige Variable Investitionsmaßnahmen beinhaltet:

- *\_\_FULL* Angaben der Netzbetreiber inkl. Investitionsmaßnahmen;
- *\_\_INVS* Angaben der Netzbetreiber zu Investitionsmaßnahmen.

Die Variable *yPeakload.hs\_\_FULL* referenziert somit den Vektor der Angaben aller Netzbetreiber zur zeitgleichen Höchstlast der Auspeisungen auf der Hochspannungsebene, welche auch Anteile beinhalten können, die als Investitionsmaßnahmen gelten und deren Kosten somit nicht in den Aufwandparametern abgebildet sind.

- **Datensatz Rohdaten Strukturdaten:** Die Rohdaten der Strukturdaten werden inkl. Variablennamen eingelesen und zu einem Rohdatensatz zusammengeführt, der als Grundlage für die Integritätsprüfung der Strukturdaten dient. Mit fehlenden Werten (z.B. keine Last auf der Höchstspannungsebene) wurde wie folgt umgegangen:
  - Bei Parametern mit Zahlenangaben wurden fehlende Werte (NA) mit 0 ersetzt;
  - Binäre Textvariablen (z.B. Ost/West oder Ja/Nein) wurden in numerische 1/0 Dummies umgewandelt und fehlende Angaben auf NA gesetzt.

- **Ergänzter Datensatz mit potenziellen Vergleichsparametern:** Aus den vorhandenen Variablen im Rohdatensatz der Strukturdaten sowie aus dem Datensatz der gebietsstrukturellen Daten werden potenzielle Vergleichsparameter gebildet, z.B. *yPeakload.hs* als Differenz der beiden Variablen *yPeakload.hs\_\_FULL* und *yPeakload.hs\_\_INVS*, oder *yPeakload.max* als höchster Wert der um Investitionsmaßnahmen bereinigten Höchstlasten der angegebenen Netzebenen. Dabei gilt folgende Nomenklatur:

- *.own* Werte um Fremdnutzungsanteile bereinigt;
- *.tot* Suffix – Aggregationen über alle Netz, Spannungs- oder Umspannebenen;
- *.sum* Suffix – Aggregationen, die ausgewählte Netzebenen umfassen;
- *.max* Suffix – Maximalwerte über Netzebenen hinweg.

Die Parameterbildungen werden dem Rohdatensatz hinzugefügt und sind in Anhang I dokumentiert.

- **Parameterbereinigungen:** Bei einzelnen Parameterbildungen (*yRelativePower* und *yPeakload.corr*) können Divisionen durch Null vorkommen. Damit in diesen Konstellationen keine fehlenden Werte entstehen, wurden entsprechende Bereinigungen vorgenommen.
- **Datensatz Kostentreiberanalyse:** Dem mit den potenziellen Vergleichsparametern ergänzten Rohdatensatz werden die Aufwandsparameter (*sTotex*, *Totex*) hinzugefügt und Variablen entfernt, die für den Effizienzvergleich nicht benötigt werden, namentlich Variablen, die Investitionsmaßnahmen enthalten (Endung „*\_\_FULL*“; „*\_\_INVS*“) oder Angaben zu Fremdnutzungsanteilen (Variablen mit „*share.external.use*“), die bereits in gebildeten potenziellen Vergleichsparametern enthalten sind. Dieser Datensatz ist Grundlage für die Plausibilitätsprüfungen.<sup>16</sup> Im Datensatz für die Kostentreiberanalyse wurden folgende Netzbetreiber vom Datensatz entfernt, für welche die Kostendaten zum Stichtag 27.9.2018 nicht final vorlagen:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

- **Finaler Datensatz Effizienzvergleich:** Im finalen Datensatz für den Effizienzvergleich (Datensatz Version V10) wurde zudem Netzbetreiber [REDACTED] entfernt (vereinfachtes Verfahren). Für zwölf Netzbetreiber wurden die Kostendaten aktualisiert.

Die nachfolgend genannten Prüfungen wurden grundsätzlich nach jeder Datenlieferung der BNetzA durchgeführt. Auffälligkeiten wurden der BNetzA mitgeteilt, um zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Datenlage beizutragen.

#### 4.1.4 Veränderungen der Daten im Vergleich zum Stand der Konsultation

Im Vorfeld der Konsultation wurden die Daten teils in geschwärzter Version veröffentlicht (Version 7.1). Aufgrund einer Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 11.12.2018 kann der finale Datensatz (Version V10) nicht veröffentlicht werden. Nachfolgend werden deshalb die

<sup>16</sup> Für ergänzende Validierungen (Verifizierung Parameterbildungen, korrekte Reihenfolge Netzbetreiber, Validierung der Aufwandsparameter, etc.) wurde der Rohdatensatz mit den gebildeten Parametern zudem mit allen gebietsstrukturellen Rohdaten und Kosten-Rohdaten zusammengeführt.

wesentlichen Änderungen des Datensatzes nach der Konsultation zusammengefasst. Bezogen auf die 198 dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Netzbetreiber haben sich die Daten wie folgt verändert:

- **Kostendaten:** Bei 30 bzw. 29 Netzbetreibern haben sich die Aufwandparameter *sTotex* bzw. *Totex* geändert;
- **Strukturdaten:** Bei den Strukturdaten gab es vergleichsweise weniger Änderungen. Wie aus den nachfolgenden Beispielen hervorgeht, haben sich die Angaben bei den Anschlüssen am stärksten geändert:
  - Jahresarbeit (*yEnergy.delivered.tot*): 8 Änderungen;
  - Jahreshöchstlast (*yPeakload.max*): 5 Änderungen;
  - Zählpunkte (*yMeters.read.tot*): 12 Änderungen;
  - Anschlüsse (*yConnections.incl.inj.sum*): 20 Änderungen;
  - Erzeugungsleistung (*yInstalledPower.tot*): 4 Änderungen;
- **Gebietsstrukturelle Daten:** Bei den Parametern, die allein aus den gebietsstrukturellen Daten gebildet wurden, kam es je Parameter zu höchstens drei Änderungen.

Tabelle 7 zeigt die Änderungen im Datensatz bezogen auf die im finalen Modell ausgewählten Parameter. Hinsichtlich der Anzahl Anpassungen haben sich bei den Aufwandparametern am meisten Änderungen ergeben, während die relativ größten mittleren Strukturdatenänderungen bei der dezentralen Erzeugungsleistung liegen.

**Tabelle 7: Veränderungen der Daten im Vergleich zur Konsultation**

Parameter	#Anpassungen	Mittelwert V10	Mittelwert V7.1	Delta (V7.1-V10)
<i>sTotex</i>	30	54654533.6	54889512.0	-234978.4
<i>Totex</i>	29	53849744.3	54010239.3	-160495.0
<i>yMeters.read.tot</i>	12	230075.7	230086.1	-10.4
<i>yCables.circuit.hs</i>	0	29.4	29.4	0.0
<i>yLines.circuit.hs</i>	0	437.0	437.0	0.0
<i>yNet.length.ms</i>	0	2315.3	2315.3	0.0
<i>yNet.length.all.ns</i>	2	5314.8	5316.3	-1.5
<i>yPeakload.hs_ms</i>	4	324849.9	325266.2	-416.3
<i>yPeakload.ms_ns</i>	2	176939.7	176895.6	44.1
<i>yInstalledPower.NE1to4.sum</i>	3	307291.3	341005.2	-33713.9
<i>yInstalledPower.NE5to7.sum</i>	3	337319.6	396870.9	-59551.3

Quelle: Eigene Darstellung

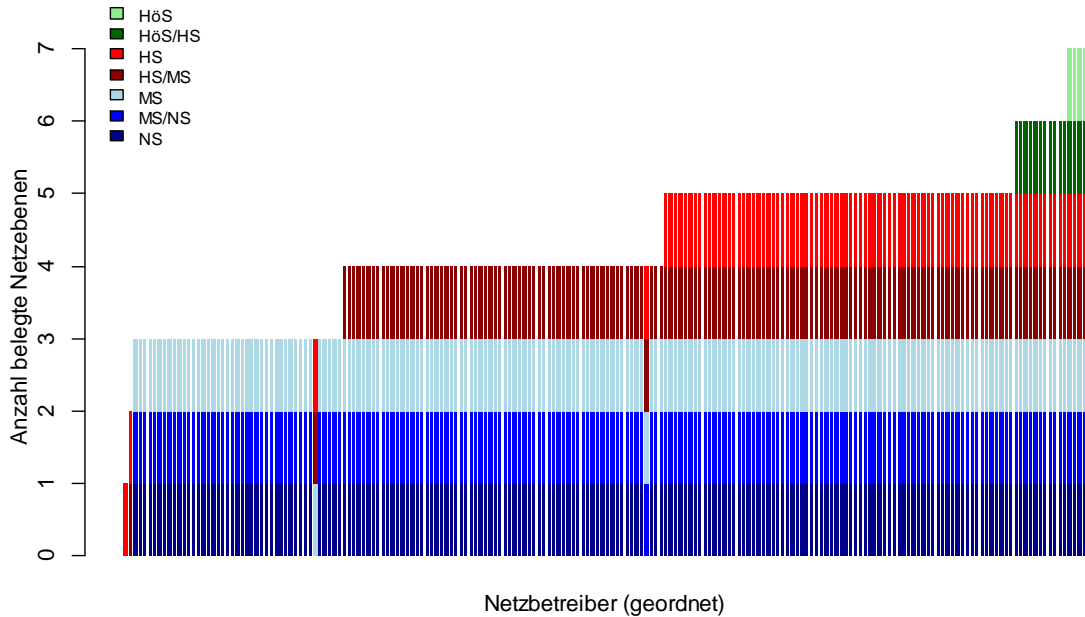
## 4.2 Formale Prüfungen

Im Rahmen der formalen Prüfung wird die Vollständigkeit des Datensatzes sowie die Definition und Beschreibung der Datenfelder überprüft. Dabei wird insbesondere auf eine konsistente Verwendung von Datenformaten innerhalb und zwischen den Variablen geachtet. Auch Nullwerte werden gesondert betrachtet.

Für alle Vergleichsparameter wurden zudem Wertbereichsprüfungen durchgeführt, z.B. lagen alle Prozentwerte im Bereich ]0,100[.

Im Rahmen der formalen Prüfung wurde ebenfalls geprüft, ob die Angaben der Netzbetreiber bezüglich der Belegenheit der Netze kohärent sind. **Abbildung 12** zeigt, welche Netzebenen von den Netzbetreibern belegt werden. Demnach betreibt ein Netzbetreiber nur eine Netzebene (HS, ganz links), die allermeisten Netzbetreiber bedienen mindestens die untersten drei Netzebenen (MS bis NS). Rund dreiviertel sind auch auf der HS/MS Umspannebene tätig, nur sehr weniger bedienen auch die Höchstspannung.

**Abbildung 12: Belegenheit der Netzebenen im Datensatz**



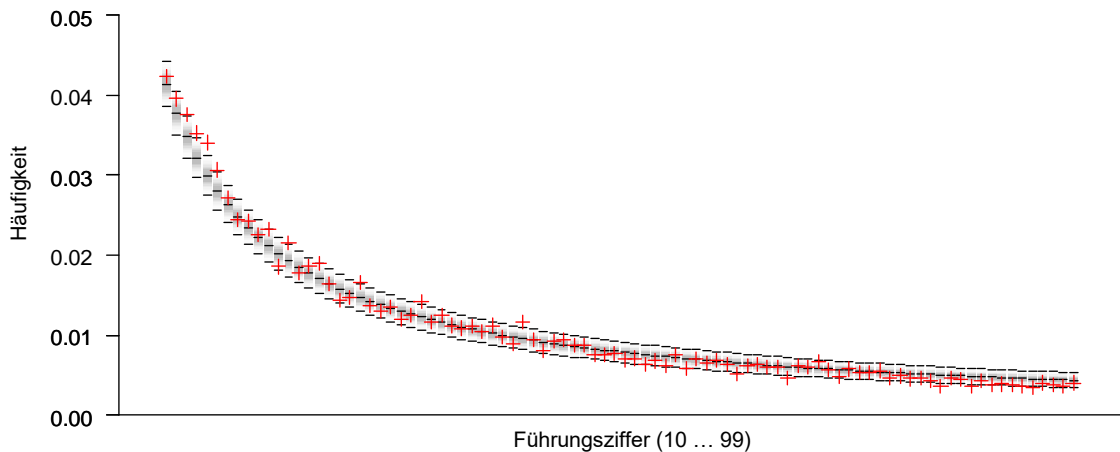
Quelle: Eigene Darstellung

### 4.3 Quantitative und analytische Prüfungen

#### 4.3.1 Integrität – Newcomb-Benford Prüfung

Die Prüfung der Integrität der Daten erfolgt gestützt auf das Gesetz von Newcomb-Benford (Newcomb, 1881; Benford, 1938). Gemäß diesem Gesetz kommen die führenden Ziffern einer Zahl mit einer bestimmten Häufigkeit vor. Starkes Abweichen von diesen Häufigkeiten kann auf systematische Fehler oder auf eine mögliche manuelle Veränderung der Datenbasis hinweisen. **Abbildung 13** zeigt die gemäß dem Newcomb-Benford'schen Gesetz zu erwartende Verteilung der führenden zwei Ziffern (schwarze Striche in der Mitte inkl. Konfidenzintervall) sowie die effektiv unter den untersuchten Angaben der Netzbetreiber vorkommende Verteilung (rote Kreuze). Die Rohdaten entsprechen somit weitgehend der zu erwartenden empirischen Verteilung.

Abbildung 13: Häufigkeiten der Führungsziffern im Datensatz



Quelle: Eigene Darstellung

Die netzbetreiberindividuellen Abweichungen der Häufigkeiten der führenden Ziffer zum jeweiligen Erwartungswert gemäß Newcomb-Benford wurden einem Sichtungstest unterzogen. Die Angaben von hierbei auffälligen Netzbetreibern wurden mittels Stichproben validiert.

#### 4.3.2 Plausibilität

Die Arbeiten zur generellen Plausibilisierung der gemeldeten Struktur- und Kostendaten umfassen folgende Prüfschritte:

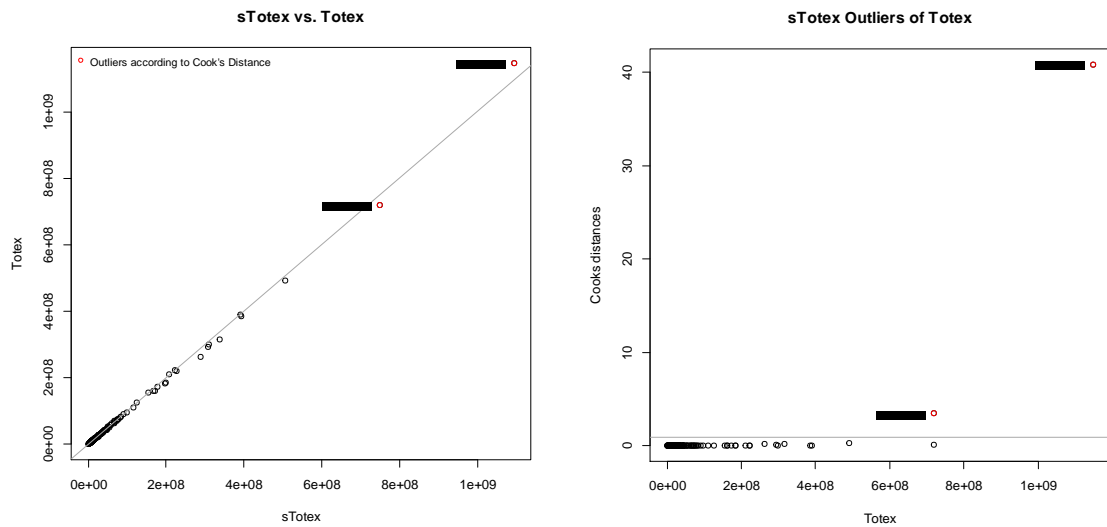
- Prüfung der Verhältnisse zwischen Aufwandparametern (vgl. Abschnitt 4.3.2.1);
- Prüfung der Vergleichsparameter gemäß Abschnitt 4.3.2.2;
- Prüfung der Verhältnisse zwischen Aufwands- und Vergleichsparametern gemäß Abschnitt 4.3.2.3;
- Vergleich von abgefragten Daten mit extern verfügbaren Daten. Die Stichproben haben keine Auffälligkeiten ergeben.

##### 4.3.2.1 Prüfung der Aufwandparameter

Die Aufwandparameter  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$  wurden jeweils zusammen mit ihren wichtigsten Bestandteilen geliefert (z.B. Opex, Capex, Personalkosten, usw). Fehlende Werte und negative Kostenpositionen sowie stark abweichende Werte zwischen  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$  lagen mit der finalen Lieferung nicht mehr vor.

**Abbildung 14** zeigt die Verhältnisse  $s_{\text{Totex}}$  zu  $\text{Totex}$ . Die beiden Aufwandparameter korrelieren demnach stark. Die rot-markierten Netzbetreiber sind auffällig im Sinne des Cook's Distance Kriterium auf Basis eines Modells, in dem  $\text{Totex}$  auf  $s_{\text{Totex}}$  (inklusive einer Konstante) regressiert wird (Cook's Distance Schwellenwerte auf der rechten Seite der Abbildung). Das Ergebnis ist stark von der Größe dieser beiden Unternehmen geprägt. Insgesamt scheinen die Werte plausibel, und auch die Prüfung der übrigen Verhältnisse zwischen den verschiedenen Kostenpositionen haben keine unerklärlichen Auffälligkeiten ergeben.

Abbildung 14: Scatter Plot Aufwandparameter

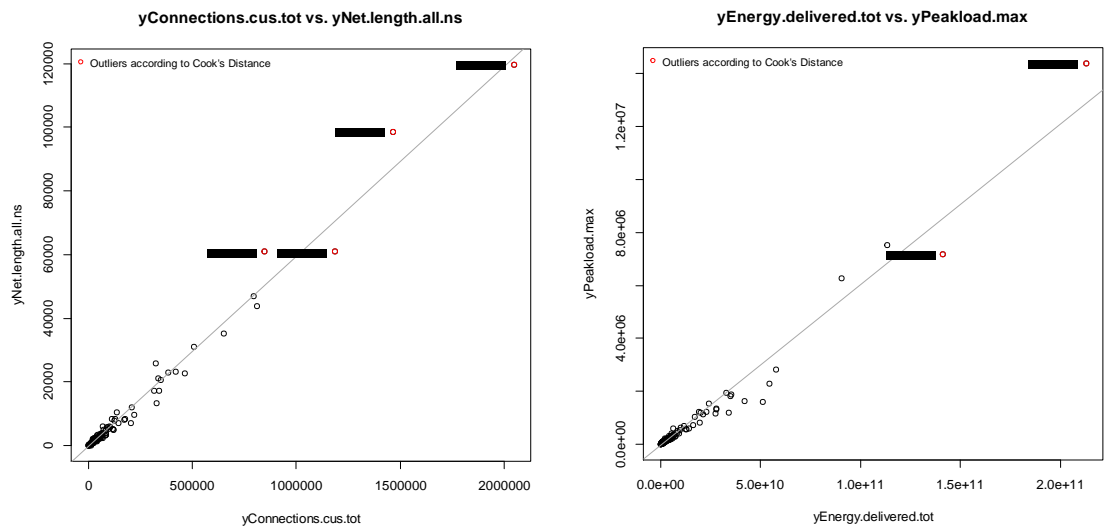


Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.3.2.2 Prüfung der Vergleichsparameter

Zur Prüfung der Vergleichsparameter wurden Korrelationstabellen erstellt, Säulendiagramme analysiert, untereinander Scatter-Plots verglichen und auf un plausible Ausreißer hin geprüft. **Abbildung 15** zeigt illustrativ das Verhältnis der Anschlüsse zur Netzlänge NS sowie die ausgespeiste Jahresarbeit im Verhältnis zur Jahreshöchstlast.

Abbildung 15: Scatter Plot Vergleichsparameter



Quelle: Eigene Darstellung

Zudem wurden folgende Kennzahlen mittels Wertbereichsprüfungen aggregiert und disaggregiert untersucht:

- Verhältnis zeitgleiche/zeitungleiche Last
- Verhältnis Einspeise- und Ausspeiselast
- Verhältnis Rückspeisung/Entnahme (zeitungleich, zeitgleich)
- Rückspeisung je installierte Leistung

- Verhältnis Einspeiseleistung und Jahreshöchstlast
- Durchschnittliche angeschlossene Erzeugungsleistung pro Anlage
- Durchschnittliche Erzeugung pro Einspeisepunkt
- Mittlerer Abstand der Masten
- Zähler Leerstandsrate
- Zählpunkte pro Anschluss
- Zählpunkte pro Kundenanschluss
- Mittlere Bemessungsscheinleistung pro Transformator

Auffällige Werte wurden geprüft und der BNetzA mitgeteilt.

Wenngleich sich die Netzbetreiber teils deutlich hinsichtlich ihrer Größe unterscheiden, so stehen die Parameter i.d.R. in einem klaren Zusammenhang zueinander, weshalb oft hohe Korrelationen resultieren. Ausreißer sind selten bzw. wo solche vorliegen, können diese i.d.R. aufgrund der Begebenheiten der Netzbetreiber nachvollzogen werden.

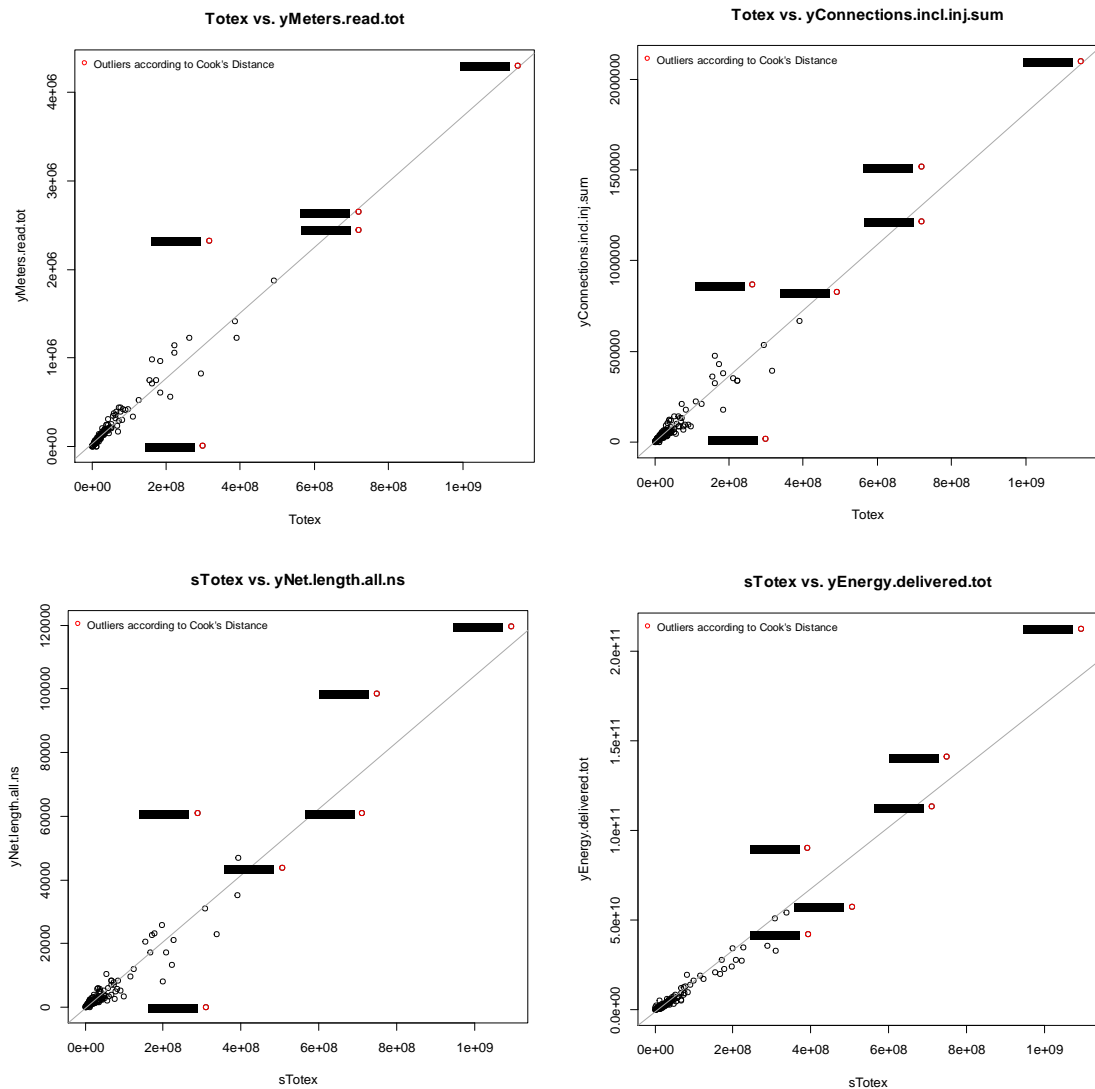
#### 4.3.2.3 Prüfung der Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemtern

Schließlich wurden die Verhältnisse von Vergleichs- und Aufwandsparemtern geprüft. **Abbildung 16** zeigt vier Scatter-Plots, in denen Vergleichsparameter den Aufwandsparemtern gegenübergestellt werden. Im oberen Teil sind die möglichen Normierungsparameter Zählpunkte und Anschlüsse (Ein- und Ausspeisepunkte) gegenüber Totex dargestellt. Die beiden Abbildungen zeigen u.a.:

- Es liegt ein in der Versorgungsstruktur bedingter extremer Ausreißer vor (Nr. XXXXXXXXXX, hohe Kosten bei einer geringfügigen Anzahl von Zähl- bzw. Anschlusspunkten);
- die Anschlusspunkte weisen im Bereich, wo ein Großteil der NB liegt, eine größere Streuung auf als die Zählpunkte. Dies stützt die spätere Wahl der Zählpunkte als Normierungsparameter;

Im unteren Teil der Abbildung sind die sTotex den NS-Netzlängen und der Jahresarbeit gegenübergestellt. In den vier Scatter-Plots zeigt sich im Wesentlichen ein linearer Zusammenhang, der stellvertretend für viele weitere Vergleichsparameter gültig ist.

Abbildung 16: Scatter Plot Aufwand- vs. Vergleichsparameter



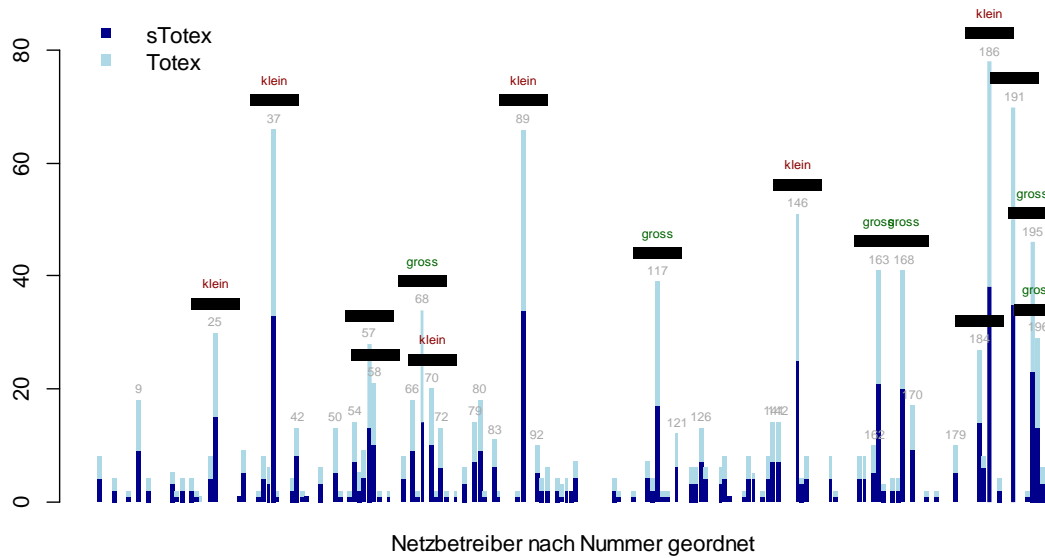
Quelle: Eigene Darstellung

Ebenfalls wurde untersucht, ob mit Blick auf die DEA einzelne Unternehmen bei einem oder mehreren Parametern das beste relative Verhältnis zu den Aufwandsparemtern ausweisen. **Abbildung 17** zeigt je Netzbetreiber an, wie oft dieser das beste Verhältnis von Kosten zu Parameter («beste Unit Costs», «Stückkosten») aufweist (sTotex: dunkelblau bzw. Totex: hellblau). Rot und grün hervorgehoben sind besonders große bzw. besonders kleine Netzbetreiber (sTotex < EUR 5 Mio. bzw. sTotex > EUR 100 Mio.).

Die Netzbetreiber, welche bei den meisten Vergleichsparametern die besten Stückkosten aufweisen, sind durchwegs kleine Netzbetreiber. Danach folgen die ganz großen NBs. Bei diesen Netzbetreibern sind keine Auffälligkeiten aufgefallen, die nicht in deren spezifischen Ausprägung der Versorgungsaufgabe begründet liegen würden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass Ausreißer im Datensatz z.B. im Sinne eines starken Einflusses auf die Lage der Regressionsanalyse zu erwarten sind, die nicht in Datenfehlern begründet liegen. Entsprechend sind beim Effizienzvergleich die vorgesehenen Auffälligkeits- und Ausreißeranalysen mit aller Sorgfalt durchzuführen.



Abbildung 17: Anzahl bester Stückkostenverhältnisse je Netzbetreiber



Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Sonderprüfungen

Sonderprüfungen waren keine notwendig.

4.5 Fazit der Datenvalidierung

Die Datenqualität konnte im Verlauf des Projekts ausgehend von einer bereits guten Basis weiter erhöht werden. Die verwendeten Daten scheinen formal korrekt, integer, plausibel und liegen in guter Qualität vor.

Tabelle 8 zeigt den dem Effizienzvergleich zugrundeliegende Datenstand. Für 199 Netzbetreiber lagen vollständig validierte Daten vor. Ein Netzbetreiber wurde nachträglich nach erfolgter Kostentreiberanalyse vom Effizienzvergleich ausgeschlossen (█, vereinfachtes Verfahren). Grundlage für den nachfolgenden Effizienzvergleich sind demnach 198 Netzbetreiber, auch wenn die Struktur- und gebietsstrukturellen Daten vollständig vorliegen.

Tabelle 8: Dem Effizienzvergleich zugrundeliegender Datenstand

	X Kostendaten	Y Strukturdaten	Z Gebietsstrukturelle Daten
Finaler Stand	27.11.2018	26.9.2018	26.9.2018
# Variablen	11	1049	96
# Parameter	2	652	11
# Beobachtungen	198 von 204	204 von 204	204 von 204

Quelle: Eigene Darstellung

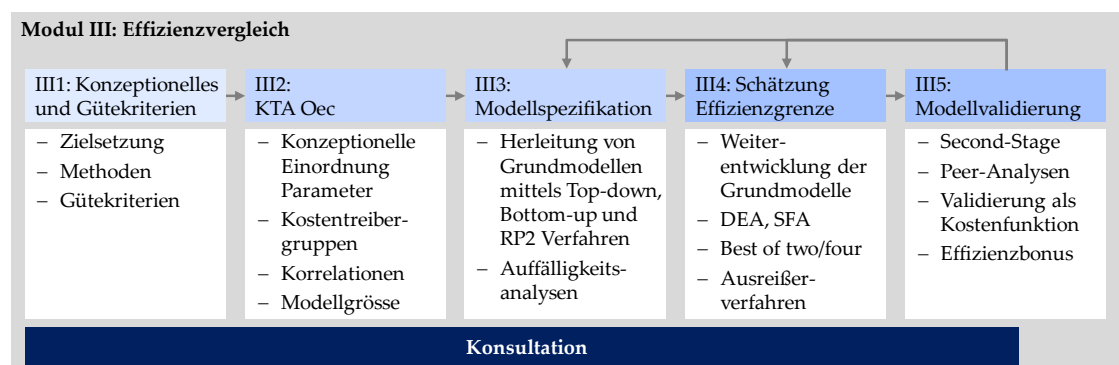
## 5 Effizienzvergleich

### 5.1 Übersicht Vorgehen

Ausgehend von den analytischen Ergebnissen wird in diesem Kapitel der eigentliche Effizienzvergleich dokumentiert. **Abbildung 18** stellt das gewählte Vorgehen dar:

- Zunächst werden die für den Effizienzvergleich eingesetzten Methoden und Gütekriterien definiert, diskutiert und erläutert (Arbeitspaket III1, nachfolgend Abschnitt 5.2);
- Im Rahmen einer KTA Oec werden vorbereitende Arbeiten ausgeführt, darunter Gruppen- und Korrelationsanalysen und Betrachtungen zur optimalen Modellgröße (Arbeitspaket III2, nachfolgend Abschnitt 5.2);
- Danach erfolgen die Analysen mehrstufig und stark iterativ:
  - Im Rahmen der Modellspezifikation werden mittels drei verschiedener Verfahren anhand von Durchschnittskostenmodellen optimale Parameterkombinationen hergeleitet und auf ihre Eignung als Kostenfunktion und Grundmodell für den Effizienzvergleich untersucht. Beim Top-down-Verfahren wird auf die Ergebnisse der KTA Ing zurückgegriffen. Dieses wird ergänzt durch das Bottom-up-Verfahren, welches unabhängig von der vorgenommenen ingenieurwissenschaftlichen Einschätzung statistisch optimale Kostentreiber-Kombinationen identifiziert. In einem dritten Verfahren wird das Modell der RP2 auf seine Eignung für die Daten der RP3 geprüft. Bei allen Verfahren werden mittels robuster Regression Auffälligkeitsanalysen durchgeführt. Die Arbeiten sind in Arbeitspaket III3 zusammengefasst, sind nachfolgend in Kapitel 5.4 widergegeben und führen zu einer Selektion von weiterzuverfolgenden Grundmodellen. Zusammen mit Arbeitspaket III2 geben die Arbeiten zudem eine gewisse Orientierung bei der Modellierung von DEA und SFA (z.B. Vorschlägen von zusätzlichen Kostentreibern oder Kostentreibern, die weggelassen werden können);
  - Die gewählten Grundmodelle werden danach auf ihre Eignung als Effizienzvergleichsmodell geprüft und aus konzeptioneller und regulatorischer Sicht weiterentwickelt. Hierbei werden u.a. Ausreißeranalysen bezogen auf die Effizienzgrenze durchgeführt und die bestabgerechneten Effizienzwerte bestimmt. Die geeignetsten Modelle werden anschließend als Kostenfunktion und mittels Second-Stage-Analysen überprüft. Zum Schluss wird dasjenige Modell gewählt, im Detail spezifiziert und erneut validiert, welches die in III1 gesetzten konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Gütekriterien am besten erfüllt (Arbeitspakete III.4 und 5, nachfolgend Kapitel 5.4).

**Abbildung 18: Vorgehen Effizienzvergleich**



Quelle: Eigene Abbildung

## 5.2 Grundlegende Kriterien

Die zentrale Herausforderung beim Effizienzvergleich ist es, von den definierten potenziellen Vergleichsparametern diejenigen zu identifizieren, die konzeptionell sinnvolle Kostentreiber sind und sich gegenseitig gut ergänzen. Die angewandten Methoden zur Bestimmung der Vergleichsparameter werden nachfolgend direkt in den einzelnen Kapiteln vorgestellt. Das finale Modell soll den folgenden Kriterien möglichst gut entsprechen, wobei konzeptionelle, statistische und regulatorische Kriterien unterschieden werden:

### Konzeptionelle Kriterien

- Möglichst einfache Interpretation der Vergleichsparameter und des Modells;
- Im Einklang mit ingenieurwissenschaftlicher Beurteilung;
- Möglichst vollständiges Modell: Wenn möglich sollen neben den Netzebenen alle drei Versorgungsdimensionen – Transport, Kapazität- und Dienstleistungsbereitstellung – abgebildet werden, wobei die letzten beiden Dimensionen gemäß Abschnitt 3.2.9 als „need to have“ behandelt werden);
- Die Eigenschaften der Modellspezifikation sollen natürlich sein, also eine solide ökonomische Grundlage in der Produktionstheorie haben (mehr hierzu vgl. Abschnitt 5.5.1.4).

### Statistische Kriterien

- Unverzerrte, konsistente und effiziente Schätzer;
- Signifikante Parameter mit richtigem Vorzeichen;
- Die detaillierten statistischen Anforderungen finden sich in den Abschnitten 5.4.1 und 5.5.1 nachfolgend.

### Regulatorisch

- Konform mit der ARegV, also insb. Erfüllung aller ARegV-Vorgaben wie:
  - Verwendung möglichst exogener Vergleichsparameter;
  - Verwendung von Vergleichsparametern, die nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden;
  - Auswahl von Vergleichsparametern, damit die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet ist und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet wird;
- Berücksichtigung von Parametern, die möglichst vollständig für alle VNB vorliegen;
- Robustheit gegenüber kleinen Datenänderungen;
- Konstanz mit früheren Effizienzvergleichen;
- Beachtung des Vorsichtsprinzips, bei dem im Zweifelsfall die Netzbetreiber nicht schlechter gestellt werden sollen, damit sich ein möglicher Spezifikationsfehler nicht zu ihren Lasten auswirkt.

### 5.3 Ökonomische Kostentreiberanalyse

Die ökonomische Kostentreiberanalyse (KTA Oec) findet vorbereitend zur Modellentwicklung statt und hat ein besseres Verständnis der Parameter im Datensatz zum Ziel. Folgende Arbeitsschritte werden durchgeführt:

- Identifikation der wichtigsten Kostentreiber je Parametergruppe im Sinne von Parametern, welche die Kostenunterschiede zwischen den NB am besten erklären können;
- Korrelationsanalyse zur Entwicklung eines Grundverständnisses für Zusammenspiel und Wirkungsweise der verschiedenen Parameter im Datensatz;
- Analyse zur optimalen Anzahl von Parametern, die im späteren Effizienzvergleichsmodell idealtypisch verwendet werden sollen.

Ausgangspunkt ist die bereits im Rahmen der KTA Ing vorgenommene konzeptionelle Gruppierung und Einordnung der Parameter nach Versorgungsdimension und Beeinflussbarkeit (vgl. Abschnitt 3.2.7).

#### 5.3.1 Kostentreibergruppen

Zunächst werden die Parameter für die in Abbildung 11 angegebenen Gruppen untersucht. Diese Arbeiten geben Hinweise darauf, welche Parameter sich eher nicht als primäre Kostentreiber eignen. Innerhalb der Gruppen werden die Kostentreiber hinsichtlich ihrer Signifikanz (t-Wert), dem adjustierten Bestimmtheitsmaß ( $AdjR^2$ ) und ihres Informationsgehalts (BIC) hinsichtlich der Aufwandparameter  $s_{Totex}$  und  $Totex$  beurteilt. **Tabelle 9** (fett hervorgehoben sind aggregierte Parameter) zeigt illustrativ das Ergebnis für die Gruppe installierte Erzeugungsleistung hinsichtlich  $s_{Totex}$  (für  $Totex$  analog), welche vorliegend von besonderer Bedeutung ist. Die übrigen Gruppen sind in **Anhang II** dokumentiert.

Hieraus lässt sich Folgendes feststellen:

- Die aggregierten Parameter ( $*_{tot}$ ,  $*_{sum}$ , fett hervorgehoben) erklären die Kosten i.d.R. besser als die disaggregierten Parameter;
- Den höchsten Erklärungsgehalt haben aggregierte Parameter, welche die Erzeugungsleistung differenziert nach Netzebenen aggregieren (bis zu 87%). Von den einzelnen Netzebenen weist die MS-Ebene den höchsten Erklärungsgehalt auf (76%), gefolgt von HS (73%) und NS (69%).
- Demgegenüber vermögen die einzelnen aggregierten Erzeugungstechnologien die Aufwandparameter weniger gut zu erklären. Den höchsten Erklärungsgehalt weist Biomasse mit 77% noch vor Photovoltaik auf (75.5%). Weit geringere Werte um 46% weisen Wind-, KWKG und übrige Anlagen aus. Am geringsten ist der Erklärungsgehalt der Wasserkraft (34%).
- Betreffend der Parameter der dezentralen Erzeugungsleistung erklärt die Aggregation der Netzebenen 5 bis 7 ( $y_{InstalledPower.NE5to7.sum}$ , 86%) die Kosten alleine besser als der Parameter  $y_{InstalledPower.dec.sum}$  (75%), der zusätzlich Photovoltaik und Wind der Netzebenen 3 und 4 mit einschließt. Einen tieferen Wert weist auch die Bildung ab Netzebene 4 ( $y_{InstalledPower.NE4to7.sum}$ , 80.6%) auf, welcher zusätzlich die Umspannebene HS\_MS umfasst. Erst der Einschluss der Hochspannung erhöht  $AdjR^2$  auf das Maximum von 86.7%;

Von allen Vergleichsparametern sind nur drei nicht signifikant hinsichtlich  $s_{Totex}$ , darunter die auf der Höchstspannungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend, dass hiermit keine Kosten verbunden sind.

**Tabelle 9: Gruppenanalyse: Erklärungsgehalt der einzelnen Parameter am Beispiel der angeschlossenen Erzeugungsleistung**

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yInstalledPower.NE3to7.sum	35.96	0.867	7'599	yInstalledPower.KWKG.ms	10.93	0.374	7'907
yInstalledPower.NE2to7.sum	35.88	0.867	7'600	yInstalledPower.renewables.solar.hs_ms	10.62	0.361	7'912
yInstalledPower.tot	35.87	0.867	7'600	<b>yInstalledPower.renewables.hydro.tot</b>	10.22	0.343	7'917
yInstalledPower.NE5to7.sum	34.85	0.860	7'610	yInstalledPower.renewables.hydro.ns	9.82	0.325	7'922
yInstalledPower.KWKG.ns	30.40	0.823	7'656	yInstalledPower.hs_ms	9.75	0.322	7'923
yInstalledPower.NE4to7.sum	28.70	0.806	7'674	yInstalledPower.renewables.wind.hs	9.69	0.319	7'924
<b>yInstalledPower.renewables.biomass.tot</b>	25.87	0.771	7'707	yInstalledPower.ms_ns	9.62	0.316	7'925
yInstalledPower.ms	24.96	0.759	7'718	yInstalledPower.KWKG.hs	9.51	0.311	7'927
<b>yInstalledPower.renewables.solar.tot</b>	24.75	0.755	7'720	yInstalledPower.renewables.solar.ms_ns	9.37	0.305	7'928
<b>yInstalledPower.dec.sum</b>	24.51	0.752	7'723	yInstalledPower.renewables.ms_ns	8.96	0.286	7'934
yInstalledPower.renewables.ms	23.47	0.735	7'736	yInstalledPower.KWKG.hs_ms	8.79	0.278	7'936
<b>yInstalledPower.renewables.tot</b>	23.32	0.733	7'738	yInstalledPower.renewables.hs_ms	8.78	0.278	7'936
yInstalledPower.hs	23.11	0.729	7'741	yInstalledPower.renewables.bio.ms_ns	7.97	0.240	7'946
yInstalledPower.renewables.biomass.ms	22.46	0.718	7'749	yInstalledPower.renewables.hydro.ms_ns	7.90	0.237	7'947
yInstalledPower.renewables.solar.ns	21.13	0.692	7'766	yInstalledPower.renewables.hydro.hs	7.65	0.225	7'950
yInstalledPower.ns	21.12	0.692	7'766	yInstalledPower.renewables.wind.hs_ms	7.41	0.214	7'953
yInstalledPower.renewables.hydro.ms	20.91	0.688	7'769	yInstalledPower.other.ns	7.19	0.204	7'955
yInstalledPower.renewables.ns	20.88	0.687	7'769	yInstalledPower.hoes_hs	7.03	0.196	7'957
yInstalledPower.renewables.solar.ms	20.37	0.676	7'776	yInstalledPower.renewables.solar.hs	6.66	0.180	7'961
<b>yInstalledPower.NE6to7.sum</b>	20.32	0.675	7'777	yInstalledPower.renewables.hydro.hs_ms	6.53	0.174	7'963
yInstalledPower.other.hs	18.74	0.639	7'798	yInstalledPower.KWKG.hoes_hs	5.91	0.146	7'969
yInstalledPower.renewables.wind.ns	17.87	0.617	7'810	yInstalledPower.other.hoes_hs	5.91	0.146	7'969
yInstalledPower.renewables.wind.ms	16.56	0.580	7'828	yInstalledPower.renewables.bio.hoes_hs	5.91	0.146	7'969
yInstalledPower.renewables.biomass.hs	16.44	0.576	7'830	yInstalledPower.renewables.hoes_hs	4.23	0.079	7'984
<b>yInstalledPower.renewables.wind.tot</b>	13.44	0.476	7'872	yInstalledPower.renewables.wind.hoes_hs	3.18	0.044	7'992
<b>yInstalledPower.KWKG.tot</b>	12.87	0.454	7'880	yInstalledPower.other.ms	2.76	0.032	7'994
<b>yInstalledPower.other.tot</b>	12.77	0.450	7'882	yInstalledPower.other.hs_ms	2.33	0.022	7'996
yInstalledPower.renewables.biomass.ns	12.39	0.435	7'887	yInstalledPower.renewables.wind.ms_ns	2.17	0.018	7'997
yInstalledPower.renewables.hs	11.63	0.404	7'898	yInstalledPower.other.ms_ns	1.31	0.004	8'000
yInstalledPower.KWKG.ms_ns	11.22	0.387	7'903	yInstalledPower.hoes	0.22	-0.005	8'002
yInstalledPower.renewables.bio.hs_ms	11.00	0.377	7'906	yInstalledPower.other.hoes	0.22	-0.005	8'002

Quelle: Eigene Darstellung. Zum BIC-Kriterium vgl. Abschnitt 5.4.1. t-Werte mit Betrag über 1.96 zeigen eine Signifikanz im 95% Vertrauensintervall des Parameters in der Schätzung an.

In **Tabelle 10** wird die Rangfolge der aggregierten Parameter angegeben, welche die dezentrale Erzeugung abbilden.

**Tabelle 10: Parameter dezentrale Erzeugung**

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yInstalledPower.NE3to7.sum	35.96	0.867	7'599	yInjectionPoints.dec.sum	20.93	0.688	7'769
yInstalledPower.NE2to7.sum	35.88	0.867	7'600	yInjectionPoints.NE5to7.sum	20.90	0.688	7'769
yInstalledPower.NE5to7.sum	34.85	0.860	7'610	yInstalledPower.NE6to7.sum	20.32	0.675	7'777
yInjection.NE5to7.sum	32.37	0.841	7'635	yRelativeLowerPower.scaled.ms_ns	19.50	0.661	7'667
yInstalledPower.NE4to7.sum	28.70	0.806	7'674	yRelativeLowerPower.scaled.corr.hs_ms	14.17	0.504	7'823
<b>yInstalledPower.dec.sum</b>	24.51	0.752	7'723	yIssues.energy.lost.own.tot	4.02	0.071	7'986
yInjection.dec.sum	23.18	0.730	7'740	yRelativeLowerPower.ms_ns	3.74	0.062	7'866
				yIssues.number.own.tot	2.40	0.023	7'996

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse der KTA Ing werden dabei weitgehend bestätigt:

- Die auf der Mittelspannung und tiefer angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung (yInstalledPower.NE5to7.sum) erklärt die Kosten am besten. Einen sehr ähnlichen, aber leicht tieferen Erklärungsgehalt zeigt die damit einhergehende eingespeiste Jahresarbeit (yInjection.NE5to7.sum).
- Ein deutlich tieferes Bestimmtheitsmaß geht mit den Einspeisepunkten einher gefolgt von den skalierten Parametern „RelativeLowerPower“, welche die Last einer Umspannebene mit der darunter angeschlossenen Erzeugungsleistung in Verbindung setzen.
- Einen sehr geringen, aber gleichwohl signifikanten Erklärungsgehalt weisen die rapportierten Einspeisemanagementmaßnahmen auf (yIssues).

### 5.3.2 Korrelationen

In einem weiteren Schritt wurden die Korrelationen zwischen den Struktur- und Aufwandsparmetern (sTotex und Totex) sowie zwischen den Strukturparametern untereinander analysiert. Dies dient u.a. der Identifikation möglicher Quellen von Multikollinearität einerseits<sup>17</sup> und der Wechselwirkungen der Parameter andererseits. **Tabelle 11** zeigt die Ergebnisse für ausgewählte Parameter. Generell liegt eine hohe Korrelation der Vergleichsparameter zu den Aufwandsparmetern und oft auch untereinander vor.

**Tabelle 11: Korrelationstabelle (Auszug)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
sTotex	1	1.00																					
Totex	2	1.00	1.00																				
yConnections.cus.tot	3	0.97	0.97	1.00																			
yConnections.incl.inj.sum	4	0.97	0.97	1.00	1.00																		
yInjectionPoints.tot	5	0.83	0.83	0.87	0.87	1.00																	
yInjectionPoints.dec.sum	6	0.83	0.83	0.87	0.87	1.00	1.00																
yMeters.read.tot	7	0.96	0.96	0.96	0.95	0.78	0.78	1.00															
yCables.circuit.tot	8	0.95	0.95	0.99	0.99	0.85	0.85	0.94	1.00														
yLines.circuit.tot	9	0.92	0.92	0.88	0.89	0.84	0.84	0.82	0.84	1.00													
yNet.length.all.ns	10	0.95	0.95	0.99	0.99	0.89	0.89	0.94	0.99	0.87	1.00												
yNet.length.ms	11	0.96	0.95	0.98	0.99	0.89	0.89	0.93	0.98	0.90	0.99	1.00											
yInstalledPower.tot	12	0.93	0.93	0.92	0.92	0.77	0.77	0.86	0.92	0.90	0.92	0.94	1.00										
yInstalledPower.renew.solar.tot	13	0.87	0.86	0.91	0.91	0.94	0.94	0.81	0.89	0.89	0.92	0.95	0.88	1.00									
yInstalledPower.renew.wind.tot	14	0.69	0.69	0.71	0.71	0.44	0.44	0.63	0.73	0.64	0.70	0.74	0.87	0.64	1.00								
yInstalledPower.dec.sum	15	0.87	0.86	0.87	0.87	0.72	0.72	0.78	0.88	0.85	0.88	0.91	0.98	0.87	0.92	1.00							
yInjection.dec.sum	16	0.86	0.85	0.88	0.88	0.72	0.72	0.79	0.89	0.83	0.88	0.91	0.97	0.87	0.93	0.99	1.00						
yEnergy.delivered.tot	17	0.98	0.98	0.96	0.96	0.84	0.84	0.95	0.94	0.90	0.94	0.94	0.91	0.84	0.67	0.84	0.83	1.00					
yPeakload.max	18	0.95	0.96	0.93	0.93	0.81	0.81	0.91	0.91	0.89	0.91	0.90	0.87	0.79	0.64	0.79	0.79	0.98	1.00				
yPeakload.abs.nonsim.sum	19	0.93	0.93	0.94	0.94	0.80	0.80	0.90	0.94	0.85	0.94	0.92	0.90	0.81	0.70	0.84	0.84	0.95	0.94	1.00			
yPeakload.hs_ms	20	0.95	0.96	0.93	0.93	0.81	0.81	0.93	0.92	0.87	0.92	0.90	0.84	0.78	0.58	0.76	0.75	0.97	0.97	0.96	1.00		
yArea.supplied.ns	21	0.93	0.93	0.97	0.97	0.86	0.86	0.90	0.97	0.89	0.98	0.99	0.95	0.95	0.78	0.93	0.94	0.91	0.87	0.90	0.86	1.00	
zDensity.addresses	22	0.94	0.93	0.97	0.97	0.90	0.90	0.90	0.96	0.91	0.98	0.99	0.93	0.97	0.73	0.91	0.92	0.91	0.87	0.89	0.86	0.99	1.00

Quelle: Eigene Darstellung

Eine hohe Korrelation der potentiellen Vergleichsparameter zu den Aufwandsparmetern ist grundsätzlich zu begrüßen (zu sehen in Tabelle 11 in den beiden Spalten mit Überschrift 1 und 2). Von den angegebenen Parametern korrelieren die Ausspeisungen (yEnergy.delivered.tot) gefolgt von den Ein- und Ausspeisepunkten (yConnections.incl.inj.sum) am stärksten mit den Aufwandsparmetern. Von allen Parametern (auch den nicht abgebildeten) weist die Jahreshöchstlast der Einspeisungen auf der Mittelspannung (yPeakload.injection.ms) den höchsten Wert auf.

Aus Tabelle 11 geht ebenfalls hervor, dass die Vergleichsparameter untereinander stark korrelieren (grüne Felder ab der Spalte mit Überschrift 3). Einen (gerundeten) Wert von 1.00 weisen z.B. die Einspeisepunkte auf. Sehr hoch liegt generell die Korrelation zwischen Leitungen, Anschlüssen sowie Flächen/Dichten. Ebenfalls sichtbar ist, dass Jahresarbeit und Höchstlasten miteinander einhergehen. Diese teils ausgeprägten Korrelationen der Parameter untereinander bedeutet, dass bei der Modellentwicklung und der Beurteilung des finalen Modells ein spezielles Augenmerk auf eine mögliche Multikollinearität gelegt werden muss (vgl. auch Fußnote 17).

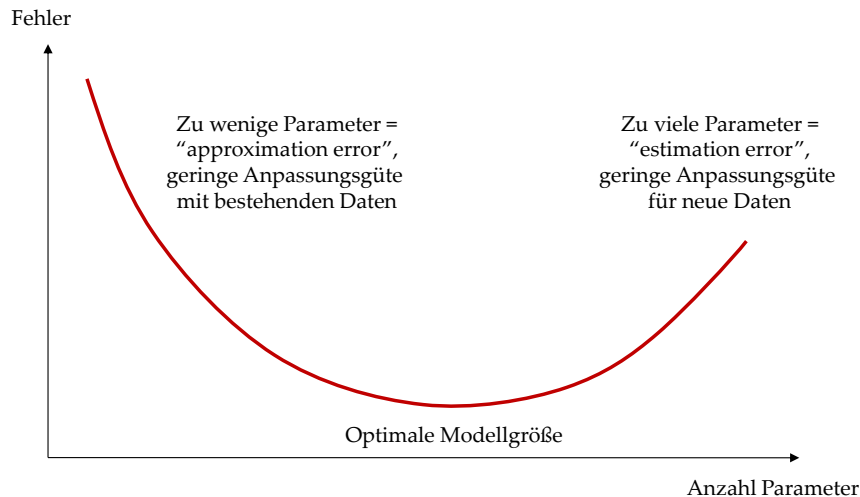
### 5.3.3 Untersuchungen zur Modellgröße

Eine wesentliche Frage ist, wie viele Parameter das finale Modell aufweisen soll. Werden aus statistischer Sicht zu wenige Parameter verwendet, ist die Anpassungsgüte des Modells an die

<sup>17</sup> Wenn zwei Parameter sich sehr ähnlich sind, z.B. Ein- und Ausspeisung, dann kann es sein, dass eine Kombination dieser beiden Parameter, bei welcher einer mit negativem und der andere mit positivem Koeffizient aus der Schätzung hervorgeht, zusammen ein Muster ergeben, welches einen Teil der Varianz der erklärenden Variablen abbildet. Somit kann das Vorzeichen nicht mehr gedeutet werden und es liegt eine Überspezifikation vor. Eine Begrenzung der stark korrelierten Parameter verhindert ein solches Oszillieren, ebenfalls Techniken wie NNLS (vgl. Kapitel 5.4.1), da keine negativen Koeffizienten zugelassen werden.

Daten zu gering. Ein Modell sollte aber auch nicht zu viele erklärende Variablen enthalten. Bei zu vielen Parametern steigt zwar die Anpassungsgüte laufend, jedoch ist dies zunehmend nur auf Zufall zurückzuführen und es wird das Risiko einer Fehlspezifikation erhöht. Das Modell könnte bei einer erneuten Anwendung mit zukünftigen Daten eine deutlich geringere Anpassungsgüte aufweisen, d.h. es müsste davon ausgegangen werden, dass sich das Modell in künftigen Regulierungsperioden nicht mehr eignet. **Abbildung 19** zeigt diesen Zusammenhang auf.

**Abbildung 19: Illustration optimale Modellgröße**



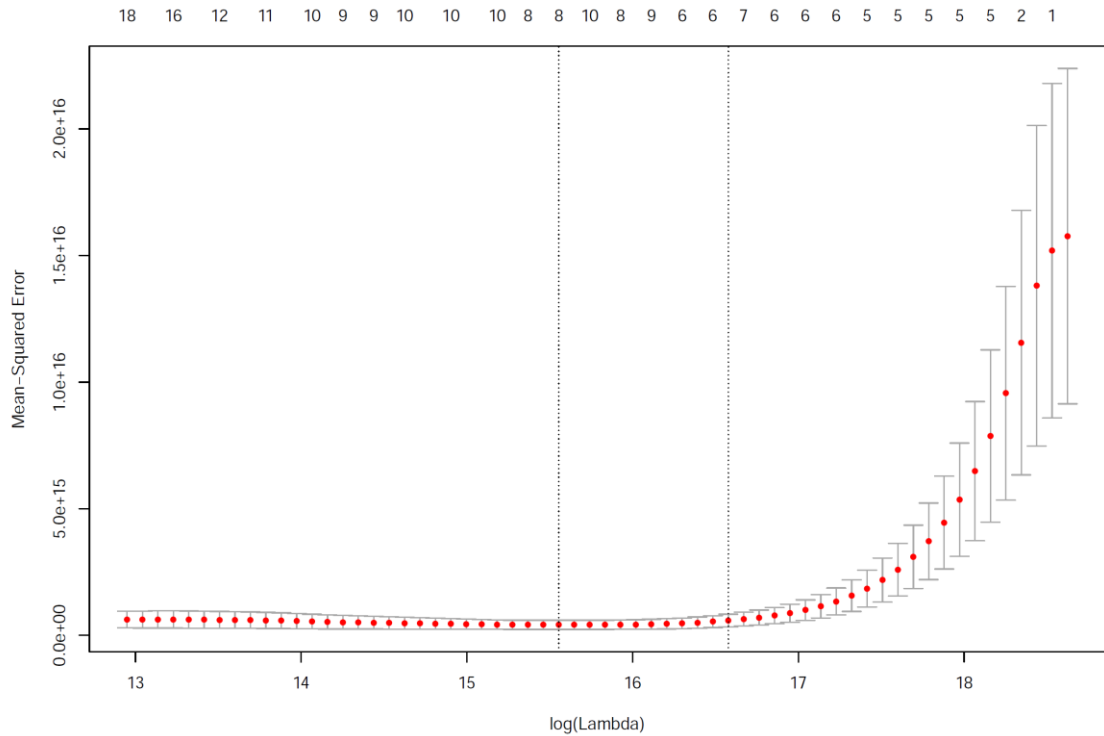
Quelle: EVS2

Zur deskriptiven Analyse der aus rein statistischer Sicht optimalen Modellgröße wird das Bottom-up-Verfahren mit Durchschnittskostenmodellen verwendet (aufgrund der Konsultation durchgeführt mit dem LASSO-Verfahren, vgl. Details hierzu in Abschnitt 5.4.1 nachfolgend). Dabei interessiert zunächst v.a. die lineare Spezifikation, da die Analyse auch mit Blick auf die DEA vorgenommen wird, in der die Vergleichsparameter unverändert („linear“) eingehen.

In **Abbildung 20** illustriert der nach links fallende Verlauf, dass der Erklärungsgehalt der Bottom-up Modelle (gemessen an der mittleren quadratischen Abweichung der Residuen) bei einer normalen linearen Spezifikation zu Beginn steigt, wenn einem Modell ein weiterer Parameter hinzugefügt wird (Anzahl der Parameter im oberen Teil der Graphik angegeben). Mit einer zunehmenden Zahl von Parametern steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Modell überspezifiziert ist (höheres Lambda) und in vielfacher Hinsicht den statistischen Kriterien nicht genügt (z.B. höherer BIC-Wert, Multikollinearität mit falschen Vorzeichen). Die vertikalen Linien stellen links „Lambda\_min\_error“ und rechts „Lambda\_1se“ dar (eine Standardabweichung weiter), wobei Modelle gewählt werden sollten, die sich zwischen diesen beiden Linien bewegen. Die in der Abbildung angegebenen Konfidenzintervalle geben eine Indikation über die Anpassungsgüte der Modelle. Hieraus ergibt sich im besten Fall eine Modellgröße von sechs Parametern, was den in der Konsultation gezeigten Resultaten anhand des „alten“ BU-Verfahrens entspricht. Im optimalen Bereich liegen jedoch auch Modelle mit bis zu zehn Parametern.

Die Resultate zu alternativen funktionalen Spezifikationen und die Modellentwicklung im Rahmen der Top-down Verfahren (vgl. auch Abschnitt 5.4.3) legen nahe, dass die optimale (technische) Modellgröße insbesondere bei loglinearen, aber auch normiert linearen Modellen tendenziell tiefer liegt als bei linearen Modellen.

Abbildung 20: Optimale Anzahl Parameter – Auswertung BU Modelle (linear)



Quelle: Eigene Darstellung

Nicht eingeschlossen bei dieser technischen Betrachtung ist die analytische Vollständigkeit der Modelle z.B. hinsichtlich der verschiedenen Netzebenen, was die erforderliche Modellgröße erhöhen kann.

### 5.3.4 Zusammenfassung

Viele Parameter weisen eine gute Korrelation mit den Aufwandparametern auf. Eine Vielzahl davon sind zudem stark untereinander korreliert. Dies betrifft insbesondere die drei Gruppen Anschlüsse, Leitungen und Fläche. Werden solche Parameter im gleichen Modell verwendet, sind die resultierenden Koeffizienten i.d.R. nicht mehr direkt interpretierbar bzw. bedingen eine Analyse der Multikollinearität. Die Anwendung von Regressionen, bei denen für die Koeffizienten nur positive Werte zugelassen werden (NNLS, vgl. Abschnitt 5.4.1 nachfolgend), kann diese Problematik abmildern.

Hinsichtlich optimaler Modellgröße deuten die Analysen darauf hin, dass Modelle mit sechs Parametern die Heterogenität der Netzbetreiber im Datensatz bereits sehr gut abdecken können (bei einer kleinen Anzahl von Ausreißern verbessern weitere Parameter das Modell aus statistischer Sicht nicht mehr). Solche kompakten Modelle bilden die einzelnen Netzebenen jedoch nur ausnahmsweise vollständig ab, weshalb ein gewisser Raum gegen oben besteht, also auch Modelle mit mehr als sechs Parametern in Frage kommen insbesondere dann, wenn Modelle mit sechs Parametern aus konzeptioneller Sicht nicht vollständig sind.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> In Abbildung 20 sind also bspw. aus konzeptioneller Sicht auch Modelle wählbar, die links der linken vertikalen Linie (Lambda\_min\_error) liegen.

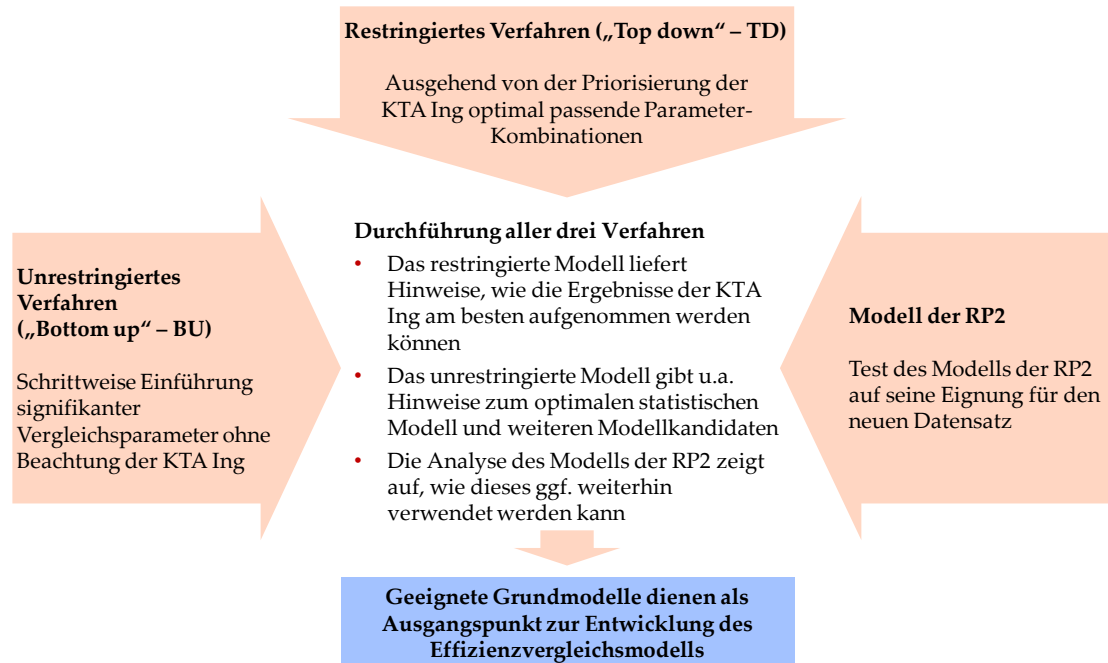


### 5.4 Modellspezifikation: Herleitung von Grundmodellen

Die Phase der Modellspezifikation hat zum Ziel, stimmige Kombinationen von Parametern zu identifizieren, welche als Kostenfunktion der Netzbetreiber geeignet sind und den gesetzten konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Gütekriterien gemäß Abschnitt 5.2 möglichst weitgehend entsprechen. Bei der Modellspezifikation werden die in **Abbildung 21** dargestellten drei Verfahren durchgeführt:

- **RP2-Modell:** Eignung des Modelles der RP2 als Kostenfunktion für die RP3;
- **Top-down-Verfahren** zur Herleitung von Kostenfunktionen, welche die Ergebnisse der KTA Ing möglichst weitgehend aufnehmen;
- **Bottom-up-Verfahren**, um Grundmodelle mit möglichst hohem Informationsgehalt zu identifizieren.

**Abbildung 21: Verfahren zur Herleitung der Grundmodelle**



Quelle: Eigene Darstellung

Die drei Verfahren unterscheiden sich somit von ihrer Natur her: Während beim RP2- und Top-down-Verfahren eine Pfadabhängigkeit bewusst gewählt wird (einmal ausgehend vom Modell der RP2, einmal ausgehend von der ingenieurwissenschaftlichen Priorisierung), ist das Bottom-up-Verfahren pfadunabhängig ausgestaltet und insofern komplementär.

Resultat hiervon sind Grundmodelle, welche im Rahmen der Schätzung der Effizienzgrenze untersucht und ggf. weiterentwickelt werden. Die in diesem Kapitel verwendeten Methoden werden später bei der Modellierung mit Hilfe der DEA und ggf. SFA genutzt, um zusätzliche Kostentreiber vorzuschlagen oder Kostentreiber zu identifizieren, welche weggelassen werden können. Ebenfalls wird das finale Modell betreffend seine Eignung als Kostenfunktion validiert.

## 5.4.1 Methodisches

### 5.4.1.1 Durchschnittskostenmodelle

Mit dem Ziel, ein möglichst aussagekräftiges, robustes Effizienzvergleichsmodell zu finden, welches sich nicht nur aus statistischer Sicht als Effizienzgrenze eignet, sondern auch eine analytisch stimmige Kostenfunktion darstellt, werden wie einleitend dargestellt in der „Pre-run“ Phase verschiedene Modellkandidaten anhand der oben dargestellten drei Verfahren hergeleitet und auf ihre Eignung als Kostenfunktion geprüft. Methodisch kommen hierzu Durchschnittskostenmodelle<sup>19</sup> zum Einsatz.

#### Kriterien inkl. Auffälligkeitsanalyse

Zum einen sollen die dabei berücksichtigten Parameter aus analytischer Sicht möglichst aussagekräftig sein (vgl. auch Kriterien in Abschnitt 5.2), zum anderen sollen die nachfolgenden statistischen Kriterien erfüllt sein.

- Modellgüte / Anpassungsgüte:<sup>20</sup>
  - Bayessches Informationskriterium (BIC) minimiert für eine vorgegebene Modellgröße;
  - Adjustiertes Bestimmtheitsmaß (adjusted R<sup>2</sup>);
- Erwartete Vorzeichen und Signifikanz der Parameter:  $p < 0.05$ ;<sup>21</sup>
- Begrenzte Multikollinearität (vgl. hierzu auch Ausführungen weiter unten):<sup>22</sup>
  - Belsley Test: condition index  $< 30$ ;
  - VIF (variance inflation factor)  $< 10$ ;
- Homoskedastizität / keine Heteroskedastizität: Breusch–Pagan-Test:  $p \geq 0.05$ ;<sup>23</sup>
- Robustheit gegenüber einzelnen Beobachtungen: Signifikanz mit ROLS:  $p < 0.05$  (vgl. Ausführung nachfolgend).
- Schiefe:
  - D'Agostino Test (two-sided) für Normalverteilung der Residuen:  $p \geq 0.05$ .
  - Richtung der Schiefe: Rechts

<sup>19</sup> Ein Durchschnittskostenmodell wird verwendet, um die erwarteten durchschnittlichen Kosten (Totex, sTotex) abzuschätzen. Demgegenüber steht in SFA und DEA die Identifikation von Best-practice bzw. von Effizienzgrenzen im Vordergrund. Durchschnittskostenmodelle können zur Validierung von geschätzten Effizienzgrenzen dienen, dies insbesondere, wenn diese mittels DEA bestimmt werden.

<sup>20</sup> Die Informationskriterien geben einen Anhaltspunkt darüber, ob die Nachteile von weiteren Parametern durch die zusätzliche Information wettgemacht werden. Das Bestimmtheitsmaß gibt Auskunft darüber, in welchem Ausmaß die unabhängigen Variablen (Vergleichsparameter) die abhängige Variable (Aufwandsparameter) erklären. Bei diesen beiden Kriterien werden im Gegensatz zu den übrigen Kriterien keine Grenzwerte vorgegeben. Sie dienen dazu, die Informations- und Anpassungsgüte einer Modellspezifikation im Vergleich zu alternativen Spezifikationen zu beurteilen. Die beiden Kriterien sind somit relativ zu sehen und werden minimiert bzw. maximiert, weshalb sich ein Grenzwert erübrigt.

<sup>21</sup> Bezüglich der Hypothese, dass ein Parameter signifikant von Null abweicht, darf demnach die Irrtumswahrscheinlichkeit nicht gleich oder höher als 5% sein.

<sup>22</sup> Die beiden Maße zeigen, wie stark die errechnete Varianz eines Koeffizienten durch Kollinearität erhöht ist. Liegt der Wert über den Schwellenwerten, ist dies ein Hinweis auf Multikollinearität.

<sup>23</sup> Es wird getestet, ob die Varianz der Residuen größenabhängig ist (vorliegend also „kostenabhängig“). Die Nullhypothese (Homoskedastizität bzw. Varianz der Residuen nicht größenabhängig) muss verworfen werden, wenn  $p < 0.05$ .

Ein gutes Modell erklärt demnach die Kosten gut, weist möglichst signifikante Parameter auf und ist möglichst frei von Multikollinearität und Heteroskedastizität. Ebenso ist es robust, d.h. es wird nicht durch einzelne Netzbetreiber übermäßig beeinflusst. Dies bedeutet, dass ein einzelner NB die Lage der Kostenfunktion als Gesamtes nicht zu stark dominieren soll. Dies wird vorerst anhand einer „Auffälligkeitsanalyse“ mittels robuster Regressionen (ROLS) sichergestellt welche darauf abzielt, robuste Schätzungen für die Koeffizienten zu erhalten (in Abgrenzung zur Ausreißeranalyse im Rahmen der Schätzung der Effizienzgrenze, bei welcher der Status eines einzelnen Datenpunkts stärker im Vordergrund steht, bei der DEA zudem der direkte Einfluss eines NB auf die Effizienzwerte der übrigen NB, vgl. Abschnitt 5.5.1.3). Bei den Durchschnittskostenmodellen wird die Auffälligkeitsanalyse systematisch integriert, indem nach jeder OLS Regression automatisch auch eine robuste Regression durchgeführt wird. Dabei ist zu beachten, dass sich bei diesen iterativen Verfahren der Status eines einzelnen NB oder Parameters in der robusten Regression ändern kann: Durch die Berücksichtigung eines weiteren Parameters kann beispielsweise ein zuvor in der robusten Regression als auffällig eingestufte NB wieder als unauffällig bzw. „normal“ erscheinen. Auffällige NB werden daher nie per se ausgeschlossen, sondern bei der nächsten Iteration wiederum berücksichtigt.

Durchschnittskostenmodelle vermögen nicht zwischen Fehlerterm und Ineffizienz zu unterscheiden. Falls die Ineffizienz in einem Sektor groß ist, würde sich dies in einer asymmetrischen Verteilung der Residuen zeigen, da die Ineffizienz definitionsgemäß einseitig ist (alle Einheiten liegen innerhalb des Produktionsraumes, aber nie außerhalb). Als Folge davon könnten bei der OLS-Schätzung die Koeffizienten der Parameter verzerrt sein. Um dies zu überprüfen, wird das Residuum auf Asymmetrie getestet. Hierfür kommt der D'Agostino Test und ggf. eine graphische Überprüfung zum Einsatz.

#### **Ausführungen zum Kriterium „Begrenzte Multikollinearität“**

Betreffend Multikollinearität ist im Rahmen der Konsultation gefordert worden, diese nicht zu stark zu bewerten („nicht überbewerten“). Die ARegV gibt in § 13 Abs. 3 vor, dass Vergleichsparameter verwendet werden sollen, „die nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden“. Eine ganz oder teilweise wiederholende Wirkung liegt insbesondere bei hoher Korrelation der Vergleichsparameter vor, was sich u.a. in entsprechend hohen VIF-Werten äußert. Bei Multikollinearität können die Vorzeichen der einzelnen Koeffizienten nicht mehr interpretiert werden, gleichwohl bleibt die Prognosegüte des Modells insgesamt erhalten. Allerdings ist die Kostenkausalität nicht notwendigerweise gegeben. Problematisch sind auch in der SFA resultierende signifikante negative Vorzeichen von eigentlichen Kostentreibern, was aus Sicht individueller Netzbetreiber zu unplausiblen Resultaten führen kann. Daneben besteht bei Multikollinearität das Risiko, bei der Weiterentwicklung alternative Disaggregationen falsch zu bewerten oder nicht-monotone Kostenfunktionen zu benutzen. Als Fazit wird wie bei früheren Effizienzvergleichen versucht, die Multikollinearität soweit als möglich zu begrenzen. Gerade im Zusammenhang mit dem Erfordernis der Vollständigkeit eines Effizienzvergleichsmodells z.B. hinsichtlich der Abdeckung aller Netzebenen (früher zudem ARegV-Pflichtparameter) kann ein gewisser Grad an Multikollinearität unausweichlich sein. Insofern wird der Grad an Multikollinearität bewertet und möglichst begrenzt, gleichzeitig aber auch nicht in jedem Fall zwingend als Ausschlusskriterium verwendet. Im Ergebnis weist das gewählte Effizienzvergleichsmodell eine gewisse Multikollinearität auf, was den gewählten maßvollen Ansatz unterstreicht.

## Funktionale Form

Im Rahmen der Konsultation wurde gefordert, dass die Kostentreiberanalyse nicht auf Basis linearer Spezifikationen durchgeführt werden sollte, sondern stattdessen auf „den gleichen Modelltypen, die auch für die Effizienzmessung [bei der SFA] verwendet werden (also normiert-lineare oder Log/log-lineare Modelle)“. Bei einer rein linearen Spezifikation muss aufgrund der Größenunterschiede in der Tat mit Heteroskedastizität gerechnet werden, dieser wurde in der Vergangenheit erst im Rahmen der Modellspezifikation durch Normierung oder durch die Wahl einer unterschiedlichen funktionalen Form explizit Rechnung getragen. Der Vorteil einer rein linearen Spezifikation im Rahmen der KTA ist, dass nicht explizit auf die SFA hin optimiert wird, sondern auch der parallel zur Anwendung kommenden DEA mit konstanten Skalenerträgen Rechnung getragen wird.<sup>24</sup> Gleichwohl wird das Anliegen aus der Konsultation berücksichtigt, indem die drei Verfahren RP2, Top-down und Bottom-up mit folgenden funktionalen Spezifikationen durchgeführt werden (nachfolgend „Streams“):

- Linear;
- Normiert linear mit Zählpunkten;
- Normiert linear mit Anschlusspunkten;
- Loglinear<sup>25</sup>.

Wie die späteren Analysen zeigen, lässt sich mit einer linearen Spezifikation bereits eine sehr gute Anpassungsgüte erzielen und gleichzeitig die relevanten Versorgungsdimensionen abdecken. Mittels Normierung kann das Problem der Heteroskedastizität effektiv gelöst werden, die eigentliche Qualität liegt jedoch bereits im linearen Basismodell.

### 5.4.1.2 Aggregation vs. Disaggregation

Die Vergleichsparameter liegen i.d.R. disaggregiert vor, z.B. entlang der Spannungsebenen oder für verschiedene Erzeugungstypen. In die Modellbildung können sowohl disaggregierte wie auch aggregierte Variablen einfließen. Aus ökonomischer und technischer Sicht wären disaggregierte Kostentreiber vorzuziehen, da die Kosten z.B. für einen Leitungskilometer auf den verschiedenen Spannungsebenen unterschiedlich sind.

Aus statistischer Sicht kann jedoch nur eine begrenzte Anzahl von Variablen berücksichtigt werden, um eine Überspezifikation möglichst zu vermeiden. Eine Überspezifikation liegt vor, wenn das Modell durch zu viele ähnliche Parameter spezifiziert ist, was die Erklärungskraft der einzelnen Parameter senkt und allenfalls die Vorzeichen aufgrund von Multikollinearität ändert (vgl. Ausführungen oben hierzu).

Um ein optimales Level der Aggregation zu finden, werden im Top-down- und Bottom-up-Verfahren einerseits rein aggregierte Modelle gebildet, andererseits aber auch disaggregierte Variablen zugelassen. Erstere Modelle zeigen wesentliche Variablengruppen an, letztere geben Hinweise, welche Parameter disaggregiert werden könnten. Bei der späteren Weiterentwicklung der Grundmodelle werden Aggregationen gestützt auf konzeptionelle, regulatorische und statistische Überlegungen getestet.

---

<sup>24</sup> Vgl. in dem Zusammenhang auch die Ausführungen zur NNLS weiter unten.

<sup>25</sup> Da der Logarithmus für 0-Werte nicht definiert ist, wird folgende Transformation durchgeführt:  $\log(\text{Parameterwert} + 1)$ . Ursprüngliche Nullwerte erhalten somit wiederum Nullwerte da  $\log(0+1) = 0$ .

#### 5.4.1.3 Keine getrennten Vergleichsparametersätze für DEA und SFA

In der Konsultation wurde teils gefordert, DEA und SFA sollen getrennt voneinander mit ggf. unterschiedlichen Parametern entwickelt werden. Im Resultat würde die Effizienz anhand zweier unterschiedlicher Kostenfunktionen bewertet. Zum einen widerspricht dies der bisherigen Praxis der ersten beiden Regulierungsperioden, ebenso gibt der Wortlaut der ARegV nicht die Verwendung zweier unterschiedlicher Vergleichsparametersätze her. Zum anderen entspricht die in der ARegV angelegte Bestabrechnung zwischen Methoden aus konzeptioneller Sicht der Anwendung *zweier komplementärer Methoden*, deren Vor- und Nachteile sich ergänzen (vgl. Abschnitt 2.2.3) um für *eine zugrundeliegende Kostenfunktion* die Effizienz zu schätzen. D.h., die *Bestabrechnung* von Methoden spricht aus konzeptioneller Sicht für die Verwendung nur *eines* Parametersatzes zur Bestimmung der relativen Effizienz der Netzbetreiber. Würden der Effizienzmessung *zwei oder mehrere* Kostenfunktionen zugrunde gelegt (mit entsprechend schwieriger Interpretation), müsste stattdessen der *Durchschnitt* der resultierenden Effizienzwerte je Parametersatz verwendet werden.

#### 5.4.1.4 Bottom-up-Verfahren mit LASSO Methode

Beim Bottom-up-Verfahren (BU) werden statistisch möglichst optimale Parameterkombinationen zur Erklärung der Kosten weitgehend losgelöst von analytischen Überlegungen gesucht. Hintergrund ist das Vorsichtsprinzip in dem Sinn, dass auch bei etwaig falschen vorgängigen analytischen Überlegungen Modelle und Parameter pfadunabhängig getestet werden, welche die Kosten im Sinne der Netzbetreiber möglichst gut erklären.

Das im Rahmen der Konsultation vorgestellte Verfahren, das auf früheren Effizienzvergleichen aufbaut (EVS2, EFG3), wurde dahingehend kritisiert, dass nicht alle möglichen Kombinationen untersucht würden, weshalb die Anwendung von LASSO-Schätzverfahren (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator) gefordert wurde. Beim LASSO-Verfahren wird versucht, aus der Menge möglicher Vergleichsparameter die beste Teilmenge mit maximalem Loglikelihood zu finden, wobei zur Begrenzung der Gesamtgröße des Modells ein Strafterm anhand der Summe von dessen absoluten Koeffizienten berechnet wird. Koeffizienten können dabei den Wert von Null annehmen, was deren Ausschluss aus dem Modell entspricht. Der Vorteil des LASSO-Verfahrens gegenüber dem ursprünglich geplanten Verfahren ist, dass die Suche von Modellkandidaten umfassender ist. Da beim BU-Verfahren alle Parameter in ihrer Fülle frei von analytischen Wertungen gleichberechtigt zugelassen werden sollen, wird dem Anliegen aus der Konsultation entsprochen.<sup>26</sup>

Das LASSO-Verfahren ersetzt die bisherige, etwa im EFG3 angewendete Methode der schrittweisen Ergänzung der besonders hoch korrelierten Vergleichsparameter je Parametergruppe. Es wird für lineare, normiert-lineare (Zählpunkte, Anschlüsse) und logarithmische Spezifikationen für die folgenden beiden Parametersätze angewendet (nachfolgend „Runs“), wobei jeweils Parameter mit weniger als 15 Einträgen ausgeschlossen werden:

- BU\_lasso\_Y\_a: Aggregierte Y-Parameter
- BU\_lasso\_YZ: Alle YZ-Parameter

Aufgrund der genannten Eigenschaften eignet sich das LASSO-Verfahren auch für die Analysen zur optimalen Modellgröße (Resultate hierzu vgl. Abschnitt 5.3.3 oben).

---

<sup>26</sup> Demgegenüber gehen einige Nachteile einher, z.B. wird möglicher Multikollinearität keine Beachtung geschenkt.

#### 5.4.1.5 Top-down-Verfahren mit hierarchischer sequentieller Regression

Im Gegensatz zum Bottom-up-Verfahren stehen beim Top-down-Verfahren (TD) analytische Überlegungen im Vordergrund. Ausgangspunkt hierfür ist die ingenieurwissenschaftliche Einschätzung der Vergleichsparameter gemäß Abschnitt 3 bzw. Tabelle 6.

Die Modelle werden jeweils um die am geeignetsten eingestuft Parametergruppen sequentiell entwickelt (d.h. Jahreshöchstlast, Höchstbelastung). Für jeden Startparameter wird danach im Rahmen eines sequentiellen Regressionsverfahrens von der Teilmenge der Parameter mit zweitbesten Eignung („komplementäre Eignung“) der beste passende Kandidat gesucht. Die resultierenden Modelle werden auf Signifikanz, Vorzeichen usw. geprüft, wobei ein zweiter Parameter nicht das Vorzeichen des primären Startparameters ändern darf. Mit Blick auf die DEA, die nur positive Vorzeichen für die verwendeten Kostentreiber zulässt, wird im Falle negativer Vorzeichen eines weiteren Parameters zudem eine restringierte Regression durchgeführt, welche für die einzelnen Parameter nur positive Vorzeichen zulassen (sog. NNLS für „Non-Negative Least Squares“). Bei Nicht-Signifikanz wird das Modell entsprechend getrimmt. Dies bringt zwei Vorteile: Einerseits wird der erwähnten Einschränkung der DEA Rechnung getragen, andererseits kann die Multikollinearität begrenzt werden, indem ein gegenseitiges Oszillieren von Parametern verhindert wird. Wenn alle Tests bestanden sind, wird das potenzielle Modell behalten und es wird erneut getestet, ob es passende Ergänzungen gibt. Die Prozedur wird fortgesetzt bis entweder die maximale Modellgröße erreicht ist (keine Verbesserung des BIC) oder es keine gute Ergänzung mehr gibt.

Für die prioritären Parametergruppen Höchstlast (P1A) und Höchstbelastung (P1B) werden jeweils je vier „Runs“ gerechnet, welche sich in den zur Auswahl stehenden komplementären Parametern unterscheiden:

- IngP1A\_a bzw. IngP1B\_a: Aggregierte Vergleichsparameter der Kategorie 2
- IngP1A\_2x bzw. IngP1B\_2x: Exogene Vergleichsparameter der Kategorie 2
- IngP1A\_2d bzw. IngP1B\_2d: Exogene und endogene Vergleichsparameter der Kategorie 2
- IngP1A\_23ax bzw. IngP1B\_23ax: Exogene Vergleichsparameter der Kategorien 2 und 3

Gestützt auf die Rückmeldungen der Konsultation wird das TD-Verfahren nicht nur für die originären Vergleichsparameter durchgeführt, sondern ebenfalls für normierte Modelle mit Zählpunkten und Anschlüssen sowie für log-log Spezifikationen (d.h. die genannten Runs werden für vier unterschiedliche funktionale Formen durchgeführt).

Das Verfahren resultiert je Parametergruppe in einer Fülle von geschätzten Modellen inklusive zugehöriger statistischer Tests analog dem Bottom-up-Verfahren.

### 5.4.2 Analyse Modell RP2

Zunächst wird das Model der RP2 als Benchmark im Rahmen der Durchschnittskostenmodelle untersucht. **Tabelle 12** zeigt das Resultat der robusten (linearen) Regression für Totex und sTotex.

**Tabelle 12: Robuste Regression des Modells der RP2**

**ROLS/sTOTEX / linear**

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )	
(Intercept)	1.228e+06	2.115e+05	5.804	2.74e-08	***
yConnections.incl.inj.and.streetlights.RP2.sum	3.969e+01	1.117e+01	3.553	0.000483	***
yCables.circuit.hs	9.848e+04	7.422e+03	13.269	< 2e-16	***
yCables.circuit.ms	4.502e+03	4.892e+02	9.201	< 2e-16	***
yLines.circuit.hs	1.520e+04	4.142e+02	36.691	< 2e-16	***
yLines.circuit.ms	5.725e+03	4.164e+02	13.747	< 2e-16	***
yNet.length.ns	1.400e+03	3.094e+02	4.527	1.07e-05	***
yPeakload.corr.hs_ms	2.026e+01	1.830e+00	11.067	< 2e-16	***
yPeakload.corr.ms_ns	7.554e+01	1.064e+01	7.099	2.57e-11	***
yInstalledPower.tot	4.213e+00	9.379e-01	4.492	1.24e-05	***
yArea.supplied.ns	-5.267e+04	5.037e+03	-10.455	< 2e-16	***
yMeters.active.tot	5.764e+01	7.358e+00	7.833	3.53e-13	***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 2119000

Multiple R-squared: 0.9992, Adjusted R-squared: 0.9992

Robustness weights: 12 observations are outliers

**ROLS/ TOTEX / linear**

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )	
(Intercept)	4.621e+05	2.232e+05	2.070	0.0398	*
yConnections.incl.inj.and.streetlights.RP2.sum	-7.663e-01	1.346e+01	-0.057	0.9547	
yCables.circuit.hs	9.439e+04	8.008e+03	11.787	< 2e-16	***
yCables.circuit.ms	4.260e+03	5.384e+02	7.911	2.21e-13	***
yLines.circuit.hs	3.658e+03	4.630e+02	7.901	2.35e-13	***
yLines.circuit.ms	-2.072e+03	6.249e+02	-3.316	0.0011	**
yNet.length.ns	3.441e+02	4.864e+02	0.707	0.4803	
yPeakload.corr.hs_ms	1.886e+01	1.643e+00	11.476	< 2e-16	***
yPeakload.corr.ms_ns	4.922e+01	8.985e+00	5.478	1.38e-07	***
yInstalledPower.tot	6.906e+00	7.737e-01	8.926	4.21e-16	***
yArea.supplied.ns	8.455e+03	5.273e+03	1.604	0.1105	
yMeters.active.tot	8.194e+01	6.717e+00	12.200	< 2e-16	***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 2066000

Multiple R-squared: 0.9997, Adjusted R-squared: 0.9997

Robustness weights: 15 observations are outliers

Quelle: Eine Darstellung

Das Modell erklärt die Kosten grundsätzlich weiterhin sehr gut. Die einzelnen Parameter sind in sTotex durchgehend signifikant mit negativem Vorzeichen für die Fläche, während dies für Totex weit weniger ausgeprägt der Fall ist. Ungünstig ist hier die Insignifikanz der Anschlusspunkte bei Totex, die in der RP2 als Normierungsparameter gewählt wurden. In seiner linearen

Form liegt Heteroskedastizität, keine Normalverteilung der Residuen sowie Multikollinearität vor v.a. zwischen Anschlüssen, Zählpunkten, versorgter Fläche und den Netzlängen. Durch Normierung kann die Heteroskedastizität effektiv begrenzt werden.

Das Modell der RP2 kommt damit grundsätzlich weiterhin als Kostenfunktion in Frage und wird daher als Grundmodell für die Weiterentwicklung des Effizienzvergleichsmodells in Abschnitt 5.5 weiterverfolgt.

### 5.4.3 Resultate Top-down-Verfahren

Aus der Fülle der resultierenden Modelle werden je funktionaler Form (Stream) aus den Ergebnissen der verschiedenen Parametersätze (Runs) gemäß den Kriterien in Abschnitt 5.2 die besten Modelle ausgewählt. Es werden also folgende Dimensionen beurteilt:

- Konzeptionelle Kriterien, bspw. die ingenieurwissenschaftliche Beurteilung der Vergleichsparameter;
- Die statistischen Modelleigenschaften wie bspw. das Vorzeichen der geschätzten Koeffizienten oder das Vorliegen von Homoskedastizität;
- Regulatorische Anliegen, etwa die Berücksichtigung möglichst exogener Vergleichsparametern. Nicht zur Anwendung kommt das regulatorische Kriterium „Konstanz mit früheren Regulierungsperioden“, da dieses separat durch das RP2 Verfahren abgedeckt wird.

**Tabelle 13** und **Tabelle 14** fassen die gewählten „besten“ Modelle des restringierten Top-down-Verfahrens für die Höchstlast (P1A) bzw. Höchstbelastung (P1B) zusammen. Die BIC-Werte sind zwischen den verschiedenen funktionalen Formen nicht vergleichbar.

Die Ergebnisse mit Höchstlast als prioritäre Variable zeigen u.a. Folgendes:

- Aus dem Top-down-Verfahren resultieren ebenfalls kompakte Modelle (4 bis 7 Parameter). Dies deckt sich mit den Analysen zur optimalen Modellgröße, liegt aber auch darin begründet, dass Vollständigkeit z.B. der Netzebenen im TD-Verfahren noch nicht vorausgesetzt wird. Die logarithmierten Modelle sind besonders kompakt. Analog zum BU-Verfahren liegen auch hier wenige bis gar keine Ausreißer vor. Erwartungsgemäß kann Heteroskedastizität durch Logarithmierung oder Normierung effektiv begegnet werden;
- Die installierte Erzeugungsleistung erscheint als Komplement zur Last in allen vier Modellen;
- In Modellen ohne Leitungslängen kommt stets die Fläche mit Anschlüssen vor. Von den drei stark korrelierten Parametergruppen Netzlängen / Anschlüsse / Fläche werden also entweder die Netzlängen oder Flächen mit Anschlüssen gewählt, was sich mit den ingenieurwissenschaftlichen Grundlagen deckt.

Das erste Modell ähnelt dem Modell der RP2, weist aber keine Parameter auf, welche die Granularität der Versorgungsaufgabe abdecken könnten (z.B. Anschluss- oder Zählpunkte). Aus diesem Grund wird es nicht als eigenes Grundmodell weiterentwickelt, sondern im Rahmen des RP2-Verfahrens abgedeckt. Die beiden normierten Modelle kommen beide ohne Netzlängen aus, weshalb die Modelle als Grundlage für ein Modell ohne Netzlängen weiterverfolgt werden („**TD no lines**“). Das (etwas allzu kompakte) logarithmierte Modell wird per se nicht weiterverfolgt, ist aber aufgrund der Parametergruppen sowohl im RP2 als auch im TD no lines Stream implizit enthalten.



Tabelle 13: Resultate Top-down-Verfahren (P1A – Höchstlast)

Stream	linear	Loglinear	normlin connections	normlin meters
<b>Run</b>	IngP1A_2d/x	IngP1A_a	IngP1A_2d/x	IngP1A_2x
<i>Norming Par</i>			<i>yConnections.incl.inj.sum</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
Parameter 1	yPeakload.ms_ns	yPeakload.max	yPeakload.ns	yPeakload.ms_ns
Parameter 2	<i>yLines.circuit.hshoes</i>	<i>yConnections.incl.inj.and.streetlights.sum</i>	<i>yMeters.active.ns</i>	<i>yConnections.cus.hs</i>
Parameter 3	<i>yLines.circuit.ns</i>	yInstalled-Power.NE4to7.sum	<i>yConnections.cus.ms_ns</i>	<i>yConnections.ms_ns</i>
Parameter 4	<i>yCables.circuit.hs</i>	yArea.atkis.ns	yInstalled-Power.NE2to7.sum	yInstalled-Power.other.ms
Parameter 5	yInstalledPower.ms		yInstalled-Power.other.ms	<i>yArea.supply.hs</i>
Parameter 6	yInstalledPower.renewables.solar.tot		yPower.inst.ront.own.ms	
Parameter 7			<i>yArea.ag.s.sum</i>	
<b>BIC(sT)</b>	6902	-39	2566	2064
<b>BIC(T)</b>	6982	-28	2592	2098
<b>SignOLS(sT)</b>	alle	Alle	Alle	alle
<b>PosOLS(sT)</b>	alle	neg. yArea	Alle	alle
<b>SignROLS(sT)</b>	n.s. yLines.circuits.ns	Alle	n.s. yPower.inst.ront	n.s. yConn.tions.ms_ns
<b>N.outlRob(sT)</b>	12	0	4	4
<b>BP(sT)</b>	nicht ok	Ok	Ok	ok
<b>VIF(sT)</b>	ok	Gut	Gut	sehr hoch
<b>Skewness</b>	ja	Nein	Ja	nein
<b>Skew.dir</b>	-0.46 (ok)	0	-0.65 (ok)	-0.28 (ok)
<b>Fazit</b>	(RP2 Stream)	(TD no lines)	<b>TD no lines</b>	<b>TD no lines</b>

Quelle: Eigene Darstellung

Die von der Höchstbelastung (P1B) resultierenden Modelle in Tabelle 14 weisen im Vergleich zu den P1A-Modellen bei gleicher funktionaler Form i.d.R. höhere BIC-Werte aus. Ausnahme ist das logarithmierte Modell, da dieses mehr Parameter aufweist und auch disaggregierte Variablen erlaubt sind. Unabhängig davon weist die Höchstbelastung mit Blick auf die Weiterentwicklung der Modelle den Nachteil auf, dass kein Parameter für die MS/NS Umspannebene vorliegt. Die Gruppenanalyse und die Resultate des TD-P1A Streams zeigen jedoch, dass diese Umspannebene sehr wichtig ist. Aus diesen Gründen wird **kein Modell mit Höchstbelastung** als primärem Parameter zur Weiterentwicklung ausgewählt.

Tabelle 14: Resultate Top-down-Verfahren (P1B – Höchstbelastung)

Stream	linear	loglinear	normlin connections	normlin meters
<b>Run</b>	IngP1B_2d	IngP1B_23ax	IngP1B_23ax	IngP1B_2d
<i>Norming Par</i>			yConnections. incl.inj.sum	yMeters.read.tot
<b>Parameter 1</b>	yPeakl.abs.sim.hs_ms	yP- eakload.abs.nonsim.hs _ms	yP- eakload.abs.nonsim.hs _ms	yPeakload.abs. nonsim.sum
<b>Parameter 2</b>	yMeters.all.tot	yNet.length.incl. streetlight.tot	yEnergy.losses.tot	yConnections.incl. streetlights.ms_ns
<b>Parameter 3</b>	yConnec- tions.all.hs_ms	yEnergy.losses.tot		yConnections.hs
<b>Parameter 4</b>	yLines.circuit.hshoes	yEnergy.delive- red.sum		yInstalledPower. other.ms
<b>Parameter 5</b>	yLines.circuit.ns	yInjection.NE5to7.sum		yInstalledPower. KWKG.tot
<b>Parameter 6</b>	zNet.structure.mes- hed.ms			yInstalledPower. KWKG.ms
<b>Parameter 7</b>				yPower.inst.ront. own.ms
<b>BIC(sT)</b>	7017	-118	3208	2192
<b>BIC(T)</b>	7056	-110	3255	2217
<b>SignOLS(sT)</b>	Alle	Alle (0.10)	Alle	Alle
<b>PosOLS(sT)</b>	Alle	Neg yPeakload.abs. nonsim.hs_ms, . yInjection.NE5to7.sum	Alle	Neg. yInstalledPower. KWKG.ms
<b>SignROLS(sT)</b>	n.s. yLines.circuit.ns und yConn.all.hs_ms	Alle (0.10)	Alle	Neg. yInstalledPower. KWKG.tot, n.s. yP- ower.inst.ront.own.ms und yInstalled- Power.KWKG.ms
<b>N.outlRob(sT)</b>	11	0	5	4
<b>BP(sT)</b>	nicht ok	ok	Ok	ok
<b>VIF(sT)</b>	ok	Ok	Gut	sehr hoch
<b>Skewness</b>	nein	Ja	Ja	nein
<b>Skew.dir</b>	0	-2.06	11.6	0
<b>Fazit</b>	Keine Erzeugungsleistung, höhere BIC-Werte im Vergleich zu P1A	Keine Erzeugungsleis- tung, drei Arbeitspara- meter	Zu kompakt	Tieferer BIC-Wert trotz zwei Parameter mehr im Vergleich zu P1A

Quelle: Eigene Darstellung

5.4.4 Resultate Bottom-up-Verfahren

In **Tabelle 15** sind die Eigenschaften der resultierenden Modelle der LASSO-Durchgänge wiedergegeben. Die zugehörigen Parameter sind jeweils in der folgenden Zeile angegeben.

**Tabelle 15: Resultate Bottom-up-Verfahren**

Data	Run	#Parameter	BIC(sT)	#outlRob(sT)	Heterosk. (sT)	Multikoll. (sT)
<b>linear</b>	BU_lasso_Y_a	8	6'983.66	18	Not ok	High
yConnections.incl.inj.sum, yMeters.read.tot, yMeters.all.tot, yLines.circuit.all.tot, yPower.inst.own.tot, yEnergy.losses.tot, yEnergy.delivered.sum, yInstalledPower.NE5to7.sum						
<b>linear</b>	BU_lasso_YZ	8	6'985.39	19	Not ok	Very high
yNet.length.incl.streetlight.tot, yInjection.ms, yEnergy.delivered.ms, yEnergy.losses.tot, yEnergy.delivered.sum, yPeakload.ns, yPeakload.corr.ms_ns, zOther.addresses						
<b>loglinear</b>	BU_lasso_Y_a	8	- 107.44	1	Ok	High
yConnections.incl.inj.and.streetlights.sum, yNet.length.tot, yNet.length.incl.streetlight.tot, yEnergy.losses.tot, yEnergy.delivered.tot, yEnergy.delivered.sum, yPeakload.corr.max, yInstalledPower.NE5to7.sum						
<b>loglinear</b>	BU_lasso_YZ	6	- 104.88	0	Ok	High
yConnections.ms, yNet.length.tot, yNet.length.incl.streetlight.tot, yEnergy.losses.tot, yEnergy.delivered.tot, yEnergy.delivered.sum						
<b>normlin con.</b>	BU_lasso_Y_a	4	2'904.87	5	Not ok	High
yInstalledPower.NE4to7.sum, yEnergy.delivered.tot, yEnergy.delivered.sum, yInjection.dec.sum						
<b>normlin con.</b>	BU_lasso_YZ	2	3'496.18	5	Ok	Ok
yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.net.hs, yEnergy.delivered.tot						
<b>normlin met.</b>	BU_lasso_Y_a	6	2'707.85	6	Ok	High
yEnergy.losses.tot, yEnergy.delivered.tot, yPeakload.abs.sim.max, yPeakload.from.higher.sim.max, yInjection.NE5to7.sum, yInjection.dec.sum						
<b>normlin met.</b>	BU_lasso_YZ	3	3'439.80	4	Ok	Ok
yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.net.hs_ms, yEnergy.losses.tot, zSoil.GB567						

Quelle: Eigene Darstellung

Im Quervergleich weisen die linearen Modelle am meisten Parameter und Ausreißer auf. Sie sind erwartungsgemäß geprägt von Heteroskedastizität und Multikollinearität. Die logarithmierten Modelle weisen demgegenüber kaum Ausreißer auf, begrenzen die Heteroskedastizität erfolgreich, sind aber weiterhin von Multikollinearität geprägt. Die normierten Modelle führen eher zu kompakteren Modellen mit entsprechend geringerer Multikollinearität.

Hinsichtlich der gewählten Parameter vermag jedoch keines der Modelle, die allesamt recht stark von der Jahresarbeit geprägt sind, zu überzeugen. Oft kommen sehr ähnliche, teils redundante Parameter vor, z.B. gleichzeitig yEnergy.delivered.tot mit yEnergy.delivered.sum oder yMeters.read.tot mit yMeters.all.tot. Aus konzeptioneller Sicht fehlt oft entweder die Last oder ein Parameter, der die Granularität der Versorgungsaufgabe abbildet (Anschluss- oder Zählpunkte). Interessanterweise sind auch die statistischen Eigenschaften inkl. BIC (bei jeweils gleicher funktionaler Spezifikation) weniger gut als beim Top-down-Verfahren, was darauf hindeutet, dass das LASSO-Verfahren im Vergleich zu Verfahren, welche auf möglichst gute BIC-Werte hin optimieren, obwohl umfassender in der Hinsicht keine besseren Resultate zu liefern vermag.

Aus diesem Grund wird **kein Bottom-up-Modell** als Grundmodell zur Weiterentwicklung gewählt, jedoch wird bei der Weiterentwicklung der Grundmodelle aus dem TD und RP2 Verfahren geprüft, ob die Jahresarbeit<sup>27</sup> anhand der festgelegten Kriterien eine gute Ergänzung ist.

#### 5.4.5 Zusammenfassendes Fazit

Das Modell der RP2 erklärt die Kosten weiterhin sehr gut und weist fast durchwegs positive und signifikante Vorzeichen auf. Es wird daher im Rahmen der Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells weiterverfolgt (**RP2+ Stream**).

Ebenfalls vielversprechend sind die Modelle aus dem TD-Verfahren mit Höchstlast als prioritärem Parameter. Hinsichtlich der Vollständigkeit der Modelle sind die Modelle erwartungsgemäß wenig vollständig insbesondere was die Abdeckung innerhalb der Parametergruppen betrifft. Bei der Weiterentwicklung der gewählten Modelle wird daher nicht direkt mit den dargestellten Modellen gestartet, sondern direkt auf eine aus analytischer Sicht vervollständigte Version zurückgegriffen. Da die Modelle analytisch sehr nahe am Modell der RP2 ohne Leitungslängen sind, wird das Modell der RP2 ohne Leitungslängen als Ausgangsbasis verwendet und weiterentwickelt (**TD no line Stream**).

Demgegenüber hat das TD-Verfahren ausgehend von der Höchstbelastung zu keinen überzeugenden Resultaten geführt. Ebenfalls ungeeignet sind die BU-Modelle.

---

<sup>27</sup> Netzverluste werden gestützt auf die Beurteilung in Abschnitt 3.3.1 nicht aktiv geprüft (können aber z.B. bei entsprechender Second-Stage-Analyse gleichwohl in Betracht kommen).

## 5.5 Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells

Die Arbeiten zur Schätzung und Validierung der Effizienzgrenze resultieren im finalen Modell für den Effizienzvergleich. Im Resultat soll ein Modell gefunden werden, welches den in Abschnitt 5.2 angegebenen konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Kriterien möglichst weitgehend entspricht. Folgende Schritte werden durchgeführt:

- Schätzung von DEA und SFA für die gewählten Grundmodelle und gezielte, händische Weiterentwicklung anhand der konzeptionellen, statischen (im Folgeabschnitt näher ausgeführt) und regulatorischen Kriterien;
- Gegenüberstellung der besten Modelle inkl. OLS-Validierung;
- Sensitivitätsanalysen um das gewählte Modell und Detailspezifikation inkl. Darstellung detaillierter Resultate, Peer- und Ausreißeranalysen sowie Validierung als Kostenfunktion.

### 5.5.1 Methodisches

#### 5.5.1.1 Kriterien bei der Weiterentwicklung

Bei der Weiterentwicklung der Grundmodelle kommen grundsätzlich wiederum die in Abschnitt 5.2 gesetzten konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Kriterien zur Anwendung. D.h. es wird beispielsweise konzeptionell die Vollständigkeit von Modellen oder regulatorisch auf die Beeinflussbarkeit von Vergleichsparametern beurteilt. Bei den statistischen Kriterien wird bei der Weiterentwicklung v.a. auf die Eigenschaften eines Parametersatzes als Effizienzvergleichsmodell geachtet, wobei folgende (teils interdependenten) statistischen Eigenschaften als positiv gewertet werden:

- Wenige Kostentreiber, um eine Überspezifikation zu vermeiden;
- Wenige Ausreißer, da das Modell so eine größere Heterogenität der Netzbetreiber abbilden kann;
- Hohe Korrelation der aus SFA und DEA resultierenden Effizienzwerte, welche anzeigt, dass eine gute Kostenfunktion gefunden wurde bzw. DEA und SFA eine vergleichbare unterliegenden Kostenstruktur abbilden<sup>28</sup>;
- Hohe Ausgewogenheit der bestabgerechneten Effizienzwerte dahingehend, dass diese nicht nur von einer Methode definiert werden;
- Richtige Vorzeichen und Signifikanz der Parameter in der SFA im Sinne einer aussagekräftigen unterliegenden Kostenfunktion im Sinne der ARegV, möglichst frei von wiederholenden Wirkungen;
- Gute technische Eigenschaften der SFA (z.B. Loglikelihood, Signifikante Unterscheidung von Rauschen und Ineffizienz auch vor dem Hintergrund der DEA Ergebnisse);
- Eine Second-Stage-Analyse, die das bestehende Modell weitestgehend in dem Sinne bestätigt, dass keine signifikanten (gruppenspezifischen) Unterschiede bei den bestabgerechneten Effizienzwerten bestehen, dass also z.B. Anbieter mit einem hohen Anteil angeschlossener dezentraler Erzeugungsleistung in einer ergebnisorientierten Schlussbetrachtung hinsichtlich der bestabgerechneten Effizienzwerte nicht schlechter gestellt werden.

---

<sup>28</sup> Ein weiterer Effekt kann anhand von Modellen mit nur wenigen Kostentreibern gezeigt werden: Die DEA-Effizienzwerte fallen sehr tief aus im Vergleich zu den SFA-Werten, da die SFA einen hohen Anteil Rauschen identifiziert, während die DEA alle Abweichungen als Ineffizienz auslegt. Es resultiert eine tiefe Korrelation.

### 5.5.1.2 Spezifikation der nicht parametrischen Methode (DEA)

Die DEA wird inputorientiert mit konstanten Skalenerträgen (CRS) gemäß Anlage 3 zu § 12 ARegV geschätzt.

### 5.5.1.3 Identifikation von Ausreißern in der DEA

Gestützt auf die Vorgaben der ARegV (vgl. Abschnitt 2.1) sind Ausreißer bei der DEA zweistufig mittels Dominanz- und Supereffizienzanalyse zu identifizieren.

#### Umsetzung Dominanzkriterium

Die Dominanz im Sinne einer Abschätzung des Einflusses von NB  $i$  auf die durchschnittliche Effizienz  $E$  wird anhand nachfolgender Formel berechnet:

$$T = \frac{\sum_{k \in I \setminus i} (1/E(k; I) - 1)}{\sum_{k \in I \setminus i} (1/E(k; I \setminus i) - 1)}$$

Der Datensatz  $I$  besteht aus  $n$  NB, und  $i$  ist ein potentieller Ausreißer.  $E(k; I)$  ist die Effizienz von NB  $k$ , wenn im Vergleich alle NB verwendet werden und  $E(k; I \setminus i)$  ist die Effizienz von  $k$ , wenn der NB  $i$  nicht berücksichtigt wird. Hohe Werte für  $T$  aus dieser Formel (evaluiert mit einer  $F(2(n-1), 2(n-1))$  Verteilung, vgl. Banker, 1993 und 1996 oder Bogetoft und Otto, 2011) indizieren, dass NB  $i$  ein Ausreißer ist. Der Zähler ist dann deutlich grösser als der Nenner und die mittlere Effizienz ohne  $i$ , aber mit  $i$  als Peer ist ausreichend tiefer als die mittlere Effizienz ohne  $i$ .

Aus Gründen der Kohärenz mit der Spezifikation der SFA, den Arbeiten von Banker und dem EVG3 wurde die obige Formel leicht angepasst von  $(E-1)^2$  zu  $(1/E)-1$ , damit dem Test statt der Annahme einer halbnormalen Verteilung ebenfalls eine exponentielle Verteilung zugrunde liegt, die in der SFA nun unterstellt wird (vgl. Abschnitt 5.5.1.4, Abschnitt Verteilungsannahmen). Hieraus ergibt sich eine Anpassung der Freiheitsgrade.

Mögliche alternative Ausgestaltungen des Dominanztests wurden diskutiert:

- Für den von einigen Anhörungsteilnehmern vorgeschlagenen Wilcoxon signed-rank Test, muss, damit er aussagekräftig ist, ein arbiträrer Schwellenwert definiert werden, ab welchem Einfluss ein einzelnes Unternehmen als Peer gilt. Wird kein solcher Schwellenwert definiert, identifiziert der Test ein Unternehmen bereits als Ausreißer, wenn dieses nur für eine kleine Anzahl von Unternehmen Peer ist (vgl. auch Resultat in der Verbandsstellungnahme, in der allein bei sTotex 17 Unternehmen als dominant angegeben werden). Somit würde beinahe jedes Unternehmen, das auf der Effizienzgrenze liegt, zum Ausreißer, was nicht das Ziel der Dominanzanalyse sein kann. Nachteilig bei dieser Methode ist die Vorgabe eines Schwellenwertes, der je nachdem, wie er angesetzt wird, das Ergebnis entsprechend beeinflusst. Demnach ist der oben beschriebene Banker-Test vorzuziehen;
- Bootstrapping wurde ebenfalls vorgeschlagen. Wir sehen davon u.a. deshalb davon ab, da für den zulässigen Einfluss eines Netzbetreibers implizit ein Schwellenwert von Null unterstellt wird, welcher einerseits unrealistisch viele Unternehmen als dominant identifiziert (gemäß einer Stellungnahme würden nach Supereffizienzanalyse bei Totex 24 bzw. bei sTotex 28 Unternehmen als Ausreißer gelten) und es andererseits nur darauf hinausläuft, dass auf rechenintensive Art ein einfacher kausaler Zusammenhang aus der

Wahrscheinlichkeitsrechnung<sup>29</sup> angenähert wird. Die Festlegung eines Schwellenwertes ungleich Null wäre wiederum arbiträr analog zum Wilcoxon signed-rank Test (s.o.), daher willkürlich und ohne Grundlage in der ARegV;

- Verschiedene Varianten des F-Tests mit unterschiedlichen zugrundeliegenden Annahmen der Verteilung der Output-Effizienz  $1/E$ <sup>30</sup> sowie der Kolmogorov-Smirnov-Test wurden ebenfalls getestet. Aus theoretischer Sicht lässt sich keine dieser Alternativen klar vorziehen, sie führen aber regelmäßig, u.a. im gewählten Effizienzvergleichsmodell, zum gleichen Ergebnis wie der bislang verwendete Test.

Aus diesem Grund wurde am Banker-Test der RP2 festgehalten, dieser aber wie oben dargestellt auf die Spezifikation der SFA angepasst.

### Umsetzung Supereffizienzkriterium

Zur Berechnung der Supereffizienz gilt NB  $i$  als supereffizient, falls:

$$E(i; I \setminus i) > q(0.75) + 1.5[q(0.75) - q(0.25)]$$

$E(i; I \setminus i)$  ist die Effizienz von NB  $i$ , wenn NB  $i$  nicht in der DEA berücksichtigt wird und das Resultat dieser DEA auf  $i$  angewendet wird. Dieser Wert wird für alle NB berechnet. Danach werden die Quartilswerte  $q(0.25)$  und  $q(0.75)$  mit  $E(i; I \setminus i) > 1$  bestimmt. NB  $i$  gilt als Ausreißer, falls  $E(i; I \setminus i)$  größer ist als die Summe des oberen Quartilswert  $q(0.75)$  und dem 1.5-fachen Quartilsabstand, welcher durch die 50% der NB, die in der Mitte der Effizienzwertverteilung liegen, aufgespannt wird ( $q(0.75) - q(0.25)$ ). Die Kriterien werden wie in den vergangenen Effizienzvergleichen (FNB, VNB Gas und Strom) angewendet und stützen sich direkt auf die ARegV.

### Sequentielle Umsetzung

Das Vorgehen mit den angewendeten Kriterien ist in **Abbildung 22** dargestellt. Demnach erfolgt in Anlehnung an die ARegV zuerst die Dominanzanalyse. Hierfür wird eine erste DEA berechnet und der oben beschriebene Dominanztest durchgeführt. Eventuell so identifizierten „dominanten“ Ausreißern wird ein Effizienzwert von 100% zugewiesen. Danach erfolgt eine weitere DEA-Iteration ohne Berücksichtigung der dominanten NB, welche als Grundlage zur Berechnung der Supereffizienz angewendet wird. NB, welche als „super-effiziente“ Ausreißer identifiziert werden, erhalten wiederum einen Wert von 100%. Für die noch verbleibenden NB (also alle nicht-Ausreißer) wird eine dritte DEA berechnet und die Effizienzwerte entsprechend zugewiesen. Dieses ARegV-basierte Vorgehen entspricht der Best Practice (vgl. z.B. Agrell und Niknazar, 2014).

Eine in der Konsultation eingebrachte iterative, sprich mehrfache Anwendung des Supereffizienzkriteriums würde die Durchschnittseffizienz im gewählten Effizienzvergleichsmodell um 0.3 Prozentpunkte erhöhen. Das Anliegen wurde nicht berücksichtigt, da eine mehrfache Anwendung des Supereffizienztests weder dem Wortlaut der ARegV<sup>31</sup> noch der Auslegung des Kriteriums entspricht (einmalige Anwendung eines fixen Cut-offs, vgl. Banker and Chang, 2006). Die relevanten ermittelten Schwellenwerte der Supereffizienz (die Werte, ab denen ein

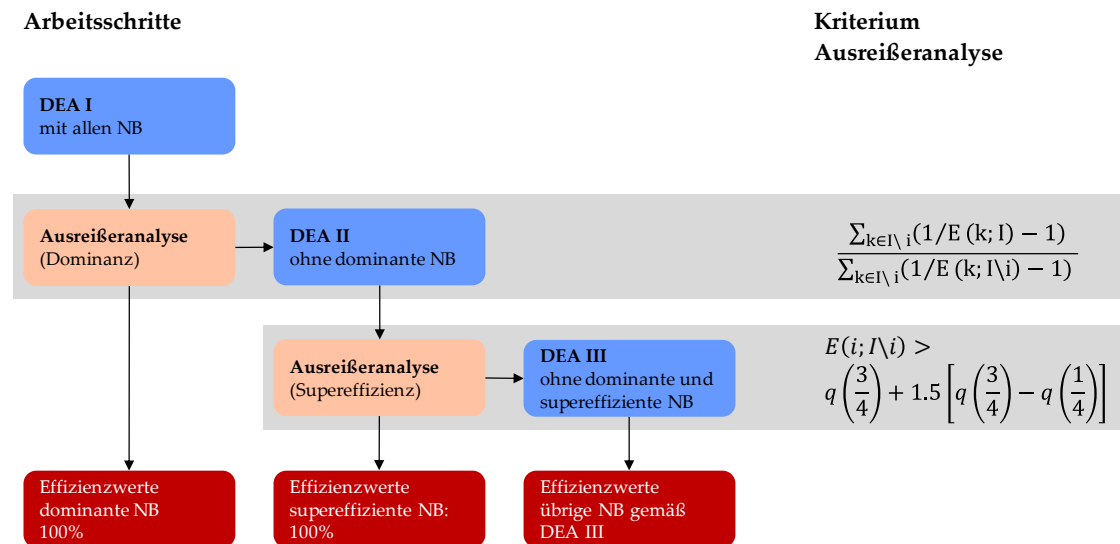
<sup>29</sup> Wahrscheinlichkeit, dass beim Bootstrapping-Verfahren ausschließlich Unternehmen gezogen werden, für die ein Netzbetreiber nicht als Peer dient.

<sup>30</sup> Neben der gewählten exponentiellen Verteilung auch halbnormal, log halbnormal und log exponentiell.

<sup>31</sup> Gemäss Ziffer 5. Abs. 2, S. 6 zur ARegV ist der Supereffizienztest lediglich ergänzend durchzuführen.

Unternehmen als Ausreißer identifiziert wurde) entsprechen nahezu genau den "optimalen" Schwellenwerten, wie sie von Banker and Chang (2006) ermittelt wurden (bzw. gemessen an den Schwellen würden gar zwei Ausreißer seitens Totex und ein Ausreißer bei Totex knapp nicht als Ausreißer gelten). Ebenfalls sprechen weder die Analyse der Verteilung der Supereffizienzwerte (Abbildung 27) noch die Peer-Analyse (vgl. Abschnitt 5.5.6.2) für eine Anpassung des bisherigen Vorgehens – im Gegenteil stützen sie das gewählte Vorgehen.

Abbildung 22: DEA Ausreißeranalyse



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an EVS2

### 5.5.1.4 Spezifikation der parametrischen Methode (SFA)

Bei der SFA bestehen mehr Freiheitsgrade bei der Anwendung der Methode. Festzulegen sind Verteilungsannahmen zum stochastischen Störterm, die funktionale Form sowie im Fall einer normiert linearen Funktion die Wahl des Normierungsparameters.

Die Normierung ist abzugrenzen von der standardmäßig vorgenommenen (resultatneutralen) Skalierung der Parameter auf einen Mittelwert von 1000, um rein technisch bedingte Konvergenzprobleme der SFA zu reduzieren. Die Skalierung wurde bei der Modellfindung angewendet. Für das finale Modell wurden die Eingangsparameter der SFA mittels OLS-Regression des Modells ohne Ausreißer geschätzt und für die übrigen Parameter ein Startwert von 0.1 gesetzt.

#### Verteilungsannahmen zum Ineffizienzterm

Zur Unterscheidung des stochastischen Störterms von der Ineffizienz im SFA Modell sind Annahmen zur statistischen Verteilung der beiden Terme notwendig. Der Störterm wird in der SFA wie in den meisten Regressionsmodellen als normalverteilt angenommen, während für die Ineffizienz eine halbnormale, exponentielle, gestutzte oder allenfalls Gamma Verteilung infrage kommt. Bei der letzteren handelt es sich um eine generellere Verteilung als die Exponentialverteilung, welche je nach Parametrisierung der exponentiellen Verteilung entspricht oder einer gestutzten Verteilung sehr ähnlich wird.

Gestützt auf frühere Effizienzvergleiche, Eingaben in der Konsultation und in erneuter Anwendung des Vorsichtsprinzips wird standardmäßig von einer exponentiellen Verteilung des Ineffizienzterms ausgegangen, welche i.d.R. zu einer höheren Durchschnittseffizienz führt.



Als Schätzer für die Berechnung der Ineffizienz wurde aufgrund konzeptioneller Überlegungen wie in den vorangegangenen Effizienzvergleichen der Erwartungswert der gewählten bedingten Verteilung des Ineffizienzterms gewählt basierend auf Jondrow et al. (1982) und Battese und Coelli (1988).

**Funktionale Form**

Es kommen grundsätzlich die im Bericht des EVS2 (Abschnitt 4.7.3.1.) beschriebenen funktionalen Formen in Frage: Linear, normiert linear, loglinear und translog.

Für die Wahl der funktionalen Form sind u.a. folgende rein statistische Kriterien wichtig:

- Erfüllung der Grundannahmen des klassischen Regressionsmodells, z.B. Vermeidung von Heteroskedastizität;
- Resultate aus OLS-Analysen, d.h. welche funktionale Form die Durchschnittskostenmodelle nahelegen;
- Anpassungsgüte der SFA Schätzungen, Signifikanz der Parameter und resultierende Ergebnisse;
- Umgang mit Nullstellen;

Eine lineare Spezifikation kann aufgrund der vorhandenen Größenunterschiede im Datensatz und einer einhergehenden hohen Wahrscheinlichkeit von Heteroskedastizität der Residuen nahezu ausgeschlossen werden. Für die übrigen drei funktionalen Formen ergeben sich die in **Tabelle 16** genannten grundsätzlichen Vor- und Nachteile (ebenfalls eingeschlossen analytische und regulatorische Überlegungen). Aus dieser Abwägung ergibt sich eine konzeptionelle, regulatorische und statistische Präferenz für normiert lineare Modelle, weshalb die Weiterentwicklung der Grundmodelle prioritär anhand dieser funktionalen Form erfolgt. Loglineare Modelle wurden im Verlauf des Projekts an verschiedenen Stellen getestet und führen zu kompakten Modellen mit wenigen Ausreißern. Da sie aus konzeptioneller Sicht nachteilig sind, wurde keine loglineare Spezifikation gewählt.

**Tabelle 16 Allgemeiner Vergleich der funktionalen Formen**

Normiert linear	Loglinear	Translog
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie in RP2, konsistent mit CRS-Vorgabe in der ARegV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bislang keine Anwendung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anwendungsfall in der Literatur v.a. wenn unterschiedliche Inputpreise der Unternehmen</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Relativ kleines Modell nötig mit wenigen Basisvariablen (mit Implikationen für die DEA)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konsistent mit Produktionstheorie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nicht konsistent mit Produktionstheorie – Output Sets ev. nicht konvex</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Basiert auf Approximationen 2. Ordnung</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Probleme mit Krümmung (“curvature”)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Probleme mit Krümmung (“curvature”)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monotonie und Krümmung (“curvature”) können ein Problem sein</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ I.d.R. Gute Korrelation zur DEA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Oft recht unterschiedliche Reihenfolge im Vergleich zur DEA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vergrößert i.d.R. den Unterschied zwischen SFA und DEA Werten</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

### Kriterien zur Normierung

Bei der normiert linearen funktionalen Form werden die abhängige sowie die unabhängigen Variablen mit einer größenabhängigen aggregierten Variable normiert. Der Parameter zur Normierung der SFA wird nach den folgenden Kriterien ausgewählt:

- Darstellung von Größenunterschieden: Der Parameter muss direkt mit Größenunterschieden zwischen den Unternehmen im Zusammenhang stehen;
- Nicht-Beeinflussbarkeit des Parameters: Der Parameter sollte von der Unternehmung nicht beeinflussbar sein;
- Nullstellen: Der Parameter darf keine Nullstellen aufweisen, was beispielsweise bei `zArea.supplied.ns` der Fall ist;
- Konvergenz der SFA: Eine Voraussetzung für die Verwendung der SFA ist, dass diese konvergiert;
- Robustheit bzw. Konstanz im Zeitablauf: Der Normierungsfaktor sollte im Zeitablauf keinen großen Schwankungen ausgesetzt sein (d.h. Anschluss- oder Zählpunkte eignen sich besser als Höchstlast, Ein- und Ausspeisung oder installierte Erzeugungsleistung).
- Anpassungsgüte der SFA Schätzungen, Signifikanz der Parameter und resultierende Ergebnisse (Effizienzwerte);
- Eignung zur Reduktion der Heteroskedastizität und Multikollinearität;
- Konsistenz zu früheren Effizienzvergleichen: In der RP1 und RP2 wurde der damalige Pflichtparameter Anschlusspunkte zur Normierung verwendet.

#### 5.5.1.5 Identifikation von Ausreißern in der SFA

Gemäß Anlage 3 zu § 12ARegV gilt bei der SFA ein Wert als Ausreißer, wenn er *die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst*. Die Verordnung führt weiter aus, dass mittels eines zu definierenden statistischen Tests für einen Netzbetreiber *ein numerischer Wert zu berechnen ist, der, so er über einem methodisch angemessenen kritischen Wert liegt, den Netzbetreiber als Ausreißer identifiziert, der aus dem Datensatz zu entfernen ist*. Die ARegV nennt als mögliche Methoden die Cooks-Distance, DFBETAS, DFFITS, Covariance-Ratio oder Robuste Regression.

#### Gewähltes Kriterium: Cook's Distance

In den vorangegangenen Effizienzvergleichen wurde vor dem Hintergrund der ARegV, theoretischer Überlegungen und der Anwendung in der Praxis jeweils die Cook's-Distance als beste Methode beurteilt und angewendet. Aufgrund verschiedener Eingaben im Rahmen der Konsultation wurden die verschiedenen Möglichkeiten vor dem Hintergrund der obigen Vorgaben erneut intensiv analysiert und berechnet.

Cook's Distance und DFFITS haben gegenüber DFBETAS und Covariance-Ratio den Vorteil, dass sie weniger stark auf die einzelnen individuellen Schätzkoeffizienten abzielen. Dies ist insbesondere dann wesentlich, wenn wie vorliegend davon ausgegangen werden muss, dass ein gewisser Grad an Multikollinearität vorhanden ist. Robuste Regressionen sind grundsätzlich geeignet, können aber auf verschiedene Arten durchgeführt werden und sind insofern weniger eindeutig als Methode zur Bestimmung von SFA-Ausreißern. Im praktischen Vergleich der Methoden hat die Cook's Distance die Ausreißer am zuverlässigsten identifiziert. Von den

Methoden, welche den Einfluss eines Netzbetreibers auf die ermittelte Regressionsgerade abschätzen, wird darum weiterhin die Cook's Distance vorgezogen.

In der Konsultation vorgeschlagene Alternativen, die stärker auf die ermittelten Effizienzen abzielen, dürften im Widerspruch zur ARegV stehen (z.B. DFBETAS zielen nicht auf die Schätzkoeffizienten der Regressionsgeraden sondern auf die Verteilungsparameter der Ineffizienz ab, d.h. eben nicht auf „die Lage der ermittelten Regressionsgerade“). In dem Zusammenhang wurde für das finale Modell gleichwohl geprüft, ob nicht Netzbetreiber mit niedrigen Effizienzwerten aus technischen Gründen die SFA-Werte der übrigen Netzbetreiber übermäßig beeinflussen. Da es diesbezüglich keine wissenschaftlich belastbare Methode gibt, um diese gesichert zu identifizieren, wurde für das finale Modell die Auswirkung der einzelnen Netzbetreiber auf die mittlere Effizienz der Netzbetreiber geprüft und der quantitative Einfluss qualitativ beurteilt mit dem Ergebnis, dass im finalen Modell keine diesbezüglichen Bedenken bestehen.

Es wurde daher erneut die Cook's-Distance angewendet, wobei in den bisherigen Effizienzvergleichen zwei Schwellenwerte zur Anwendung gelangt sind, die normale VNB von Ausreißern unterscheiden:

$$1 \text{ (analog zum EVS1) und } \frac{4}{n-p-1} \text{ }^{32} \text{ (analog zum EVG2}^{33} \text{ und EVS2).}$$

Das zweite Kriterium, bei welchem der Schwellenwert zur Identifizierung eines Ausreißers niedriger liegt, hat dabei die Ausreißer im Kontext mit den übrigen möglichen, aber verworfenen Methoden am zuverlässigsten identifiziert. Es wurde daher das Kriterium analog zum EVS2 verwendet.

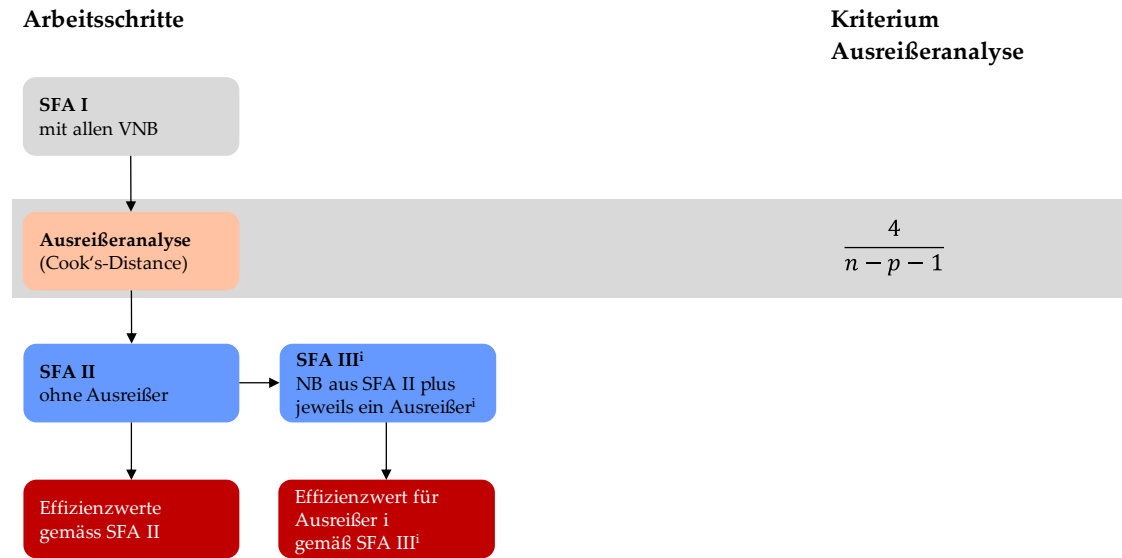
### Vorgehen und Zuweisung Effizienzwerte an Ausreißer

**Abbildung 23** zeigt das Vorgehen bei der Ausreißeranalyse der SFA. Für das finale Modell wird nach Identifizierung der Ausreißer mittels der Cook's-Distance eine SFA ohne Ausreißer gerechnet und den hierbei berücksichtigten VNB ein entsprechender Effizienzwert zugewiesen. Für die Ausreißer wurde wie beim EVS2 je eine neue SFA geschätzt (betreffender Ausreißer zusammen mit allen Nicht-Ausreißern) und gemäß dem Resultat der zugehörige Effizienzwert übernommen. Im Rahmen der Modellfindung in Abschnitt 5.5.2 wurde ein vereinfachtes Verfahren angewendet, bei dem die ohne Ausreißer geschätzte SFA „fixiert“ wird und gestützt hierauf die Berechnung der Effizienzwerte der Ausreißer vorgenommen wird.

<sup>32</sup> Mit Anzahl Beobachtungen  $n$  und Anzahl Parameter  $p$ , d.h. der Schwellenwert ist unabhängig vom gewählten Modell und für beide Aufwandparameter gleich hoch.

<sup>33</sup> Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas der zweiten Regulierungsperiode (Frontier/Consentec, 2012).

Abbildung 23: SFA Ausreißeranalyse



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an EVS2

### 5.5.1.6 Bestabgerechnete Effizienzwerte

Liegen die mittels DEA und SFA berechneten Effizienzwerte für Totex und sTotex vor, sind die individuellen Effizienzwerte je NB nach dem Best-of Verfahren gemäß § 12 Abs. 3 und 4 ARegV festzulegen. Somit ist für jeden NB der jeweils höchste Wert heranzuziehen, wobei ein Effizienzwert von 60% gemäß § 12 Abs. 4 ARegV in jedem Fall die Untergrenze bildet. Die bestabgerechneten Effizienzwerte ergeben sich somit nach der folgenden Formel:

$$\max(\text{E-DEA}(s\text{Totex}), \text{E-DEA}(\text{Totex}), \text{E-SFA}(s\text{Totex}), \text{E-SFA}(\text{Totex}), 60\%).$$

E-DEA bzw. E-SFA bezeichnet die Effizienz eines NB berechnet mit DEA bzw. SFA, die gemäß den obigen Methoden spezifiziert wurde. Das Best-of Verfahren entspricht dem Vorsichtsprinzip, welches verhindert, dass die VNB bei einem gewählten Parametersatz im Falle von Schätzfehlern schlechter gestellt werden (vgl. hierzu Abschnitt 2.2.3).

### 5.5.1.7 Second-Stage-Analysen

#### Hintergrund

Eine gängige Methode um zu ermitteln, ob einem untersuchten Modell relevante Kostentreiber fehlen („omitted variables“), ist die geschätzten (bestabgerechneten) Effizienzwerte mit den nicht berücksichtigten Variablen zu vergleichen, also eine sogenannte Second-Stage-Analyse durchzuführen.

Die Idee ist, dass falls ein relevanter signifikanter Zusammenhang zwischen den geschätzten bestabgerechneten<sup>34</sup> Effizienzen und einem nicht berücksichtigten potenziellen Kostentreiber

<sup>34</sup> Die Second-Stage-Analyse bezieht sich – wie in den vorangegangenen Effizienzvergleichen – auf bestabgerechnete Effizienzwerte (also Best-of-four), weil genau diese zur Festlegung der Erlösobergrenzen dienen. Von Relevanz ist also die Frage, ob ein nicht berücksichtigter Parameter die bestabgerechneten Effizienzwerte übermäßig beeinflusst. Dies erfordert als Ausgangsbasis bestabgerechnete Werte. Im Übrigen schreibt die ARegV jeweils die

besteht, in Betracht gezogen werden sollte, das Modell zu erweitern, um die bislang nicht berücksichtigte Variable in geeigneter Form zu integrieren. Relevant ist ein Zusammenhang dann, wenn das Vorzeichen des (signifikanten) Effekts in die erwartete Richtung geht und zudem einen wesentlichen Einfluss hat („impact“).

### Vorgehen

Zur Anwendung kommen zwei verschiedene Analysetiefen. Bei der Modellentwicklung werden einfache OLS Regressionen für kardinale und Kruskal-Wallis-Tests für ordinale Variablen standardmäßig durchgeführt und bei Bedarf gesichtet.

Für das finale Modell erfolgt eine vertiefte Analyse. In einem **ersten Schritt** erfolgt eine statistische Prüfung der im Effizienzvergleichsmodell nicht berücksichtigten Parameter hinsichtlich der bestabgerechneten Effizienzwerte mittels

- Tobit-Regressionen für kardinale Variablen und
- und Kruskal-Wallis-Tests für ordinale Variablen;

In diesem ersten Schritt wurden sämtliche Vergleichsparameter berücksichtigt, ergänzend wurden ausgewählte Kennzahlen getestet. Beim vorliegenden großen Umfang von Variablen ist anzunehmen, dass einige Variablen aus rein statistischen Gründen signifikant erscheinen, welche jedoch für ein spezifisches Modell nicht zwingend relevant sind (sogenannte „false positives“).

In einem **zweiten Schritt** kommt für im ersten Schritt als signifikant identifizierten Parameter folgendes Verfahren zur Anwendung:

- Kombinierte Tobit-Regressionen zusammen mit den übrigen Kostentreibern des betreffenden Modells, ggf. erweiterte Regressionen, welche zusätzlich auch quadrierte Terme für den fraglichen Kostentreiber erlauben;
- Für kardinale Variablen mit gleichgerichtetem signifikantem Effekt in den beiden Tobit-Regressionen, Abschätzung des maximalen Effekts (Impact) mit Kriterium  $1.96 \cdot \text{Standardabweichung} \cdot \text{Koeffizient} < 0.5\%$ ;
- Optische Analyse des Zusammenhangs (Scatterplots, nach Effizienzwerten geordnete Darstellung des Parameters);
- Konzeptionelle Beurteilung, z.B. hat der betreffende Parameter das richtige Vorzeichen, um welche Art von Kostentreiber handelt es sich;
- Abschätzung des Effekts anhand einer Berücksichtigung in der SFA/DEA;
- Falls ein hinreichender Effekt beobachtet wird, Prüfung einer Berücksichtigung als neuer Parameter.

#### 5.5.1.8 Effizienzbonus

Für die Berechnung des Effizienzbonus wird das in ARegV § 12a angelegte Vorgehen umgesetzt. Der Supereffizienzwert entspricht gemäß § 12a Abs. 1 ARegV der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse und der individuellen Effizienzwerte aus der nicht parametrischen Methode nach Anlage 3 ARegV.

---

gleichen Parameter für SFA und DEA vor, wobei das Vorgehen im Fall von widersprüchlichen Second-Stage-Analysen auf Einzelergebnissen nicht geklärt ist. Dies spricht ebenfalls für eine Second-Stage-Analyse auf bestabgerechneten Effizienzwerten.

Nach Auffassung der BNetzA ist bei der Berechnung des Supereffizienzwertes je Kostenart (sTotex, Totex) und Netzbetreiber  $i$  die Differenz des Effizienzwerts gemäß Supereffizienz-kriterium in Abschnitt 5.5.1.3 (S-DEA) und dem individuellen Effizienzwert nach Ausreißerana-lyse (E-DEA) zugrunde zu legen. Gemäß § 12a Abs. 2 ARegV darf der Supereffizienzwert je Kostenart maximal 5% betragen. Aus den Supereffizienzwerten je Kostenart und Netzbetreiber  $i$  kann anschließend der maßgebende individuelle Supereffizienzwert des jeweiligen Netzbe-treibers berechnet werden. Die Berechnung erfolgt gemäß § 12a Abs. 2 – 4 als arithmetisches Mittel der Supereffizienzwerte für beide Kostenarten. Um negative individuelle Supereffizienzwerte zu vermeiden, wird sein Minimum auf 0 beschränkt.

Somit werden die maßgebenden individuellen Supereffizienzwerte  $S_i$  anhand folgender Formel bestimmt:

$$S_i = \max \left[ \frac{\min(\text{S-DEA}_i(\text{sTotex}) - \text{E-DEA}_i(\text{sTotex}), 5\%) + \min(\text{S-DEA}_i(\text{Totex}) - \text{E-DEA}_i(\text{Totex}), 5\%)}{2}, 0 \right].$$

Die resultierenden Werte sind in Anhang VI aufgeführt.

### 5.5.1.9 Umfassendes Vorsichtsprinzip

Zusammenfassend kommt beim Effizienzvergleich ein umfassendes Vorsichtsprinzip zur An-wendung:

- Grosser Umfang möglicher Vergleichsparameter, darin eingeschlossen stärker endogene Variablen;
- Vorsichtige Modellspezifikation der SFA insb. bezüglich der Verteilungsannahmen des Inef-fizienzterms;
- Kriterien Modellentwicklung und -wahl, indem u.a. eine hohe Durchschnittseffizienz als gut bewertet wird;
- Per se Ausschluss von Ausreißern:
  - Dominanz- und Supereffizienzanalyse bei der DEA eliminieren die besonders effizienten Netzbetreiber vom Vergleich, auch wenn keine Datenfehler vorliegen;
  - Strikte Anwendung der Cook's-Distance bei SFA (d.h. per se Ausschluss), dabei Anwen-dung des tiefen Schwellenwerts. Dazu ergänzende Analyse des finalen Modells hinsicht-lich Netzbetreibern mit besonders nachteiliger Wirkung;
- Durchführung von Second-Stage-Analysen, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber auf-grund der Eigenheiten ihrer Versorgungsaufgabe nicht benachteiligt werden.
- Anwendung eines Mindesteffizienzwertes von 60%;
- Best-of-two bezüglich der Methoden DEA und SFA, welche sich für ein gegenebenes Effi-zenzvergleichsmodell gegenseitig zum Vorteil der Netzbetreiber ergänzen;
- Best-of-two bezüglich der Kostenbasen sTotex und Totex.

Darüber hinaus wird besonders effizienten Netzbetreibern (gemessen an der DEA) ein Effi-zenzbonus gewährt. Die im internationalen Vergleich recht hohen bestabgerechneten Werte können im Lichte dieses umfassenden Vorsichtsprinzips gesehen werden.

## 5.5.2 Weiterentwicklung Grundmodelle

Als Ergebnis der Kostentreiberanalyse wird das Modell der RP2 zunächst als Effizienzgrenze untersucht und danach in zwei Richtungen weiterentwickelt:

- RP2+: Weiterentwicklung unter der Beibehaltung der disaggregierten Netzlängen;
- TD no line: Weiterentwicklung ohne Netzlängen.

Die nachfolgend vorgestellten Resultate decken sich grundsätzlich mit den umfangreichen früheren Analysen mit Datenstand Konsultation (V7.1) und Berechnungen anhand der nachfolgend aktualisierten Kostendaten (Datenstand V8/V8.1, V9.1).

### 5.5.2.1 Modell RP2 als Effizienzgrenze der RP3

In der RP2 wurden die damaligen Pflichtparameter gemäß ARegV (Anschlusspunkte, versorgte Fläche, Netzlänge, Jahreshöchstlast) mit Zählpunkten und der installierten Erzeugungsleistung ergänzt. In der SFA wurde eine normiert-lineare funktionale Form gewählt mit Anschlusspunkten als Normierungsparameter.

Die Eigenschaften des Modells der RP2 als Effizienzgrenze in DEA und SFA sind in **Tabelle 17** in der ersten Resultatspalte angegeben. Die Vorzeichen und Signifikanzen der einzelnen Parameter stimmen mit denjenigen der robusten Regression in Abschnitt 5.4.2 überein. Grau hinterlegte Parameter sind nicht signifikant, rot hinterlegt bedeutet negative Koeffizienten auf signifikantem Niveau (orange bedeutet ein nicht signifikantes negatives Vorzeichen, vgl. Modell in der Mitte). Im unteren Teil ist die konzeptionelle, regulatorische und statistische Beurteilung des Modells zusammengefasst. Im Gegensatz zur RP2 sind die Anschlüsse als Normierungsparameter nicht mehr signifikant, zudem ist das Vorzeichen der versorgten Fläche ( $y_{\text{Area.supplied.ns}}$ ) in  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$  mindestens auf dem 90% Signifikanz-Niveau negativ. Die Ineffizienzen in der SFA sind nicht signifikant. Insgesamt ist das Modell der RP2 damit als überspezifiziert anzusehen, was der damaligen ARegV geschuldet ist: In der RP2 sah die ARegV vor, als Pflichtparameter sowohl Anschlüsse, Netzlängen als auch die versorgte Fläche zu berücksichtigen – allesamt sehr hoch korrelierte Parameter, weshalb eine gewisse Überspezifikation in Kauf genommen werden musste. Die Einschränkung besteht nun in der RP3 nicht mehr.

In einem ersten Schritt werden geringfügige Änderungen an den verwendeten Parameterdefinitionen vorgenommen:

- Gestützt auf die verfeinerte Datenabfrage werden die abgelesenen Zählpunkte ( $y_{\text{Meters.read.tot}}$ ) verwendet;
- Aufgrund analytischer Überlegungen im Zusammenhang mit Gerichtsverfahren zum EVS2 wird die Straßenbeleuchtung bei den Netzlängen statt den Anschlüssen berücksichtigt.

Das Ergebnis ist in der mittleren Resultatspalte von Tabelle 17 angegeben. Aus statistischer Sicht resultiert eine höhere Korrelation von DEA- und SFA-Effizienzwerten.

Da der Normierungsparameter (Anschlusspunkte) weiterhin nicht signifikant ist, wird in einem zweiten Schritt basierend auf der Kostentreiberanalyse, Eingaben im Rahmen der Konsultation und verschiedener früherer Effizienzgrenzschätzungen (u.a. Datenstand Konsultation) der Parameter Zählpunkte statt Anschlüsse zur Normierung verwendet (Spalte rechts). Dies führt zu einem signifikanten Normierungsparameter und einer weiteren Verbesserung der Korrelation von DEA und SFA-Effizienzwerten. Allerdings weist die Fläche im Modell ein signifikant negatives Vorzeichen auf. Insgesamt ist daher weiterhin von einem überspezifizierten Modell auszugehen. Aus konzeptioneller Sicht stört die nicht signifikante installierte

Erzeugungsleistung, was auch einer nicht ausreichenden Disaggregation z.B. nach Technologien oder Netzebenen geschuldet sein kann.

Das aktualisierte (überspezifizierte) Modell der RP2 gemäß der rechten Spalte in Tabelle 17 wird als Benchmark in die nähere Auswahl aufgenommen und als „RP2 update“ referenziert. Es dient gleichzeitig als Ausgangsbasis für den RP2+ und TD no line Stream, deren beste Modelle dem Modell „RP2 update“ gegenübergestellt werden.

**Tabelle 17: Update Modell RP2**

	Modell RP2	Angepasste Parameterdefinitionen	Zählpunkte als Normierungsparameter
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Erläuterungen:</i>	<i>yConnections...RP2.sum</i>	<i>yConnections.incl.inj.sum</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
<i>Schräg: Normierungspar</i>	yMeters.active.tot	yMeters.read.tot	yConnections.incl.inj.sum
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	yCables.circuit.ms	yCables.circuit.ms	yCables.circuit.ms
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	yLines.circuit.ms	yLines.circuit.ms	yLines.circuit.ms
	yNet.length.ns	<u>yNet.length.all.ns</u>	yNet.length.all.ns
	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.corr.hs_ms
	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.corr.ms_ns
	yInstalledPower.tot	yInstalledPower.tot	yInstalledPower.tot
	<i>yArea.supplied.ns</i>	<i>yArea.supplied.ns</i>	<i>yArea.supplied.ns</i>
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> <li>Strassenbeleuchtung suboptimal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tiefe Korrelation SFA/DEA-Werte</li> <li>SFA n.s.</li> <li>Konstante / Normierungsfaktor in Totex falsches Vorzeichen und n.s.</li> <li>Fläche negativ n.s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbesserte Korrelation SFA/DEA</li> <li>SFA n.s.</li> <li>Konstante / Normierungsfaktor teils falsches Vorzeichen und n.s.</li> <li>Fläche und Netzlängen (Totex) NS negativ n.s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gute Korrelation SFA/DEA</li> <li>SFA n.s. (aber besser)</li> <li>Fläche signifikant negativ</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
	Gute Ausgangsbasis	Anpassung Parameterdefinitionen bringen leichte statistische und konzeptionelle Verbesserung.	Besserer Fit, weniger Ausreißer, SFA Signifikanz verbessert. Wird als Benchmark „RP2 update“ in engere Auswahl aufgenommen

Quelle: Eigene Darstellung



5.5.2.2 Weiterentwicklung Modell RP2

Ausgehend vom Modell RP2 „aktualisiert“ zeigt **Tabelle 18** zwei schrittweise Vereinfachungen und eine Ergänzung des Modells:

- Spalte Links: Weglassen der Anschlüsse aufgrund ihrer Insignifikanz;
- Spalte Mitte: Weglassen der versorgten Fläche aufgrund ihres negativen Vorzeichens;
- Spalte Rechts: Disaggregation der installierten Erzeugungsleistung in obere (HöS bis HS/MS) und untere Netzebenen (MS bis NS) gemäß den ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen und der Gruppenanalyse. Verschiedene alternative Aufteilungen (\*dec-Varianten, nach Technologien, nach Netzebenen-Splits inkl. Aufteilungen basierend auf drei Variablen) haben demgegenüber keine Modellverbesserungen gebracht.

**Tabelle 18: RP2: Anpassungen Anschlüsse, Fläche und Erzeugungsleistung**

	Weglassen Anschlüsse	Weglassen Fläche	Aufteilung Erzeugung
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Schräg: Normierungsparameter</i>	<b>yMeters.read.tot</b>	<b>yMeters.read.tot</b>	<b>yMeters.read.tot</b>
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	yCables.circuit.ms	yCables.circuit.ms	yCables.circuit.ms
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	yLines.circuit.ms	yLines.circuit.ms	yLines.circuit.ms (n.s. sT)
	yNet.length.all.ns	<b>yNet.length.all.ns</b>	<b>yNet.length.all.ns</b>
	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.corr.hs_ms
	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.corr.ms_ns
	yInstalledPower.tot	yInstalledPower.tot	<u>yInstalledPow.NE1to4.sum</u>
	<b>yArea.supplied.ns</b>		<u>yInstalledPow.NE5to7.sum</u>
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vollständigkeit Last HöS</li> </ul>
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Leicht höhere Effizienz</li> <li>▪ Korrelation DEA/SFA ok (Totex etwas tiefer)</li> <li>▪ SFA weiter n.s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation DEA/SFA</li> <li>▪ SFA n.s. (verbessert)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation DEA/SFA</li> <li>▪ SFA n.s. (verbessert)</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
	Keine Verschlechterung des Modells, d.h. Anschlüsse können weggelassen werden	Statistische Verbesserung, auch die Fläche kann weggelassen werden	Aufteilung dezentrale Erzeugung signifikant für die dezentrale Erzeugung bei sTotex, wird daher beibehalten

Quelle: Eigene Darstellung

Das Weglassen der Anschlüsse und der Fläche (erste bzw. zweite Resultatspalte) bringt keine Modellverschlechterung mit sich bzw. reduziert tendenziell die Überspezifikation des Modells. Die Netzlängen NS erhalten durch das Weglassen der versorgten Fläche ein (nicht signifikantes) negatives Vorzeichen, welches anzeigt, dass durch die übrigen Parameter tendenziell die NS-

Ebene ein leicht zu starkes Gewicht erhält. Da das negative Vorzeichen nicht signifikant ist und um die Leitungslängen vollständig abzubilden, wird der Parameter beibehalten.<sup>35</sup>

Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung verbessert das Modell konzeptionell, ohne dass darunter die statistischen Eigenschaften leiden würden. Die Koeffizienten gehen in die erwartete Richtung, indem die dezentrale Erzeugung auf den unteren Netzebenen tendenziell eine höhere Kostenwirkung aufweist, während der Koeffizient des Parameters der höheren Netzebenen statistisch nicht von Null verschieden ist und insofern diesbezügliche Kosten bereits in den übrigen Parametern abgebildet sind (z.B. Höchstlast).

Aufgrund der eingeschränkten Signifikanz der Freileitungen auf der Mittelspannung werden in einem nächsten Schritt Kabel und Freileitungen in einem Parameter zusammengefasst, wie dies bereits auf der Niederspannung der Fall ist. Das Resultat ist in **Tabelle 19** in der ersten Resultatspalte angegeben und führt zu einer Verbesserung des Modells, indem bei deutlich erhöhter Korrelation von SFA/DEA-Werten die SFA seitens Totex Ineffizienz und Rauschen auf signifikantem Niveau unterscheiden kann und ein Ausreißer weniger vorliegt.

Ausgehend von dem Modell wurden verschiedene Varianten der Abbildung der Jahreshöchstlast untersucht, von denen zwei in Tabelle 19 in der Mitte und rechts abgebildet sind.

Die Ergänzung um die Umspannebene HöS/HS bringt keine Verbesserung des Modells. Zwar resultiert eine marginal höhere Effizienz, jedoch ist der zusätzliche Parameter nicht signifikant und kehrt das Vorzeichen der installierten Erzeugungsleistung der oberen Netzebenen, was andeutet, dass die Kosten der höchsten Netzebenen bereits ohne den neuen HöS/HS Parameter ausreichend erklärt sind.

Die Anpassung der Höchstlast-Variablen (keine Korrektur um Leerstände) erhöht die Effizienz im Vergleich zum Ausgangsmodell geringfügig bei gleicher Korrelation und Signifikanz der SFA, weshalb es als **Modell „RP2+“** in die engere Auswahl aufgenommen wird.

---

<sup>35</sup> In der Konsultation wurde zudem ein Modell vorgestellt, bei dem HS und HöS Leitungen zusammengefasst wurden. Diese Aggregation wurde von den Konsultationsteilnehmern in Frage gestellt. Da HöS-Leitungen nur bei sehr wenigen Netzbetreibern überhaupt vorkommen und die Second-Stage-Analyse nahelegt, dass Anbieter mit Infrastrukturen auf der HöS-Ebene nicht schlechter gestellt werden, werden die Freileitungen und Erdkabel auf der HöS-Ebene nicht separat abgebildet. Dies wird bestätigt durch die nachfolgende Analyse, ob ggf. ebenfalls die Höchstlast auf der HöS/HS Ebene ins Modell aufzunehmen ist.

Tabelle 19: Aggregation Netzlängen Mittelspannung und Anpassung Last

	Zusammenfassung Netzlängen MS	Ergänzung Last HöS/HS	Anpassung Last
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Schräg: Normierungsspar</i>	<b>yMeters.read.tot</b>	<b>yMeters.read.tot</b>	<b>yMeters.read.tot</b>
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	<u>yNet.length.ms</u>	yNet.length.ms	yNet.length.ms
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	<b>yNet.length.all.ns</b>	<b>yNet.length.all.ns</b>	<b>yNet.length.all.ns</b>
		<u>yPeakload.corr.hoes hs</u>	
	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.corr.hs_ms	<u>yPeakload.hs_ms</u>
	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.corr.ms_ns	<u>yPeakload.ms_ns</u>
	yInstalledPow.NE1to4.sum	<b>yInstalledPow.NE1to4.sum</b>	yInstalledPow.NE1to4.sum
	yInstalledPow.NE5to7.sum	yInstalledPow.NE5to7.sum	yInstalledPow.NE5to7.sum
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vollständigkeit Last HöS</li> </ul>		
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstanz zu RP2</li> <li>▪ Netzlängen eher endogen</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation DEA/SFA</li> <li>▪ SFA signifikant Totex</li> <li>▪ Weniger Ausreißer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation DEA/SFA</li> <li>▪ SFA signifikant Totex</li> <li>▪ Leicht höhere Effizienz</li> <li>▪ Mehr Ausreißer</li> <li>▪ Signifikanz- und Vorzeichenprobleme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation DEA/SFA, DEA etwas öfter entscheidend</li> <li>▪ Leicht höhere Effizienz</li> <li>▪ SFA signifikant Totex, beinahe sTotex (Sig. 0.054)</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
	Verbesserung	Verschlechterung	<b>Leichte Verbesserung, engere Auswahl („RP2+“)</b>

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.5.2.3 Weiterentwicklung Modell „TD no lines“

Da die aus dem TD-Verfahren hervorgehenden Modellkandidaten (vgl. Tabelle 13) verwandt mit demjenigen der RP2 sind, wird der „TD no lines“ Stream gestützt auf die Überlegungen in Abschnitt 5.4.5 vom aktualisierten Modell der RP2 gestartet, indem die Netzlängen der Freileitungen und Erdkabel weggelassen werden.

Tabelle 17 zeigt in der mittleren Resultatspalte die wichtigsten Eigenschaften eines so reduzierten Modells. Trotz der Vielzahl weggelassener Parameter verbleiben Anschlüsse und Fläche insignifikant. Erst das zusätzliche Weglassen der Fläche bringt für die Anschlusspunkte Signifikanz (rechte Spalte). Es handelt sich bei beiden Modellen um sehr kompakte Modelle mit einer vergleichsweise hohen durchschnittlichen Effizienz von 92 bzw. 91%. Aufgrund der etwas größeren Möglichkeiten bei der Weiterentwicklung (Weglassen Anschlüsse oder Fläche) wird das Modell in der mittleren Resultatspalte als Ausgangspunkt für die weiteren Arbeiten gewählt.

Tabelle 20: Update Modell RP2

	Ausgangspunkt: RP2 update	RP2 update ohne Netzlängen	RP2 update reduziert
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Erläuterungen:</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
<i>Schräg: Normierungsspar</i>	<i>yConnections.incl.inj.sum</i>	<i>yConnections.incl.inj.sum</i>	<i>yConnections.incl.inj.sum</i>
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	<i>yCables.circuit.hs</i>		
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	<i>yLines.circuit.hs</i>		
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	<i>yCables.circuit.ms</i>		
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	<i>yLines.circuit.ms</i>		
	<i>yNet.length.all.ns</i>		
	<i>yPeakload.corr.hs_ms</i>	<i>yPeakload.corr.hs_ms</i>	<i>yPeakload.corr.hs_ms</i>
	<i>yPeakload.corr.ms_ns</i>	<i>yPeakload.corr.ms_ns</i>	<i>yPeakload.corr.ms_ns</i>
	<i>yInstalledPower.tot</i>	<i>yInstalledPower.tot</i>	<i>yInstalledPower.tot</i>
	<i>yArea.supplied.ns</i>	<i>yArea.supplied.ns</i>	
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> <li>Fehlende Spannungsebenen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung dezentrale Erzeugung</li> <li>Fehlende Spannungsebenen</li> </ul>
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Größere Abkehr von RP2</li> <li>Exogene Parameter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Größere Abkehr von RP2</li> <li>Exogene Parameter</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gute Korrelation SFA/DEA</li> <li>SFA n.s.</li> <li>Fläche signifikant negativ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gute Korrelation SFA/DEA</li> <li>SFA sig.</li> <li>Anschlüsse und Fläche n.s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sehr hohe Korrelation SFA/DEA</li> <li>SFA sig.</li> <li>Alle Parameter signifikant</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
	<b>Ausgangspunkt Substreams</b>		Gutes, kompaktes Modell, allerdings nicht vollständig

Quelle: Eigene Darstellung

Das reduzierte Modell beinhaltet weder eine Aufteilung der dezentralen Erzeugung noch berücksichtigt es alle Netzebenen einzeln, gleichzeitig bietet es sich aufgrund seiner Kompaktheit an, verschiedene Disaggregationen zu testen. Ausgehend vom reduzierten Modell wurden drei Substreams weiterverfolgt:

- Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung nach Netzebenen;
- Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung nach Erzeugungstechnologien;
- Aufteilung der Anschlüsse nach Spannungsebenen.

**Tabelle 21** zeigt die wichtigsten Eigenschaften der resultierenden besten Modelle der drei Ansätze, die hinsichtlich Durchschnittseffizienz allesamt um 93% liegen. Der erste Stream führt zu einer analogen Aufteilung der Netzebenen wie beim Modell RP2+. Es wird ergänzt durch die Anschlussdichte, welche im Vergleich zum Modell RP2+ die Netzlängen ersetzt. Die Aufteilung nach Erzeugungstechnologien funktioniert recht gut, indem vier von sechs Parametern der installierten Erzeugungsleistung positiv signifikant sind. Allerdings sind im Modell die Second-Stage Probleme am höchsten und liegen interessanterweise oft im Bereich der Erzeugungsleistung, weshalb dieses Modell verworfen wird. Die Aufteilung der Anschlüsse funktioniert recht gut abgesehen vom nicht signifikanten negativen Vorzeichen der Anschlüsse auf der Niederspannung. Aufgrund seiner sehr hohen Korrelation von DEA und SFA und sehr guten Second-Stage-Analyse wird es als Modell „TD no line“ in die Endauswahl aufgenommen.

**Tabelle 21: Wichtigste Modelle TD no line Stream**

	Aufteilung Erzeugungsleistung nach Ebenen	Aufteilung Erzeugungsleistung nach Technologien	Aufteilung Anschlüsse
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Erläuterungen:</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
<i>Schräg: Normierungspar</i>	<i>yPeakload.hs_ms</i>	<i>yPeakload.hs_ms</i>	<i>yConnections.hs</i>
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	<i>yPeakload.ms_ns</i>	<i>yPeakload.ms_ns</i>	<i>yConnections.ms</i>
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	<i>yInstPower.NE1to4.sum</i>	<i>yInstPower.ren.solar.tot</i>	<i>yConnections.ns</i>
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	<i>yInstPower.NE5to7.sum</i>	<i>yInstPower.ren.wind.tot</i>	<i>yPeakload.hs_ms</i>
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	<i>zDensity.connections</i>	<i>yInstPower.ren.biomass.tot</i>	<i>yPeakload.ms_ns</i>
		<i>yInstPower.ren.hydro.tot</i>	<i>yInstalledPower.tot</i>
		<i>yInstPower.KWKG.tot</i>	
		<i>yInstPower.other.tot</i>	
		<i>yArea.supplied.ns</i>	
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Teilweise fehlende Spannungsebenen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fehlende Spannungsebenen</li> <li>▪ Aufteilung nach Erzeugungstechnologien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fehlende Aufteilung nach installierter Leistung</li> </ul>
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Größere Abkehr von RP2 Modell</li> <li>▪ Alle Parameter exogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Größere Abkehr von RP2 Modell</li> <li>▪ Alle Parameter exogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Größere Abkehr vom Modell der RP2</li> <li>▪ Alle Parameter exogen</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gute Korrelation SFA/DEA</li> <li>▪ SFA knapp n.s. sTotex</li> <li>▪ Alle Parameter positiv und signifikant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Korrelation SFA/DEA etwas tiefer</li> <li>▪ SFA signifikant</li> <li>▪ Flächen, PV und KWKG insignifikant</li> <li>▪ Größere Second-Stage Issues</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Korrelation SFA/DEA sehr gut</li> <li>▪ SFA signifikant</li> <li>▪ Anschlüsse NS n.s. neg.</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
			<b>Gewähltes Modell „TD no line“</b>

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.3 Modellwahl

Die in die engere Auswahl aufgenommenen Modelle „RP2+“ und „TD no lines“ werden nun dem aktualisierten Modell RP2 der zweiten Regulierungsperiode gegenübergestellt. **Tabelle 22** beinhaltet eine vergleichende Übersicht. Die Beurteilung der Modelle gemäß den Kriterien in Abschnitt 5.2 ist im unteren Teil der Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 22: Engere Modellauswahl**

	RP2 update	RP2+	TD no lines
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Schräg: Normierungsparameter</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	yConnections.incl.inj.sum		yConnections.hs
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs	yConnections.ms
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yConnections.ns
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	yCables.circuit.ms	yNet.length.ms	
<i>Parameternamen teilweise abgekürzt</i>	yLines.circuit.ms		
	yNet.length.all.ns	yNet.length.all.ns	
	yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.hs_ms	yPeakload.hs_ms
	yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.ms_ns	yPeakload.ms_ns
	yInstalledPower.tot	yInstalledPow.NE1to4.sum	yInstalledPower.tot
	yArea.supplied.ns	yInstalledPow.NE5to7.sum	
<b>Modellbeurteilung</b>			
<b>Konzeptionell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung installierter Erzeugungsleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erzeugungsleistung differenziert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Aufteilung installierter Erzeugungsleistung</li> </ul>
<b>Regulatorisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konstanz zu RP2</li> <li>Netzlängen eher endogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Größere Abkehr vom Modell der RP2</li> <li>Alle Parameter exogen</li> </ul>
<b>Statistisch (Durchschnittskostenfunktion)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: 3 Parameter n.s.</li> <li>Falsches sig. Vorzeichen Fläche</li> <li>Normalverteilung: Keine Schiefe, etwas Kurtosis</li> <li>Multikollinearität</li> <li>Keine Heteroskedastizität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS sehr gut: nur Netzlängen NS n.s.</li> <li>Normalverteilung: Keine Schiefe, etwas Kurtosis</li> <li>Multikollinearität</li> <li>Keine Heteroskedastizität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS ok: Anschlüsse NS und Erzeugungsleistung n.s.</li> <li>Normalverteilung: Schiefe und Kurtosis</li> <li>Multikollinearität</li> <li>Heteroskedastizität</li> </ul>
<b>Statistisch (Effizienzgrenze)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effizienz 95.4%</li> <li>Gute Korrelation (72%, 74%)</li> <li>SFA n.s.</li> <li>Anschlüsse, Netzlängen NS und Erzeugungsleistung n.s., Fläche signifikant negativ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effizienz 94.1%</li> <li>Gute Korrelation (74%, 75%)</li> <li>SFA weitgehend sig.</li> <li>Erzeugungsleistung NE1-4 n.s. (gut), Netzlängen NS n.s. neg.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Effizienz 92.6%</li> <li>Korrelation SFA/DEA sehr gut (83%, 81%)</li> <li>SFA signifikant</li> <li>Anschlüsse NS n.s. neg.</li> </ul>
<b>Second-Stage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ok (u.a. Photovoltaik)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gut</li> </ul>
<b>Fazit</b>			
	Überspezifiziert, keine ARegV-Grundlage mehr	<b>Wahl zur Detailspezifikation</b>	Aus statistischer Sicht ungeeignet

Quelle: Eigene Darstellung

Die Beurteilung lässt sich wie folgt ausführen:

- Aus **konzeptioneller Sicht** ist in allen Modellen die Jahreshöchstlast über die Umspannebenen abgedeckt. In den beiden RP2 angelehnten Modellen werden diese auf den Spannungsebenen HS, MS und NS ergänzt mit Leitungslängen, während das TD Modell die drei Ebenen nach Anschlüssen differenziert. In allen drei Modellen müssen die Höchstspannungsebenen nicht separat berücksichtigt werden, entsprechende Ergänzungen wurden geprüft (bzw. die jeweiligen HöS-Parameter ohne Nachteile entfernt). Das Modell RP2+ überzeugt im Vergleich zu den beiden anderen Modellen durch seine Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung nach den unteren (MS bis NS) und oberen Netzebenen (Umspannebene HS/MS und darüber), welche im Einklang mit den ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen in Kapitel 3 steht.
- Aus **regulatorischer Sicht** entspricht das aktualisierte Modell der RP2 naturgemäß am ehesten demjenigen der vorangegangenen Regulierungsperiode, insofern ist hier die Konstanz am stärksten gegeben. Das Modell RP2+ verzichtet demgegenüber auf Anschlusspunkte und Flächen, nimmt dafür mit der Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung das Anliegen der Abbildung von Kosten der dezentralen Erzeugung besser auf. Das Modell TD no lines stellt gegen über den ersten beiden Modellen eine größere Abkehr vom alten Modell dar, das jedoch gänzlich ohne endogene Parameter auskommt, indem es auf die Netzlängen verzichtet.
- Aus **statistischer Sicht** liegt beim aktualisierten Modell der RP2 mit seinen elf Parametern eine Überspezifikation vor, indem in der SFA drei Parameter nicht signifikant sind und zudem die Fläche signifikant mit negativem Vorzeichen eingeht. Die SFA kann nicht zwischen Ineffizienz und Rauschen unterscheiden und die Second-Stage-Analyse ist mit gewissen Problemen belastet u.a. im Bereich der dezentralen Erzeugung (insb.  $y_{\text{InstalledPower.renewables.solar.tot}}$ ). Das etwas kompaktere Modell RP2+ ist demgegenüber aus statistischer Sicht vorzuziehen (Signifikanz und Vorzeichen Parameter in SFA, SFA Signifikanz, ROLS, Second-Stage). Das TD-Modell ist mit sieben Parametern am kompaktesten und weist hinsichtlich der Effizienzgrenze die besten statistischen Eigenschaften auf, hervorzuheben ist die sehr hohe Korrelation von DEA und SFA bestabgerechneten Effizienzwerten. Allerdings sind die statistischen Eigenschaften als Kostenfunktion durchwegs ungünstig, was auf die Kombination der hoch korrelierten Parameter Anschlüsse NS und dem Normierungsfaktor Zählpunkte zurückgeführt werden kann.

Die resultierenden Effizienzwerte korrelieren mit der Anzahl der Parameter, d.h. das aktualisierte Modell der RP2 weist die höchsten Werte und das Modell TD no lines die tiefsten auf.

Zusammenfassend wird aus konzeptioneller bzw. ingenieurwissenschaftlicher Sicht das Modell RP2+ den anderen Modellen vorgezogen. Aus regulatorischer Sicht ergibt sich keine klare Präferenz, indem jedes Modell seine eigenen Vorteile hat (Konstanz beim RP2 Modell, Anliegen dezentrale Erzeugung beim Modell RP2+, Exogenität beim TD Modell). Aus statistischer Sicht weist das Modell RP2+ die besten Eigenschaften auf, indem Durchschnittskostenfunktion und Effizienzgrenze inkl. Second-Stage-Analyse die Bewertungskriterien gut erfüllen.

Über alle Aspekte hinweg schneidet somit das Modell RP2+ am besten ab, weshalb es zur Detailspezifikation gewählt wird.

#### 5.5.4 Detailspezifikation des finalen Modells

Im Rahmen der Detailspezifikation erfolgt eine letzte Sensitivitätsanalyse, es werden ausgewählte Detailfragen geprüft und die gewählte Detailspezifikation zusammengefasst.

##### Sensitivitätsanalyse

Um sicherzustellen, dass kleine Änderungen des gewählten Modells keine Verbesserung darstellen, wurden ausgewählte Sensitivitäten geprüft (i.d.R. wurden diese Ergänzungen auch schon an früherer Stelle im Rahmen der Modellentwicklung geprüft):

- *Zeitgleiche Höchstlast:* Varianten mit Leerstandskorrektur und ergänzt um Rückspeisung<sup>36</sup>, dazu etwaige Berücksichtigung der Umspannebene HöS/HS. Die Leerstandskorrektur führt zu einem gleichwertigen Modell mit etwas tieferer Durchschnittseffizienz (vgl. auch Tabelle 19), analog zu Tabelle 19 fällt auch die Beurteilung der Aufnahme der Umspannebene HöS/HS aus. Bei Aufnahme der Rückspeisung in die Jahreshöchstlast sind die Parameter der installierten Erzeugungsleistung nicht mehr signifikant bei ebenfalls tieferer Durchschnittseffizienz. Eine Abbildung der Rückspeisung in der Umspannebene würde somit tendenziell zu einem kompakteren Modell führen, was nicht weiterverfolgt wurde;
- *Abbildung dezentrale Erzeugung:*
  - Prüfung unterschiedlicher Disaggregationen der Netzebenen (Technologie-splits schon bei Weiterentwicklung eingehend geprüft). Gestützt auf ingenieurwissenschaftliche Überlegungen einerseits, die Belegenheit der Netze (vgl. Abbildung 12) und eine Korrelationsanalyse folgende Aufteilungen der Netzebenen: NE1-3/4-7, 1-5/6-7, 1-3/4-5/6-7, 1-2/3/4/5-7, 1-2/3-4/5-7, 1-3/4/5-7, 1-3/4/5-7. Die beiden alternativen Aufteilungen mit zwei Parametern führen zur Nicht-Signifikanz der installierten Erzeugungsleistung (Aufteilung 1-3/4-7) bzw. führen zu signifikant negativen Vorzeichen bei den Netzlängen NS (Aufteilung 1-5/6-7). Die vier Varianten mit drei Parametern führen jeweils zu mindestens zwei, eher gar drei nicht signifikanten Parametern mit oft falschen Vorzeichen. Die vergleichsweise beste Aufteilung ist diejenige nach den Spannungsebenen (1-3/4-5/6-7), die auch als Modellvorschlag im Rahmen der Anhörung eingegangen ist und in Anhang IV.1 näher dokumentiert ist.
  - Aufteilungen Einspeisepunkte statt Erzeugungsleistung in Anlehnung an den Erweiterungsfaktor, dazu verschiedene Ergänzungen mit installierter Erzeugungsleistung (`yInstalledPower.tot`) und/oder Jahresarbeit (`yEnergy.delivered.tot`). Der Ersatz der Erzeugungsleistung durch Einspeisepunkte führt zu Nicht-Signifikanz der Einspeisepunkte, ebenso leiden die zusätzlich mit Erzeugungsleistung und Arbeit ergänzten Modelle an zu vielen nicht signifikanten Parametern.
- *Ausgewählte Ergänzungen:* Berücksichtigung der Einspeisepunkte und/oder Jahresarbeit (`yInjectionPoints.tot` und/oder `yEnergy.delivered.tot`) sowie Dichteparameter. Die Ergänzungen sind jeweils nicht signifikant.
- *Modellvorschläge aus der Anhörung des Gutachtens:* Vertiefte Prüfung alternativer Aufteilungen der dezentralen Erzeugung nach Technologien und Netzebenen sowie Disaggregation der Netzlängen MS. Die Details und Diskussion hierzu finden sich in Anhang IV.1.

<sup>36</sup> Folgende Bildungen wurden für die einzelnen Umspannebenen (UME) vorgenommen:  $yPeakload.all.UME = yPeakload.corr.UME + yPeakload.into.higher.sim.nett.UME$ .



Keines der so geschätzten Modelle stellt gemäß den Kriterien in Abschnitt 5.5.1.1 eine signifikante Verbesserung gegenüber dem Modell RP2+ in Tabelle 22 dar, insofern kann am gewählten Modell festgehalten werden und dieses als robust gegenüber geringfügigen Parametervariationen bezeichnet werden. Das gewählte Modell wurde zudem für verschiedene frühere Datenstände geprüft und erweist sich auch in dieser Hinsicht für geringfügige Änderungen an den Daten als robust.

### Ausgewählte Detailfragen

Weitere Analysen wurden hinsichtlich der funktionalen Form und bezüglich der durchgeführten Ausreißeranalysen angestellt:

- *Funktionale Form und Normierungsfaktor:* Die normierte lineare Spezifikation mit dem Normierungsfaktor  $y_{\text{Meters.read.tot}}$  begrenzt die Heteroskedastizität effektiv: Die Varianz der Residuen  $v_i$  der SFA (stochastischer Störterm) steigt nicht mit der Größe an. Jedoch vermag der Parameter die Multikollinearität nicht unter die in Abschnitt 5.4.1 genannten Schwellenwerte zu reduzieren. Aufgrund der Stellungnahmen zur Anhörung des Gutachtens wurden nochmals die Anschlusspunkte als Normierungsfaktor geprüft, die Ergebnisse inkl. Diskussion finden sich in Anhang IV.2 und stützen die Wahl der Zählpunkte als Normierungsfaktor.
- *Ausreißeranalysen:* Ergänzend zu den in den Abschnitten 5.5.1.3 und 5.5.1.5 vorgestellten gewählten Standardverfahren wurde aufgrund von Eingaben in der Konsultation für das finale Modell für die nicht parametrische Methode (DEA) u.a. eine iterative Anwendung des Supereffizienzkriteriums getestet.<sup>37</sup> Für die parametrische Methode (SFA) wurden die in der ARegV genannten möglichen Methoden beurteilt und getestet, so z.B. DFFITS oder robuste Regression. Ebenso wurde die in der Konsultation aufgeworfene Frage des Einflusses von Netzbetreibern mit vergleichsweise tiefen Effizienzwerten auf die Durchschnittseffizienz analysiert. Weitere Angaben hierzu finden sich in den Abschnitten 5.5.1.3 und 5.5.1.5.

Gestützt auf die vorgenommenen Untersuchungen konnten die zur Anwendung kommende funktionale Form, Normierungsfaktor und Ausreißeranalysen bestätigt werden, ebenso das in Abschnitt 5.5.3 gewählte Effizienzvergleichsmodell.

### Modellbeschreibung

Für die Effizienzberechnung und Validierung wird daher das Modell RP2+ gewählt. **Tabelle 23** beschreibt die Parameter, deren Definition und Abbildung der Versorgungsaufgabe.

---

<sup>37</sup> In Abbildung 27 auf Seite 103 wird ersichtlich, dass das Supereffizienzkriterium die sehr auffälligen Netzbetreiber gut abdeckt.

**Tabelle 23: Beschreibung des finalen Modells**

Parameter	Definition <sup>38</sup>	Abbildung Versorgungsaufgabe
yMeters.read.tot	yMeters.read.op + yMeters.read.ext	Abbildung der Dienstleistungsdimension mit Kosten je gemessener Messstelle (selbst abgelesen und durch Dritte), gleichzeitiger Abbildung der Granularität der Versorgungsaufgabe (zusammen mit Netzlängen)
yCables.circuit.hs	Direkt	Nach Spannungsebene disaggregierte Abbildung der Netzlängen, auf Ebene HS zudem Unterscheidung von Erdkabeln und Freileitungen sowie Berücksichtigung von Hausanschlüssen und Straßenbeleuchtung. Hierdurch Abbildung der Dienstleistungsdimension (insb. erforderliche Netzlängen zum Anschluss der Endkunden, durch Disaggregation zudem nach Kapazität unterschieden mit entsprechend impliziter Berücksichtigung der Kapazitätsdimension
yLines.circuit.hs	Direkt	
yNet.length.ms	yCables.circuit.ms + yLines.circuit.ms	Disaggregierte Abbildung der Kapazitätserfordernisse auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS
yNet.length.all.ns	yCables.circuit.ns + yCables.streetlight.ns + yCables.house.ns + yLines.circuit.ns + yLines.streetlight.ns + yLines.house.ns	
yPeakload.hs_ms	Direkt	Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf den unteren Netzebenen (Mittelspannung, Niederspannung), dabei Abbildung der Kapazitätsdimension, insb. auch Kosten im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Energien, in Übereinstimmung mit der ingenieurwissenschaftlichen Analyse hierzu in Kapitel 3.
yPeakload.ms_ns	Direkt	
yInstalledPower.NE1to4.sum	yInstalledPower.hoes + yInstalledPower.hoes_hs + yInstalledPower.hs + yInstalledPower.hs_ms	Installierte Erzeugungsleistung der oberen Netzebenen (Höchstspannung, Hochspannung)
yInstalledPower.NE5to7.sum	yInstalledPower.ms + yInstalledPower.ms_ns + yInstalledPower.ns	

Quelle: Eigene Darstellung

### SFA Spezifikation

Mit normiert-linearer funktionaler Form und Normierungsparameter yMeters.read.tot unter Annahme einer exponentiellen Verteilung der Ineffizienz resultieren mit der Software Stata die in **Tabelle 24** und **Tabelle 25** angegebenen Schätzergebnisse.

<sup>38</sup> Definition jeweils ausgehend von um Investitionsmassnahmen bereinigten Parametern. Vollständige Herleitung vgl. Anhang I.

**Tabelle 24: Stata output Totex**

Stoc. frontier normal/exponential model      Number of obs = 188  
 Wald chi2(8) = 436.95  
 Log likelihood = -882.30899      Prob > chi2 = 0.0000

nm_Totex	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
nm_yCables~s	72594.35	20460.02	3.55	0.000	32493.45	112695.3
nm_yLinesc~s	15350.21	3364.082	4.56	0.000	8756.733	21943.69
nm_yNetle~ms	3796.358	997.7321	3.80	0.000	1840.839	5751.878
nm_yNetle~ns	-683.5409	407.4928	-1.68	0.093	-1482.212	115.1303
nm_yPeakl~ms	12.79701	3.270184	3.91	0.000	6.387572	19.20646
nm_yPeakl~ns	100.4111	19.35386	5.19	0.000	62.4782	138.3439
nm_yIns~4sum	-.4949001	2.938604	-0.17	0.866	-6.254459	5.264659
nm_yIns~7sum	8.264275	3.528257	2.34	0.019	1.349018	15.17953
_cons	62.94983	13.62314	4.62	0.000	36.24896	89.6507
/lnsig2v	6.133065	.1974018	31.07	0.000	5.746165	6.519966
/lnsig2u	5.546145	.4386297	12.64	0.000	4.686446	6.405843
sigma_v	21.46734	2.118846			17.69147	26.04909
sigma_u	16.00774	3.510735			10.41475	24.60431
sigma2	717.0944	86.03328			548.4723	885.7166
lambda	.7456789	5.161533			-9.370739	10.8621

Likelihood-ratio test of sigma\_u=0: chibar2(01) = 5.17      Prob>=chibar2 = 0.012

Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 25: Stata output sTotex**

Stoc. frontier normal/exponential model      Number of obs = 189  
 Wald chi2(8) = 455.39  
 Log likelihood = -883.266      Prob > chi2 = 0.0000

nm_sTotex	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
nm_yCables~s	79226.68	19119.2	4.14	0.000	41753.73	116699.6
nm_yLinesc~s	14458.06	3342.244	4.33	0.000	7907.378	21008.73
nm_yNetle~ms	3167.351	981.7795	3.23	0.001	1243.099	5091.604
nm_yNetle~ns	-500.0999	403.6079	-1.24	0.215	-1291.157	290.957
nm_yPeakl~ms	12.63074	3.211661	3.93	0.000	6.336003	18.92548
nm_yPeakl~ns	109.7133	19.27786	5.69	0.000	71.92939	147.4972
nm_yIns~4sum	.4648594	2.908551	0.16	0.873	-5.235796	6.165514
nm_yIns~7sum	10.14573	3.504059	2.90	0.004	3.277902	17.01356
_cons	59.15216	13.5231	4.37	0.000	32.64737	85.65696
/lnsig2v	6.151483	.213564	28.80	0.000	5.732905	6.57006
/lnsig2u	5.372116	.5395808	9.96	0.000	4.314557	6.429675
sigma_v	21.66594	2.313532			17.57456	26.70979
sigma_u	14.67372	3.958829			8.647573	24.89925
sigma2	684.7309	79.90151			528.1268	841.335
lambda	.6772714	5.875523			-10.83854	12.19309

Likelihood-ratio test of sigma\_u=0: chibar2(01) = 2.59      Prob>=chibar2 = 0.054

Quelle: Eigene Darstellung

**5.5.5 Bestabgerechnete Effizienzwerte**

**Tabelle 26** dokumentiert die aus der obigen Modellspezifikation resultierenden summarischen Ergebnisse der Effizienzschtzung. Die einzelnen Werte sind in **Anhang IV** angegeben.

**Durchschnittseffizienz**

Demnach liegt die für die RP3 ermittelte Durchschnittseffizienz bei 94.1% mit einer Streuung von 4.9% (Standardabweichung). Die tiefste zugewiesene Effizienz beträgt 75.3% und liegt

somit deutlich über dem Mindesteffizienzwert von 60% gemäß ARegV. Insgesamt 47 Unternehmen erzielen einen Effizienzwert von rund 100%, darunter insgesamt 13 Ausreißer. Gestützt auf die DEA sind 42 Netzbetreiber Peers von anderen Unternehmen (nach Entfernung der Ausreißer) und 27 Netzbetreiber erhalten einen Effizienzbonus nach § 12a ARegV gestützt auf die Supereffizienzanalyse mit einem durchschnittlichen Wert von 3.72%.

**Tabelle 26: Übersicht Effizienzwerte**

	DEA Totex	SFA Totex	DEA sTotex	SFA sTotex	Best of DEA	Best of SFA	Best of DEA/SFA
<b>Durchschnittseffizienz</b>	82.9%	92.3%	83.2%	93.0%	84.1%	93.1%	94.1%
<b>Standardabweichung</b>	13.0%	4.7%	12.9%	4.1%	12.8%	4.0%	4.9%
<b>Mindesteffizienz</b>	55.7%	69.4%	53.3%	75.3%	55.7%	75.3%	75.3%
<b>#100.00% (&gt;0.999)</b>	42	4	43	4	46	4	47
<b>#Ausreißer</b>	7	10	6	9	9	10	13
<b>#Peers</b>	35		37		42		
<b>#Effizienzbonus (&gt;0.0005)</b>	29	-	29	-	27	-	27
<b>Korrelation DEA/SFA</b>	74.1%		75.3%		75.6%		

Quelle: Eigene Darstellung

### Vergleich mit den ersten beiden Regulierungsperioden

Die Resultate liegen im Rahmen früherer Regulierungsperioden, was aufgrund der wegfallenden ARegV-Pflichtparameter und der DEA-Spezifikation mit konstanten Skalenerträgen nicht selbstverständlich ist. Der Vergleich der Effizienzwerte mit den Resultaten aus den ersten beiden Regulierungsperioden ist in **Tabelle 27** angegeben. Demnach liegen die durchschnittlichen Effizienzwerte in der dritten Regulierungsperiode geringfügig tiefer als in der zweiten Regulierungsperiode (0.6 Prozentpunkte) bei vergleichbarer Streuung der Effizienzwerte.

**Tabelle 27: Vergleich mit früheren Regulierungsperioden**

	Mittelwert	Std.abw.	Minimum	#100.00%
<b>Bestabgerechnet RP1</b>	92.2%	5.8%	79.5%	49
<b>Bestabgerechnet RP2</b>	94.7%	4.8%	77.8%	52
<b>Bestabgerechnet RP3</b>	94.1%	4.9%	75.3%	47

Quelle: Eigene Darstellung gestützt auf EVS1 und EVS2

Inwieweit sich zwischen den einzelnen Regulierungsperioden die absolute Effizienz verändert hat, ist aus den Werten nicht abzulesen, da es sich um eine relative Effizienz im Vergleich zu den als „Best-Practice“<sup>39</sup> identifizierten Netzbetreibern handelt.

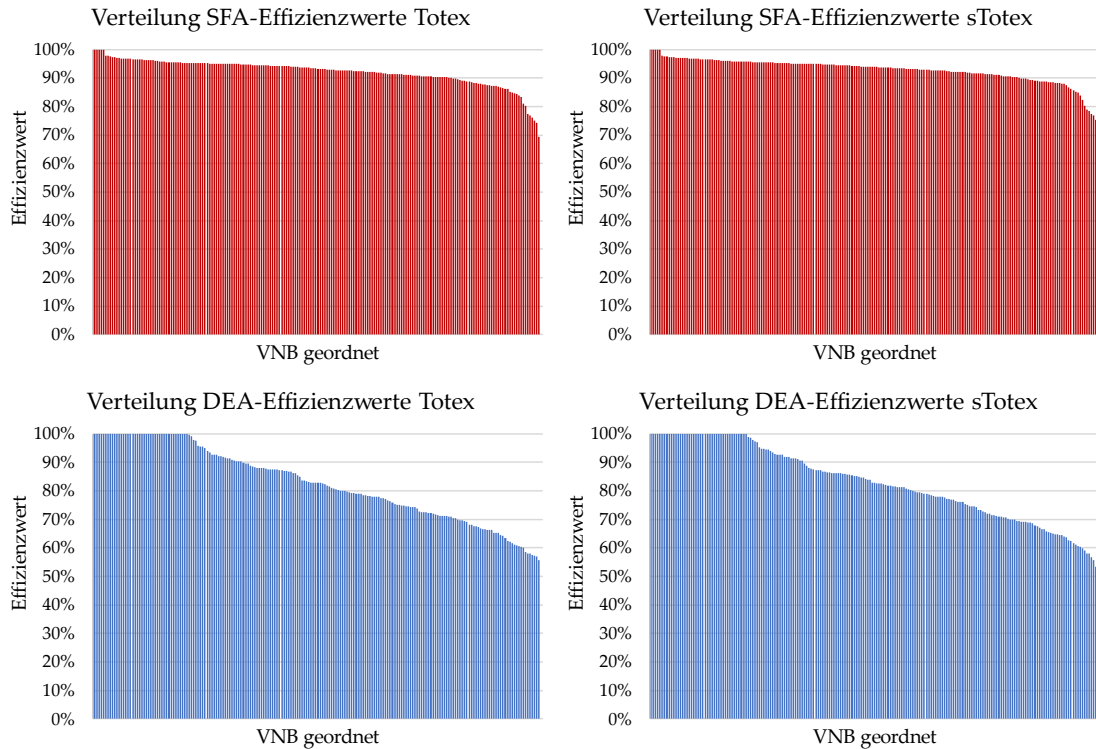
### Verteilung der individuellen Effizienzwerte

Die Verteilung der individuellen Effizienzwerte je Methode und Aufwandparameter ist in **Abbildung 24** dargestellt (rote Balken SFA, blau DEA). Die unterschiedlichen Verläufe der Kurven (steiler abfallend für die DEA) entsprechen den Verläufen der vorherigen Regulierungsperioden und erklären die vergleichsweise tiefere Streuung der SFA-Effizienzwerte. Im Effekt setzt

<sup>39</sup> Präziser Best-Practice unter Ausschluss der identifizierten Ausreißer, also i.d.R. der besonders effizienten Netzbetreiber.

die DEA v.a. bei besonders effizienten Netzbetreibern den Effizienzwert, während die SFA bei den weniger effizienten Netzbetreibern entscheidet.

Abbildung 24: Verteilung der Effizienzwerte vor Best-of-Abrechnung

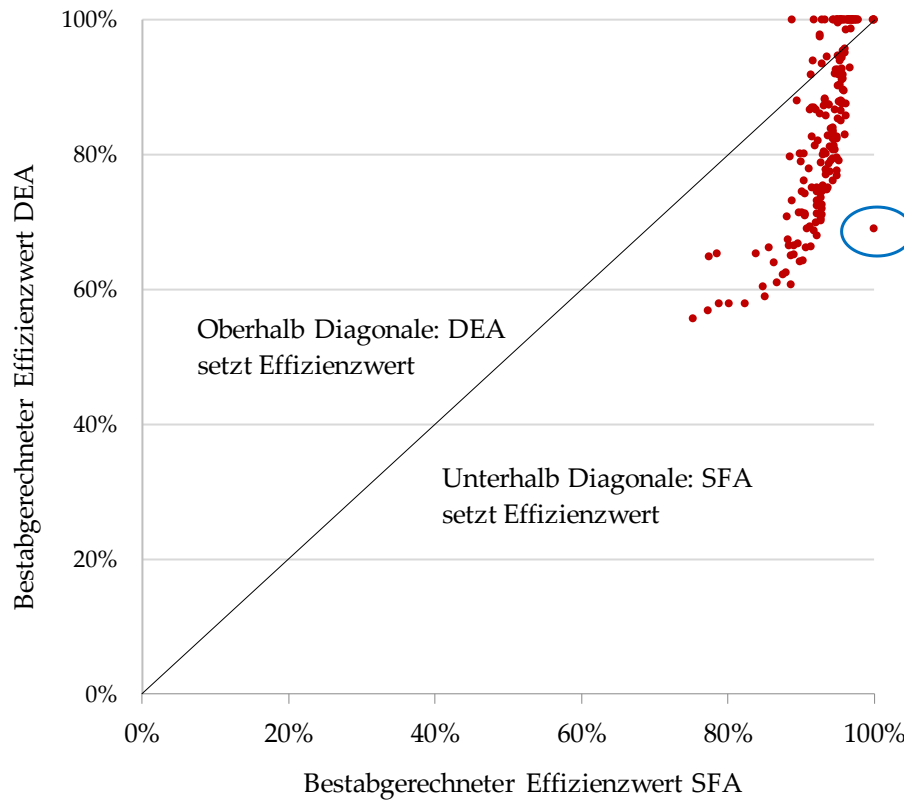


Quelle: Eigene Darstellung

Dies wird deutlich in der Gegenüberstellung der bestabgerechneten Effizienzwerte der beiden Methoden in **Abbildung 25**. Im Bereich oberhalb der eingezeichneten Diagonale liegen Netzbetreiber, deren bestabgerechneter Effizienzwert aus der DEA stammt. Die Punkte befinden sich allesamt oben rechts im Bereich der Abbildung mit hohen bestabgerechneten Effizienzwerten. Die Abbildung zeigt überdies die gute Korrelation (75.6%) von DEA- und SFA-Werten (recht enges aufgespanntes Band von +/- 5%), was auf eine stimmige unterliegende Kostenfunktion zurückzuführen ist. Dass der Verlauf des Bands nicht auf der Diagonale liegt, ist v.a. den unterliegenden modelltheoretischen Unterschieden der beiden Methoden geschuldet.

Etwas aus dem Rahmen fällt der in der Abbildung einkreiste Netzbetreiber. Es handelt sich um einen SFA Ausreißer mit eher tiefen DEA Werten, der in der SFA gemäß dem Prozedere in Abschnitt 5.5.1.5 unter Ausschluss der übrigen Ausreißer einen sehr hohen Wert erhält.

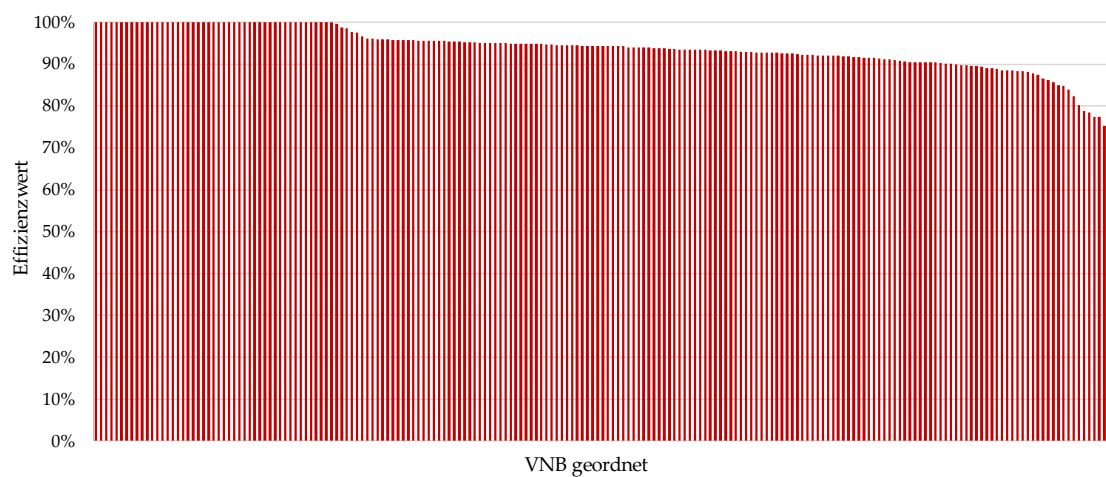
Abbildung 25: Scatterplot DEA- vs. SFA bestabgerechnete Werte



Quelle: Eigene Darstellung

Nach der Best-of-Zusammenführung der Effizienzwerte der beiden Methoden ergibt sich die Effizienzwertverteilung in **Abbildung 26**.

Abbildung 26: Verteilung der bestabgerechneten Effizienzwerte



Quelle: Eigene Darstellung

## 5.5.6 Validierung

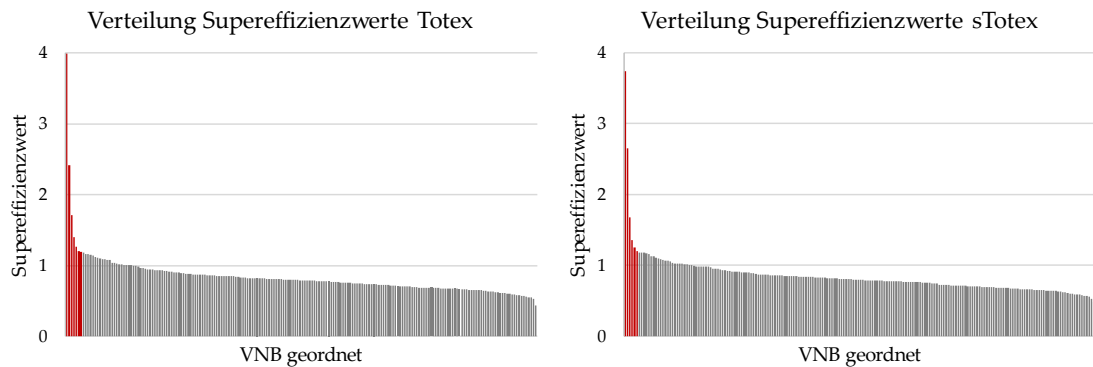
Vor seiner definitiven Auswahl wurde das gewählte Modell eingehend validiert. Nachfolgend werden neben der Ausreißeranalyse die Peer-Analyse, die Second-Stage-Analyse und die Validierung als Kostenfunktion dokumentiert.

### 5.5.6.1 Ausreißeranalyse

#### DEA: Supereffizienzanalyse

In der DEA hat die Dominanzanalyse nach Abschnitt 5.5.1.3 auch in der geänderten Form zu keinen Ausreißern geführt. **Abbildung 27** fasst das Ergebnis der Supereffizienzanalyse zusammen, wobei rote Balken die Werte von Ausreißern markieren. Demnach weisen zwei Netzbetreiber (■■■■■■, ■■■■■■) ausgeprägte Supereffizienzwerte über Faktor 2 aus, diese liegen allerdings deutlich unter den maximalen Werten aus dem EVS2 (rund Faktor 5). Insgesamt ergibt sich ein ähnliches Bild wie in den vorangegangenen Regulierungsperioden.

**Abbildung 27: Verteilung der Supereffizienzwerte**



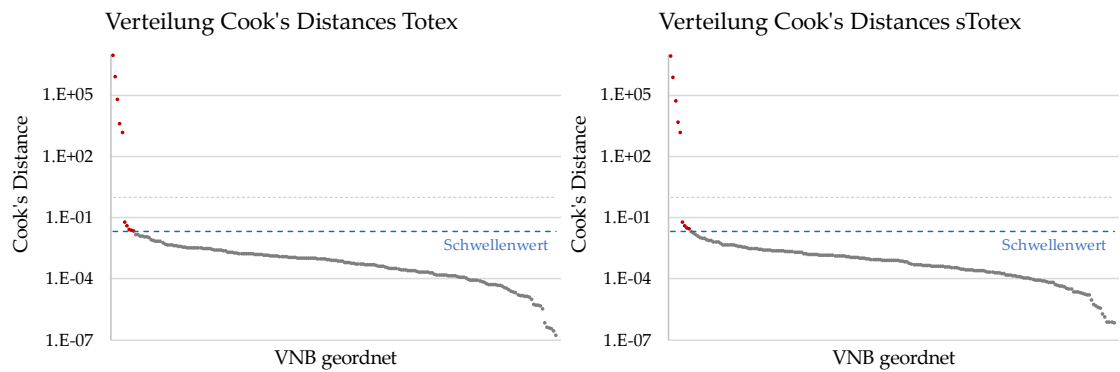
Quelle: Eigene Darstellung

#### SFA: Cook's Distances

**Abbildung 28** zeigt die Cook's Distance Werte der Netzbetreiber für Totex und sTotex an (geordnet in absteigender Reihenfolge, logarithmierte Skala). Rote Punkte entsprechen Netzbetreibern, die als Ausreißer identifiziert worden sind.

Es wird ersichtlich, dass die Werte von jeweils fünf Netzbetreibern sehr hoch sind (der Ausprägung nach ■■■■■■, ■■■■■■, ■■■■■■, ■■■■■■, ■■■■■■), darin eingeschlossen die bereits bei der DEA als besonders effizient aufgefallenen beiden Netzbetreiber. Darüber hinaus werden vom angewendeten Schwellenwert (blau gestrichelt dargestellt, vgl. Abschnitt 5.5.1.5) noch 5 bzw. 4 Netzbetreiber erfasst. Beim höheren Schwellenwert der ersten Regulierungsperiode (Wert 1, fein gestrichelte hellblaue Linie) wären diese Netzbetreiber vom Kriterium nicht erfasst worden. Gestützt auf die Cook's Distance Werte des finalen Modells hätte somit ebenso das höhere Cutoff-Level angewendet werden können, womit die Anzahl der Ausreißer noch unter derjenigen der DEA gelegen wäre. Da der Cook's Distance Wert mit Blick auf die Gesamtheit der Berechnungen festgelegt worden ist und also für verschiedene Modellalternativen gleichermaßen zur Anwendung gelangt ist, wird am tiefen Schwellenwert festgehalten.

Abbildung 28: Verteilung der Cook's Distances



### 5.5.6.2 Peer-Analyse

In der DEA kann für jedes Unternehmen im Effizienzvergleich bestimmt werden, welche anderen Netzbetreiber als Peer im Sinne von „Best Practice“ als Effizienzmaßstab gilt. **Tabelle 28** zeigt die geordnete Auflistung für Totex und sTotex für die DEA unter Ausschluss der Ausreißer. Unternehmen ████████ setzt somit (i.d.R: zusammen mit weiteren Peers) für 87 andere Netzbetreiber den Maßstab. Bei Totex sind 35 Unternehmen Peer, bei sTotex sind es 37. Die Zahlen bewegen sich im Rahmen früherer Effizienzvergleiche.



Tabelle 28: Liste der Peers<sup>40</sup>

NB	Peer count Totex	NB	Peer count sTotex
██████	87	██████	76
██████	69	██████	65
██████	53	██████	56
██████	48	██████	49
██████	45	██████	50
██████	40	██████	41
██████	37	██████	37
██████	34	██████	36
██████	32	██████	27
██████	25	██████	25
██████	19	██████	17
██████	13	██████	16
██████	12	██████	15
██████	11	██████	11
██████	10	██████	12
██████	10	██████	11
██████	9	██████	10
██████	9	██████	9
██████	9	██████	7
██████	7	██████	8
██████	6	██████	8
██████	6	██████	8
██████	5	██████	7
██████	4	██████	7
██████	4	██████	6
██████	2	██████	5
██████	3	██████	4
██████	2	██████	2
██████	1	██████	1
██████	2	██████	2
██████	1	██████	2
██████	1	██████	1
██████	1	██████	1
██████	1	██████	1
██████	1	██████	1
██████		██████	1
██████		██████	1

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>40</sup> Excel-Auswertung der mit Funktion «Peers» in R ermittelten Ergebnisse.

Wie oft ein Netzbetreiber Peer ist, ist per se nicht relevant. Der Einfluss kann z.B. jeweils nur sehr begrenzt sein. Aus diesem Grund wird der Dominanztest durchgeführt, welcher feststellt, ob ein Peer einen signifikanten Einfluss auf die mittlere Effizienz der Netzbetreiber hat (vgl. Abschnitt 5.5.1.3).

Im Rahmen der Stellungnahmen zur Anhörung wurde vermutet, dass Unternehmen, welche für mehr als 50 andere Unternehmen Peer sind, v.a. kleine Unternehmen seien, die nur die unteren Netzebenen betreiben, und so zu einem zu harten Maßstab insbesondere für große Netzbetreiber sind. **Tabelle 29** steht dem entgegen. Sie zeigt, dass die vier „Top-Peer-Unternehmen“ jeweils auf unterschiedlichen Netzebenen tätig sind bis zur HöS/HS-Umspannebene. Die Angabe „Analog Größe“ bedeutet, dass sich der Rang in der genannten Parameterausprägung jeweils im Rahmen des Rangs des Unternehmens beim Aufwandparameter bewegt. Ist ein Unternehmen bspw. bei einem Aufwandparameter das 100-größte Unternehmen, ist es dies auch in etwa in den übrigen Parametern Zählpunkte, Leitungskilometer und Umspannstationen. Die Peer-Analyse untermauert somit, dass die Heterogenität der Netzbetreiber vorliegend gut abgebildet wird.

**Tabelle 29: Eigenschaften der Top-Peers**

	Netzebene	Zählpunkte	Leitungskilometer	Umspannstationen
„Sehr klein“	5 bis 7	Analog Größe	Analog Größe	Nur MS/NS
„Klein“	3 bis 7	Analog Größe	Analog Größe	MS/NS und HS/MS
„Mittel“	4 bis 7	Analog Größe	Analog Größe	MS/NS und HS/MS
„Gross“	2 bis 7	Analog Größe	Analog Größe	MS/NS, HS/MS und HöS/HS

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.6.3 Second-Stage-Analyse

Bei der Second-Stage-Analyse gemäß Abschnitt 5.5.1.7 verbleiben von den über 600 Parametern nach den kombinierten Tobit-Regressionen (noch ohne quadrierte Terme) in Schritt 2 die in **Tabelle 30** angegebenen kardinalen Variablen. Der maximale Effekt (Impact) bezeichnet den Einfluss der Variablen im Rahmen der Schätzungen der Second-Stage-Analysen. Er ist nicht direkt als Einfluss auf die individuellen Effizienzwerte zu interpretieren. Sämtliche Werte liegen unter dem Schwellenwert von 5%, womit das Kriterium keine Berücksichtigung im Modell nahelegt.

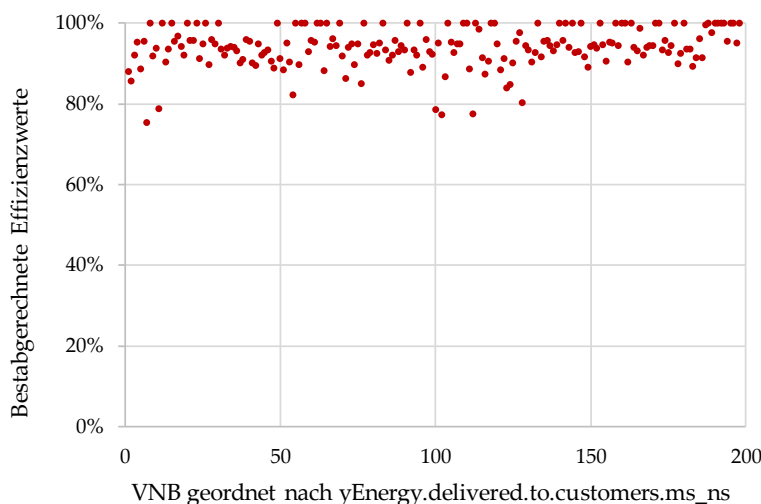
**Tabelle 30: Auffällige kardinale Parameter**

Parameter	Single Tobit		Combined Tobits		Impact
	Koeffizient	p-Wert	Koeffizient	p-Wert	
yArea.network.hs	1.37E-06	0.002	1.5E-05	0.012	0.021
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	1.2E-10	0.001	9.5E-11	0.042	0.022
yInjection.upper.nets.other.dso.ms	-3.5E-11	0.040	-3.7E-11	0.025	-0.014
yMeters.read.op.ns	2.6E-08	0.000	9.1E-07	0.045	0.024

Quelle: Eigene Darstellung

Die graphische Analyse des Einflusses hat dieses quantitative Ergebnis bestätigt, wie **Abbildung 29** zeigt: Obwohl in der Einzel-Tobitregression klar angeschlagen, ist kein problematischer fallender Zusammenhang nach rechts der Abbildung erkennbar (nach rechts steigt der Parameterwert yEnergy.delivered.to.customers.ms\_ns, während die Effizienzwerte im Wesentlichen auf konstantem Niveau bleiben). Die Effizienzwerte streuen sich gleichmäßig über das Diagramm, mit vollständig effizienten Netzbetreibern im ganzen Spektrum. Darüber hinaus – und noch wichtiger – gibt es auch keine konzeptionellen Gründe, die für eine Berücksichtigung einer dieser Variablen sprechen würde (z.B. Jahresarbeit nur auf der MS/NS Ebene, Fläche nur auf der HS Ebene).

**Abbildung 29: Einfluss der Jahresarbeit an Endkunden MS/NS auf die Effizienzwerte**



Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 31** listet die Auffälligkeiten des Kruskal-Wallis-Test auf. Der Impact für diese Variable ließe sich zwar berechnen, aber die dazu notwendige Standardabweichung besitzt bei diskreten 0-1 Variablen keine sinnvolle Interpretation. Zunächst ist festzuhalten, dass die Ost/West-Variablen nicht signifikant sind. Demgegenüber sind fast alle Netzebenen-Dummies signifikant (es fehlt lediglich die MS und Hös Ebene).

**Tabelle 31: Auffällige ordinale Parameter**

Parameter	KW-Statistik	P-Wert
zPowered.nets.level.hs	10.9950274	0.00091357
zPowered.nets.level.hoes_hs	8.27139321	0.00402746
zOperator.Districtheating	7.19319393	0.00731806
zPowered.nets.level.ns	7.18332904	0.0073584
zPowered.nets.level.hs_ms	5.48648351	0.01916405
zPowered.nets.level.ms_ns	5.35986859	0.02060533
zOperator.Sewer	4.95358855	0.02603657
zOperator.Streetlights	4.48296552	0.03423427
<b>zResources.excl.transformer.hoes_hs</b>	4.31395649	0.03780095

Quelle: Eigene Darstellung

Damit keine individuellen Rückschlüsse auf einzelne Netzbetreiber möglich sind, zeigt **Abbildung 30** die fraglichen Parameter mit einer gut durchmischten Anzahl von Netzbetreibern.

Bei den Spannungsebenen kann aufgrund der graphischen Analyse kein übermäßiger Einfluss einer belegten Spannungsebene festgestellt werden (die Punkte verteilen sich gut über das Spektrum der Netzbetreiber). Das gleiche gilt für Netzbetreiber mit Fernnetzen, Abwasserleitungssystemen und Straßenbeleuchtung.

Im Fazit legt die Second-Stage-Analyse nicht nahe, Modellerweiterungen mit weiteren Parametern zu prüfen. Sie stützt damit das gewählte Modell.

Ergänzend werden in **Abbildung 31** folgende Prüfungen gezeigt:

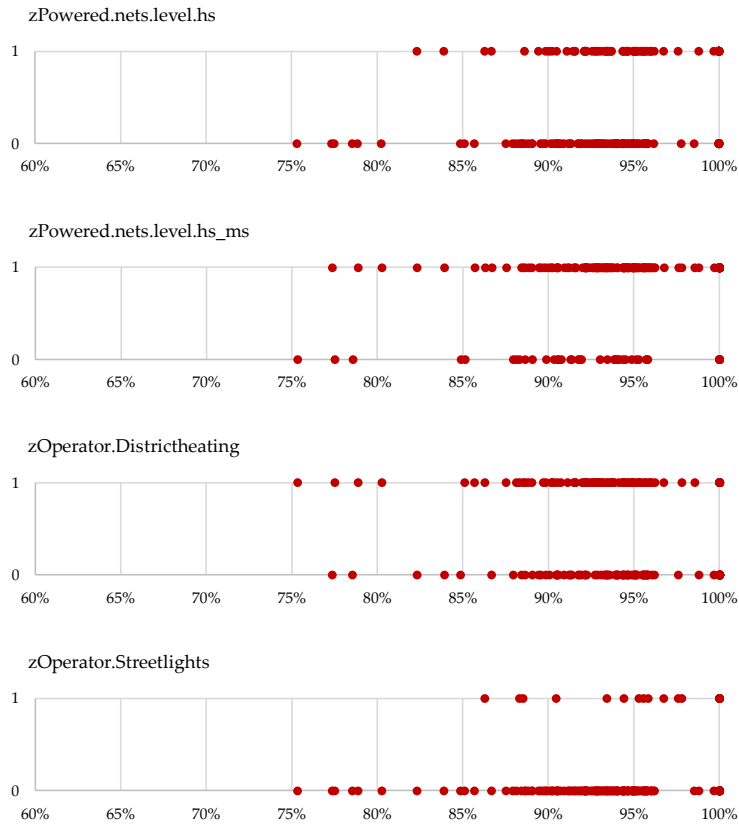
- Auswirkung der Unternehmensgröße auf die Effizienzwerte anhand der Jahresarbeit;
- Anzahl betriebener Netzebenen;
- Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlüssen zur Analyse eines möglichen „City Effekts“;
- Effekt von Photovoltaik als Beispiel für die Berücksichtigung verschiedener neuer erneuerbarer Erzeugungstechnologien.

Die Abbildungen stützen die hierzu angestellten quantitativen Berechnungen (wichtige Verhältniszahlen wurden im Rahmen der Second-Stage-Analyse standardmässig numerisch getestet, darunter auch ein möglicher City Effekt in verschiedenen Ausprägungen<sup>41</sup>). Demnach wirkt sich weder die Unternehmensgröße noch die Anzahl der belegten Netzebenen, das Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlüssen oder die installierte Erzeugungsleistung von Photovoltaik

<sup>41</sup> Z.B. beträgt der p-Wert des Verhältnisses  $y_{\text{Meters.read.ns}}/y_{\text{Connections.cus.ns}}$  in der Tobit-Regression 0.08, d.h. insignifikant. Aufgrund der Anhörung dieses Gutachtens wurde zudem getestet, ob ein solches Verhältnis in der SFA signifikant wäre – auch dies ist nicht der Fall. In Bezug auf einen möglichen City Effekt wurde im Rahmen der Anhörung gefordert, zusätzlich die Anschlüsse in das Modell aufzunehmen. Erläuterungen hierzu finden sich in Anhang IV.2.

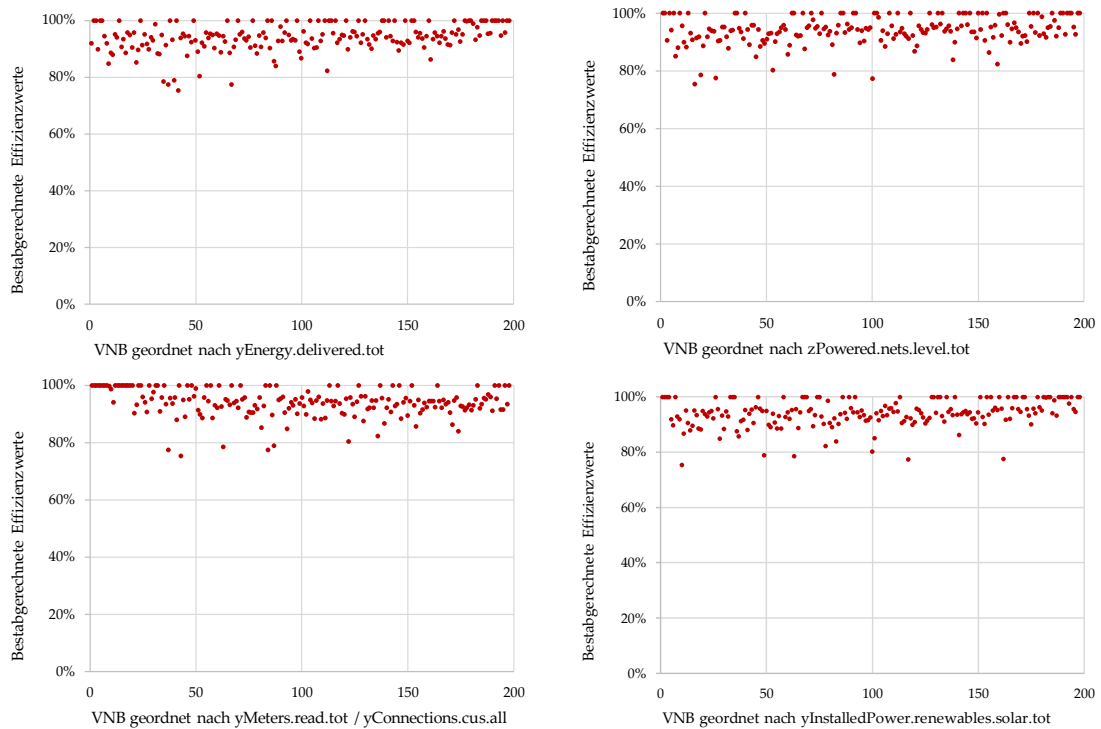
systematisch zu Gunsten oder zu Lasten bestimmter Gruppen von Netzbetreibern aus. Erneut besteht somit kein Anlass, vom gewählten Modell abzurücken.

Abbildung 30: Einfluss der kardinalen Variablen



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 31: Einfluss ausgesuchter Vergleichsparameter



Quelle: Eigene Darstellung

#### 5.5.6.4 Validierung als Kostenfunktion

Bei einer Betrachtung als Kostenfunktion weist das Modell insgesamt gute statistische Eigenschaften auf (ökonometrische Details vgl. **Anhang VII**).

- In der robusten Regression entsprechen die Koeffizienten den Erwartungen, die Parameter weisen bei einer tiefen Anzahl Ausreißer mit Ausnahme der Netzlängen auf der NS-Ebene (`yNet.length.all.ns`, zu erwarten aufgrund der SFA-Analysen) signifikante Vorzeichen mit korrektem Vorzeichen auf.
- Der Normierungsfaktor Zählpunkte begrenzt die Heteroskedastizität effektiv und eliminiert die Schiefe der Residuen (nicht aber die Kurtosis). Die Symmetrie der Residuen ist ok, jedoch sind die Enden der Verteilung (Tails) etwas dünner als erwartet. Dies deutet starke Linearität und/oder eine leichte Überspezifikation an, was vorliegend aufgrund des Vollständigkeit-Kriteriums in Kauf genommen werden kann.
- Die Multikollinearität liegt jedoch nicht unterhalb der gesetzten Grenzwerte. Dies liegt daran, dass es bei der vorliegenden starken Linearität nahezu unmöglich ist, in einem Modell alle Netzebenen disaggregiert und vollständig zu bilden, ohne dabei Multikollinearität zuzulassen.

Aus analytischer Sicht enthält das Modell komplementäre, gut nachvollziehbare Kostentreiber, welche die wesentlichen Versorgungsdimensionen Kapazitätsbereitstellung (Last, Erzeugungslleistung) und Dienstleistungsbereitstellung inkl. Komplexität und Granularität der Versorgungsaufgabe (Zählpunkte mit Leitungslängen) umfassend abbilden. Die Transportdimension wird implizit durch die Leitungslängen und über die mit Arbeit hoch korrelierte Last abgedeckt.

## 6 Zusammenfassung

Dieses Gutachten dokumentiert die wichtigsten Ergebnisse zum Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode. Im Vergleich zur ersten und zweiten Regulierungsperiode gibt es erstmalig keine durch die ARegV direkt vorgegebenen Vergleichsparameter. Gleichzeitig hat die Bedeutung der Integration erneuerbarer Energien für Netzbetreiber weiter zugenommen, wobei die verschiedenen Netzbetreiber nicht im selben Umfang hiervon betroffen sind. Es besteht die Herausforderung, einerseits diese geänderten Rahmenbedingungen korrekt abzubilden und andererseits eine ausreichende Kontinuität im Vergleich zu früheren Effizienzvergleichen sicherzustellen. Um den neuen Anforderungen nachzukommen, wurde auf den Erfahrungen früherer Regulierungsperioden aufgebaut, der gewählte Ansatz jedoch punktuell angepasst:

- Durchführung einer dem Effizienzvergleich vorhergehenden ingenieurwissenschaftlichen Analyse zur sachgerechten Abbildung der Kosten angeschlossener dezentraler Erzeugung;
- Ersatz der ARegV-restringierten Verfahren im Rahmen der Modellfindung durch eine ingenieurwissenschaftliche Priorisierung der Vergleichsparameter zur Verwendung im „Top-down-Verfahren“ sowie eine Erweiterung der Bottom-up Methoden, um das mögliche Variantenspektrum pfadunabhängig möglichst umfassend abzubilden;
- Umfassendere Sensitivitätsanalysen im Rahmen der Modellentwicklung und Detailspezifikation sowie breiteres Parameterspektrum bei der Second-Stage-Analyse.

### Vorgehen und wichtigste Resultate

In einem ersten Schritt wurden die dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Vergleichsparameter gebildet, konzeptionell nach Gruppen, Versorgungsdimension und Beeinflussbarkeit eingeordnet und auf ihre Eignung zur Verwendung im Effizienzvergleich priorisiert (Ergebnis vgl. Tabelle 6). Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Einbindung der Kosten der dezentralen Erzeugung gelegt. Als aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht potenziell am besten geeignet wurden die Höchstlast sowie die Höchstbelastung eingestuft. Komplementär hierzu stehen im Bereich der dezentralen Erzeugung die angeschlossene Erzeugungsleistung und/oder die Rückspeisung im Vordergrund. Maßnahmen als Vergleichsparameter, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen dienen, wurden im Rahmen der Analyse als weniger geeignet eingestuft.

Anhand der in mehreren Runden validierten Daten wurde anschließend der individuelle Erklärungsgehalt der Vergleichsparameter und Korrelationen untereinander untersucht sowie deskriptive statistische Analysen zur Modellgröße durchgeführt. Die Vergleichsparameter korrelieren generell sehr stark mit den beiden Aufwandparametern  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$ , die in ihrer Ausprägung nahe aneinander liegen (vgl. z.B. Abbildung 14). Untereinander korrelieren insbesondere Anschlusspunkte, versorgte Fläche und Netzlängen (Tabelle 11). Frei von analytischen Überlegungen kann das Spektrum der im Effizienzvergleich berücksichtigten 198 Netzbetreiber aus statistischer Sicht bereits mit weniger als sechs Parametern abgebildet werden.

In einem nächsten Schritt wurden entlang von drei komplementären Verfahren anhand von Durchschnittskostenmodellen mögliche Grundmodelle im Sinne von Ausgangsspezifikationen für die spätere Modellierung der Effizienzgrenze hergeleitet. In einem ersten Verfahren wurde das Modell der RP2 auf seine Eignung als Kostenfunktion für die RP3 geprüft und aufgrund seiner statistischen Eigenschaften als erstes Grundmodell zur Weiterverfolgung gewählt. Im Top-down-Verfahren, dem die ingenieurwissenschaftliche Priorisierung zu Grunde liegt,

weisen die Modelle, die mit der Höchstlast gebildet wurden, generell bessere Eigenschaften auf als Modelle basierend auf der Höchstbelastung. Da drei der vier besten Modelle analytisch nahe am Modell der RP2 ohne Leitungslängen liegen, erfolgt die Weiterentwicklung ausgehend vom Modell der RP2 unter Weglassen der Leitungslängen.

Die gewählten Grundmodelle wurden in einem weiteren Schritt auf ihre Eigenschaften als Effizienzgrenze mittels DEA und SFA geprüft und graduell weiterentwickelt. Für das Modell der RP2 wurden geringfügige Anpassungen vorgenommen und statt Anschlusspunkte, da nicht signifikant, die Zählpunkte als Normierungsparameter verwendet („RP2 update“). Das Modell ist tendenziell überspezifiziert, was auf die ARegV-Pflichtparameter der RP2 zurückgeführt werden kann. Wird das Modell getrimmt und hinsichtlich der dezentralen Erzeugungsleistung optimiert, resultiert das Modell „RP2+“ mit durchweg guten Eigenschaften. Aufgrund des Top-down-Verfahrens wurden ausgehend vom Modell „RP2 update“ die Netzlängen weggelassen und entlang von drei Substreams weiterentwickelt. Das beste Modell mit disaggregierten Anschlüssen wurde als Modell „TD no line“ dem Modell RP2 update und RP2+ gegenübergestellt. Aufgrund der gesetzten konzeptionellen, regulatorischen und statistischen Kriterien fiel die Wahl auf das Modell RP2+.

Das Modell RP2+ wurde anschließend einer eingehenden Validierung unterzogen, u.a. mittels Sensitivitäts-, eingehender Ausreißer-, Peer- und Second-Stage-Analysen. Dabei wurden auch Anliegen aus Konsultation und Anhörung geprüft. Die Analysen stützen das Modell, weshalb an ihm festgehalten werden konnte. Effizienz, Ausreißer und Peers des Modells bewegen sich im Rahmen der Werte der vorangegangenen Regulierungsperioden. Der Mittelwert der bestabgerechneten Effizienzwerte beträgt 94.1%.

### **Diskussion**

Das gewählte Effizienzvergleichsmodell besteht aus Zählpunkten, Netzlängen auf den Spannungsebenen, Jahreshöchstlasten auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS sowie angeschlossener Erzeugungsleistung differenziert nach den unteren Netzebenen (MS, MS/NS und NS) und den darüber liegenden. Die insgesamt neun Parameter, die sich aus über 30 Einzelparametern zusammensetzen, bilden die wesentlichen Versorgungsdimensionen Kapazitäts- und Dienstleistungsbereitstellung inkl. Granularität der Versorgungsaufgabe gut ab. Abgesehen von den Netzlängen handelt es sich um stärker exogen geprägte Parameter, wobei die Netzlängen in § 13 Abs. 3 ARegV ausdrücklich als möglicher Vergleichsparameter genannt werden. Die Abbildung der dezentralen Erzeugungsleistung mit einer Disaggregation nach Netzebenen entspricht der ingenieurwissenschaftlichen Analyse aus Kapitel 3. Ebenfalls befinden sich aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht ausschließlich gut oder komplementär geeignete Parameter im Effizienzvergleichsmodell wieder, insbesondere die als gut geeignet beurteilte Jahreshöchstlast.

Dem Anliegen einer ausreichenden Abbildung der Heterogenität der im Benchmarking teilnehmenden 198 Netzbetreiber insb. auch vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anforderungen im Rahmen der Einbindung von neuer dezentraler Erzeugung, wurde an vielen Stellen im Projekt Rechnung getragen. Bei der ingenieurwissenschaftlichen Analyse wurde ein Schwerpunkt auf die Einbindung der dezentralen Erzeugung in den Effizienzvergleich gelegt. Bei der Datenvalidierung wurden Ausreißern und extremen Verhältnissen von Vergleichsparametern besonderes Augenmerk gegeben, wobei viele der Vergleichsparameter in engem Zusammenhang zu den Kosten stehen (vgl. die in Abschnitt 4.3.2 gezeigten Scatter-Plots). Im Rahmen der ökonomischen Kostentreiberanalyse wurde für verschiedene funktionale Formen untersucht, wie viele Parameter aus rein statistischer Sicht notwendig sind, um die Heterogenität der



Netzbetreiber abzubilden. Das Ergebnis dieser Untersuchung hat gezeigt, dass aus rein statistischer Sicht unabhängig von der gewählten funktionalen Form bereits wenige Parameter ausreichen, um die Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern sehr gut erklären zu können. Aus statistischer Sicht ist also die Heterogenität im Datensatz nicht besonders groß. Bei der Modellbildung wurde u.a. das Kriterium der Vollständigkeit stets beachtet, welches zum Ziel hat, dass möglichst alle relevanten Netzebenen und Versorgungsdimensionen durch die Parameter abgebildet werden. Hierfür wurden im Ergebnis auch nicht signifikante Parameter im Modell zugelassen. Ebenso wurden keine Netzbetreiber per se aufgrund einer vermuteten speziellen Versorgungsaufgabe ausgeschlossen, um ein Effizienzvergleichsmodell zu finden, welches die Heterogenität der Netzbetreiber möglichst umfassend abbildet. Die gute Abbildung der Heterogenität wird auch durch eine vergleichsweise tiefe Anzahl von Ausreißern untermauert, beispielsweise sind in der robusten Regression jeweils nur je drei Netzbetreiber auffällig (vgl. Anhang VII). Dass die Heterogenität der Netzbetreiber gut abgebildet ist, zeigt auch die Peer-Analyse zur DEA, in welcher die Unternehmen, welche am öftesten für andere Unternehmen als Peer gelten, ein breites Spektrum an Netzbetreibern abdecken, also nicht z.B. einseitig nur sehr kleine Unternehmen als Peer gelten. Ähnlich untermauert die Second-Stage-Analyse, dass nicht Unternehmen mit besonderen Charakteristiken (z.B. viel angeschlossener Photovoltaik) auffällig oft hohe oder tiefe Effizienzwerte aufweisen. Gleiches gilt für Unternehmen mit einem hohen Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten („City Effekt“). Diese werden nicht systematisch bevorzugt oder benachteiligt (vgl. z.B. Abbildung 31).

Die resultierende mittlere Effizienz von 94.1% liegt im Vergleich zum letzten Effizienzvergleich leicht tiefer. Dies ist einerseits vor dem Hintergrund der Änderungen der ARegV zu sehen, welche für die RP3 erstmals keine Pflichtparameter vorsieht und zudem in der DEA erstmalig die (strengere) Vorgabe konstanter Skalenerträge vorgibt. Andererseits handelt es sich – im Sinne der Anreizregulierungsverordnung – um ein relatives Benchmarking, d.h. die Netzbetreiber werden nicht absolut z.B. im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode bewertet, sondern in Analogie zu wettbewerblichen Verhältnissen relativ zur „Best Practice“ der Netzbetreiber, die im Benchmarking teilnehmen. Haben sich die Unternehmen, welche die Effizienzgrenze aufspannen, überproportional verbessert, führt dies zu einer tieferen Effizienz der übrigen Netzbetreiber, auch wenn diese ihrerseits (moderate) Effizienzverbesserungen erzielt haben. Hier ist die ARegV jedoch nicht besonders streng, indem aufgrund der vorgesehenen Ausreißeranalysen insbesondere in der DEA diejenigen Unternehmen, die am effizientesten sind, von der Betrachtung ausgeschlossen werden und für die übrigen Unternehmen also gerade nicht als Maßstab gelten (zum umfassenden Vorsichtsprinzip vgl. Abschnitt 5.5.1.9).

## 7 Referenzen

- Agrell, P. J. and P. Niknazar (2014). Structural and behavioral robustness in applied best-practice regulation. *Socio-Economic Planning Sciences*, 48(1), 89-103.
- Aigner, D., C. A. K. Lovell, and P. Schmidt (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6(1), 21-37.
- Banker, R.D. (1993). Maximum Likelihood, Consistency and Data Envelopment Analysis: A Statistical Foundation. *Management Science*, Vol. 39, No. 10, pp. 1265-1273.
- Banker, R.D. (1996). Hypothesis tests using data envelopment analysis. *Journal of Productivity Analysis*, 7, 139-159.
- Banker, R.D., H. Chang (2006). The super-efficiency procedure for outlier identification, not for ranking efficient units. *European Journal of Operational Research*, 175(2), 1311-1320.
- Benford F. (1938). The Law of Anomalous Numbers. In: *Proceedings of the American Philosophical Society (Proc. Amer. Phil. Soc.)*, 551–572, Philadelphia.
- Bogetoft, P. (2012). *Performance Benchmarking – Measuring and Managing Performance*, Springer New York, 2012.
- Bogetoft, P., L. Otto (2011). *Benchmarking with DEA, SFA, and R*, Springer New York, 2011.
- Charnes, A., W. Cooper, E. Rhodes (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, 2, 429-444.
- Consentec (2006). *Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur.*
- Filippini, M., P.J. Agrell, M. Farsi, M. Koller (2011). *Messung der produktiven Effizienz in EVU – Eine Anwendung zur Anreizregulierung in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE). Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich.*
- Frontier Economics / Consentec (2012). *Anlage A.BM –Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Gas. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVG2].*
- Frontier Economics (2018). *Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP). Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVG3].*
- Jondrow, J., C.A. Knox Lovell, I.S. Materov, P. Schmidt (1982). On the estimation of technical inefficiency in the stochastic frontier production function model. *Journal of Econometrics*, 19(2-3), 233-238.
- Newcomb, S. (1881). Note on the Frequency of the Use of different Digits in Natural Numbers. In: *American journal of mathematics (Amer. J. Math.)*, 39–40, Baltimore.
- SUMICSID (2007). *Development of Benchmarking models for Electricity and Gas DSOs. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur.*
- Swiss Economics (2014). *Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVS2].*
- Swiss Economics (2018). *Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber EFG3. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EFG3].*

## I Liste der Vergleichsparameter

**Tabelle 32** dokumentiert die Nomenklatur, Bildung und Beschreibung der Vergleichsparameter, die dem Effizienzvergleich zugrunde liegen. Weitere Angaben sind in der zugehörigen Excel-Datei nachzulesen (veröffentlicht im Rahmen der Konsultation). Die Zuordnung der Felder des Erhebungsbogens zu den englischen Variablennamen, die für die Bildung der Vergleichsparameter verwendet wurden, findet sich in Anhang II (Tabelle 33).

**Tabelle 32: Liste der Vergleichsparameter**

Parametername	Bildung	Beschreibung
<b>Ausspeisepunkte (Anschlüsse)</b>		
<b>yConnections.hoes</b>	$yConnections.cus.hoes\_FULL - yConnections.cus.hoes\_INVS + yConnections.other.dso.lower.hoes\_FULL - yConnections.other.dso.lower.hoes\_INVS + yConnections.other.dso.same.hoes\_FULL - yConnections.other.dso.same.hoes\_INVS + yConnections.own.lower.hoes\_FULL - yConnections.own.lower.hoes\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.hoes_hs</b>	$yConnections.cus.hoes\_hs\_FULL - yConnections.cus.hoes\_hs\_INVS + yConnections.other.dso.same.hoes\_hs\_FULL - yConnections.other.dso.same.hoes\_hs\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung, ohne Anschlusspunkte nachgelagerter Umspannebenen)
<b>yConnections.hs</b>	$yConnections.cus.hs\_FULL - yConnections.cus.hs\_INVS + yConnections.other.dso.lower.hs\_FULL - yConnections.other.dso.lower.hs\_INVS + yConnections.other.dso.same.hs\_FULL - yConnections.other.dso.same.hs\_INVS + yConnections.own.lower.hs\_FULL - yConnections.own.lower.hs\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.hs_ms</b>	$yConnections.cus.hs\_ms\_FULL - yConnections.cus.hs\_ms\_INVS + yConnections.other.dso.same.hs\_ms\_FULL - yConnections.other.dso.same.hs\_ms\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung, ohne Anschlusspunkte nachgelagerter Umspannebenen)
<b>yConnections.ms</b>	$yConnections.cus.ms\_FULL - yConnections.cus.ms\_INVS + yConnections.other.dso.lower.ms\_FULL - yConnections.other.dso.lower.ms\_INVS + yConnections.other.dso.same.ms\_FULL - yConnections.other.dso.same.ms\_INVS + yConnections.own.lower.ms\_FULL - yConnections.own.lower.ms\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.ms_ns</b>	$yConnections.cus.ms\_ns\_FULL - yConnections.cus.ms\_ns\_INVS + yConnections.other.dso.lower.ms\_ns\_FULL - yConnections.other.dso.same.ms\_ns\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung, ohne Anschlusspunkte nachgelagerter Umspannebenen)
<b>yConnections.ns</b>	$yConnections.cus.ns\_FULL - yConnections.cus.ns\_INVS + yConnections.other.dso.lower.ns\_FULL - yConnections.other.dso.lower.ns\_INVS + yConnections.other.dso.same.ns\_FULL - yConnections.other.dso.same.ns\_INVS + yConnections.own.lower.ns\_FULL - yConnections.own.lower.ns\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.tot</b>	$sum(yConnections.NWL)$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung, ohne Anschlusspunkte nachgelagerter Umspannebenen)
<b>yConnections.all.hoes_hs</b>	$yConnections.cus.hoes\_hs\_FULL - yConnections.cus.hoes\_hs\_INVS + yConnections.other.dso.lower.hoes\_hs\_FULL - yConnections.other.dso.lower.hoes\_hs\_INVS + yConnections.other.dso.same.hoes\_hs\_FULL - yConnections.other.dso.same.hoes\_hs\_INVS + yConnections.own.lower.hoes\_hs\_FULL - yConnections.own.lower.hoes\_hs\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.all.hs_ms</b>	$yConnections.cus.hs\_ms\_FULL - yConnections.cus.hs\_ms\_INVS + yConnections.other.dso.lower.hs\_ms\_FULL - yConnections.other.dso.lower.hs\_ms\_INVS + yConnections.other.dso.same.hs\_ms\_FULL - yConnections.other.dso.same.hs\_ms\_INVS + yConnections.own.lower.hs\_ms\_FULL - yConnections.own.lower.hs\_ms\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.all.ms_ns</b>	$yConnections.cus.ms\_ns\_FULL - yConnections.cus.ms\_ns\_INVS + yConnections.other.dso.lower.ms\_ns\_FULL - yConnections.other.dso.lower.ms\_ns\_INVS + yConnections.other.dso.same.ms\_ns\_FULL - yConnections.other.dso.same.ms\_ns\_INVS + yConnections.own.lower.ms\_ns\_FULL - yConnections.own.lower.ms\_ns\_INVS$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
<b>yConnections.all.tot</b>	$yConnections.hoes + yConnections.hs + yConnections.ms + yConnections.ns + yConnections.all.hoes\_hs + yConnections.all.hs\_ms + yConnections.all.ms\_ns$	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)

yConnections.cus.hoes	yConnections.cus.hoes_FULL - yConnections.cus.hoes_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.hoes_hs	yConnections.cus.hoes_hs_FULL - yConnections.cus.hoes_hs_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.hs	yConnections.cus.hs_FULL - yConnections.cus.hs_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.hs_ms	yConnections.cus.hs_ms_FULL - yConnections.cus.hs_ms_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.ms	yConnections.cus.ms_FULL - yConnections.cus.ms_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.ms_ns	yConnections.cus.ms_ns_FULL - yConnections.cus.ms_ns_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.ns	yConnections.cus.ns_FULL - yConnections.cus.ns_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.tot	sum(yConnections.cus.NWL)	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.streetl.dir.ns	yConnections.streetl.dir.ns_FULL - yConnections.streetl.dir.ns_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die direkt am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 1)
yConnections.streetl.indir.ns	yConnections.streetl.indir.ns_FULL - yConnections.streetl.indir.ns_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die indirekt über einen Schaltkasten am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 2)
yConnections.streetl.var3.ms_ns	yConnections.streetl.var3.ms_ns_FULL - yConnections.streetl.var3.ms_ns_INVS	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die über ein Beleuchtungskabel/ eine Beleuchtungsfreileitung an die eigene Umspannebene MS/NS der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 3)
yConnections.streetl.sum	yConnections.streetl.dir.ns + yConnections.streetl.indir.ns + yConnections.streetl.var3.ms_ns	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen
yConnections.incl.streetl.ms_ns	yConnections.ms_ns + yConnections.streetl.var3.ms_ns	Anzahl von Anschlusspunkten
yConnections.incl.streetl.ns	yConnections.ns + yConnections.streetl.dir.ns + yConnections.streetl.indir.ns	Anzahl von Anschlusspunkten
yConnections.incl.streetl.tot	yConnections.tot + yConnections.streetl.sum	Anzahl von Anschlusspunkten
<b>Einspeisepunkte</b>		
yInjectionPoints.hoes	yInjectionPoints.hoes_FULL - yInjectionPoints.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.hoes_hs	yInjectionPoints.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.hs	yInjectionPoints.hs_FULL - yInjectionPoints.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.hs_ms	yInjectionPoints.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.ms	yInjectionPoints.ms_FULL - yInjectionPoints.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.ms_ns	yInjectionPoints.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.ns	yInjectionPoints.ns_FULL - yInjectionPoints.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.hoes	yInjectionPoints.renew.hoes_FULL - yInjectionPoints.renew.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.hoes_hs	yInjectionPoints.renew.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.renew.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.hs	yInjectionPoints.renew.hs_FULL - yInjectionPoints.renew.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.hs_ms	yInjectionPoints.renew.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.renew.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.ms	yInjectionPoints.renew.ms_FULL - yInjectionPoints.renew.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.ms_ns	yInjectionPoints.renew.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.renew.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.ns	yInjectionPoints.renew.ns_FULL - yInjectionPoints.renew.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.solar.hoes	yInjectionPoints.renew.solar.hoes_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.hoes_hs	yInjectionPoints.renew.solar.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.hs	yInjectionPoints.renew.solar.hs_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.hs_ms	yInjectionPoints.renew.solar.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.ms	yInjectionPoints.renew.solar.ms_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.ms_ns	yInjectionPoints.renew.solar.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.solar.ns	yInjectionPoints.renew.solar.ns_FULL - yInjectionPoints.renew.solar.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renew.wind.hoes	yInjectionPoints.renew.wind.hoes_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.hoes_hs	yInjectionPoints.renew.wind.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.hs	yInjectionPoints.renew.wind.hs_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.hs_ms	yInjectionPoints.renew.wind.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.ms	yInjectionPoints.renew.wind.ms_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.ms_ns	yInjectionPoints.renew.wind.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.wind.ns	yInjectionPoints.renew.wind.ns_FULL - yInjectionPoints.renew.wind.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renew.biomass.hoes	yInjectionPoints.renew.biomass.hoes_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.biomass.hoes_hs	yInjectionPoints.renew.biomass.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.renew.bio-mass.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.biomass.hs	yInjectionPoints.renew.biomass.hs_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie

yInjectionPoints.renew.biomass.hs_ms	yInjectionPoints.renew.biomass.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.biomass.ms	yInjectionPoints.renew.biomass.ms_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.biomass.ms_ns	yInjectionPoints.renew.biomass.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.biomass.ns	yInjectionPoints.renew.biomass.ns_FULL - yInjectionPoints.renew.biomass.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjectionPoints.renew.hydro.hoes	yInjectionPoints.renew.hydro.hoes_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.hoes_hs	yInjectionPoints.renew.hydro.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.hs	yInjectionPoints.renew.hydro.hs_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.hs_ms	yInjectionPoints.renew.hydro.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.ms	yInjectionPoints.renew.hydro.ms_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.ms_ns	yInjectionPoints.renew.hydro.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renew.hydro.ns	yInjectionPoints.renew.hydro.ns_FULL - yInjectionPoints.renew.hydro.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.KWKG.hoes	yInjectionPoints.KWKG.hoes_FULL - yInjectionPoints.KWKG.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.hoes_hs	yInjectionPoints.KWKG.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.KWKG.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.hs	yInjectionPoints.KWKG.hs_FULL - yInjectionPoints.KWKG.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.hs_ms	yInjectionPoints.KWKG.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.KWKG.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.ms	yInjectionPoints.KWKG.ms_FULL - yInjectionPoints.KWKG.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.ms_ns	yInjectionPoints.KWKG.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.KWKG.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.ns	yInjectionPoints.KWKG.ns_FULL - yInjectionPoints.KWKG.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.hoes	yInjectionPoints.other.hoes_FULL - yInjectionPoints.other.hoes_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.hoes_hs	yInjectionPoints.other.hoes_hs_FULL - yInjectionPoints.other.hoes_hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.hs	yInjectionPoints.other.hs_FULL - yInjectionPoints.other.hs_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.hs_ms	yInjectionPoints.other.hs_ms_FULL - yInjectionPoints.other.hs_ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.ms	yInjectionPoints.other.ms_FULL - yInjectionPoints.other.ms_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.ms_ns	yInjectionPoints.other.ms_ns_FULL - yInjectionPoints.other.ms_ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.ns	yInjectionPoints.other.ns_FULL - yInjectionPoints.other.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.tot	sum(yInjectionPoints.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renew.tot	sum(yInjectionPoints.renew.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
<b>Ein- und Ausspeisepunkte</b>		
yConnections.ns.that.are.also.Injection-Points.ns	yConnections.ns.that.are.also.InjectionPoints.ns_FULL - yConnections.ns.that.are.also.Injec-tionPoints.ns_INVS	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen, die auch Anschlusspunkte NS sind
yConnections.incl.inj.and.streetl.RP2.sum	yConnections.hoes + yInjectionPoints.hoes + yConnections.hs + yInjectionPoints.hs + yConnec-tions.ms + yInjectionPoints.ms + yConnections.ns + yInjectionPoints.ns - yConnec-tions.ns.that.are.also.InjectionPoints.ns + yConnections.streetl.sum	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (gemäss Parameter RP2)
yConnections.incl.inj.sum	yConnections.hoes + yInjectionPoints.hoes + yConnections.hs + yInjectionPoints.hs + yConnec-tions.ms + yInjectionPoints.ms + yConnections.ns + yInjectionPoints.ns - yConnec-tions.ns.that.are.also.InjectionPoints.ns + yConnections.hoes_hs + yInjectionPoints.hoes_hs + yConnections.hs_ms + yInjectionPoints.hs_ms + yConnections.ms_ns + yInjectionPoints.ms_ns	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.incl.inj.and.streetl.sum	yConnections.incl.inj.sum + yConnections.streetl.sum	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (mit Straßenbeleuchtung)
<b>Zählpunkte</b>		
yMeters.read.op.hoes	yMeters.read.op.hoes_FULL - yMeters.read.op.hoes_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.hoes_hs	yMeters.read.op.hoes_hs_FULL - yMeters.read.op.hoes_hs_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.hs	yMeters.read.op.hs_FULL - yMeters.read.op.hs_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.hs_ms	yMeters.read.op.hs_ms_FULL - yMeters.read.op.hs_ms_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.ms	yMeters.read.op.ms_FULL - yMeters.read.op.ms_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.ms_ns	yMeters.read.op.ms_ns_FULL - yMeters.read.op.ms_ns_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.read.op.ns	yMeters.read.op.ns_FULL - yMeters.read.op.ns_INVS	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerst.)
yMeters.unoccupied.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Anzahl der Zählpunkte mit Leerstand im eigenen Netzgebiet
yMeters.unoccupied.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Anzahl der Zählpunkte mit Leerstand im eigenen Netzgebiet



yCables.house.ns	yCables.house.ns_FULL - yCables.house.ns_INVS	Stromkreislänge der Kabel-Hausanschlüsse
yCables.streetlight.ns	yCables.streetlight.ns_FULL - yCables.streetlight.ns_INVS	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungskabel
yCables.circuit.incl.streetlight.ns	yCables.circuit.ns + yCables.streetlight.ns	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel)
yLines.circuit.hoes	yLines.circuit.hoes_FULL - yLines.circuit.hoes_INVS	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs_FULL - yLines.circuit.hs_INVS	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.circuit.ms	yLines.circuit.ms_FULL - yLines.circuit.ms_INVS	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.circuit.ns	yLines.circuit.ns_FULL - yLines.circuit.ns_INVS	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.house.ns	yLines.house.ns_FULL - yLines.house.ns_INVS	Stromkreislänge der Freileitungs-Hausanschlüsse
yLines.streetlight.ns	yLines.streetlight.ns_FULL - yLines.streetlight.ns_INVS	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungsfreileitungen
yLines.circuit.incl.streetlight.ns	yLines.circuit.ns + yLines.streetlight.ns	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yNet.length.ns	yCables.circuit.ns + yLines.circuit.ns	Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yCables.circuit.tot	yCables.circuit.hoes + yCables.circuit.hs + yCables.circuit.ms + yCables.circuit.ns	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel)
yCables.circuit.incl.streetlight.tot	yCables.circuit.tot + yCables.streetlight.ns	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel)
yCables.circuit.all.tot	yCables.circuit.tot + yCables.streetlight.ns + yCables.house.ns	Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel)
yLines.circuit.tot	yLines.circuit.hoes + yLines.circuit.hs + yLines.circuit.ms + yLines.circuit.ns	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.circuit.incl.streetlight.tot	yLines.circuit.tot + yLines.streetlight.ns	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yLines.circuit.all.tot	yLines.circuit.tot + yLines.streetlight.ns + yLines.house.ns	Stromkreislänge Freileitung (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungsfreileitungen)
yNet.length.tot	yCables.circuit.tot + yLines.circuit.tot	Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yNet.length.incl.streetlight.tot	yCables.circuit.incl.streetlight.tot + yLines.circuit.incl.streetlight.tot	Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yNet.length.all.tot	yCables.circuit.all.tot + yLines.circuit.all.tot	Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
<b>Leitungsmasten</b>		
yTowers.hoes	yTowers.hoes_FULL - yTowers.hoes_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, mit Fremdnutzungsanteilen)
yTowers.hs	yTowers.hs_FULL - yTowers.hs_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, mit Fremdnutzungsanteilen)
yTowers.ms	yTowers.ms_FULL - yTowers.ms_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, mit Fremdnutzungsanteilen)
yTowers.ns	yTowers.ns_FULL - yTowers.ns_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, mit Fremdnutzungsanteilen)
yTowers.roof.ns	yTowers.roof.ns_FULL - yTowers.roof.ns_INVS	Anzahl der Dachständer
yTowers.own.hoes	yTowers.hoes_FULL*(1-yTowers.share.external.use.hoes/100) - yTowers.hoes_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
yTowers.own.hs	yTowers.hs_FULL*(1-yTowers.share.external.use.hs/100) - yTowers.hs_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
yTowers.own.ms	yTowers.ms_FULL*(1-yTowers.share.external.use.ms/100) - yTowers.ms_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
yTowers.own.ns	yTowers.ns_FULL*(1-yTowers.share.external.use.ns/100) - yTowers.ns_INVS	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
yTowers.own.tot	yTowers.own.hoes + yTowers.own.hs + yTowers.own.ms + yTowers.own.ns	Anzahl der Leitungsmasten (ohne Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
yTowers.own.incl.roof.tot	yTowers.own.hoes + yTowers.own.hs + yTowers.own.ms + yTowers.own.ns + yTowers.roof.ns	Anzahl der Leitungsmasten (mit Dachständer, ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Umspannstationen</b>		
ySubstations.hoes	ySubstations.hoes_FULL - ySubstations.hoes_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.hoes_hs	ySubstations.hoes_hs_FULL - ySubstations.hoes_hs_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.hs	ySubstations.hs_FULL - ySubstations.hs_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.hs_ms	ySubstations.hs_ms_FULL - ySubstations.hs_ms_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.ms	ySubstations.ms_FULL - ySubstations.ms_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.ms_ns	ySubstations.ms_ns_FULL - ySubstations.ms_ns_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.ns	ySubstations.ns_FULL - ySubstations.ns_INVS	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySubstations.own.hoes	ySubstations.hoes_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.hoes/100) - ySubstations.hoes_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.hoes_hs	ySubstations.hoes_hs_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.hoes_hs/100) - ySubstations.hoes_hs_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.hs	ySubstations.hs_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.hs/100) - ySubstations.hs_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.hs_ms	ySubstations.hs_ms_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.hs_ms/100) - ySubstations.hs_ms_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.ms	ySubstations.ms_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.ms/100) - ySubstations.ms_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.ms_ns	ySubstations.ms_ns_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.ms_ns/100) - ySubstations.ms_ns_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.ns	ySubstations.ns_FULL*(1-ySubstations.share.external.use.ns/100) - ySubstations.ns_INVS	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)
ySubstations.own.tot	sum(ySubstations.own.NWL)	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)





	$yTransformers.reserve.hs\_INVS$	
<b>yTransformers.reserve.own.hs_ms</b>	$yTransformers.reserve.hs\_ms\_FULL*(1-yTransformers.reserve.share.external.use.hs\_ms/100) - yTransformers.reserve.hs\_ms\_INVS$	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.reserve.own.ms</b>	$yTransformers.reserve.ms\_FULL*(1-yTransformers.reserve.share.external.use.ms/100) - yTransformers.reserve.ms\_INVS$	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.reserve.own.ms_ns</b>	$yTransformers.reserve.ms\_ns\_FULL*(1-yTransformers.reserve.share.external.use.ms\_ns/100) - yTransformers.reserve.ms\_ns\_INVS$	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.reserve.own.ns</b>	$yTransformers.reserve.ns\_FULL*(1-yTransformers.reserve.share.external.use.ns/100) - yTransformers.reserve.ns\_INVS$	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.hoes</b>	$yTransformers.ront.reserve.hoes\_FULL - yTransformers.ront.reserve.hoes\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.hoes_hs</b>	$yTransformers.ront.reserve.hoes\_hs\_FULL - yTransformers.ront.reserve.hoes\_hs\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.hs</b>	$yTransformers.ront.reserve.hs\_FULL - yTransformers.ront.reserve.hs\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.hs_ms</b>	$yTransformers.ront.reserve.hs\_ms\_FULL - yTransformers.ront.reserve.hs\_ms\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.ms</b>	$yTransformers.ront.reserve.ms\_FULL - yTransformers.ront.reserve.ms\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.ms_ns</b>	$yTransformers.ront.reserve.ms\_ns\_FULL - yTransformers.ront.reserve.ms\_ns\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.ns</b>	$yTransformers.ront.reserve.ns\_FULL - yTransformers.ront.reserve.ns\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.hoes</b>	$yTransformers.ront.reserve.hoes\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hoes/100) - yTransformers.ront.reserve.hoes\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.hoes_hs</b>	$yTransformers.ront.reserve.hoes\_hs\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hoes\_hs/100) - yTransformers.ront.reserve.hoes\_hs\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.hs</b>	$yTransformers.ront.reserve.hs\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hs/100) - yTransformers.ront.reserve.hs\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.hs_ms</b>	$yTransformers.ront.reserve.hs\_ms\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hs\_ms/100) - yTransformers.ront.reserve.hs\_ms\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.ms</b>	$yTransformers.ront.reserve.ms\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ms/100) - yTransformers.ront.reserve.ms\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.ms_ns</b>	$yTransformers.ront.reserve.ms\_ns\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ms\_ns/100) - yTransformers.ront.reserve.ms\_ns\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.ront.reserve.own.ns</b>	$yTransformers.ront.reserve.ns\_FULL*(1-yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ns/100) - yTransformers.ront.reserve.ns\_INVS$	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yTransformers.own.tot</b>	$sum(yTransformers.own.NWL)$	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Transformatoren - Leistung (Bemessungsscheinleistung)</b>		
<b>yPower.inst.hoes</b>	$yPower.inst.hoes\_FULL - yPower.inst.hoes\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.hoes_hs</b>	$yPower.inst.hoes\_hs\_FULL - yPower.inst.hoes\_hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.hs</b>	$yPower.inst.hs\_FULL - yPower.inst.hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.hs_ms</b>	$yPower.inst.hs\_ms\_FULL - yPower.inst.hs\_ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ms</b>	$yPower.inst.ms\_FULL - yPower.inst.ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ms_ns</b>	$yPower.inst.ms\_ns\_FULL - yPower.inst.ms\_ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ns</b>	$yPower.inst.ns\_FULL - yPower.inst.ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.own.hoes</b>	$yPower.inst.hoes\_FULL*(1-yPower.inst.share.external.use.hoes/100) - yPower.inst.hoes\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.own.hoes_hs</b>	$yPower.inst.hoes\_hs\_FULL*(1-yPower.inst.share.external.use.hoes\_hs/100) - yPower.inst.hoes\_hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.own.hs</b>	$yPower.inst.hs\_FULL*(1-yPower.inst.share.external.use.hs/100) - yPower.inst.hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.own.hs_ms</b>	$yPower.inst.hs\_ms\_FULL*(1-yPower.inst.share.external.use.hs\_ms/100) - yPower.inst.hs\_ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)



	$yPower.inst.reserve.ns\_INVS$	Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.hoes</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hoes\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.hoes\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.hoes_hs</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hoes\_hs\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.hoes\_hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.hs</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hs\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.hs_ms</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hs\_ms\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.hs\_ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.ms</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ms\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.ms_ns</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ms\_ns\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.ms\_ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.ns</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ns\_FULL - yPower.inst.ront.reserve.ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.hoes</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hoes\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hoes/100) - yPower.inst.ront.reserve.hoes\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.hoes_hs</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hoes\_hs\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hoes\_hs/100) - yPower.inst.ront.reserve.hoes\_hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.hs</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hs\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hs/100) - yPower.inst.ront.reserve.hs\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.hs_ms</b>	$yPower.inst.ront.reserve.hs\_ms\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hs\_ms/100) - yPower.inst.ront.reserve.hs\_ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.ms</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ms\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ms/100) - yPower.inst.ront.reserve.ms\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.ms_ns</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ms\_ns\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ms\_ns/100) - yPower.inst.ront.reserve.ms\_ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.ront.reserve.own.ns</b>	$yPower.inst.ront.reserve.ns\_FULL*(1-yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ns/100) - yPower.inst.ront.reserve.ns\_INVS$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>yPower.inst.own.tot</b>	$sum(yPower.inst.own.NWL)$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Schaltstationen und Kabelverteilerschränke</b>		
<b>ySwitchingstations.hoes</b>	$ySwitchingstations.hoes\_FULL - ySwitchingstations.hoes\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>ySwitchingstations.hs</b>	$ySwitchingstations.hs\_FULL - ySwitchingstations.hs\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>ySwitchingstations.ms</b>	$ySwitchingstations.ms\_FULL - ySwitchingstations.ms\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>ySwitchingstations.ns</b>	$ySwitchingstations.ns\_FULL - ySwitchingstations.ns\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (mit Fremdnutzungsanteilen)
<b>ySwitchingstations.own.hoes</b>	$ySwitchingstations.hoes\_FULL*(1-ySwitchingstations.share.external.use.hoes/100) - ySwitchingstations.hoes\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>ySwitchingstations.own.hs</b>	$ySwitchingstations.hs\_FULL*(1-ySwitchingstations.share.external.use.hs/100) - ySwitchingstations.hs\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>ySwitchingstations.own.ms</b>	$ySwitchingstations.ms\_FULL*(1-ySwitchingstations.share.external.use.ms/100) - ySwitchingstations.ms\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>ySwitchingstations.own.ns</b>	$ySwitchingstations.ns\_FULL*(1-ySwitchingstations.share.external.use.ns/100) - ySwitchingstations.ns\_INVS$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>ySwitchingstations.own.tot</b>	$ySwitchingstations.own.hoes + ySwitchingstations.own.hs + ySwitchingstations.own.ms + ySwitchingstations.own.ns$	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Dezentrale Erzeugung (für jeweils alle Spannungsebenen)</b>		
<b>yInstalledPower.hoes</b>	$yInstalledPower.hoes\_FULL - yInstalledPower.hoes\_INVS$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
<b>yInstalledPower.hoes_hs</b>	$yInstalledPower.hoes\_hs\_FULL - yInstalledPower.hoes\_hs\_INVS$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
<b>yInstalledPower.hs</b>	$yInstalledPower.hs\_FULL - yInstalledPower.hs\_INVS$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
<b>yInstalledPower.hs_ms</b>	$yInstalledPower.hs\_ms\_FULL - yInstalledPower.hs\_ms\_INVS$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
<b>yInstalledPower.ms</b>	$yInstalledPower.ms\_FULL - yInstalledPower.ms\_INVS$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen



yInstalledPower.other.ms	yInstalledPower.other.ms_FULL - yInstalledPower.other.ms_INV5	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.other.ms_ns	yInstalledPower.other.ms_ns_FULL - yInstalledPower.other.ms_ns_INV5	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.other.ms	yInstalledPower.other.ms_FULL - yInstalledPower.other.ms_INV5	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.hoes	yInstalledPower.renew.solar.hoes + yInstalledPower.renew.wind.hoes + yInstalledPower.renew.biomass.hoes + yInstalledPower.renew.hydro.hoes	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.hoes_hs	yInstalledPower.renew.solar.hoes_hs + yInstalledPower.renew.wind.hoes_hs + yInstalledPower.renew.biomass.hoes_hs + yInstalledPower.renew.hydro.hoes_hs	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.hs	yInstalledPower.renew.solar.hs + yInstalledPower.renew.wind.hs + yInstalledPower.renew.biomass.hs + yInstalledPower.renew.hydro.hs	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.hs_ms	yInstalledPower.renew.solar.hs_ms + yInstalledPower.renew.wind.hs_ms + yInstalledPower.renew.biomass.hs_ms + yInstalledPower.renew.hydro.hs_ms	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.ms	yInstalledPower.renew.solar.ms + yInstalledPower.renew.wind.ms + yInstalledPower.renew.biomass.ms + yInstalledPower.renew.hydro.ms	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.ms_ns	yInstalledPower.renew.solar.ms_ns + yInstalledPower.renew.wind.ms_ns + yInstalledPower.renew.biomass.ms_ns + yInstalledPower.renew.hydro.ms_ns	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew2.ns	yInstalledPower.renew.solar.ns + yInstalledPower.renew.wind.ns + yInstalledPower.renew.biomass.ns + yInstalledPower.renew.hydro.ns	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.tot	sum(yInstalledPower.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew.tot	sum(yInstalledPower.renew.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renew.solar.tot	sum(yInstalledPower.renew.solar.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInstalledPower.renew.wind.tot	sum(yInstalledPower.renew.wind.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInstalledPower.renew.biomass.tot	sum(yInstalledPower.renew.biomass.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInstalledPower.renew.hydro.tot	sum(yInstalledPower.renew.hydro.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInstalledPower.KWKG.tot	sum(yInstalledPower.KWKG.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.other.tot	sum(yInstalledPower.other.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.NE6to7.sum	yInstalledPower.ms_ns + yInstalledPower.ns	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 6-7)
yInstalledPower.NE4to7.sum	yInstalledPower.NE6to7.sum + yInstalledPower.hs_ms + yInstalledPower.ms	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 4-7)
yInstalledPower.NE3to7.sum	yInstalledPower.NE4to7.sum + yInstalledPower.hs	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 3-7, analog RP2)
yInstalledPower.NE2to7.sum	yInstalledPower.NE3to7.sum + yInstalledPower.hoes_hs	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 2-7)
<b>Einspeisung aus Erzeugung</b>		
yInjection.generation.hoes	yInjection.generation.hoes_FULL - yInjection.generation.hoes_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.hoes_hs	yInjection.generation.hoes_hs_FULL - yInjection.generation.hoes_hs_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.hs	yInjection.generation.hs_FULL - yInjection.generation.hs_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.hs_ms	yInjection.generation.hs_ms_FULL - yInjection.generation.hs_ms_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.ms	yInjection.generation.ms_FULL - yInjection.generation.ms_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.ms_ns	yInjection.generation.ms_ns_FULL - yInjection.generation.ms_ns_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.ns	yInjection.generation.ns_FULL - yInjection.generation.ns_INV5	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.hoes	yInjection.renew.hoes_FULL - yInjection.renew.hoes_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.hoes_hs	yInjection.renew.hoes_hs_FULL - yInjection.renew.hoes_hs_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.hs	yInjection.renew.hs_FULL - yInjection.renew.hs_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.hs_ms	yInjection.renew.hs_ms_FULL - yInjection.renew.hs_ms_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.ms	yInjection.renew.ms_FULL - yInjection.renew.ms_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.ms_ns	yInjection.renew.ms_ns_FULL - yInjection.renew.ms_ns_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.ns	yInjection.renew.ns_FULL - yInjection.renew.ns_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.solar.hoes	yInjection.renew.solar.hoes_FULL - yInjection.renew.solar.hoes_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.hoes_hs	yInjection.renew.solar.hoes_hs_FULL - yInjection.renew.solar.hoes_hs_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.hs	yInjection.renew.solar.hs_FULL - yInjection.renew.solar.hs_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.hs_ms	yInjection.renew.solar.hs_ms_FULL - yInjection.renew.solar.hs_ms_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.ms	yInjection.renew.solar.ms_FULL - yInjection.renew.solar.ms_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.ms_ns	yInjection.renew.solar.ms_ns_FULL - yInjection.renew.solar.ms_ns_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.solar.ns	yInjection.renew.solar.ns_FULL - yInjection.renew.solar.ns_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renew.wind.hoes	yInjection.renew.wind.hoes_FULL - yInjection.renew.wind.hoes_INV5	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie

yInjection.renew.wind.hoes_hs	yInjection.renew.wind.hoes_hs_FULL - yInjection.renew.wind.hoes_hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.wind.hs	yInjection.renew.wind.hs_FULL - yInjection.renew.wind.hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.wind.hs_ms	yInjection.renew.wind.hs_ms_FULL - yInjection.renew.wind.hs_ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.wind.ms	yInjection.renew.wind.ms_FULL - yInjection.renew.wind.ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.wind.ms_ns	yInjection.renew.wind.ms_ns_FULL - yInjection.renew.wind.ms_ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.wind.ns	yInjection.renew.wind.ns_FULL - yInjection.renew.wind.ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renew.biomass.hoes	yInjection.renew.biomass.hoes_FULL - yInjection.renew.biomass.hoes_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.hoes_hs	yInjection.renew.biomass.hoes_hs_FULL - yInjection.renew.biomass.hoes_hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.hs	yInjection.renew.biomass.hs_FULL - yInjection.renew.biomass.hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.hs_ms	yInjection.renew.biomass.hs_ms_FULL - yInjection.renew.biomass.hs_ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.ms	yInjection.renew.biomass.ms_FULL - yInjection.renew.biomass.ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.ms_ns	yInjection.renew.biomass.ms_ns_FULL - yInjection.renew.biomass.ms_ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.biomass.ns	yInjection.renew.biomass.ns_FULL - yInjection.renew.biomass.ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klär- gas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renew.hydro.hoes	yInjection.renew.hydro.hoes_FULL - yInjection.renew.hydro.hoes_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.hoes_hs	yInjection.renew.hydro.hoes_hs_FULL - yInjection.renew.hydro.hoes_hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.hs	yInjection.renew.hydro.hs_FULL - yInjection.renew.hydro.hs_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.hs_ms	yInjection.renew.hydro.hs_ms_FULL - yInjection.renew.hydro.hs_ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.ms	yInjection.renew.hydro.ms_FULL - yInjection.renew.hydro.ms_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.ms_ns	yInjection.renew.hydro.ms_ns_FULL - yInjection.renew.hydro.ms_ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renew.hydro.ns	yInjection.renew.hydro.ns_FULL - yInjection.renew.hydro.ns_INVS	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.KWKG.hoes	yInjection.KWKG.hoes_FULL - yInjection.KWKG.hoes_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.hoes_hs	yInjection.KWKG.hoes_hs_FULL - yInjection.KWKG.hoes_hs_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.hs	yInjection.KWKG.hs_FULL - yInjection.KWKG.hs_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.hs_ms	yInjection.KWKG.hs_ms_FULL - yInjection.KWKG.hs_ms_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.ms	yInjection.KWKG.ms_FULL - yInjection.KWKG.ms_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.ms_ns	yInjection.KWKG.ms_ns_FULL - yInjection.KWKG.ms_ns_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.ns	yInjection.KWKG.ns_FULL - yInjection.KWKG.ns_INVS	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.other.hoes	yInjection.other.hoes_FULL - yInjection.other.hoes_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.hoes_hs	yInjection.other.hoes_hs_FULL - yInjection.other.hoes_hs_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.hs	yInjection.other.hs_FULL - yInjection.other.hs_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.hs_ms	yInjection.other.hs_ms_FULL - yInjection.other.hs_ms_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.ms	yInjection.other.ms_FULL - yInjection.other.ms_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.ms_ns	yInjection.other.ms_ns_FULL - yInjection.other.ms_ns_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.ns	yInjection.other.ns_FULL - yInjection.other.ns_INVS	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.tot	sum(yInjection.generation.NWL)	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.renew.tot	sum(yInjection.renew.NWL)	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
<b>Einspeisung aus Kaskadierung</b>		
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene

yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Einspeisung aus Erzeugung und Rückspeisung aus nachgelagerter Umspannebene
yInjection.hoes	yInjection.hoes_FULL - yInjection.generation.hoes_INVS - yInjection.other.dso.hoes_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.hoes_hs	yInjection.hoes_hs_FULL - yInjection.upper.nets.hoes_hs_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs_INVS - yInjection.other.dso.hoes_hs_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.hs	yInjection.hs_FULL - yInjection.upper.nets.hs_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.hs_INVS - yInjection.other.dso.hs_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.hs_ms	yInjection.hs_ms_FULL - yInjection.upper.nets.hs_ms_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.hs_ms_INVS - yInjection.other.dso.hs_ms_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.ms	yInjection.ms_FULL - yInjection.upper.nets.ms_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.ms_INVS - yInjection.other.dso.ms_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.ms_ns	yInjection.ms_ns_FULL - yInjection.upper.nets.ms_ns_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns_INVS - yInjection.other.dso.ms_ns_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.ns	yInjection.ns_FULL - yInjection.upper.nets.ns_INVS - yInjection.upper.nets.other.dso.ns_INVS - yInjection2.other.dso.ns_INVS	Summe Einspeisung
yInjection.other.dso.hoes	yInjection.other.dso.hoes_FULL - yInjection.other.dso.hoes_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.hoes_hs	yInjection.other.dso.hoes_hs_FULL - yInjection.other.dso.hoes_hs_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.hs	yInjection.other.dso.hs_FULL - yInjection.other.dso.hs_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.hs_ms	yInjection.other.dso.hs_ms_FULL - yInjection.other.dso.hs_ms_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.ms	yInjection.other.dso.ms_FULL - yInjection.other.dso.ms_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.ms_ns	yInjection.other.dso.ms_ns_FULL - yInjection.other.dso.ms_ns_INVS	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.upper.nets.hoes_hs	yInjection.upper.nets.hoes_hs_FULL - yInjection.upper.nets.hoes_hs_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.hs	yInjection.upper.nets.hs_FULL - yInjection.upper.nets.hs_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.hs_ms	yInjection.upper.nets.hs_ms_FULL - yInjection.upper.nets.hs_ms_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.ms	yInjection.upper.nets.ms_FULL - yInjection.upper.nets.ms_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.ms_ns	yInjection.upper.nets.ms_ns_FULL - yInjection.upper.nets.ms_ns_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.ns	yInjection.upper.nets.ns_FULL - yInjection.upper.nets.ns_INVS	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs	yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs_FULL - yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs_INVS	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.upper.nets.other.dso.hs	yInjection.upper.nets.other.dso.hs_FULL - yInjection.upper.nets.other.dso.hs_INVS	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.upper.nets.other.dso.ms	yInjection.upper.nets.other.dso.ms_FULL - yInjection.upper.nets.other.dso.ms_INVS	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns	yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns_FULL - yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns_INVS	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.upper.nets.other.dso.ns	yInjection.upper.nets.other.dso.ns_FULL - yInjection.upper.nets.other.dso.ns_INVS	Einspeisung aus vorgelagerter Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.tot	sum(yInjection.NWL)	Summe Einspeisung
<b>Ausspeisung aus Kaskardierung</b>		
yEnergy.delivered.hoes	yEnergy.delivered.hoes_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_INVS - yEnergy.delivered.to.customers.hoes_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.hoes_hs	yEnergy.delivered.hoes_hs_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs_INVS - yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs_INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.hs	yEnergy.delivered.hs_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_INVS - yEnergy.delivered.to.customers.hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.hs_ms	yEnergy.delivered.hs_ms_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms_INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms_INVS - yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms_INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms_INVS	Summe Ausspeisung

yEnergy.delivered.ms	yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms__INVS yEnergy.delivered.ms_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ms__INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms__INVS - yEnergy.delivered.to.customers.ms__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms__INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.ms_ns	yEnergy.delivered.ms_ns_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns__INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns__INVS - yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns__INVS - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns__INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.ns	yEnergy.delivered.ns_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ns__INVS - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns__INVS - yEnergy.delivered.to.customers.ns__INVS	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.cus.and.lower.net.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ausspeisung an Letztverbraucher und in nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.customers.hoes	yEnergy.delivered.to.customers.hoes_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.hoes__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs	yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.hs	yEnergy.delivered.to.customers.hs_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.hs__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.ms	yEnergy.delivered.to.customers.ms_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.ms__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.ns	yEnergy.delivered.to.customers.ns_FULL - yEnergy.delivered.to.customers.ns__INVS	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Umspannebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns__INVS	Ausspeisung in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Umspannebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns_FULL - yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns__INVS	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_FULL -	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers



	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_INVS	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns_FULL - yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns_INVS	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes	yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs	yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs	yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms	yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms	yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns	yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.ns	yEnergy.recovered.from.higher.net.ns_FULL - yEnergy.recovered.from.higher.net.ns_INVS	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.losses.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.other.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.recovered.tot	sum(yEnergy.recovered.from.higher.net.NWL)	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.losses.tot	sum(yEnergy.losses.NWL)	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.delivered.tot	sum(yEnergy.delivered.NWL)	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.sum	yEnergy.delivered.hoes + yEnergy.delivered.hs + yEnergy.delivered.ms + yEnergy.delivered.ns	Summe Ausspeisung Spannungsebenen
<b>Last</b>		
yPeakload.hoes	yPeakload.hoes_FULL - yPeakload.hoes_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.hoes_hs	yPeakload.hoes_hs_FULL - yPeakload.hoes_hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.hs	yPeakload.hs_FULL - yPeakload.hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.hs_ms	yPeakload.hs_ms_FULL - yPeakload.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen

yPeakload.ms	yPeakload.ms_FULL - yPeakload.ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.ms_ns	yPeakload.ms_ns_FULL - yPeakload.ms_ns_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.ns	yPeakload.ns_FULL - yPeakload.ns_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.injection.hoes	yPeakload.injection.hoes_FULL - yPeakload.injection.hoes_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.hoes_hs	yPeakload.injection.hoes_hs_FULL - yPeakload.injection.hoes_hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.hs	yPeakload.injection.hs_FULL - yPeakload.injection.hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.hs_ms	yPeakload.injection.hs_ms_FULL - yPeakload.injection.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.ms	yPeakload.injection.ms_FULL - yPeakload.injection.ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.ms_ns	yPeakload.injection.ms_ns_FULL - yPeakload.injection.ms_ns_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.ns	yPeakload.injection.ns_FULL - yPeakload.injection.ns_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs	yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs_FULL - yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs_INVS	Höchste zeitungleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene
yPeakload.abs.nonsim.hs_ms	yPeakload.abs.nonsim.hs_ms_FULL - yPeakload.abs.nonsim.hs_ms_INVS	Höchste zeitungleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene
yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs	yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs_FULL - yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms	yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms_FULL - yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs	yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs_FULL - yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.sim.hs_ms	yPeakload.into.higher.sim.hs_ms_FULL - yPeakload.into.higher.sim.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs	yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs_FULL - yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms	yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms_FULL - yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.from.higher.sim.hs_ms	yPeakload.from.higher.sim.hs_ms_FULL - yPeakload.from.higher.sim.hs_ms_INVS	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.abs.sim.hoes_hs	yPeakload.abs.sim.hoes_hs_FULL - yPeakload.abs.sim.hoes_hs_INVS	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Belastung aller Stationen der Umspannebene
yPeakload.abs.sim.hs_ms	yPeakload.abs.sim.hs_ms_FULL - yPeakload.abs.sim.hs_ms_INVS	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Belastung aller Stationen der Umspannebene
yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs	(yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs_FULL - yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs_INVS)*-1	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms	(yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms_FULL - yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms_INVS)*-1	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns	(yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns_FULL - yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns_INVS)*-1	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.max	max(yPeakload.NWL)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.injection.max	max(yPeakload.injection.NWL)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.corr.hoes_hs	yPeakload.hoes_hs / (1-(yMeters.unoccupied.hs+yMeters.unoccupied.hoes_hs)/(yMeters.read.hs+yMeters.read.hoes_hs))	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
yPeakload.corr.hs_ms	yPeakload.hs_ms / (1-(yMeters.unoccupied.ms+yMeters.unoccupied.hs_ms)/(yMeters.read.ms+yMeters.read.hs_ms))	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
yPeakload.corr.ms_ns	yPeakload.ms_ns / (1-(yMeters.unoccupied.ns+yMeters.unoccupied.ms_ns)/(yMeters.read.ns+yMeters.read.ms_ns))	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
yPeakload.corr.max	max(yPeakload.corr.hoes_hs, yPeakload.corr.hs_ms, yPeakload.corr.ms_ns)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
yPeakload.abs.nonsim.sum	yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs + yPeakload.abs.nonsim.hs_ms	Höchste zeitungleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene
yPeakload.into.higher.nonsim.sum	yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs + yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.from.higher.nonsim.sum	yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs + yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.abs.sim.max	max(yPeakload.abs.sim.hoes_hs, yPeakload.abs.sim.hs_ms)	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Belastung aller Stationen der Umspannebene
yPeakload.into.higher.sim.max	max(yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs, yPeakload.into.higher.sim.hs_ms)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.sim.nett.max	max(yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs, yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms, yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.from.higher.sim.max	max(yPeakload.from.higher.sim.hoes_hs, yPeakload.from.higher.sim.hs_ms)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene

**Einspeisemanagement Massnahmen**

yIssues.number.own.tot	sum(yIssues.number.own.NWL)	Anzahl aller Einspeisemanagementmaßnahmen (Ursache im eigenen Netz)
yIssues.energy.lost.own.tot	sum(yIssues.energy.lost.own.NWL)	Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (Ursache im eigenen Netz)
<b>Fläche</b>		
yArea.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Angabe des Konzessionsgebiets (inkl. gemeindefreie Gebiete)
yArea.supplied.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Versorgte Fläche (= 11000 + 12000 + 16000 + 17000 + 18000 -18400 + 21000 + 22000 + 23000)
yArea.residential.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 11000 Wohnbaufläche
yArea.industry.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 12000 Industrie- und Gewerbefläche
yArea.mixed.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 16000 Fläche gemischter Nutzung
yArea.other.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 17000 Fläche besonderer funktionaler Prägung
yArea.sport.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 18000 Sport-, Freizeit- und Erholungsfläche
yArea.park.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 18400 Grünanlage
yArea.traffic.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 21000 Straßenverkehr
yArea.roads.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 22000 Weg
yArea.plaza.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Fläche 23000 Platz
yArea.supply.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Versorgung
yArea.supply.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Versorgung
yArea.supply.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Versorgung
yArea.network.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Netzausdehnung
yArea.network.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Netzausdehnung
yArea.network.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Geographische Fläche der Netzausdehnung
yArea.ag.s.sum	Ermittelt durch BNetzA	Flächenabdeckung gemäss Angabe der amtlichen Gemeindeflüssel (überschneidungsfreie Vereinigungsfläche)
<b>Diverse Eigenschaften der Netzbetreiber</b>		
zPowered.nets.level.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zPowered.nets.level.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betriebene Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres
zEast_West.hoes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zEast_West.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Belegenheit des Stromversorgungsnetzes am letzten Tag des Basisjahres
zResources.excl.transformer.hoes_hs	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen.
zResources.excl.transformer.hs_ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen.
zResources.excl.transformer.ms_ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen.
zNet.structure.radial.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Strahlennetz
zNet.structure.radial.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Strahlennetz
zNet.structure.ring.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ringnetz
zNet.structure.ring.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Ringnetz
zNet.structure.meshed.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Maschennetz
zNet.structure.meshed.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Maschennetz
zNet.structure.sum.ms	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Netzkomplexität in Summe
zNet.structure.sum.ns	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Netzkomplexität in Summe
zOther.Population	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	

zOther.GIS	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOther.Changes	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOther.Peakshaving	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOperator.Gas.storage	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiber einer Gasspeicheranlage
zOperator.Districtheating	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOperator.Sewer	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiber eines Abwassernetzes
zOperator.Water	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiber eines Wassernetzes
zOperator.Telecom	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOperator.Gas.network	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiber eines Gasnetzes
zOperator.Streetl	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	
zOperator.Multinets	Direkt aus Datenabfrage der BNetzA	Betreiber weiterer Netze
<b>Gebietseigenschaften</b>		
zSoil.BK456	$(BK\_VOR\_Aqkm\_4\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_5\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_6\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Bodenklassen 4,5,6 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.BK26	$(BK\_VOR\_Aqkm\_2\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_6\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Bodenklassen 2,6 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.BK0267	$(BK\_VOR\_Aqkm\_0\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_2\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_6\_01 + BK\_VOR\_Aqkm\_7\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Bodenklassen 0,2,6,7 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB567	$(GBK\_VOR\_Aqkm\_5\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_6\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_7\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Grabbarkeit 5,6,7 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB37	$(GBK\_VOR\_Aqkm\_3\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_7\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Grabbarkeit 3,7 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB0378	$(GBK\_VOR\_Aqkm\_0\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_3\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_7\_01 + GBK\_VOR\_Aqkm\_8\_01) / yArea.ags.sum * yCables.circuit.all.tot$	Grabbarkeit 0,3,7,8 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
<b>Input Netzbetreiber Zusatzdatenerhebung</b>		
yRelativeLowerPower.hs_ms	yInstalledPower.NE4to7.sum / yPeakload.hs_ms	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last
yRelativeLowerPower.ms_ns	yInstalledPower.NE6to7.sum / yPeakload.ms_ns	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last
yRelativeLowerPower.scaled.hs_ms	$yRelativeLowerPower.hs\_ms * (yCables.circuit.ms + yLines.circuit.ms + yCables.circuit.ns + yLines.circuit.ns)$	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last skaliert mit unterlagerter Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yRelativeLowerPower.scaled.ms_ns	$yRelativeLowerPower.ms\_ns * (yCables.circuit.ns + yLines.circuit.ns)$	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last skaliert mit unterlagerter Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yRelativeLowerPower.scaled.corr.hs_ms	if (yRelativeLowerPower.scaled.hs_ms = NA/Inf) then replace by yRelativeLowerPower.scaled.ms_ns	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last skaliert mit unterlagerter Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
<b>Neue Parameter dezentrale Erzeugung</b>		
yInjectionPoints.NE5to7.sum	yInjectionPoints.ms + yInjectionPoints.ms_ns + yInjectionPoints.ns	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInjectionPoints.dec.sum	$yInjectionPoints.NE5to7.sum + yInjectionPoints.renew.wind.hs + yInjectionPoints.renew.wind.hs\_ms + yInjectionPoints.renew.solar.hs + yInjectionPoints.renew.solar.hs\_ms$	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
yInstalledPower.NE5to7.sum	yInstalledPower.NE6to7.sum + yInstalledPower.ms	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInstalledPower.dec.sum	$yInstalledPower.NE5to7.sum + yInstalledPower.renew.solar.hs + yInstalledPower.renew.solar.hs\_ms + yInstalledPower.renew.wind.hs + yInstalledPower.renew.wind.hs\_ms$	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
yInjection.NE5to7.sum	yInjection.generation.ms + yInjection.generation.ms_ns + yInjection.generation.ns	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInjection.dec.sum	$yInjection.NE5to7.sum + yInjection.renew.wind.hs + yInjection.renew.wind.hs\_ms + yInjection.renew.solar.hs + yInjection.renew.solar.hs\_ms$	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
<b>Weitere Parameter</b>		
yArea.atkis.ms	Ermittelt durch BNetzA	ATKIS-Flächen
zDensity.connections	Ermittelt durch BNetzA	Dichtemass Anschlüsse
zDensity.meters	Ermittelt durch BNetzA	Dichtemass Zählpunkte
zDensity.addresses	Ermittelt durch BNetzA	Dichtemass Adressen
zOther.addresses	Ermittelt durch BNetzA	Anzahl Adressen
zSoil.aBK456	$BK\_VOR\_VG\_Aqkm\_4\_01 + BK\_VOR\_VG\_Aqkm\_5\_01 + BK\_VOR\_VG\_Aqkm\_6\_01$	AGS-Flächen Bodenklassen 4,5,6
zSoil.aBK26	$BK\_VOR\_VG\_Aqkm\_2\_01 + BK\_VOR\_VG\_Aqkm\_6\_01$	AGS-Flächen Bodenklassen 2,6

zSoil.aBK0267	BK_VOR_VG_Aqkm_0_01 + BK_VOR_VG_Aqkm_2_01 + BK_VOR_VG_Aqkm_6_01 + BK_VOR_VG_Aqkm_7_01)	AGS-Flächen Bodenklassen 0,2,6,7
zSoil.aGB567	GBK_VOR_VG_Aqkm_5_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_6_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_7_01)	AGS-Flächen Grabbarkeit 5,6,7
zSoil.aGB37	GBK_VOR_VG_Aqkm_3_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_7_01	AGS-Flächen Grabbarkeit 3,7
zSoil.aGB0378	GBK_VOR_VG_Aqkm_0_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_3_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_7_01 + GBK_VOR_VG_Aqkm_8_01	AGS-Flächen Grabbarkeit 0,3,7,8
<b>Weitere Aggregationen</b>		
yPeakload.um.max	max(yPeakload.hoes_hs, yPeakload.hs_ms, yPeakload.ms_ns)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen auf der Umspannebene
yNet.length.all.ns	yNet.length.ns + yCables.streetlight.ns + yCables.house.ns + yLines.streetlight.ns + yLines.house.ns	Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yNet.length.ms	yCables.circuit.ms + yLines.circuit.ms	Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen)
yCables.circuit.hshoes	yCables.circuit.hoes + yCables.circuit.hs	Stromkreislänge (Kabel)
yLines.circuit.hshoes	yLines.circuit.hoes + yLines.circuit.hs	Stromkreislänge (Freileitungen)
yInjectionPoints.renew.solar.tot	sum(yInjectionPoints.renew.solar.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen (Sonne)
yInjectionPoints.renew.wind.tot	sum(yInjectionPoints.renew.wind.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen (Wind)
zPowered.nets.level.tot	zPowered.nets.level.hoes + zPowered.nets.level.hoes_hs + zPowered.nets.level.hs + zPowered.nets.level.hs_ms + zPowered.nets.level.ms + zPowered.nets.level.ms_ns + zPowered.nets.level.ns	Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen am letzten Tag Basisjahres

Quelle: Eigene Darstellung

## II Variablenamen Erhebungsbogen

**Tabelle 33** bildet die Zuordnung der englischen Variablenamen zu den Feldern des Erhebungsbogens ab.

**Tabelle 33: Überführung Erhebungsbogen**

Variablenname	Nummer	Ebene	Adresse <sup>42</sup>
<b>Erhebungsbogen</b>			
<u>Eigenschaften Versorgungsnetz</u>			
zPowered.nets.level.hoes	2.1	HöS	F61
zPowered.nets.level.hoes_hs	2.1	HöS/HS	H61
zPowered.nets.level.hs	2.1	HS	J61
zPowered.nets.level.hs_ms	2.1	HS/MS	L61
zPowered.nets.level.ms	2.1	MS	N61
zPowered.nets.level.ms_ns	2.1	MS/NS	P61
zPowered.nets.level.ns	2.1	NS	R61
zEast_West.hoes	2.2	HöS	F65
zEast_West.hoes_hs	2.2	HöS/HS	H65
zEast_West.hs	2.2	HS	J65
zEast_West.hs_ms	2.2	HS/MS	L65
zEast_West.ms	2.2	MS	N65
zEast_West.ms_ns	2.2	MS/NS	P65
zEast_West.ns	2.2	NS	R65
zResources.excl.transformer.hoes_hs	2.3	HöS/HS	H69
zResources.excl.transformer.hs_ms	2.3	HS/MS	L69
zResources.excl.transformer.ms_ns	2.3	MS/NS	P69
<u>Anzahl von Anschlusspunkten am letzten Tag des Basisjahres</u>			
yConnections.cus.hoes__FULL	2.4.1	HöS	F73
yConnections.cus.hoes_hs__FULL	2.4.1	HöS/HS	H73
yConnections.cus.hs__FULL	2.4.1	HS	J73
yConnections.cus.hs_ms__FULL	2.4.1	HS/MS	L73
yConnections.cus.ms__FULL	2.4.1	MS	N73
yConnections.cus.ms_ns__FULL	2.4.1	MS/NS	P73
yConnections.cus.ns__FULL	2.4.1	NS	R73
yConnections.cus.hoes__INVS	2.4.2	HöS	F74
yConnections.cus.hoes_hs__INVS	2.4.2	HöS/HS	H74
yConnections.cus.hs__INVS	2.4.2	HS	J74
yConnections.cus.hs_ms__INVS	2.4.2	HS/MS	L74
yConnections.cus.ms__INVS	2.4.2	MS	N74
yConnections.cus.ms_ns__INVS	2.4.2	MS/NS	P74

<sup>42</sup> Zelladresse im Erhebungsbogen bzw. Zusatzerhebungsbogen (Reiter Unternehmensdaten).

yConnections.cus.ns__INVS	2.4.2	NS	R74
yConnections.other.dso.lower.hoes__FULL	2.4.3	HöS	F75
yConnections.other.dso.lower.hoes_hs__FULL	2.4.3	HöS/HS	H75
yConnections.other.dso.lower.hs__FULL	2.4.3	HS	J75
yConnections.other.dso.lower.hs_ms__FULL	2.4.3	HS/MS	L75
yConnections.other.dso.lower.ms__FULL	2.4.3	MS	N75
yConnections.other.dso.lower.ms_ns__FULL	2.4.3	MS/NS	P75
yConnections.other.dso.lower.ns__FULL	2.4.3	NS	R75
yConnections.other.dso.lower.hoes__INVS	2.4.4	HöS	F76
yConnections.other.dso.lower.hoes_hs__INVS	2.4.4	HöS/HS	H76
yConnections.other.dso.lower.hs__INVS	2.4.4	HS	J76
yConnections.other.dso.lower.hs_ms__INVS	2.4.4	HS/MS	L76
yConnections.other.dso.lower.ms__INVS	2.4.4	MS	N76
yConnections.other.dso.lower.ms_ns__INVS	2.4.4	MS/NS	P76
yConnections.other.dso.lower.ns__INVS	2.4.4	NS	R76
yConnections.other.dso.same.hoes__FULL	2.4.5	HöS	F77
yConnections.other.dso.same.hoes_hs__FULL	2.4.5	HöS/HS	H77
yConnections.other.dso.same.hs__FULL	2.4.5	HS	J77
yConnections.other.dso.same.hs_ms__FULL	2.4.5	HS/MS	L77
yConnections.other.dso.same.ms__FULL	2.4.5	MS	N77
yConnections.other.dso.same.ms_ns__FULL	2.4.5	MS/NS	P77
yConnections.other.dso.same.ns__FULL	2.4.5	NS	R77
yConnections.other.dso.same.hoes__INVS	2.4.6	HöS	F78
yConnections.other.dso.same.hoes_hs__INVS	2.4.6	HöS/HS	H78
yConnections.other.dso.same.hs__INVS	2.4.6	HS	J78
yConnections.other.dso.same.hs_ms__INVS	2.4.6	HS/MS	L78
yConnections.other.dso.same.ms__INVS	2.4.6	MS	N78
yConnections.other.dso.same.ms_ns__INVS	2.4.6	MS/NS	P78
yConnections.other.dso.same.ns__INVS	2.4.6	NS	R78
yConnections.own.lower.hoes__FULL	2.4.7	HöS	F79
yConnections.own.lower.hoes_hs__FULL	2.4.7	HöS/HS	H79
yConnections.own.lower.hs__FULL	2.4.7	HS	J79
yConnections.own.lower.hs_ms__FULL	2.4.7	HS/MS	L79
yConnections.own.lower.ms__FULL	2.4.7	MS	N79
yConnections.own.lower.ms_ns__FULL	2.4.7	MS/NS	P79
yConnections.own.lower.ns__FULL	2.4.7	NS	R79
yConnections.own.lower.hoes__INVS	2.4.8	HöS	F80
yConnections.own.lower.hoes_hs__INVS	2.4.8	HöS/HS	H80
yConnections.own.lower.hs__INVS	2.4.8	HS	J80
yConnections.own.lower.hs_ms__INVS	2.4.8	HS/MS	L80
yConnections.own.lower.ms__INVS	2.4.8	MS	N80
yConnections.own.lower.ms_ns__INVS	2.4.8	MS/NS	P80
yConnections.own.lower.ns__INVS	2.4.8	NS	R80
yConnections.streetlights.dir.ns__FULL	2.4.9	NS	R81

yConnections.streetlights.dir.ns__INVS	2.4.10	NS	R82
yConnections.streetlights.indir.ns__FULL	2.4.11	NS	R83
yConnections.streetlights.indir.ns__INVS	2.4.12	NS	R84
yConnections.streetlights.var3.ms_ns__FULL	2.4.13	MS/NS	P85
yConnections.streetlights.var3.ms_ns__INVS	2.4.14	MS/NS	P86
<u>Anzahl der Zählpunkte am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.5		C88
yMeters.read.hoes__FULL	2.5.1	HöS	F90
yMeters.read.hoes_hs__FULL	2.5.1	HöS/HS	H90
yMeters.read.hs__FULL	2.5.1	HS	J90
yMeters.read.hs_ms__FULL	2.5.1	HS/MS	L90
yMeters.read.ms__FULL	2.5.1	MS	N90
yMeters.read.ms_ns__FULL	2.5.1	MS/NS	P90
yMeters.read.ns__FULL	2.5.1	NS	R90
yMeters.flatrate2.hoes	2.5.2	HöS	F91
yMeters.flatrate2.hoes_hs	2.5.2	HöS/HS	H91
yMeters.flatrate2.hs	2.5.2	HS	J91
yMeters.flatrate2.hs_ms	2.5.2	HS/MS	L91
yMeters.flatrate2.ms	2.5.2	MS	N91
yMeters.flatrate2.ms_ns	2.5.2	MS/NS	P91
yMeters.flatrate2.ns	2.5.2	NS	R91
yMeters.unoccupied.hoes	2.5.3	HöS	F92
yMeters.unoccupied.hoes_hs	2.5.3	HöS/HS	H92
yMeters.unoccupied.hs	2.5.3	HS	J92
yMeters.unoccupied.hs_ms	2.5.3	HS/MS	L92
yMeters.unoccupied.ms	2.5.3	MS	N92
yMeters.unoccupied.ms_ns	2.5.3	MS/NS	P92
yMeters.unoccupied.ns	2.5.3	NS	R92
yMeters.read.op.hoes__FULL	2.5.4	HöS	F93
yMeters.read.op.hoes_hs__FULL	2.5.4	HöS/HS	H93
yMeters.read.op.hs__FULL	2.5.4	HS	J93
yMeters.read.op.hs_ms__FULL	2.5.4	HS/MS	L93
yMeters.read.op.ms__FULL	2.5.4	MS	N93
yMeters.read.op.ms_ns__FULL	2.5.4	MS/NS	P93
yMeters.read.op.ns__FULL	2.5.4	NS	R93
yMeters.read.op.hoes__INVS	2.5.5	HöS	F94
yMeters.read.op.hoes_hs__INVS	2.5.5	HöS/HS	H94
yMeters.read.op.hs__INVS	2.5.5	HS	J94
yMeters.read.op.hs_ms__INVS	2.5.5	HS/MS	L94
yMeters.read.op.ms__INVS	2.5.5	MS	N94
yMeters.read.op.ms_ns__INVS	2.5.5	MS/NS	P94
yMeters.read.op.ns__INVS	2.5.5	NS	R94
yMeters.flatrate.op.hoes	2.5.6	HöS	F95
yMeters.flatrate.op.hoes_hs	2.5.6	HöS/HS	H95
yMeters.flatrate.op.hs	2.5.6	HS	J95



yMeters.flatrate.op.hs_ms	2.5.6	HS/MS	L95
yMeters.flatrate.op.ms	2.5.6	MS	N95
yMeters.flatrate.op.ms_ns	2.5.6	MS/NS	P95
yMeters.flatrate.op.ns	2.5.6	NS	R95
yMeters.read.ext.hoes	2.5.7	HöS	F96
yMeters.read.ext.hoes_hs	2.5.7	HöS/HS	H96
yMeters.read.ext.hs	2.5.7	HS	J96
yMeters.read.ext.hs_ms	2.5.7	HS/MS	L96
yMeters.read.ext.ms	2.5.7	MS	N96
yMeters.read.ext.ms_ns	2.5.7	MS/NS	P96
yMeters.read.ext.ns	2.5.7	NS	R96
yMeters.flatrate.ext.hoes	2.5.8	HöS	F97
yMeters.flatrate.ext.hoes_hs	2.5.8	HöS/HS	H97
yMeters.flatrate.ext.hs	2.5.8	HS	J97
yMeters.flatrate.ext.hs_ms	2.5.8	HS/MS	L97
yMeters.flatrate.ext.ms	2.5.8	MS	N97
yMeters.flatrate.ext.ms_ns	2.5.8	MS/NS	P97
yMeters.flatrate.ext.ns	2.5.8	NS	R97
<u>Stromkreislänge am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.6		C99
yCables.circuit.hoes__FULL	2.6.1	HöS	F101
yCables.circuit.hs__FULL	2.6.1	HS	J101
yCables.circuit.ms__FULL	2.6.1	MS	N101
yCables.circuit.ns__FULL	2.6.1	NS	R101
yCables.circuit.hoes__INVS	2.6.2	HöS	F102
yCables.circuit.hs__INVS	2.6.2	HS	J102
yCables.circuit.ms__INVS	2.6.2	MS	N102
yCables.circuit.ns__INVS	2.6.2	NS	R102
yCables.house.ns__FULL	2.6.3	NS	R103
yCables.house.ns__INVS	2.6.4	NS	R104
yCables.streetlight.ns__FULL	2.6.5	NS	R105
yCables.streetlight.ns__INVS	2.6.6	NS	R106
yLines.circuit.hoes__FULL	2.6.7	HöS	F107
yLines.circuit.hs__FULL	2.6.7	HS	J107
yLines.circuit.ms__FULL	2.6.7	MS	N107
yLines.circuit.ns__FULL	2.6.7	NS	R107
yLines.circuit.hoes__INVS	2.6.8	HöS	F108
yLines.circuit.hs__INVS	2.6.8	HS	J108
yLines.circuit.ms__INVS	2.6.8	MS	N108
yLines.circuit.ns__INVS	2.6.8	NS	R108
yLines.house.ns__FULL	2.6.9	NS	R109
yLines.house.ns__INVS	2.6.10	NS	R110
yLines.streetlight.ns__FULL	2.6.11	NS	R111
yLines.streetlight.ns__INVS	2.6.12	NS	R112
<u>Netzkomplexität</u>	2.7		C115

zNet.structure.radial.ms	2.7.1	MS	N117
zNet.structure.radial.ns	2.7.1	NS	R117
zNet.structure.ring.ms	2.7.2	MS	N118
zNet.structure.ring.ns	2.7.2	NS	R118
zNet.structure.meshed.ms	2.7.3	MS	N119
zNet.structure.meshed.ns	2.7.3	NS	R119
zNet.structure.sum.ms	2.7.4	MS	N120
zNet.structure.sum.ns	2.7.4	NS	R120
<u>Leitungsmasten am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.8		C122
yTowers.hoes__FULL	2.8.1	HöS	F124
yTowers.hs__FULL	2.8.1	HS	J124
yTowers.ms__FULL	2.8.1	MS	N124
yTowers.ns__FULL	2.8.1	NS	R124
yTowers.share.external.use.hoes	2.8.2	HöS	F125
yTowers.share.external.use.hs	2.8.2	HS	J125
yTowers.share.external.use.ms	2.8.2	MS	N125
yTowers.share.external.use.ns	2.8.2	NS	R125
yTowers.hoes__INVS	2.8.3	HöS	F126
yTowers.hs__INVS	2.8.3	HS	J126
yTowers.ms__INVS	2.8.3	MS	N126
yTowers.ns__INVS	2.8.3	NS	R126
yTowers.roof.ns__FULL	2.8.4	NS	R127
yTowers.roof.ns__INVS	2.8.5	NS	R128
<u>Umspannstationen am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.9		C130
ySubstations.hoes__FULL	2.9.1	HöS	F132
ySubstations.hoes_hs__FULL	2.9.1	HöS/HS	H132
ySubstations.hs__FULL	2.9.1	HS	J132
ySubstations.hs_ms__FULL	2.9.1	HS/MS	L132
ySubstations.ms__FULL	2.9.1	MS	N132
ySubstations.ms_ns__FULL	2.9.1	MS/NS	P132
ySubstations.ns__FULL	2.9.1	NS	R132
ySubstations.share.external.use.hoes	2.9.2	HöS	F133
ySubstations.share.external.use.hoes_hs	2.9.2	HöS/HS	H133
ySubstations.share.external.use.hs	2.9.2	HS	J133
ySubstations.share.external.use.hs_ms	2.9.2	HS/MS	L133
ySubstations.share.external.use.ms	2.9.2	MS	N133
ySubstations.share.external.use.ms_ns	2.9.2	MS/NS	P133
ySubstations.share.external.use.ns	2.9.2	NS	R133
ySubstations.hoes__INVS	2.9.3	HöS	F134
ySubstations.hoes_hs__INVS	2.9.3	HöS/HS	H134
ySubstations.hs__INVS	2.9.3	HS	J134
ySubstations.hs_ms__INVS	2.9.3	HS/MS	L134
ySubstations.ms__INVS	2.9.3	MS	N134
ySubstations.ms_ns__INVS	2.9.3	MS/NS	P134

ySubstations.ns__INVS	2.9.3	NS	R134
<u>Transformatoren am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.10		C136
yTransformers.hoes__FULL	2.10.1	HöS	F138
yTransformers.hoes_hs__FULL	2.10.1	HöS/HS	H138
yTransformers.hs__FULL	2.10.1	HS	J138
yTransformers.hs_ms__FULL	2.10.1	HS/MS	L138
yTransformers.ms__FULL	2.10.1	MS	N138
yTransformers.ms_ns__FULL	2.10.1	MS/NS	P138
yTransformers.ns__FULL	2.10.1	NS	R138
yTransformers.share.external.use.hoes	2.10.2	HöS	F139
yTransformers.share.external.use.hoes_hs	2.10.2	HöS/HS	H139
yTransformers.share.external.use.hs	2.10.2	HS	J139
yTransformers.share.external.use.hs_ms	2.10.2	HS/MS	L139
yTransformers.share.external.use.ms	2.10.2	MS	N139
yTransformers.share.external.use.ms_ns	2.10.2	MS/NS	P139
yTransformers.share.external.use.ns	2.10.2	NS	R139
yTransformers.hoes__INVS	2.10.3	HöS	F140
yTransformers.hoes_hs__INVS	2.10.3	HöS/HS	H140
yTransformers.hs__INVS	2.10.3	HS	J140
yTransformers.hs_ms__INVS	2.10.3	HS/MS	L140
yTransformers.ms__INVS	2.10.3	MS	N140
yTransformers.ms_ns__INVS	2.10.3	MS/NS	P140
yTransformers.ns__INVS	2.10.3	NS	R140
yTransformers.ront.hoes__FULL	2.10.4	HöS	F141
yTransformers.ront.hoes_hs__FULL	2.10.4	HöS/HS	H141
yTransformers.ront.hs__FULL	2.10.4	HS	J141
yTransformers.ront.hs_ms__FULL	2.10.4	HS/MS	L141
yTransformers.ront.ms__FULL	2.10.4	MS	N141
yTransformers.ront.ms_ns__FULL	2.10.4	MS/NS	P141
yTransformers.ront.ns__FULL	2.10.4	NS	R141
yTransformers.ront.share.external.use.hoes	2.10.5	HöS	F142
yTransformers.ront.share.external.use.hoes_hs	2.10.5	HöS/HS	H142
yTransformers.ront.share.external.use.hs	2.10.5	HS	J142
yTransformers.ront.share.external.use.hs_ms	2.10.5	HS/MS	L142
yTransformers.ront.share.external.use.ms	2.10.5	MS	N142
yTransformers.ront.share.external.use.ms_ns	2.10.5	MS/NS	P142
yTransformers.ront.share.external.use.ns	2.10.5	NS	R142
yTransformers.ront.hoes__INVS	2.10.6	HöS	F143
yTransformers.ront.hoes_hs__INVS	2.10.6	HöS/HS	H143
yTransformers.ront.hs__INVS	2.10.6	HS	J143
yTransformers.ront.hs_ms__INVS	2.10.6	HS/MS	L143
yTransformers.ront.ms__INVS	2.10.6	MS	N143
yTransformers.ront.ms_ns__INVS	2.10.6	MS/NS	P143
yTransformers.ront.ns__INVS	2.10.6	NS	R143

yTransformers.reserve.hoes__FULL	2.10.7	HöS	F144
yTransformers.reserve.hoes_hs__FULL	2.10.7	HöS/HS	H144
yTransformers.reserve.hs__FULL	2.10.7	HS	J144
yTransformers.reserve.hs_ms__FULL	2.10.7	HS/MS	L144
yTransformers.reserve.ms__FULL	2.10.7	MS	N144
yTransformers.reserve.ms_ns__FULL	2.10.7	MS/NS	P144
yTransformers.reserve.ns__FULL	2.10.7	NS	R144
yTransformers.reserve.share.external.use.hoes	2.10.8	HöS	F145
yTransformers.reserve.share.external.use.hoes_hs	2.10.8	HöS/HS	H145
yTransformers.reserve.share.external.use.hs	2.10.8	HS	J145
yTransformers.reserve.share.external.use.hs_ms	2.10.8	HS/MS	L145
yTransformers.reserve.share.external.use.ms	2.10.8	MS	N145
yTransformers.reserve.share.external.use.ms_ns	2.10.8	MS/NS	P145
yTransformers.reserve.share.external.use.ns	2.10.8	NS	R145
yTransformers.reserve.hoes__INVS	2.10.9	HöS	F146
yTransformers.reserve.hoes_hs__INVS	2.10.9	HöS/HS	H146
yTransformers.reserve.hs__INVS	2.10.9	HS	J146
yTransformers.reserve.hs_ms__INVS	2.10.9	HS/MS	L146
yTransformers.reserve.ms__INVS	2.10.9	MS	N146
yTransformers.reserve.ms_ns__INVS	2.10.9	MS/NS	P146
yTransformers.reserve.ns__INVS	2.10.9	NS	R146
yTransformers.ront.reserve.hoes__FULL	2.10.10	HöS	F147
yTransformers.ront.reserve.hoes_hs__FULL	2.10.10	HöS/HS	H147
yTransformers.ront.reserve.hs__FULL	2.10.10	HS	J147
yTransformers.ront.reserve.hs_ms__FULL	2.10.10	HS/MS	L147
yTransformers.ront.reserve.ms__FULL	2.10.10	MS	N147
yTransformers.ront.reserve.ms_ns__FULL	2.10.10	MS/NS	P147
yTransformers.ront.reserve.ns__FULL	2.10.10	NS	R147
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hoes	2.10.11	HöS	F148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hoes_hs	2.10.11	HöS/HS	H148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hs	2.10.11	HS	J148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.hs_ms	2.10.11	HS/MS	L148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ms	2.10.11	MS	N148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ms_ns	2.10.11	MS/NS	P148
yTransformers.ront.reserve.share.external.use.ns	2.10.11	NS	R148
yTransformers.ront.reserve.hoes__INVS	2.10.12	HöS	F149
yTransformers.ront.reserve.hoes_hs__INVS	2.10.12	HöS/HS	H149
yTransformers.ront.reserve.hs__INVS	2.10.12	HS	J149
yTransformers.ront.reserve.hs_ms__INVS	2.10.12	HS/MS	L149
yTransformers.ront.reserve.ms__INVS	2.10.12	MS	N149
yTransformers.ront.reserve.ms_ns__INVS	2.10.12	MS/NS	P149
yTransformers.ront.reserve.ns__INVS	2.10.12	NS	R149
<u>Installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren</u>	2.11		C151
yPower.inst.hoes__FULL	2.11.1	HöS	F153

yPower.inst.hoes_hs_FULL	2.11.1	HöS/HS	H153
yPower.inst.hs_FULL	2.11.1	HS	J153
yPower.inst.hs_ms_FULL	2.11.1	HS/MS	L153
yPower.inst.ms_FULL	2.11.1	MS	N153
yPower.inst.ms_ns_FULL	2.11.1	MS/NS	P153
yPower.inst.ns_FULL	2.11.1	NS	R153
yPower.inst.share.external.use.hoes	2.11.2	HöS	F154
yPower.inst.share.external.use.hoes_hs	2.11.2	HöS/HS	H154
yPower.inst.share.external.use.hs	2.11.2	HS	J154
yPower.inst.share.external.use.hs_ms	2.11.2	HS/MS	L154
yPower.inst.share.external.use.ms	2.11.2	MS	N154
yPower.inst.share.external.use.ms_ns	2.11.2	MS/NS	P154
yPower.inst.share.external.use.ns	2.11.2	NS	R154
yPower.inst.hoes_INVS	2.11.3	HöS	F155
yPower.inst.hoes_hs_INVS	2.11.3	HöS/HS	H155
yPower.inst.hs_INVS	2.11.3	HS	J155
yPower.inst.hs_ms_INVS	2.11.3	HS/MS	L155
yPower.inst.ms_INVS	2.11.3	MS	N155
yPower.inst.ms_ns_INVS	2.11.3	MS/NS	P155
yPower.inst.ns_INVS	2.11.3	NS	R155
yPower.inst.ront.hoes_FULL	2.11.4	HöS	F156
yPower.inst.ront.hoes_hs_FULL	2.11.4	HöS/HS	H156
yPower.inst.ront.hs_FULL	2.11.4	HS	J156
yPower.inst.ront.hs_ms_FULL	2.11.4	HS/MS	L156
yPower.inst.ront.ms_FULL	2.11.4	MS	N156
yPower.inst.ront.ms_ns_FULL	2.11.4	MS/NS	P156
yPower.inst.ront.ns_FULL	2.11.4	NS	R156
yPower.inst.ront.share.external.use.hoes	2.11.5	HöS	F157
yPower.inst.ront.share.external.use.hoes_hs	2.11.5	HöS/HS	H157
yPower.inst.ront.share.external.use.hs	2.11.5	HS	J157
yPower.inst.ront.share.external.use.hs_ms	2.11.5	HS/MS	L157
yPower.inst.ront.share.external.use.ms	2.11.5	MS	N157
yPower.inst.ront.share.external.use.ms_ns	2.11.5	MS/NS	P157
yPower.inst.ront.share.external.use.ns	2.11.5	NS	R157
yPower.inst.ront.hoes_INVS	2.11.6	HöS	F158
yPower.inst.ront.hoes_hs_INVS	2.11.6	HöS/HS	H158
yPower.inst.ront.hs_INVS	2.11.6	HS	J158
yPower.inst.ront.hs_ms_INVS	2.11.6	HS/MS	L158
yPower.inst.ront.ms_INVS	2.11.6	MS	N158
yPower.inst.ront.ms_ns_INVS	2.11.6	MS/NS	P158
yPower.inst.ront.ns_INVS	2.11.6	NS	R158
yPower.inst.reserve.hoes_FULL	2.11.7	HöS	F159
yPower.inst.reserve.hoes_hs_FULL	2.11.7	HöS/HS	H159
yPower.inst.reserve.hs_FULL	2.11.7	HS	J159

yPower.inst.reserve.hs_ms_FULL	2.11.7	HS/MS	L159
yPower.inst.reserve.ms_FULL	2.11.7	MS	N159
yPower.inst.reserve.ms_ns_FULL	2.11.7	MS/NS	P159
yPower.inst.reserve.ns_FULL	2.11.7	NS	R159
yPower.inst.reserve.share.external.use.hoes	2.11.8	Hös	F160
yPower.inst.reserve.share.external.use.hoes_hs	2.11.8	Hös/HS	H160
yPower.inst.reserve.share.external.use.hs	2.11.8	HS	J160
yPower.inst.reserve.share.external.use.hs_ms	2.11.8	HS/MS	L160
yPower.inst.reserve.share.external.use.ms	2.11.8	MS	N160
yPower.inst.reserve.share.external.use.ms_ns	2.11.8	MS/NS	P160
yPower.inst.reserve.share.external.use.ns	2.11.8	NS	R160
yPower.inst.reserve.hoes_INVS	2.11.9	Hös	F161
yPower.inst.reserve.hoes_hs_INVS	2.11.9	Hös/HS	H161
yPower.inst.reserve.hs_INVS	2.11.9	HS	J161
yPower.inst.reserve.hs_ms_INVS	2.11.9	HS/MS	L161
yPower.inst.reserve.ms_INVS	2.11.9	MS	N161
yPower.inst.reserve.ms_ns_INVS	2.11.9	MS/NS	P161
yPower.inst.reserve.ns_INVS	2.11.9	NS	R161
yPower.inst.ront.reserve.hoes_FULL	2.11.10	Hös	F162
yPower.inst.ront.reserve.hoes_hs_FULL	2.11.10	Hös/HS	H162
yPower.inst.ront.reserve.hs_FULL	2.11.10	HS	J162
yPower.inst.ront.reserve.hs_ms_FULL	2.11.10	HS/MS	L162
yPower.inst.ront.reserve.ms_FULL	2.11.10	MS	N162
yPower.inst.ront.reserve.ms_ns_FULL	2.11.10	MS/NS	P162
yPower.inst.ront.reserve.ns_FULL	2.11.10	NS	R162
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hoes	2.11.11	Hös	F163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hoes_hs	2.11.11	Hös/HS	H163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hs	2.11.11	HS	J163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.hs_ms	2.11.11	HS/MS	L163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ms	2.11.11	MS	N163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ms_ns	2.11.11	MS/NS	P163
yPower.inst.ront.reserve.share.external.use.ns	2.11.11	NS	R163
yPower.inst.ront.reserve.hoes_INVS	2.11.12	Hös	F164
yPower.inst.ront.reserve.hoes_hs_INVS	2.11.12	Hös/HS	H164
yPower.inst.ront.reserve.hs_INVS	2.11.12	HS	J164
yPower.inst.ront.reserve.hs_ms_INVS	2.11.12	HS/MS	L164
yPower.inst.ront.reserve.ms_INVS	2.11.12	MS	N164
yPower.inst.ront.reserve.ms_ns_INVS	2.11.12	MS/NS	P164
yPower.inst.ront.reserve.ns_INVS	2.11.12	NS	R164
<u>Schaltstationen am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.12		C166
ySwitchingstations.hoes_FULL	2.12.1	Hös	F168
ySwitchingstations.hs_FULL	2.12.1	HS	J168
ySwitchingstations.ms_FULL	2.12.1	MS	N168
ySwitchingstations.ns_FULL	2.12.1	NS	R168

ySwitchingstations.share.external.use.hoes	2.12.2	HöS	F169
ySwitchingstations.share.external.use.hs	2.12.2	HS	J169
ySwitchingstations.share.external.use.ms	2.12.2	MS	N169
ySwitchingstations.share.external.use.ns	2.12.2	NS	R169
ySwitchingstations.hoes__INVS	2.12.3	HöS	F170
ySwitchingstations.hs__INVS	2.12.3	HS	J170
ySwitchingstations.ms__INVS	2.12.3	MS	N170
ySwitchingstations.ns__INVS	2.12.3	NS	R170
<u>Einspeisepunkte am letzten Tag des Basisjahres</u>	2.13		C172
yInjectionPoints.hoes__FULL	2.13.1	HöS	F174
yInjectionPoints.hoes_hs__FULL	2.13.1	HöS/HS	H174
yInjectionPoints.hs__FULL	2.13.1	HS	J174
yInjectionPoints.hs_ms__FULL	2.13.1	HS/MS	L174
yInjectionPoints.ms__FULL	2.13.1	MS	N174
yInjectionPoints.ms_ns__FULL	2.13.1	MS/NS	P174
yInjectionPoints.ns__FULL	2.13.1	NS	R174
yInjectionPoints.hoes__INVS	2.13.2	HöS	F175
yInjectionPoints.hoes_hs__INVS	2.13.2	HöS/HS	H175
yInjectionPoints.hs__INVS	2.13.2	HS	J175
yInjectionPoints.hs_ms__INVS	2.13.2	HS/MS	L175
yInjectionPoints.ms__INVS	2.13.2	MS	N175
yInjectionPoints.ms_ns__INVS	2.13.2	MS/NS	P175
yInjectionPoints.ns__INVS	2.13.2	NS	R175
yConnections.ns.that.are.also.InjectionPoints.ns__FULL	2.13.3	NS	R176
yConnections.ns.that.are.also.InjectionPoints.ns__INVS	2.13.4	NS	R177
yInjectionPoints.renewables.hoes__FULL	2.13.5	HöS	F178
yInjectionPoints.renewables.hoes_hs__FULL	2.13.5	HöS/HS	H178
yInjectionPoints.renewables.hs__FULL	2.13.5	HS	J178
yInjectionPoints.renewables.hs_ms__FULL	2.13.5	HS/MS	L178
yInjectionPoints.renewables.ms__FULL	2.13.5	MS	N178
yInjectionPoints.renewables.ms_ns__FULL	2.13.5	MS/NS	P178
yInjectionPoints.renewables.ns__FULL	2.13.5	NS	R178
yInjectionPoints.renewables.hoes__INVS	2.13.6	HöS	F179
yInjectionPoints.renewables.hoes_hs__INVS	2.13.6	HöS/HS	H179
yInjectionPoints.renewables.hs__INVS	2.13.6	HS	J179
yInjectionPoints.renewables.hs_ms__INVS	2.13.6	HS/MS	L179
yInjectionPoints.renewables.ms__INVS	2.13.6	MS	N179
yInjectionPoints.renewables.ms_ns__INVS	2.13.6	MS/NS	P179
yInjectionPoints.renewables.ns__INVS	2.13.6	NS	R179
yInjectionPoints.renewables.solar.hoes__FULL	2.13.7	HöS	F180
yInjectionPoints.renewables.solar.hoes_hs__FULL	2.13.7	HöS/HS	H180
yInjectionPoints.renewables.solar.hs__FULL	2.13.7	HS	J180
yInjectionPoints.renewables.solar.hs_ms__FULL	2.13.7	HS/MS	L180
yInjectionPoints.renewables.solar.ms__FULL	2.13.7	MS	N180

yInjectionPoints.renewables.solar.ms_ns__FULL	2.13.7	MS/NS	P180
yInjectionPoints.renewables.solar.ns__FULL	2.13.7	NS	R180
yInjectionPoints.renewables.solar.hoes__INVS	2.13.8	HöS	F181
yInjectionPoints.renewables.solar.hoes_hs__INVS	2.13.8	HöS/HS	H181
yInjectionPoints.renewables.solar.hs__INVS	2.13.8	HS	J181
yInjectionPoints.renewables.solar.hs_ms__INVS	2.13.8	HS/MS	L181
yInjectionPoints.renewables.solar.ms__INVS	2.13.8	MS	N181
yInjectionPoints.renewables.solar.ms_ns__INVS	2.13.8	MS/NS	P181
yInjectionPoints.renewables.solar.ns__INVS	2.13.8	NS	R181
yInjectionPoints.renewables.wind.hoes__FULL	2.13.9	HöS	F182
yInjectionPoints.renewables.wind.hoes_hs__FULL	2.13.9	HöS/HS	H182
yInjectionPoints.renewables.wind.hs__FULL	2.13.9	HS	J182
yInjectionPoints.renewables.wind.hs_ms__FULL	2.13.9	HS/MS	L182
yInjectionPoints.renewables.wind.ms__FULL	2.13.9	MS	N182
yInjectionPoints.renewables.wind.ms_ns__FULL	2.13.9	MS/NS	P182
yInjectionPoints.renewables.wind.ns__FULL	2.13.9	NS	R182
yInjectionPoints.renewables.wind.hoes__INVS	2.13.10	HöS	F183
yInjectionPoints.renewables.wind.hoes_hs__INVS	2.13.10	HöS/HS	H183
yInjectionPoints.renewables.wind.hs__INVS	2.13.10	HS	J183
yInjectionPoints.renewables.wind.hs_ms__INVS	2.13.10	HS/MS	L183
yInjectionPoints.renewables.wind.ms__INVS	2.13.10	MS	N183
yInjectionPoints.renewables.wind.ms_ns__INVS	2.13.10	MS/NS	P183
yInjectionPoints.renewables.wind.ns__INVS	2.13.10	NS	R183
yInjectionPoints.renewables.biomass.hoes__FULL	2.13.11	HöS	F184
yInjectionPoints.renewables.biomass.hoes_hs__FULL	2.13.11	HöS/HS	H184
yInjectionPoints.renewables.biomass.hs__FULL	2.13.11	HS	J184
yInjectionPoints.renewables.biomass.hs_ms__FULL	2.13.11	HS/MS	L184
yInjectionPoints.renewables.biomass.ms__FULL	2.13.11	MS	N184
yInjectionPoints.renewables.biomass.ms_ns__FULL	2.13.11	MS/NS	P184
yInjectionPoints.renewables.biomass.ns__FULL	2.13.11	NS	R184
yInjectionPoints.renewables.biomass.hoes__INVS	2.13.12	HöS	F185
yInjectionPoints.renewables.biomass.hoes_hs__INVS	2.13.12	HöS/HS	H185
yInjectionPoints.renewables.biomass.hs__INVS	2.13.12	HS	J185
yInjectionPoints.renewables.biomass.hs_ms__INVS	2.13.12	HS/MS	L185
yInjectionPoints.renewables.biomass.ms__INVS	2.13.12	MS	N185
yInjectionPoints.renewables.biomass.ms_ns__INVS	2.13.12	MS/NS	P185
yInjectionPoints.renewables.biomass.ns__INVS	2.13.12	NS	R185
yInjectionPoints.renewables.hydro.hoes__FULL	2.13.13	HöS	F186
yInjectionPoints.renewables.hydro.hoes_hs__FULL	2.13.13	HöS/HS	H186
yInjectionPoints.renewables.hydro.hs__FULL	2.13.13	HS	J186
yInjectionPoints.renewables.hydro.hs_ms__FULL	2.13.13	HS/MS	L186
yInjectionPoints.renewables.hydro.ms__FULL	2.13.13	MS	N186
yInjectionPoints.renewables.hydro.ms_ns__FULL	2.13.13	MS/NS	P186
yInjectionPoints.renewables.hydro.ns__FULL	2.13.13	NS	R186



yInjectionPoints.renewables.hydro.hoes__INVS	2.13.14	HöS	F187
yInjectionPoints.renewables.hydro.hoes_hs__INVS	2.13.14	HöS/HS	H187
yInjectionPoints.renewables.hydro.hs__INVS	2.13.14	HS	J187
yInjectionPoints.renewables.hydro.hs_ms__INVS	2.13.14	HS/MS	L187
yInjectionPoints.renewables.hydro.ms__INVS	2.13.14	MS	N187
yInjectionPoints.renewables.hydro.ms_ns__INVS	2.13.14	MS/NS	P187
yInjectionPoints.renewables.hydro.ns__INVS	2.13.14	NS	R187
yInjectionPoints.KWKG.hoes__FULL	2.13.15	HöS	F188
yInjectionPoints.KWKG.hoes_hs__FULL	2.13.15	HöS/HS	H188
yInjectionPoints.KWKG.hs__FULL	2.13.15	HS	J188
yInjectionPoints.KWKG.hs_ms__FULL	2.13.15	HS/MS	L188
yInjectionPoints.KWKG.ms__FULL	2.13.15	MS	N188
yInjectionPoints.KWKG.ms_ns__FULL	2.13.15	MS/NS	P188
yInjectionPoints.KWKG.ns__FULL	2.13.15	NS	R188
yInjectionPoints.KWKG.hoes__INVS	2.13.16	HöS	F189
yInjectionPoints.KWKG.hoes_hs__INVS	2.13.16	HöS/HS	H189
yInjectionPoints.KWKG.hs__INVS	2.13.16	HS	J189
yInjectionPoints.KWKG.hs_ms__INVS	2.13.16	HS/MS	L189
yInjectionPoints.KWKG.ms__INVS	2.13.16	MS	N189
yInjectionPoints.KWKG.ms_ns__INVS	2.13.16	MS/NS	P189
yInjectionPoints.KWKG.ns__INVS	2.13.16	NS	R189
yInjectionPoints.other.hoes__FULL	2.13.17	HöS	F190
yInjectionPoints.other.hoes_hs__FULL	2.13.17	HöS/HS	H190
yInjectionPoints.other.hs__FULL	2.13.17	HS	J190
yInjectionPoints.other.hs_ms__FULL	2.13.17	HS/MS	L190
yInjectionPoints.other.ms__FULL	2.13.17	MS	N190
yInjectionPoints.other.ms_ns__FULL	2.13.17	MS/NS	P190
yInjectionPoints.other.ns__FULL	2.13.17	NS	R190
yInjectionPoints.other.hoes__INVS	2.13.18	HöS	F191
yInjectionPoints.other.hoes_hs__INVS	2.13.18	HöS/HS	H191
yInjectionPoints.other.hs__INVS	2.13.18	HS	J191
yInjectionPoints.other.hs_ms__INVS	2.13.18	HS/MS	L191
yInjectionPoints.other.ms__INVS	2.13.18	MS	N191
yInjectionPoints.other.ms_ns__INVS	2.13.18	MS/NS	P191
yInjectionPoints.other.ns__INVS	2.13.18	NS	R191
<u>Leistung und Lasten</u>	3.		C194
<u>Installierte Erzeugungsleistung am letzten Tag des Basisjahres</u>	3.1		C197
yInstalledPower.hoes__FULL	3.1.1	HöS	F199
yInstalledPower.hoes_hs__FULL	3.1.1	HöS/HS	H199
yInstalledPower.hs__FULL	3.1.1	HS	J199
yInstalledPower.hs_ms__FULL	3.1.1	HS/MS	L199
yInstalledPower.ms__FULL	3.1.1	MS	N199
yInstalledPower.ms_ns__FULL	3.1.1	MS/NS	P199
yInstalledPower.ns__FULL	3.1.1	NS	R199

yInstalledPower.hoes__INVS	3.1.2	HöS	F200
yInstalledPower.hoes_hs__INVS	3.1.2	HöS/HS	H200
yInstalledPower.hs__INVS	3.1.2	HS	J200
yInstalledPower.hs_ms__INVS	3.1.2	HS/MS	L200
yInstalledPower.ms__INVS	3.1.2	MS	N200
yInstalledPower.ms_ns__INVS	3.1.2	MS/NS	P200
yInstalledPower.ns__INVS	3.1.2	NS	R200
yInstalledPower.renewables.hoes__FULL	3.1.3	HöS	F201
yInstalledPower.renewables.hoes_hs__FULL	3.1.3	HöS/HS	H201
yInstalledPower.renewables.hs__FULL	3.1.3	HS	J201
yInstalledPower.renewables.hs_ms__FULL	3.1.3	HS/MS	L201
yInstalledPower.renewables.ms__FULL	3.1.3	MS	N201
yInstalledPower.renewables.ms_ns__FULL	3.1.3	MS/NS	P201
yInstalledPower.renewables.ns__FULL	3.1.3	NS	R201
yInstalledPower.renewables.hoes__INVS	3.1.4	HöS	F202
yInstalledPower.renewables.hoes_hs__INVS	3.1.4	HöS/HS	H202
yInstalledPower.renewables.hs__INVS	3.1.4	HS	J202
yInstalledPower.renewables.hs_ms__INVS	3.1.4	HS/MS	L202
yInstalledPower.renewables.ms__INVS	3.1.4	MS	N202
yInstalledPower.renewables.ms_ns__INVS	3.1.4	MS/NS	P202
yInstalledPower.renewables.ns__INVS	3.1.4	NS	R202
yInstalledPower.renewables.solar.hoes__FULL	3.1.5	HöS	F203
yInstalledPower.renewables.solar.hoes_hs__FULL	3.1.5	HöS/HS	H203
yInstalledPower.renewables.solar.hs__FULL	3.1.5	HS	J203
yInstalledPower.renewables.solar.hs_ms__FULL	3.1.5	HS/MS	L203
yInstalledPower.renewables.solar.ms__FULL	3.1.5	MS	N203
yInstalledPower.renewables.solar.ms_ns__FULL	3.1.5	MS/NS	P203
yInstalledPower.renewables.solar.ns__FULL	3.1.5	NS	R203
yInstalledPower.renewables.solar.hoes__INVS	3.1.6	HöS	F204
yInstalledPower.renewables.solar.hoes_hs__INVS	3.1.6	HöS/HS	H204
yInstalledPower.renewables.solar.hs__INVS	3.1.6	HS	J204
yInstalledPower.renewables.solar.hs_ms__INVS	3.1.6	HS/MS	L204
yInstalledPower.renewables.solar.ms__INVS	3.1.6	MS	N204
yInstalledPower.renewables.solar.ms_ns__INVS	3.1.6	MS/NS	P204
yInstalledPower.renewables.solar.ns__INVS	3.1.6	NS	R204
yInstalledPower.renewables.wind.hoes__FULL	3.1.7	HöS	F205
yInstalledPower.renewables.wind.hoes_hs__FULL	3.1.7	HöS/HS	H205
yInstalledPower.renewables.wind.hs__FULL	3.1.7	HS	J205
yInstalledPower.renewables.wind.hs_ms__FULL	3.1.7	HS/MS	L205
yInstalledPower.renewables.wind.ms__FULL	3.1.7	MS	N205
yInstalledPower.renewables.wind.ms_ns__FULL	3.1.7	MS/NS	P205
yInstalledPower.renewables.wind.ns__FULL	3.1.7	NS	R205
yInstalledPower.renewables.wind.hoes__INVS	3.1.8	HöS	F206
yInstalledPower.renewables.wind.hoes_hs__INVS	3.1.8	HöS/HS	H206

yInstalledPower.renewables.wind.hs__INVS	3.1.8	HS	J206
yInstalledPower.renewables.wind.hs_ms__INVS	3.1.8	HS/MS	L206
yInstalledPower.renewables.wind.ms__INVS	3.1.8	MS	N206
yInstalledPower.renewables.wind.ms_ns__INVS	3.1.8	MS/NS	P206
yInstalledPower.renewables.wind.ns__INVS	3.1.8	NS	R206
yInstalledPower.renewables.biomass.hoes__FULL	3.1.9	HöS	F207
yInstalledPower.renewables.biomass.hoes_hs__FULL	3.1.9	HöS/HS	H207
yInstalledPower.renewables.biomass.hs__FULL	3.1.9	HS	J207
yInstalledPower.renewables.biomass.hs_ms__FULL	3.1.9	HS/MS	L207
yInstalledPower.renewables.biomass.ms__FULL	3.1.9	MS	N207
yInstalledPower.renewables.biomass.ms_ns__FULL	3.1.9	MS/NS	P207
yInstalledPower.renewables.biomass.ns__FULL	3.1.9	NS	R207
yInstalledPower.renewables.biomass.hoes__INVS	3.1.10	HöS	F208
yInstalledPower.renewables.biomass.hoes_hs__INVS	3.1.10	HöS/HS	H208
yInstalledPower.renewables.biomass.hs__INVS	3.1.10	HS	J208
yInstalledPower.renewables.biomass.hs_ms__INVS	3.1.10	HS/MS	L208
yInstalledPower.renewables.biomass.ms__INVS	3.1.10	MS	N208
yInstalledPower.renewables.biomass.ms_ns__INVS	3.1.10	MS/NS	P208
yInstalledPower.renewables.biomass.ns__INVS	3.1.10	NS	R208
yInstalledPower.renewables.hydro.hoes__FULL	3.1.11	HöS	F209
yInstalledPower.renewables.hydro.hoes_hs__FULL	3.1.11	HöS/HS	H209
yInstalledPower.renewables.hydro.hs__FULL	3.1.11	HS	J209
yInstalledPower.renewables.hydro.hs_ms__FULL	3.1.11	HS/MS	L209
yInstalledPower.renewables.hydro.ms__FULL	3.1.11	MS	N209
yInstalledPower.renewables.hydro.ms_ns__FULL	3.1.11	MS/NS	P209
yInstalledPower.renewables.hydro.ns__FULL	3.1.11	NS	R209
yInstalledPower.renewables.hydro.hoes__INVS	3.1.12	HöS	F210
yInstalledPower.renewables.hydro.hoes_hs__INVS	3.1.12	HöS/HS	H210
yInstalledPower.renewables.hydro.hs__INVS	3.1.12	HS	J210
yInstalledPower.renewables.hydro.hs_ms__INVS	3.1.12	HS/MS	L210
yInstalledPower.renewables.hydro.ms__INVS	3.1.12	MS	N210
yInstalledPower.renewables.hydro.ms_ns__INVS	3.1.12	MS/NS	P210
yInstalledPower.renewables.hydro.ns__INVS	3.1.12	NS	R210
yInstalledPower.KWKG.hoes__FULL	3.1.13	HöS	F211
yInstalledPower.KWKG.hoes_hs__FULL	3.1.13	HöS/HS	H211
yInstalledPower.KWKG.hs__FULL	3.1.13	HS	J211
yInstalledPower.KWKG.hs_ms__FULL	3.1.13	HS/MS	L211
yInstalledPower.KWKG.ms__FULL	3.1.13	MS	N211
yInstalledPower.KWKG.ms_ns__FULL	3.1.13	MS/NS	P211
yInstalledPower.KWKG.ns__FULL	3.1.13	NS	R211
yInstalledPower.KWKG.hoes__INVS	3.1.14	HöS	F212
yInstalledPower.KWKG.hoes_hs__INVS	3.1.14	HöS/HS	H212
yInstalledPower.KWKG.hs__INVS	3.1.14	HS	J212
yInstalledPower.KWKG.hs_ms__INVS	3.1.14	HS/MS	L212

yInstalledPower.KWKG.ms__INVS	3.1.14	MS	N212
yInstalledPower.KWKG.ms_ns__INVS	3.1.14	MS/NS	P212
yInstalledPower.KWKG.ns__INVS	3.1.14	NS	R212
yInstalledPower.other.hoes__FULL	3.1.15	HöS	F213
yInstalledPower.other.hoes_hs__FULL	3.1.15	HöS/HS	H213
yInstalledPower.other.hs__FULL	3.1.15	HS	J213
yInstalledPower.other.hs_ms__FULL	3.1.15	HS/MS	L213
yInstalledPower.other.ms__FULL	3.1.15	MS	N213
yInstalledPower.other.ms_ns__FULL	3.1.15	MS/NS	P213
yInstalledPower.other.ns__FULL	3.1.15	NS	R213
yInstalledPower.other.hoes__INVS	3.1.16	HöS	F214
yInstalledPower.other.hoes_hs__INVS	3.1.16	HöS/HS	H214
yInstalledPower.other.hs__INVS	3.1.16	HS	J214
yInstalledPower.other.hs_ms__INVS	3.1.16	HS/MS	L214
yInstalledPower.other.ms__INVS	3.1.16	MS	N214
yInstalledPower.other.ms_ns__INVS	3.1.16	MS/NS	P214
yInstalledPower.other.ns__INVS	3.1.16	NS	R214
<u>Einspeisung aus Erzeugungsanlagen im Basisjahr</u>	3.2		C216
yInjection.generation.hoes__FULL	3.2.1	HöS	F218
yInjection.generation.hoes_hs__FULL	3.2.1	HöS/HS	H218
yInjection.generation.hs__FULL	3.2.1	HS	J218
yInjection.generation.hs_ms__FULL	3.2.1	HS/MS	L218
yInjection.generation.ms__FULL	3.2.1	MS	N218
yInjection.generation.ms_ns__FULL	3.2.1	MS/NS	P218
yInjection.generation.ns__FULL	3.2.1	NS	R218
yInjection.generation.hoes__INVS	3.2.2	HöS	F219
yInjection.generation.hoes_hs__INVS	3.2.2	HöS/HS	H219
yInjection.generation.hs__INVS	3.2.2	HS	J219
yInjection.generation.hs_ms__INVS	3.2.2	HS/MS	L219
yInjection.generation.ms__INVS	3.2.2	MS	N219
yInjection.generation.ms_ns__INVS	3.2.2	MS/NS	P219
yInjection.generation.ns__INVS	3.2.2	NS	R219
yInjection.renewables.hoes__FULL	3.2.3	HöS	F220
yInjection.renewables.hoes_hs__FULL	3.2.3	HöS/HS	H220
yInjection.renewables.hs__FULL	3.2.3	HS	J220
yInjection.renewables.hs_ms__FULL	3.2.3	HS/MS	L220
yInjection.renewables.ms__FULL	3.2.3	MS	N220
yInjection.renewables.ms_ns__FULL	3.2.3	MS/NS	P220
yInjection.renewables.ns__FULL	3.2.3	NS	R220
yInjection.renewables.hoes__INVS	3.2.4	HöS	F221
yInjection.renewables.hoes_hs__INVS	3.2.4	HöS/HS	H221
yInjection.renewables.hs__INVS	3.2.4	HS	J221
yInjection.renewables.hs_ms__INVS	3.2.4	HS/MS	L221
yInjection.renewables.ms__INVS	3.2.4	MS	N221

yInjection.renewables.ms_ns__INVS	3.2.4	MS/NS	P221
yInjection.renewables.ns__INVS	3.2.4	NS	R221
yInjection.renewables.solar.hoes__FULL	3.2.5	HöS	F222
yInjection.renewables.solar.hoes_hs__FULL	3.2.5	HöS/HS	H222
yInjection.renewables.solar.hs__FULL	3.2.5	HS	J222
yInjection.renewables.solar.hs_ms__FULL	3.2.5	HS/MS	L222
yInjection.renewables.solar.ms__FULL	3.2.5	MS	N222
yInjection.renewables.solar.ms_ns__FULL	3.2.5	MS/NS	P222
yInjection.renewables.solar.ns__FULL	3.2.5	NS	R222
yInjection.renewables.solar.hoes__INVS	3.2.6	HöS	F223
yInjection.renewables.solar.hoes_hs__INVS	3.2.6	HöS/HS	H223
yInjection.renewables.solar.hs__INVS	3.2.6	HS	J223
yInjection.renewables.solar.hs_ms__INVS	3.2.6	HS/MS	L223
yInjection.renewables.solar.ms__INVS	3.2.6	MS	N223
yInjection.renewables.solar.ms_ns__INVS	3.2.6	MS/NS	P223
yInjection.renewables.solar.ns__INVS	3.2.6	NS	R223
yInjection.renewables.wind.hoes__FULL	3.2.7	HöS	F224
yInjection.renewables.wind.hoes_hs__FULL	3.2.7	HöS/HS	H224
yInjection.renewables.wind.hs__FULL	3.2.7	HS	J224
yInjection.renewables.wind.hs_ms__FULL	3.2.7	HS/MS	L224
yInjection.renewables.wind.ms__FULL	3.2.7	MS	N224
yInjection.renewables.wind.ms_ns__FULL	3.2.7	MS/NS	P224
yInjection.renewables.wind.ns__FULL	3.2.7	NS	R224
yInjection.renewables.wind.hoes__INVS	3.2.8	HöS	F225
yInjection.renewables.wind.hoes_hs__INVS	3.2.8	HöS/HS	H225
yInjection.renewables.wind.hs__INVS	3.2.8	HS	J225
yInjection.renewables.wind.hs_ms__INVS	3.2.8	HS/MS	L225
yInjection.renewables.wind.ms__INVS	3.2.8	MS	N225
yInjection.renewables.wind.ms_ns__INVS	3.2.8	MS/NS	P225
yInjection.renewables.wind.ns__INVS	3.2.8	NS	R225
yInjection.renewables.biomass.hoes__FULL	3.2.9	HöS	F226
yInjection.renewables.biomass.hoes_hs__FULL	3.2.9	HöS/HS	H226
yInjection.renewables.biomass.hs__FULL	3.2.9	HS	J226
yInjection.renewables.biomass.hs_ms__FULL	3.2.9	HS/MS	L226
yInjection.renewables.biomass.ms__FULL	3.2.9	MS	N226
yInjection.renewables.biomass.ms_ns__FULL	3.2.9	MS/NS	P226
yInjection.renewables.biomass.ns__FULL	3.2.9	NS	R226
yInjection.renewables.biomass.hoes__INVS	3.2.10	HöS	F227
yInjection.renewables.biomass.hoes_hs__INVS	3.2.10	HöS/HS	H227
yInjection.renewables.biomass.hs__INVS	3.2.10	HS	J227
yInjection.renewables.biomass.hs_ms__INVS	3.2.10	HS/MS	L227
yInjection.renewables.biomass.ms__INVS	3.2.10	MS	N227
yInjection.renewables.biomass.ms_ns__INVS	3.2.10	MS/NS	P227
yInjection.renewables.biomass.ns__INVS	3.2.10	NS	R227

yInjection.renewables.hydro.hoes__FULL	3.2.11	HöS	F228
yInjection.renewables.hydro.hoes_hs__FULL	3.2.11	HöS/HS	H228
yInjection.renewables.hydro.hs__FULL	3.2.11	HS	J228
yInjection.renewables.hydro.hs_ms__FULL	3.2.11	HS/MS	L228
yInjection.renewables.hydro.ms__FULL	3.2.11	MS	N228
yInjection.renewables.hydro.ms_ns__FULL	3.2.11	MS/NS	P228
yInjection.renewables.hydro.ns__FULL	3.2.11	NS	R228
yInjection.renewables.hydro.hoes__INVS	3.2.12	HöS	F229
yInjection.renewables.hydro.hoes_hs__INVS	3.2.12	HöS/HS	H229
yInjection.renewables.hydro.hs__INVS	3.2.12	HS	J229
yInjection.renewables.hydro.hs_ms__INVS	3.2.12	HS/MS	L229
yInjection.renewables.hydro.ms__INVS	3.2.12	MS	N229
yInjection.renewables.hydro.ms_ns__INVS	3.2.12	MS/NS	P229
yInjection.renewables.hydro.ns__INVS	3.2.12	NS	R229
yInjection.KWKG.hoes__FULL	3.2.13	HöS	F230
yInjection.KWKG.hoes_hs__FULL	3.2.13	HöS/HS	H230
yInjection.KWKG.hs__FULL	3.2.13	HS	J230
yInjection.KWKG.hs_ms__FULL	3.2.13	HS/MS	L230
yInjection.KWKG.ms__FULL	3.2.13	MS	N230
yInjection.KWKG.ms_ns__FULL	3.2.13	MS/NS	P230
yInjection.KWKG.ns__FULL	3.2.13	NS	R230
yInjection.KWKG.hoes__INVS	3.2.14	HöS	F231
yInjection.KWKG.hoes_hs__INVS	3.2.14	HöS/HS	H231
yInjection.KWKG.hs__INVS	3.2.14	HS	J231
yInjection.KWKG.hs_ms__INVS	3.2.14	HS/MS	L231
yInjection.KWKG.ms__INVS	3.2.14	MS	N231
yInjection.KWKG.ms_ns__INVS	3.2.14	MS/NS	P231
yInjection.KWKG.ns__INVS	3.2.14	NS	R231
yInjection.other.hoes__FULL	3.2.15	HöS	F232
yInjection.other.hoes_hs__FULL	3.2.15	HöS/HS	H232
yInjection.other.hs__FULL	3.2.15	HS	J232
yInjection.other.hs_ms__FULL	3.2.15	HS/MS	L232
yInjection.other.ms__FULL	3.2.15	MS	N232
yInjection.other.ms_ns__FULL	3.2.15	MS/NS	P232
yInjection.other.ns__FULL	3.2.15	NS	R232
yInjection.other.hoes__INVS	3.2.16	HöS	F233
yInjection.other.hoes_hs__INVS	3.2.16	HöS/HS	H233
yInjection.other.hs__INVS	3.2.16	HS	J233
yInjection.other.hs_ms__INVS	3.2.16	HS/MS	L233
yInjection.other.ms__INVS	3.2.16	MS	N233
yInjection.other.ms_ns__INVS	3.2.16	MS/NS	P233
yInjection.other.ns__INVS	3.2.16	NS	R233
<u>Kaskadierung Jahresarbeit im Basisjahr</u>	3.3		C235
yInjection.hoes__FULL	3.3.1	HöS	F239

yInjection.other.dso.hoes__FULL	3.3.2	HöS	F240
yInjection.other.dso.hoes__INVS	3.3.3	HöS	F241
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hoes	3.3.4	HöS	F242
yInjection2.renewables.hoes	3.3.5	HöS	F243
yInjection2.KWKG.hoes	3.3.6	HöS	F244
yInjection2.other.hoes	3.3.7	HöS	F245
yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes	3.3.8	HöS	F246
yEnergy.delivered.hoes__FULL	3.3.9	HöS	F249
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes__FULL	3.3.10	HöS	F250
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes__INVS	3.3.11	HöS	F251
yEnergy.losses.hoes	3.3.12	HöS	F252
yEnergy.other.hoes	3.3.13	HöS	F253
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.hoes.sum	3.3.14	HöS	F254
yEnergy.delivered.to.customers.hoes__FULL	3.3.15	HöS	F255
yEnergy.delivered.to.customers.hoes__INVS	3.3.16	HöS	F256
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes__FULL	3.3.17	HöS	F257
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes__INVS	3.3.18	HöS	F258
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes__FULL	3.3.19	HöS	F259
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes__INVS	3.3.20	HöS	F260
yInjection.hoes_hs__FULL	3.3.21	HöS/HS	F265
yInjection.upper.nets.hoes_hs__FULL	3.3.22	HöS/HS	F266
yInjection.upper.nets.hoes_hs__INVS	3.3.23	HöS/HS	F267
yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs__FULL	3.3.24	HöS/HS	F268
yInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs__INVS	3.3.25	HöS/HS	F269
yInjection.other.dso.hoes_hs__FULL	3.3.26	HöS/HS	F270
yInjection.other.dso.hoes_hs__INVS	3.3.27	HöS/HS	F271
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hoes_hs	3.3.28	HöS/HS	F272
yInjection2.renewables.hoes_hs	3.3.29	HöS/HS	F273
yInjection2.KWKG.hoes_hs	3.3.30	HöS/HS	F274
yInjection2.other.hoes_hs	3.3.31	HöS/HS	F275
yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes_hs	3.3.32	HöS/HS	F276
yEnergy.delivered.hoes_hs__FULL	3.3.33	HöS/HS	F279
yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs__FULL	3.3.34	HöS/HS	F280
yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs__INVS	3.3.35	HöS/HS	F281
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs__FULL	3.3.36	HöS/HS	F282
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoes_hs__INVS	3.3.37	HöS/HS	F283
yEnergy.losses.hoes_hs	3.3.38	HöS/HS	F284
yEnergy.other.hoes_hs	3.3.39	HöS/HS	F285
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.hoes_hs.sum	3.3.40	HöS/HS	F286
yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs__FULL	3.3.41	HöS/HS	F287
yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs__INVS	3.3.42	HöS/HS	F288
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs__FULL	3.3.43	HöS/HS	F289
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hoes_hs__INVS	3.3.44	HöS/HS	F290
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs__FULL	3.3.45	HöS/HS	F291

yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoes_hs__INVS	3.3.46	H6S/HS	F292
yInjection.hs__FULL	3.3.47	HS	F297
yInjection.upper.nets.hs__FULL	3.3.48	HS	F298
yInjection.upper.nets.hs__INVS	3.3.49	HS	F299
yInjection.upper.nets.other.dso.hs__FULL	3.3.50	HS	F300
yInjection.upper.nets.other.dso.hs__INVS	3.3.51	HS	F301
yInjection.other.dso.hs__FULL	3.3.52	HS	F302
yInjection.other.dso.hs__INVS	3.3.53	HS	F303
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hs	3.3.54	HS	F304
yInjection2.renewables.hs	3.3.55	HS	F305
yInjection2.KWKG.hs	3.3.56	HS	F306
yInjection2.other.hs	3.3.57	HS	F307
yEnergy.recovered.from.lower.net.hs	3.3.58	HS	F308
yEnergy.delivered.hs__FULL	3.3.59	HS	F311
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs__FULL	3.3.60	HS	F312
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs__INVS	3.3.61	HS	F313
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs__FULL	3.3.62	HS	F314
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs__INVS	3.3.63	HS	F315
yEnergy.losses.hs	3.3.64	HS	F316
yEnergy.other.hs	3.3.65	HS	F317
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.hs.sum	3.3.66	HS	F318
yEnergy.delivered.to.customers.hs__FULL	3.3.67	HS	F319
yEnergy.delivered.to.customers.hs__INVS	3.3.68	HS	F320
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs__FULL	3.3.69	HS	F321
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs__INVS	3.3.70	HS	F322
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs__FULL	3.3.71	HS	F323
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs__INVS	3.3.72	HS	F324
yInjection.hs_ms__FULL	3.3.73	HS/MS	F329
yInjection.upper.nets.hs_ms__FULL	3.3.74	HS/MS	F330
yInjection.upper.nets.hs_ms__INVS	3.3.75	HS/MS	F331
yInjection.upper.nets.other.dso.hs_ms__FULL	3.3.76	HS/MS	F332
yInjection.upper.nets.other.dso.hs_ms__INVS	3.3.77	HS/MS	F333
yInjection.other.dso.hs_ms__FULL	3.3.78	HS/MS	F334
yInjection.other.dso.hs_ms__INVS	3.3.79	HS/MS	F335
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.hs_ms	3.3.80	HS/MS	F336
yInjection2.renewables.hs_ms	3.3.81	HS/MS	F337
yInjection2.KWKG.hs_ms	3.3.82	HS/MS	F338
yInjection2.other.hs_ms	3.3.83	HS/MS	F339
yEnergy.recovered.from.lower.net.hs_ms	3.3.84	HS/MS	F340
yEnergy.delivered.hs_ms__FULL	3.3.85	HS/MS	F343
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms__FULL	3.3.86	HS/MS	F344
yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms__INVS	3.3.87	HS/MS	F345
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms__FULL	3.3.88	HS/MS	F346
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms__INVS	3.3.89	HS/MS	F347



yEnergy.losses.hs_ms	3.3.90	HS/MS	F348
yEnergy.other.hs_ms	3.3.91	HS/MS	F349
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.hs_ms.sum	3.3.92	HS/MS	F350
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms__FULL	3.3.93	HS/MS	F351
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms__INVS	3.3.94	HS/MS	F352
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms__FULL	3.3.95	HS/MS	F353
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.hs_ms__INVS	3.3.96	HS/MS	F354
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms__FULL	3.3.97	HS/MS	F355
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms__INVS	3.3.98	HS/MS	F356
yInjection.ms__FULL	3.3.99	MS	F361
yInjection.upper.nets.ms__FULL	3.3.100	MS	F362
yInjection.upper.nets.ms__INVS	3.3.101	MS	F363
yInjection.upper.nets.other.dso.ms__FULL	3.3.102	MS	F364
yInjection.upper.nets.other.dso.ms__INVS	3.3.103	MS	F365
yInjection.other.dso.ms__FULL	3.3.104	MS	F366
yInjection.other.dso.ms__INVS	3.3.105	MS	F367
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ms	3.3.106	MS	F368
yInjection2.renewables.ms	3.3.107	MS	F369
yInjection2.KWKG.ms	3.3.108	MS	F370
yInjection2.other.ms	3.3.109	MS	F371
yEnergy.recovered.from.lower.net.ms	3.3.110	MS	F372
yEnergy.delivered.ms__FULL	3.3.111	MS	F375
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms__FULL	3.3.112	MS	F376
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms__INVS	3.3.113	MS	F377
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms__FULL	3.3.114	MS	F378
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms__INVS	3.3.115	MS	F379
yEnergy.losses.ms	3.3.116	MS	F380
yEnergy.other.ms	3.3.117	MS	F381
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.ms.sum	3.3.118	MS	F382
yEnergy.delivered.to.customers.ms__FULL	3.3.119	MS	F383
yEnergy.delivered.to.customers.ms__INVS	3.3.120	MS	F384
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms__FULL	3.3.121	MS	F385
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms__INVS	3.3.122	MS	F386
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms__FULL	3.3.123	MS	F387
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms__INVS	3.3.124	MS	F388
yInjection.ms_ns__FULL	3.3.125	MS/NS	F393
yInjection.upper.nets.ms_ns__FULL	3.3.126	MS/NS	F394
yInjection.upper.nets.ms_ns__INVS	3.3.127	MS/NS	F395
yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns__FULL	3.3.128	MS/NS	F396
yInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns__INVS	3.3.129	MS/NS	F397
yInjection.other.dso.ms_ns__FULL	3.3.130	MS/NS	F398
yInjection.other.dso.ms_ns__INVS	3.3.131	MS/NS	F399
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ms_ns	3.3.132	MS/NS	F400
yInjection2.renewables.ms_ns	3.3.133	MS/NS	F401

yInjection2.KWKG.ms_ns	3.3.134	MS/NS	F402
yInjection2.other.ms_ns	3.3.135	MS/NS	F403
yEnergy.recovered.from.lower.net.ms_ns	3.3.136	MS/NS	F404
yEnergy.delivered.ms_ns_FULL	3.3.137	MS/NS	F407
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns_FULL	3.3.138	MS/NS	F408
yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns_INVS	3.3.139	MS/NS	F409
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns_FULL	3.3.140	MS/NS	F410
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns_INVS	3.3.141	MS/NS	F411
yEnergy.losses.ms_ns	3.3.142	MS/NS	F412
yEnergy.other.ms_ns	3.3.143	MS/NS	F413
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.ms_ns.sum	3.3.144	MS/NS	F414
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns_FULL	3.3.145	MS/NS	F415
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns_INVS	3.3.146	MS/NS	F416
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns_FULL	3.3.147	MS/NS	F417
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.ms_ns_INVS	3.3.148	MS/NS	F418
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns_FULL	3.3.149	MS/NS	F419
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns_INVS	3.3.150	MS/NS	F420
yInjection.ns_FULL	3.3.151	NS	F425
yInjection.upper.nets.ns_FULL	3.3.152	NS	F426
yInjection.upper.nets.ns_INVS	3.3.153	NS	F427
yInjection.upper.nets.other.dso.ns_FULL	3.3.154	NS	F428
yInjection.upper.nets.other.dso.ns_INVS	3.3.155	NS	F429
yInjection2.other.dso.ns_FULL	3.3.156	NS	F430
yInjection2.other.dso.ns_INVS	3.3.157	NS	F431
yInjection.generation.and.recovered.lower.net.ns	3.3.158	NS	F432
yInjection2.renewables.ns	3.3.159	NS	F433
yInjection2.KWKG.ns	3.3.160	NS	F434
yInjection2.other.ns	3.3.161	NS	F435
yEnergy.delivered.ns_FULL	3.3.162	NS	F438
yEnergy.recovered.from.higher.net.ns_FULL	3.3.163	NS	F439
yEnergy.recovered.from.higher.net.ns_INVS	3.3.164	NS	F440
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns_FULL	3.3.165	NS	F441
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns_INVS	3.3.166	NS	F442
yEnergy.losses.ns	3.3.167	NS	F443
yEnergy.other.ns	3.3.168	NS	F444
yEnergy.delivered.customers.to.the.lower.net.ns.sum	3.3.169	NS	F445
yEnergy.delivered.to.customers.ns_FULL	3.3.170	NS	F446
yEnergy.delivered.to.customers.ns_INVS	3.3.171	NS	F447
<u>Zeitgleiche Jahreshöchstlast im Basisjahr</u>	3.4		C450
yPeakload.hoes_FULL	3.4.1	HöS	F452
yPeakload.hoes_hs_FULL	3.4.1	HöS/HS	H452
yPeakload.hs_FULL	3.4.1	HS	J452
yPeakload.hs_ms_FULL	3.4.1	HS/MS	L452
yPeakload.ms_FULL	3.4.1	MS	N452

yPeakload.ms_ns_FULLL	3.4.1	MS/NS	P452
yPeakload.ns_FULLL	3.4.1	NS	R452
yPeakload.hoes_INVS	3.4.2	HöS	F453
yPeakload.hoes_hs_INVS	3.4.2	HöS/HS	H453
yPeakload.hs_INVS	3.4.2	HS	J453
yPeakload.hs_ms_INVS	3.4.2	HS/MS	L453
yPeakload.ms_INVS	3.4.2	MS	N453
yPeakload.ms_ns_INVS	3.4.2	MS/NS	P453
yPeakload.ns_INVS	3.4.2	NS	R453
yPeakload.injection.hoes_FULLL	3.4.3	HöS	F454
yPeakload.injection.hoes_hs_FULLL	3.4.3	HöS/HS	H454
yPeakload.injection.hs_FULLL	3.4.3	HS	J454
yPeakload.injection.hs_ms_FULLL	3.4.3	HS/MS	L454
yPeakload.injection.ms_FULLL	3.4.3	MS	N454
yPeakload.injection.ms_ns_FULLL	3.4.3	MS/NS	P454
yPeakload.injection.ns_FULLL	3.4.3	NS	R454
yPeakload.injection.hoes_INVS	3.4.4	HöS	F455
yPeakload.injection.hoes_hs_INVS	3.4.4	HöS/HS	H455
yPeakload.injection.hs_INVS	3.4.4	HS	J455
yPeakload.injection.hs_ms_INVS	3.4.4	HS/MS	L455
yPeakload.injection.ms_INVS	3.4.4	MS	N455
yPeakload.injection.ms_ns_INVS	3.4.4	MS/NS	P455
yPeakload.injection.ns_INVS	3.4.4	NS	R455
<u>Zeitungleiche Jahreshöchstlast im Basisjahr</u>	3.5		C457
yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs_FULLL	3.5.1	HöS/HS	H459
yPeakload.abs.nonsim.hs_ms_FULLL	3.5.1	HS/MS	L459
yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs_INVS	3.5.2	HöS/HS	H460
yPeakload.abs.nonsim.hs_ms_INVS	3.5.2	HS/MS	L460
<u>Einspeisemanagement gemäß § 14 EEG auf eigene Anforderung im Basisjahr</u>	3.6		C462
yIssues.number.own.hoes	3.6.1	HöS	F464
yIssues.number.own.hoes_hs	3.6.1	HöS/HS	H464
yIssues.number.own.hs	3.6.1	HS	J464
yIssues.number.own.hs_ms	3.6.1	HS/MS	L464
yIssues.number.own.ms	3.6.1	MS	N464
yIssues.number.own.ms_ns	3.6.1	MS/NS	P464
yIssues.number.own.ns	3.6.1	NS	R464
yIssues.number.own.solar.hoes	3.6.2	HöS	F465
yIssues.number.own.solar.hoes_hs	3.6.2	HöS/HS	H465
yIssues.number.own.solar.hs	3.6.2	HS	J465
yIssues.number.own.solar.hs_ms	3.6.2	HS/MS	L465
yIssues.number.own.solar.ms	3.6.2	MS	N465
yIssues.number.own.solar.ms_ns	3.6.2	MS/NS	P465
yIssues.number.own.solar.ns	3.6.2	NS	R465
yIssues.number.own.wind.hoes	3.6.3	HöS	F466

yIssues.number.own.wind.hoes_hs	3.6.3	HöS/HS	H466
yIssues.number.own.wind.hs	3.6.3	HS	J466
yIssues.number.own.wind.hs_ms	3.6.3	HS/MS	L466
yIssues.number.own.wind.ms	3.6.3	MS	N466
yIssues.number.own.wind.ms_ns	3.6.3	MS/NS	P466
yIssues.number.own.wind.ns	3.6.3	NS	R466
yIssues.number.own.biomass.hoes	3.6.4	HöS	F467
yIssues.number.own.biomass.hoes_hs	3.6.4	HöS/HS	H467
yIssues.number.own.biomass.hs	3.6.4	HS	J467
yIssues.number.own.biomass.hs_ms	3.6.4	HS/MS	L467
yIssues.number.own.biomass.ms	3.6.4	MS	N467
yIssues.number.own.biomass.ms_ns	3.6.4	MS/NS	P467
yIssues.number.own.biomass.ns	3.6.4	NS	R467
yIssues.number.own.hydro.hoes	3.6.5	HöS	F468
yIssues.number.own.hydro.hoes_hs	3.6.5	HöS/HS	H468
yIssues.number.own.hydro.hs	3.6.5	HS	J468
yIssues.number.own.hydro.hs_ms	3.6.5	HS/MS	L468
yIssues.number.own.hydro.ms	3.6.5	MS	N468
yIssues.number.own.hydro.ms_ns	3.6.5	MS/NS	P468
yIssues.number.own.hydro.ns	3.6.5	NS	R468
yIssues.energy.lost.own.hoes	3.6.6	HöS	F470
yIssues.energy.lost.own.hoes_hs	3.6.6	HöS/HS	H470
yIssues.energy.lost.own.hs	3.6.6	HS	J470
yIssues.energy.lost.own.hs_ms	3.6.6	HS/MS	L470
yIssues.energy.lost.own.ms	3.6.6	MS	N470
yIssues.energy.lost.own.ms_ns	3.6.6	MS/NS	P470
yIssues.energy.lost.own.ns	3.6.6	NS	R470
yIssues.energy.lost.own.solar.hoes	3.6.7	HöS	F471
yIssues.energy.lost.own.solar.hoes_hs	3.6.7	HöS/HS	H471
yIssues.energy.lost.own.solar.hs	3.6.7	HS	J471
yIssues.energy.lost.own.solar.hs_ms	3.6.7	HS/MS	L471
yIssues.energy.lost.own.solar.ms	3.6.7	MS	N471
yIssues.energy.lost.own.solar.ms_ns	3.6.7	MS/NS	P471
yIssues.energy.lost.own.solar.ns	3.6.7	NS	R471
yIssues.energy.lost.own.wind.hoes	3.6.8	HöS	F472
yIssues.energy.lost.own.wind.hoes_hs	3.6.8	HöS/HS	H472
yIssues.energy.lost.own.wind.hs	3.6.8	HS	J472
yIssues.energy.lost.own.wind.hs_ms	3.6.8	HS/MS	L472
yIssues.energy.lost.own.wind.ms	3.6.8	MS	N472
yIssues.energy.lost.own.wind.ms_ns	3.6.8	MS/NS	P472
yIssues.energy.lost.own.wind.ns	3.6.8	NS	R472
yIssues.energy.lost.own.biomass.hoes	3.6.9	HöS	F473
yIssues.energy.lost.own.biomass.hoes_hs	3.6.9	HöS/HS	H473
yIssues.energy.lost.own.biomass.hs	3.6.9	HS	J473

yIssues.energy.lost.own.biomass.hs_ms	3.6.9	HS/MS	L473
yIssues.energy.lost.own.biomass.ms	3.6.9	MS	N473
yIssues.energy.lost.own.biomass.ms_ns	3.6.9	MS/NS	P473
yIssues.energy.lost.own.biomass.ns	3.6.9	NS	R473
yIssues.energy.lost.own.hydro.hoes	3.6.10	HöS	F474
yIssues.energy.lost.own.hydro.hoes_hs	3.6.10	HöS/HS	H474
yIssues.energy.lost.own.hydro.hs	3.6.10	HS	J474
yIssues.energy.lost.own.hydro.hs_ms	3.6.10	HS/MS	L474
yIssues.energy.lost.own.hydro.ms	3.6.10	MS	N474
yIssues.energy.lost.own.hydro.ms_ns	3.6.10	MS/NS	P474
yIssues.energy.lost.own.hydro.ns	3.6.10	NS	R474
<u>Sonstige Angaben</u>	4.		C477
<u>Konzessionsgebiet und versorgte Fläche am letzten Tag des Basisjahres</u>	4.1		C479
yArea.ns	4.1.1	NS	R481
yArea.supplied.ns	4.1.2	NS	R483
yArea.residential.ns	4.1.3	NS	R484
yArea.industry.ns	4.1.4	NS	R485
yArea.mixed.ns	4.1.5	NS	R486
yArea.other.ns	4.1.6	NS	R487
yArea.sport.ns	4.1.7	NS	R488
yArea.park.ns	4.1.8	NS	R489
yArea.traffic.ns	4.1.9	NS	R490
yArea.roads.ns	4.1.10	NS	R491
yArea.plaza.ns	4.1.11	NS	R492
<u>Geographische Flächen am letzten Tag des Basisjahres</u>	4.2		C494
yArea.supply.hoes	4.2.1	HöS	F496
yArea.supply.hs	4.2.1	HS	J496
yArea.supply.ms	4.2.1	MS	N496
yArea.network.hoes	4.2.2	HöS	F497
yArea.network.hs	4.2.2	HS	J497
yArea.network.ms	4.2.2	MS	N497
zOther.Population	4.3		F501
zOther.GIS	4.4		F505
zOther.Changes	4.5		F507
zOther.Peakshaving	4.6		F509
<u>Betreiber von anderen Netzen und Gasspeicheranlagen</u>	4.7		C511
zOperator.Gas.storage	4.7.1		F513
zOperator.Districtheating	4.7.2		F514
zOperator.Sewer	4.7.3		F515
zOperator.Water	4.7.4		F516
zOperator.Telecom	4.7.5		F517
zOperator.Gas.network	4.7.6		F518
zOperator.Streetlights	4.7.7		F519
zOperator.Multinets	4.7.8		F520

Zusatzerhebungsbogen			
<u>Höchstlasten im Basisjahr 2016</u>	7.		C10
yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs__FULL	7.1	Hös/HS	F14
yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms__FULL	7.1	HS/MS	H14
yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs__INVS	7.1.1	Hös/HS	F15
yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms__INVS	7.1.1	HS/MS	H15
yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs__FULL	7.2	Hös/HS	F16
yPeakload.into.higher.sim.hs_ms__FULL	7.2	HS/MS	H16
yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs__INVS	7.2.1	Hös/HS	F17
yPeakload.into.higher.sim.hs_ms__INVS	7.2.1	HS/MS	H17
yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs__FULL	7.3	Hös/HS	F18
yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms__FULL	7.3	HS/MS	H18
yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs__INVS	7.3.1	Hös/HS	F19
yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms__INVS	7.3.1	HS/MS	H19
yPeakload.from.higher.sim.hoes_hs__FULL	7.4	Hös/HS	F20
yPeakload.from.higher.sim.hs_ms__FULL	7.4	HS/MS	H20
yPeakload.from.higher.sim.hoes_hs__INVS	7.4.1	Hös/HS	F21
yPeakload.from.higher.sim.hs_ms__INVS	7.4.1	HS/MS	H21
yPeakload.abs.sim.hoes_hs__FULL	7.5	Hös/HS	F22
yPeakload.abs.sim.hs_ms__FULL	7.5	HS/MS	H22
yPeakload.abs.sim.hoes_hs__INVS	7.5.1	Hös/HS	F23
yPeakload.abs.sim.hs_ms__INVS	7.5.1	HS/MS	H23
yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs__FULL	7.6	Hös/HS	F24
yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms__FULL	7.6	HS/MS	H24
yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns__FULL	7.6	MS/NS	K24
yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs__INVS	7.6.1	Hös/HS	F25
yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms__INVS	7.6.1	HS/MS	H25
yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns__INVS	7.6.1	MS/NS	K25

Quelle: Eigene Darstellung

### III Gruppenanalyse

Tabelle 34: Gruppenanalyse: Ein- und Ausspeisepunkte

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yConnections.ms	62.71	0.952	7'396	ylnjectionPoints.KWKG.ns	42.30	0.900	7'542
yConnections.incl.inj.and.streetlights.RP2.s	56.50	0.942	7'435	ylnjectionPoints.renewables.ms	34.68	0.859	7'612
yConnections.incl.inj.and.streetlights.sum	56.38	0.941	7'436	ylnjectionPoints.renewables.solar.ms	32.35	0.841	7'635
yConnections.incl.streetlights.tot	55.84	0.940	7'440	ylnjectionPoints.KWKG.ms	29.24	0.812	7'668
yConnections.incl.streetlights.ns	55.34	0.939	7'443	ylnjectionPoints.ms	22.65	0.721	7'747
yConnections.incl.inj.sum	54.93	0.938	7'446	ylnjectionPoints.renewables.biomass.ms	22.47	0.718	7'749
yConnections.tot	54.58	0.938	7'448	ylnjectionPoints.tot	20.94	0.688	7'769
yConnections.all.tot	54.53	0.938	7'449	ylnjectionPoints.renewables.hydro.ms	20.71	0.684	7'772
yConnections.cus.tot	54.51	0.938	7'449	ylnjectionPoints.ns	20.38	0.677	7'776
yConnections.ns	54.08	0.937	7'452	ylnjectionPoints.renewables.tot	20.27	0.674	7'777
yConnections.all.ms_ns	54.08	0.937	7'452	ylnjectionPoints.renewables.solar.tot	20.14	0.671	7'779
yConnections.hs	35.92	0.867	7'599	ylnjectionPoints.renewables.solar.ns	20.12	0.671	7'779
yConnections.cus.ms	30.06	0.820	7'659	ylnjectionPoints.renewables.ns	20.03	0.669	7'781
yConnections.cus.ms	28.14	0.800	7'681	ylnjectionPoints.renewables.wind.ms	18.07	0.622	7'807
yConnections.all.hs_ms	27.45	0.792	7'689	ylnjectionPoints.renewables.wind.tot	16.65	0.582	7'827
yConnections.ns.that.are.also.InjectionPoi	20.29	0.675	7'777	ylnjectionPoints.renewables.biomass.hs	16.13	0.567	7'834
yConnections.cus.hs	18.50	0.633	7'801	ylnjectionPoints.KWKG.hs	15.08	0.533	7'849
yConnections.streetlights.indir.ns	13.42	0.475	7'872	ylnjectionPoints.renewables.biomass.hs_ms	13.05	0.461	7'878
yConnections.streetlights.sum	12.07	0.422	7'892	ylnjectionPoints.hs	12.80	0.451	7'881
yConnections.streetlights.dir.ns	10.76	0.367	7'910	ylnjectionPoints.renewables.biomass.ns	12.33	0.433	7'888
yConnections.hs_ms	9.51	0.311	7'927	ylnjectionPoints.other.hs	11.60	0.403	7'898
yConnections.cus.hs_ms	8.60	0.269	7'938	ylnjectionPoints.hs_ms	11.12	0.382	7'905
yConnections.cus.hoes_hs	7.19	0.204	7'955	ylnjectionPoints.KWKG.hs_ms	10.92	0.374	7'908
yConnections.incl.streetlights.ms_ns	6.75	0.184	7'960	ylnjectionPoints.renewables.hs	10.90	0.373	7'908
yConnections.hoes_hs	6.49	0.172	7'963	ylnjectionPoints.renewables.wind.hs	10.54	0.357	7'913
yConnections.ms_ns	6.11	0.155	7'967	ylnjectionPoints.renewables.hs_ms	10.54	0.357	7'913
yConnections.cus.ms_ns	5.90	0.146	7'969	ylnjectionPoints.renewables.hydro.ms_ns	10.25	0.344	7'917
yConnections.streetlights.var3.ms_ns	5.07	0.111	7'977	ylnjectionPoints.renewables.wind.ns	9.98	0.333	7'920
yConnections.all.hoes_hs	4.52	0.089	7'982	ylnjectionPoints.renewables.solar.hs_ms	9.37	0.305	7'928
yConnections.hoes	0.74	-0.002	8'001	ylnjectionPoints.renewables.hydro.ns	9.16	0.295	7'931
yConnections.cus.hoes	0.22	-0.005	8'002	ylnjectionPoints.renewables.hydro.hs	8.74	0.276	7'936
				ylnjectionPoints.renewables.wind.hs_ms	8.58087	0.26838	7938.49
				ylnjectionPoints.KWKG.ms_ns	8.57925	0.2683	7938.51
				ylnjectionPoints.ms_ns	8.33834	0.25711	7941.53
				ylnjectionPoints.renewables.biomass.ms_ns	8.1919	0.2503	7943.35
				ylnjectionPoints.renewables.ms_ns	8.11059	0.24652	7944.35
				ylnjectionPoints.renewables.solar.ms_ns	7.96413	0.23971	7946.14
				ylnjectionPoints.renewables.hydro.hs_ms	7.47313	0.21692	7952.02
				ylnjectionPoints.hoes_hs	7.01334	0.19573	7957.33
				ylnjectionPoints.renewables.solar.hs	6.93072	0.19195	7958.26
				ylnjectionPoints.other.ns	6.38466	0.16724	7964.26
				ylnjectionPoints.renewables.biomass.hoes	5.90872	0.14623	7969.21
				ylnjectionPoints.KWKG.hoes_hs	5.90872	0.14623	7969.21
				ylnjectionPoints.other.hoes_hs	5.90872	0.14623	7969.21
				ylnjectionPoints.renewables.hoes_hs	5.31817	0.12111	7974.99
				ylnjectionPoints.other.hs_ms	4.12773	0.07493	7985.18
				ylnjectionPoints.renewables.wind.hoes_hs	3.43237	0.05164	7990.12
				ylnjectionPoints.renewables.wind.ms_ns	2.37213	0.02283	7996.08
				ylnjectionPoints.other.ms	2.31974	0.02165	7996.32
				ylnjectionPoints.other.ms_ns	2.0065	0.01505	7997.66
				ylnjectionPoints.hoes	0.21502	-0.00484	8001.64
				ylnjectionPoints.other.hoes	0.21502	-0.00484	8001.64

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 35: Zählpunkte (links), Netzlängen (rechts oben), Flächen (rechts unten)

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yMeters.all.tot	50.46	0.928	7'478	yNet.length.incl.streetlight.tot	59.38	0.947	7'417
yMeters.read.tot	50.23	0.927	7'479	yNet.length.tot	58.48	0.945	7'423
yMeters.all.ns	50.08	0.927	7'480	yNet.length.all.tot	53.19	0.935	7'458
yMeters.read.ns	49.91	0.926	7'482	yNet.length.ms	46.38	0.916	7'509
yMeters.read.op.ns	48.32	0.922	7'494	yCables.circuit.ms	45.60	0.913	7'515
yMeters.read.ms	23.73	0.739	7'733	yNet.length.ns	44.12	0.908	7'527
yMeters.read.op.hs_ms	22.88	0.725	7'744	yNet.length.all.ns	43.30	0.904	7'533
yMeters.all.ms	22.73	0.723	7'746	yCables.circuit.incl.streetlight.tot	42.27	0.900	7'542
yMeters.all.hs_ms	22.66	0.721	7'746	yCables.circuit.tot	41.63	0.897	7'548
yMeters.read.hs_ms	22.66	0.721	7'746	yCables.circuit.all.tot	40.06	0.890	7'561
yMeters.read.op.ms	21.69	0.703	7'759	yCables.circuit.incl.streetlight.ns	37.44	0.876	7'585
yMeters.read.hs	18.05	0.621	7'807	yCables.circuit.ns	36.75	0.872	7'591
yMeters.all.hs	18.04	0.621	7'808	yLines.circuit.tot	33.43	0.849	7'624
yMeters.read.op.hs	17.74	0.613	7'812	yLines.circuit.all.tot	33.18	0.847	7'626
yMeters.flatrate.ns	16.89	0.589	7'824	yLines.circuit.incl.streetlight.tot	33.06	0.846	7'628
yMeters.flatrate.op.ns	16.89	0.589	7'824	yCables.house.ns	29.12	0.810	7'670
yMeters.read.ext.ns	13.16	0.465	7'876	yLines.circuit.ms	21.37	0.697	7'763
yMeters.read.ext.hs	12.92	0.456	7'880	yLines.circuit.hs	18.81	0.640	7'797
yMeters.unoccupied.ns	9.43	0.308	7'928	yLines.circuit.ns	17.55	0.608	7'814
yMeters.unoccupied.ms	8.27	0.254	7'942	yLines.circuit.incl.streetlight.ns	16.75	0.585	7'826
yMeters.read.ms_ns	8.06	0.244	7'945	yLines.house.ns	16.19	0.569	7'833
yMeters.all.ms_ns	8.06	0.244	7'945	yCables.circuit.hs	13.94	0.494	7'865
yMeters.read.ext.ms_ns	7.90	0.237	7'947	yCables.streetlight.ns	1.78	0.011	7'999
yMeters.read.op.ms_ns	7.79	0.231	7'948	yLines.streetlight.ns	1.36	0.004	8'000
yMeters.read.op.hoes_hs	6.92	0.192	7'958	yCables.circuit.hoes	1.14	0.002	8'000
yMeters.read.hoes_hs	6.91	0.191	7'959	yLines.circuit.hoes	1.07	0.001	8'001
yMeters.all.hoes_hs	6.91	0.191	7'959				
yMeters.read.ext.ms	4.37	0.084	7'983	yArea.plaza.ns	37.97	0.879	7'580
yMeters.read.ext.hs_ms	4.25	0.079	7'984	yArea.residential.ns	37.44	0.876	7'585
yMeters.read.ext.hoes_hs	2.73	0.032	7'994	yArea.atkis.ns	37.25	0.875	7'587
yMeters.flatrate.op.ms	2.03	0.016	7'998	yArea.supplied.ns	35.77	0.866	7'601
yMeters.flatrate.ms	2.03	0.016	7'998	yArea.other.ns	34.85	0.860	7'610
yMeters.unoccupied.hs	1.53	0.007	7'999	yArea.traffic.ns	31.45	0.833	7'644
yMeters.unoccupied.hs_ms	0.55	-0.004	8'001	yArea.roads.ns	31.20	0.831	7'647
yMeters.unoccupied.ms_ns	0.47	-0.004	8'001	yArea.industry.ns	30.72	0.826	7'652
yMeters.read.op.hoes	0.22	-0.005	8'002	yArea.network.ms	29.71	0.817	7'663
yMeters.read.hoes	0.22	-0.005	8'002	yArea.ags.sum	26.54	0.780	7'699
yMeters.all.hoes	0.22	-0.005	8'002	yArea.supply.ms	25.00	0.759	7'717
yMeters.flatrate.op.hs_ms	0.03	-0.005	8'002	yArea.ns	23.82	0.741	7'732
yMeters.flatrate.hs_ms	0.03	-0.005	8'002	yArea.sport.ns	23.61	0.738	7'734
yMeters.flatrate.op.ms_ns	-0.16	-0.005	8'002	yArea.mixed.ns	22.89	0.725	7'743
yMeters.flatrate.ms_ns	-0.16	-0.005	8'002	yArea.park.ns	16.80	0.587	7'825
yMeters.flatrate.ext.ns	-0.17	-0.005	8'002	yArea.supply.hs	15.19	0.537	7'847
yMeters.flatrate.op.hs	-0.18	-0.005	8'002	yArea.network.hs	14.63	0.518	7'855
yMeters.flatrate.ext.ms	-0.18	-0.005	8'002	yArea.network.hoes	0.94	-0.001	8'001
yMeters.flatrate.hs	-0.18	-0.005	8'002	yArea.supply.hoes	0.57	-0.003	8'001

Quelle: Eigene Darstellung



Tabelle 36: Höchstlast (links) und installierte Bemessungsscheinleistung (rechts)

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yPeakload.injection.ms	70.03	0.961	7'354	yPower.inst.own.ms_ns	53.81	0.936	7'454
yPeakload.corr.ms_ns	58.70	0.946	7'421	yPower.inst.ms_ns	53.22	0.935	7'458
yPeakload.ms	58.53	0.945	7'422	yPower.inst.own.tot	44.92	0.911	7'520
yPeakload.ns	56.32	0.941	7'437	yPower.inst.ront.own.hs_ms	41.05	0.895	7'553
yPeakload.injection.ns	56.31	0.941	7'437	yPower.inst.ront.hs_ms	41.04	0.895	7'553
yPeakload.injection.ms_ns	55.16	0.939	7'444	yPower.inst.ront.own.ms	13.22	0.467	7'875
yPeakload.ms_ns	54.69	0.938	7'448	yPower.inst.ront.ms	13.21	0.467	7'875
yPeakload.injection.hs_ms	46.99	0.918	7'504	yPower.inst.ns	10.69	0.364	7'911
yPeakload.abs.sim.hs_ms	44.71	0.910	7'522	yPower.inst.own.ns	10.69	0.364	7'911
yPeakload.abs.sim.max	44.64	0.910	7'522	yPower.inst.ront.reserve.hs_ms	6.10	0.154	7'967
yPeakload.corr.max	42.89	0.903	7'537	yPower.inst.ront.reserve.own.hs_ms	6.10	0.154	7'967
yPeakload.corr.hs_ms	42.64	0.902	7'539	yPower.inst.ront.reserve.ms	4.71	0.097	7'980
yPeakload.from.higher.nonsim.sum	42.15	0.900	7'543	yPower.inst.ront.reserve.own.ms	4.71	0.097	7'980
yPeakload.um.max	41.99	0.899	7'544	yPower.inst.hs	2.05	0.016	7'997
yPeakload.hs_ms	41.77	0.898	7'546	yPower.inst.own.hs	2.05	0.016	7'997
yPeakload.from.higher.nonsim.hs_ms	40.98	0.894	7'553	yPower.inst.reserve.hs	2.05	0.016	7'997
yPeakload.abs.sim.hs_ms	40.71	0.893	7'555	yPower.inst.reserve.own.hs	2.05	0.016	7'997
yPeakload.injection.max	39.64	0.888	7'565	yPower.inst.hs_ms	1.93	0.014	7'998
yPeakload.from.higher.sim.max	38.95	0.885	7'571	yPower.inst.own.hs_ms	1.93	0.014	7'998
yPeakload.from.higher.sim.hs_ms	38.91	0.884	7'571	yPower.inst.ront.own.ms_ns	1.90	0.013	7'998
yPeakload.hs	37.34	0.876	7'586	yPower.inst.ront.ms_ns	1.86	0.012	7'998
yPeakload.injection.hs	35.46	0.864	7'604	yPower.inst.ront.reserve.hoes_hs	1.59	0.008	7'999
yPeakload.abs.nonsim.sum	34.87	0.860	7'610	yPower.inst.ront.reserve.own.hoes_hs	1.59	0.008	7'999
yPeakload.abs.nonsim.hs_ms	34.37	0.856	7'615	yPower.inst.ront.hoes_hs	1.43	0.005	8'000
yPeakload.into.higher.nonsim.hs_ms	25.44	0.766	7'712	yPower.inst.ront.own.hoes_hs	1.43	0.005	8'000
yPeakload.into.higher.nonsim.sum	25.14	0.761	7'716	yPower.inst.ms	1.35	0.004	8'000
yPeakload.into.higher.sim.max	24.31	0.749	7'726	yPower.inst.own.ms	1.35	0.004	8'000
yPeakload.into.higher.sim.hs_ms	24.15	0.746	7'728	yPower.inst.reserve.hs_ms	0.89	-0.001	8'001
yPeakload.into.higher.sim.nett.hs_ms	11.47	0.398	7'900	yPower.inst.reserve.own.hs_ms	0.89	-0.001	8'001
yPeakload.into.higher.sim.nett.max	11.47	0.397	7'900	yPower.inst.ront.reserve.hs	0.08	-0.005	8'002
yPeakload.into.higher.sim.nett.ms_ns	6.97	0.194	7'958	yPower.inst.ront.reserve.own.hs	0.08	-0.005	8'002
yPeakload.from.higher.sim.hoes_hs	1.50	0.006	7'999	yPower.inst.ront.ns	-0.10	-0.005	8'002
yPeakload.abs.nonsim.hoes_hs	1.48	0.006	7'999	yPower.inst.ront.own.ns	-0.10	-0.005	8'002
yPeakload.abs.sim.hoes_hs	1.48	0.006	7'999	yPower.inst.ront.hs	-0.15	-0.005	8'002
yPeakload.from.higher.nonsim.hoes_hs	1.47	0.006	8'000	yPower.inst.ront.own.hs	-0.15	-0.005	8'002
yPeakload.hoes_hs	1.45	0.005	8'000	yPower.inst.ront.reserve.ms_ns	-0.25	-0.005	8'002
yPeakload.corr.hoes_hs	1.45	0.005	8'000	yPower.inst.ront.reserve.own.ms_ns	-0.25	-0.005	8'002
yPeakload.injection.hoes_hs	1.45	0.005	8'000	yPower.inst.reserve.ms	-0.28	-0.005	8'002
yPeakload.into.higher.nonsim.hoes_hs	1.19	0.002	8'000	yPower.inst.reserve.own.ms	-0.28	-0.005	8'002
yPeakload.into.higher.sim.hoes_hs	1.18	0.002	8'000	yPower.inst.reserve.ns	-0.39	-0.004	8'002
yPeakload.into.higher.sim.nett.hoes_hs	1.09	0.001	8'000	yPower.inst.reserve.own.ns	-0.39	-0.004	8'002
yPeakload.hoes	0.93	-0.001	8'001	yPower.inst.reserve.own.ms_ns	-0.67	-0.003	8'001
yPeakload.injection.hoes	0.93	-0.001	8'001	yPower.inst.reserve.ms_ns	-0.67	-0.003	8'001

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 37: Gruppenanalyse: Einspeisung (links), Ausspeisung (rechts)

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
ylInjection.ms	68.51	0.960	7'363	yEnergy.delivered.ms	68.51	0.960	7'363
ylInjection.ns	54.11	0.937	7'452	yEnergy.delivered.tot	66.81	0.958	7'372
ylInjection.ms_ns	49.38	0.925	7'486	yEnergy.delivered.sum	62.65	0.952	7'397
ylInjection.upper.nets.ns	47.14	0.918	7'503	yEnergy.delivered.ns	54.11	0.937	7'452
ylInjection.hs_ms	46.91	0.917	7'504	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	53.24	0.935	7'458
ylInjection.upper.nets.ms_ns	45.67	0.913	7'514	yEnergy.delivered.to.customers.ns	53.24	0.935	7'458
ylInjection.hs	39.22	0.886	7'569	yEnergy.losses.ms_ns	52.52	0.933	7'463
ylInjection.generation.tot	38.66	0.883	7'574	yEnergy.losses.tot	50.82	0.929	7'475
ylInjection.upper.nets.ms	35.98	0.867	7'599	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	49.92	0.926	7'482
ylInjection.upper.nets.hs_ms	34.01	0.854	7'618	yEnergy.delivered.ms_ns	49.38	0.925	7'486
ylInjection.generation.and.recovered.lower	30.72	0.826	7'652	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms	47.14	0.918	7'503
ylInjection.generation.ms	27.99	0.798	7'682	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	47.14	0.918	7'503
ylInjection.renewables.ms	25.38	0.765	7'713	yEnergy.delivered.hs_ms	46.91	0.917	7'504
ylInjection.generation.hs	24.35	0.749	7'725	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms	45.67	0.913	7'514
ylInjection.renewables.tot	23.93	0.743	7'731	yEnergy.losses.ns	43.24	0.904	7'534
ylInjection.generation.and.recovered.lower	22.21	0.713	7'752	yEnergy.delivered.hs	39.22	0.886	7'569
ylInjection.renewables.biomass.ms	21.75	0.704	7'758	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs	35.98	0.867	7'599
ylInjection.renewables.solar.ns	20.07	0.670	7'780	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	35.67	0.865	7'602
ylInjection.renewables.solar.ms	18.59	0.635	7'800	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	35.55	0.864	7'603
ylInjection.generation.ns	18.34	0.629	7'803	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs	34.01	0.854	7'618
ylInjection.generation.and.recovered.lower	18.34	0.629	7'803	yEnergy.losses.hs_ms	33.04	0.846	7'628
ylInjection.renewables.hydro.ms	18.24	0.626	7'805	yEnergy.delivered.to.customers.ms	29.43	0.814	7'666
ylInjection.renewables.ns	17.94	0.618	7'809	yEnergy.losses.ms	26.11	0.775	7'704
ylInjection.KWKG.ns	17.80	0.615	7'811	yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	25.56	0.767	7'711
ylInjection.renewables.biomass.hs	17.74	0.613	7'812	yEnergy.delivered.to.customers.hs	22.55	0.719	7'748
ylInjection.upper.nets.other.dso.hs	17.07	0.595	7'821	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.ds	19.88	0.666	7'783
ylInjection.renewables.wind.ms	17.07	0.594	7'821	yEnergy.losses.hs	18.55	0.634	7'801
ylInjection.renewables.hs	14.22	0.504	7'861	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.ds	15.52	0.548	7'843
ylInjection.renewables.wind.ns	13.14	0.464	7'876	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.ds	14.61	0.518	7'856
ylInjection.generation.and.recovered.lower	12.41	0.436	7'887	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.ds	13.97	0.495	7'865
ylInjection.other.hs	11.77	0.410	7'896	yEnergy.other.ns	12.77	0.450	7'882
ylInjection.renewables.biomass.hs_ms	11.15	0.384	7'904	yEnergy.recovered.from.lower.net.ms	12.55	0.442	7'885
ylInjection.renewables.biomass.ns	10.80	0.369	7'909	yEnergy.recovered.from.lower.net.hs_ms	12.48	0.439	7'886
ylInjection.other.ns	10.55	0.358	7'913	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms	10.49	0.355	7'913
ylInjection.renewables.solar.hs_ms	10.36	0.350	7'915	yEnergy.other.ms	9.89	0.328	7'922
ylInjection.generation.and.recovered.lower	10.24	0.344	7'917	yEnergy.recovered.from.higher.net.ms_ns	9.77	0.323	7'923
ylInjection.generation.hs_ms	10.18	0.341	7'918	yEnergy.recovered.from.higher.net.ms	9.46	0.309	7'927
ylInjection.renewables.hs_ms	9.78	0.324	7'923	yEnergy.recovered.from.lower.net.ms_ns	9.31	0.302	7'929
ylInjection.renewables.wind.hs	9.65	0.317	7'925	yEnergy.recovered.tot	9.29	0.301	7'929
ylInjection.KWKG.hs	9.29	0.301	7'929	yEnergy.recovered.from.higher.net.ns	9.29	0.301	7'929
ylInjection.renewables.hydro.ns	9.22	0.298	7'930	yEnergy.recovered.from.higher.net.hs	8.98	0.287	7'933
ylInjection.renewables.solar.ms_ns	9.08	0.292	7'932	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs	8.61	0.270	7'938
ylInjection.generation.ms_ns	8.58	0.268	7'938	yEnergy.recovered.from.higher.net.hs_ms	8.38	0.259	7'941
ylInjection.renewables.ms_ns	8.49	0.264	7'940	yEnergy.delivered.hoes_hs	8.02	0.242	7'946
ylInjection.renewables.biomass.ms_ns	8.15	0.249	7'944	yEnergy.recovered.from.lower.net.hs	7.79	0.231	7'948
ylInjection.hoes_hs	8.02	0.242	7'946	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	7.70	0.228	7'949
ylInjection.renewables.hydro.hs	7.68	0.227	7'950	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoe	7.60	0.223	7'950
ylInjection.upper.nets.hs	7.60	0.223	7'950	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.ms	7.36	0.212	7'953
ylInjection.other.dso.hoes_hs	7.51	0.218	7'952	yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	6.48	0.171	7'963
ylInjection.renewables.wind.hs_ms	7.24	0.206	7'955	yEnergy.other.ms_ns	5.69	0.137	7'971
ylInjection.renewables.hydro.ms_ns	6.70	0.182	7'961	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms	5.64	0.135	7'972
ylInjection.generation.hoes_hs	6.70	0.181	7'961	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs	5.41	0.125	7'974
ylInjection.renewables.solar.hs	6.44	0.170	7'964	yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes	5.28	0.119	7'975
ylInjection.renewables.hoes_hs	6.30	0.164	7'965	yEnergy.recovered.from.higher.net.hoes_hs	5.28	0.119	7'975
ylInjection.renewables.hydro.hs_ms	6.15	0.157	7'967	yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes_hs	4.94	0.106	7'978
ylInjection.renewables.biomass.hoes_hs	5.91	0.146	7'969	yEnergy.delivered.to.customers.hoes_hs	3.50	0.054	7'990
ylInjection.KWKG.hoes_hs	5.91	0.146	7'969	yEnergy.losses.hoes_hs	1.38	0.005	8'000
ylInjection.other.hoes_hs	5.91	0.146	7'969	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hoe	1.05	0.001	8'001
ylInjection.generation.and.recovered.lower	5.26	0.119	7'976	yEnergy.delivered.to.customers.and.lower.n	1.05	0.001	8'001
ylInjection.KWKG.ms	4.00	0.070	7'986	yEnergy.delivered.hoes	1.04	0.000	8'001
ylInjection.upper.nets.other.dso.ms_ns	3.93	0.068	7'987	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms	0.82	-0.002	8'001
ylInjection.other.ms	3.81	0.064	7'988	yEnergy.losses.hoes	0.50	-0.004	8'001
ylInjection.KWKG.ms_ns	3.45	0.052	7'990	yEnergy.recovered.from.lower.net.hoes	0.43	-0.004	8'001
ylInjection.other.dso.hs	3.19	0.044	7'992	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoe	0.23	-0.005	8'002
ylInjection.KWKG.hs_ms	2.99	0.039	7'993	yEnergy.delivered.to.customers.hoes	0.22	-0.005	8'002
ylInjection.renewables.wind.hoes_hs	2.83	0.034	7'994	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hoe	0.15	-0.005	8'002
ylInjection.renewables.wind.ms_ns	2.07	0.016	7'997	yEnergy.other.hs	-0.34	-0.004	8'002
ylInjection.upper.nets.other.dso.hs_ms	1.82	0.012	7'998	yEnergy.other.hs_ms	-0.39	-0.004	8'002
ylInjection.upper.nets.other.dso.ns	1.78	0.011	7'999				
ylInjection.other.dso.ms	1.71	0.010	7'999	<b>Einspeisung (fortfolgend)</b>			
ylInjection.upper.nets.other.dso.hoes_hs	1.16	0.002	8'000	ylInjection.generation.and.recovered.lower.n	0.29	-0.005	8'002
ylInjection.other.dso.hoes	1.09	0.001	8'000	ylInjection.generation.hoes	0.22	-0.005	8'002
ylInjection.upper.nets.hoes_hs	1.05	0.001	8'001	ylInjection.other.hoes	0.22	-0.005	8'002
ylInjection.hoes	1.04	0.000	8'001	ylInjection.upper.nets.other.dso.ms	-0.19	-0.005	8'002
ylInjection.other.ms_ns	1.04	0.000	8'001	ylInjection.other.dso.hs_ms	-0.27	-0.005	8'002
ylInjection.other.hs_ms	0.92	-0.001	8'001	ylInjection.other.dso.ms_ns	-0.33	-0.005	8'002

**Tabelle 38: Gruppenanalyse: Masten, Umspannstationen, Schaltstationen (links), Transformatoren (rechts)**

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
yTowers.own.incl.roof.tot	26.43	0.779	7'700	yTransformers.own.tot	49.76	0.926	7'483
yTowers.own.tot	26.12	0.775	7'704	yTransformers.own.ms_ns	48.85	0.923	7'490
yTowers.ms	25.07	0.760	7'717	yTransformers.ms_ns	48.71	0.923	7'491
yTowers.own.ms	24.33	0.749	7'726	yTransformers.ront.own.hs_ms	39.01	0.885	7'571
yTowers.own.hs	18.70	0.638	7'799	yTransformers.ront.hs_ms	39.00	0.885	7'571
yTowers.hs	18.51	0.633	7'801	yTransformers.ront.own.ms	13.29	0.470	7'874
yTowers.own.ns	15.81	0.557	7'839	yTransformers.ront.ms	13.29	0.470	7'874
yTowers.ns	15.80	0.557	7'839	yTransformers.ns	11.36	0.393	7'901
yTowers.roof.ns	14.63	0.518	7'855	yTransformers.own.ns	11.36	0.393	7'901
yTowers.own.hoes	1.03	0.000	8'001	yTransformers.ront.reserve.hs_ms	6.51	0.173	7'963
yTowers.hoes	1.01	0.000	8'001	yTransformers.ront.reserve.own.hs_ms	6.51	0.173	7'963
				yTransformers.ront.reserve.ms	4.29	0.081	7'984
				yTransformers.ront.reserve.own.ms	4.29	0.081	7'984
ySubstations.own.tot	47.62	0.920	7'499	yTransformers.ms	2.41	0.024	7'996
ySubstations.ms_ns	47.03	0.918	7'503	yTransformers.own.ms	2.41	0.024	7'996
ySubstations.own.ms_ns	47.02	0.918	7'504	yTransformers.ront.own.ms_ns	2.07	0.016	7'997
ySubstations.own.hs_ms	44.35	0.908	7'525	yTransformers.hs	2.05	0.016	7'997
ySubstations.hs_ms	38.21	0.881	7'578	yTransformers.own.hs	2.05	0.016	7'997
ySubstations.own.ms	13.79	0.489	7'867	yTransformers.reserve.hs	2.05	0.016	7'997
ySubstations.ms	13.79	0.489	7'867	yTransformers.reserve.own.hs	2.05	0.016	7'997
ySubstations.ns	12.15	0.426	7'890	yTransformers.ront.ms_ns	2.01	0.015	7'998
ySubstations.own.ns	12.15	0.426	7'890	yTransformers.hs_ms	2.00	0.015	7'998
ySubstations.hs	1.89	0.013	7'998	yTransformers.own.hs_ms	2.00	0.015	7'998
ySubstations.own.hs	1.88	0.013	7'998	yTransformers.reserve.hs_ms	1.60	0.008	7'999
ySubstations.hoes_hs	1.28	0.003	8'000	yTransformers.reserve.own.hs_ms	1.60	0.008	7'999
ySubstations.own.hoes_hs	1.28	0.003	8'000	yTransformers.ront.reserve.hoes_hs	1.59	0.008	7'999
				yTransformers.ront.reserve.own.hoes_hs	1.59	0.008	7'999
				yTransformers.ront.hoes_hs	1.34	0.004	8'000
ySwitchingstations.own.ns	17.67	0.611	7'813	yTransformers.ront.own.hoes_hs	1.34	0.004	8'000
ySwitchingstations.ns	17.67	0.611	7'813	yTransformers.ront.reserve.hs	0.10	-0.005	8'002
ySwitchingstations.own.tot	17.64	0.610	7'813	yTransformers.ront.reserve.own.hs	0.10	-0.005	8'002
ySwitchingstations.own.ms	11.23	0.387	7'903	yTransformers.ront.ns	-0.09	-0.005	8'002
ySwitchingstations.ms	11.23	0.387	7'903	yTransformers.ront.own.ns	-0.09	-0.005	8'002
ySwitchingstations.own.hs	3.64	0.058	7'989	yTransformers.ront.hs	-0.20	-0.005	8'002
ySwitchingstations.hs	3.63	0.058	7'989	yTransformers.ront.own.hs	-0.20	-0.005	8'002
				yTransformers.ront.reserve.ms_ns	-0.25	-0.005	8'002
				yTransformers.ront.reserve.own.ms_ns	-0.25	-0.005	8'002
				yTransformers.reserve.ms	-0.32	-0.005	8'002
				yTransformers.reserve.own.ms	-0.32	-0.005	8'002
				yTransformers.reserve.own.ms	-0.32	-0.005	8'002
				yTransformers.reserve.ns	-0.39	-0.004	8'002
				yTransformers.reserve.own.ns	-0.39	-0.004	8'002
				yTransformers.reserve.own.ms_ns	-0.56	-0.003	8'001
				yTransformers.reserve.ms_ns	-0.57	-0.003	8'001

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 39: Gruppenanalyse: Z-Parameter

Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)	Parameter	t-value	AdjR2	BIC(sT)
zOther.addresses	51.04	0.929	7'473	zPowered.nets.level.tot	4.94	0.106	7'978
zOther.Population	47.53	0.919	7'500	zPowered.nets.level.hs	4.84	0.102	7'979
zDensity.meters	46.22	0.915	7'510	zPowered.nets.level.hoes_hs	4.65	0.094	7'981
zDensity.connections	38.70	0.883	7'573	zPowered.nets.level.hs_ms	2.77	0.032	7'994
zDensity.addresses	37.26	0.875	7'587	zPowered.nets.level.hoes	0.73	-0.002	8'001
zSoil.BK456	36.31	0.869	7'596	zPowered.nets.level.ms	0.59	-0.003	8'001
zSoil.GB567	33.01	0.846	7'628	zPowered.nets.level.ns	-0.43	-0.004	8'001
zSoil.GB37	24.21	0.747	7'727	zPowered.nets.level.ms_ns	-0.70	-0.003	8'001
zSoil.GB0378	22.51	0.719	7'748				
zSoil.BK0267	7.52	0.219	7'952	zOther.Peakshaving	5.67	0.136	7'972
zSoil.BK26	6.92	0.191	7'958	zResources.excl.transformer.hoes_hs	4.98	0.107	7'978
				zOperator.Streetlights	1.37	0.004	8'000
zNet.structure.sum.ms	46.38	0.916	7'509	zEast_West.ms_ns	0.79	-0.002	7'879
zNet.structure.sum.ns	44.11	0.908	7'527	zOther.GIS	0.78	-0.002	8'001
zNet.structure.radial.ms	23.98	0.743	7'730	zEast_West.ns	0.78	-0.002	7'840
zNet.structure.radial.ns	22.13	0.712	7'753	zEast_West.ms	0.72	-0.002	7'923
zNet.structure.meshed.ns	21.16	0.693	7'766	zOperator.Gas.storage	0.50	-0.004	8'001
zNet.structure.ring.ms	16.55	0.580	7'828	zOperator.Multinets	0.37	-0.004	8'002
zNet.structure.ring.ns	15.24	0.539	7'847	zOther.Changes	-0.06	-0.005	8'002
zNet.structure.meshed.ms	13.26	0.469	7'875	zOperator.Gas.network	-0.35	-0.004	8'002
				zOperator.Sewer	-0.86	-0.001	8'001
				zOperator.Telecom	-1.58	0.008	7'999
				zResources.excl.transformer.hs_ms	-1.65	0.009	7'999
				zOperator.Districtheating	-3.41	0.051	7'990
				zOperator.Water	-3.46	0.053	7'990

Quelle: Eigene Darstellung

## IV Weitere Sensitivitätsanalysen aufgrund der Anhörung

### IV.1 Alternative Abbildung der dezentralen Erzeugung und Netzlängen MS

Im Rahmen der Anhörung des Gutachtens wurden folgende Modellvorschläge eingebracht:

- Eine alternative Aufteilung der Erzeugungsleistung nach Energieträgern, namentlich getrennt nach Wind, Solar und Sonstige ( $y_{\text{InstalledPower.renewables.wind.tot}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.renewables.solar.tot}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.ex.wind.and.solar.tot}}$ ). Die Aufteilung nach Technologien wurde im Laufe des Projekts schon mehrfach im Rahmen der Modellentwicklung geprüft und verworfen, wird aber nachfolgend nochmals untersucht.
- Vom gleichen Netzbetreiber wird zudem eine disaggregiertere Abbildung der dezentralen Erzeugungsleistung nach Netzebenen, namentlich Aufteilung «NS, MS und MS/NS und HS/MS+», also insgesamt vier Parameter für die Erzeugungsleistung ( $y_{\text{InstalledPower.ns}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.ms\_ns}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.ms}}$  und  $y_{\text{InstalledPower.NE1to4.sum}}$ );
- Ein weiterer Netzbetreiber fordert eine leicht unterschiedliche Disaggregation der dezentralen Erzeugungsleistung nach den unterschiedlichen Spannungsebenen, konkret nach Niederspannung (NS, MS/NS;  $y_{\text{InstalledPower.NE6to7.sum}}$ ), Mittelspannung (MS, HS/MS;  $y_{\text{InstalledPower.NE4to5.sum}}$ ) und darüber ( $y_{\text{InstalledPower.NE1to3.sum}}$ ). Diese Variante wurde bereits im Rahmen der üblichen Sensitivitätsanalysen untersucht, wird nachfolgend aber gleichwohl dokumentiert.
- Der gleiche Netzbetreiber fordert darüber hinaus – wie auch einige weitere Netzbetreiber – eine Aufteilung der Leitungslängen MS analog zur RP2 ( $y_{\text{Cables.circuit.ms}}$ ,  $y_{\text{Lines.circuit.ms}}$ ). Diese Frage wurde im Rahmen der Modellfindung bereits untersucht und nun nochmals analysiert.

Da es sich bei allen Vorschlägen um kleinere Anpassungen am gewählten Modell handelt, werden diese nachfolgend im Rahmen einer Erweiterung der Sensitivitätsanalyse eingehender diskutiert. Da aus konzeptioneller Sicht das Ausgangsmodell / gewählte Modell am ehesten den in diesem Gutachten widergegebenen ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen entspricht und sich die regulatorischen Eigenschaften zwischen den Modellen nicht wesentlich unterscheiden, werden nachfolgend in den Tabellen nur die statistischen Eigenschaften dokumentiert.

#### Alternative Abbildung der dezentralen Erzeugungsleistung

**Tabelle 40** zeigt zunächst die Ergebnisse zur alternativen Abbildung der installierten Erzeugungsleistung. Von allen nachfolgend gezeigten Modellen bringt die Aufteilung nach Erzeugungstechnologien („DEZ 1“) als einziges eine leichte Verbesserung des BIC (von 2145 auf 2141 bei Totex bzw. 2179 auf 2175 bei sTotex). Jedoch erhöht sich die Multikollinearität stark und von drei Parametern für die installierte Erzeugungsleistung sind zwei nicht signifikant, davon die Windkraft mit negativem Vorzeichen was auch in der robusten Regression bestätigt wird. Die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht erwartete Kostenkausalität kann also im Durchschnittskostenmodell nicht validiert werden. Bei der disaggregierten Abbildung der Erzeugungsleistung auf den unteren Spannungsebenen („DEZ 2“) sind bei Totex alle vier Parameter nicht signifikant, zudem verschlechtert sich der BIC-Wert. Bei der Variante mit Aufteilung nach Nieder-, Mittel- sowie Hoch- und Höchstspannung („DEZ 3“) ist zwar die Erzeugung auf der Niederspannungsebene signifikant positiv, allerdings erhöht sich die Multikollinearität des Modells sehr stark um den Faktor 10. Bezüglich Effizienzgrenze sind die Korrelationen von DEA und SFA Werten bei allen Modellen vergleichbar gut. Die SFA kann weniger eindeutig Effizienz von

Rauschen unterscheiden. In der Second-Stage-Analyse weisen das erste und das dritte Modell analog gelagerte wesentliche Probleme auf (Netzstruktur- und -längen, zudem der von den Netzbetreibern für die Abbildung der dezentralen Erzeugung genannte Parameter  $y_{RelativeLowerPower.ms\_ns}$ ).

Im Vergleich mit dem Modell RP2+ drängt sich somit keines der alternativen Modelle auf. Das Modell RP2+ hat insgesamt die besseren statistischen Eigenschaften und leitet sich direkt aus den in Kapitel 3 vorangestellten ingenieurwissenschaftlichen Untersuchungen zur Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung ab.

**Tabelle 40: Analyse von Eingaben zur installierten Erzeugungsleistung**

	DEZ 1	DEZ 2	DEZ 3
<b>Vergleichsparameter</b>			
<i>Schräg: Normierungsparameter</i>	$y_{Meters.read.tot}$	$y_{Meters.read.tot}$	$y_{Meters.read.tot}$
<i>Grau: Nicht signifikant</i>	$y_{Cables.circuit.hs}$	$y_{Cables.circuit.hs}$	$y_{Cables.circuit.hs}$
<i>Orange: Neg. nicht signifikant</i>	$y_{Lines.circuit.hs}$	$y_{Lines.circuit.hs}$	$y_{Lines.circuit.hs}$
<i>Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen</i>	$y_{Net.length.ms}$	$y_{Net.length.ms}$	$y_{Net.length.ms}$
<i>Unterstrichen: Änderung</i>	$y_{Net.length.all.ns}$	$y_{Net.length.all.ns}$	$y_{Net.length.all.ns}$
<i>Parameternamen teilweise abgekürzt</i>	$y_{Peakload.hs\_ms}$	$y_{Peakload.hs\_ms}$	$y_{Peakload.hs\_ms}$
	$y_{Peakload.ms\_ns}$	$y_{Peakload.ms\_ns}$	$y_{Peakload.ms\_ns}$
	$y_{InstPow.ex.wind.solar.tot}$	$y_{InstalledPow.NE1to4.sum}$	$y_{InstalledPow.NE1to3.sum}$
	$y_{InstPow.renew.wind.tot}$	$y_{InstalledPow.ms}$	$y_{InstalledPow.NE4to5.sum}$
	$y_{InstPow.renew.solar.tot}$	$y_{InstalledPow.ms\_ns}$	$y_{InstalledPow.NE6to7.sum}$
		$y_{InstalledPow.ns}$	
<b>Statistische Ergebnisse</b>			
<b>Durchschnittskostenfunktion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Negatives Vorzeichen Wind</li> <li>Leichte Verbesserung BIC</li> <li>Starke Erhöhung Multikollinearität (Faktor 2)</li> <li>Ein Ausreißer mehr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Viele n.s. Parameter</li> <li>Verschlechterung BIC</li> <li>Erhöhung Multikollinearität (Faktor 1.3)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Leichte Verschlechterung</li> <li>Verschlechterung BIC</li> <li>Massive Erhöhung Multikollinearität (Faktor 10)</li> </ul>
<b>Effizienzgrenze</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leicht tiefere Korrelation (72%/74%)</li> <li>SFA nicht sig. sTotex</li> <li>Wind mit n.s. negativem Vorzeichen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leicht tiefere Korrelation (72%/74%)</li> <li>SFA nicht sig. sTotex</li> <li>Bei Totex alle Parameter der Erzeugungsleistung nicht signifikant, dazu falsches Vorzeichen MS/NS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leicht höhere Korrelation (74%/76%)</li> <li>SFA nicht sig. sTotex</li> <li>Zwei der drei Parameter der Erzeugungsleistung nicht signifikant</li> </ul>
<b>Second-Stage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mehr Probleme, insb. Netzlängen, Netzstruktur, Erdkabel, <math>y_{RelativeLowerPower.ms\_ns}</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mehr Probleme, insb. Netzlängen, Netzstruktur, Erdkabel, <math>y_{RelativeLowerPower.ms\_ns}</math></li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

### Disaggregation Netzlängen MS

Tabelle 41 zeigt die Untersuchungen zur Aufteilung der Erdkabel und Freileitungen auf der Mittelspannungsebene. Die Aufteilung – aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht zwingend notwendig analog zur Niederspannungsebene – führt zu einer statistischen Verschlechterung mit tieferem BIC und einer Erhöhung der Multikollinearität. Zudem zeigt die robuste Regression einen Ausreißer mehr, was auf eine etwas weniger gute Abbildung der Heterogenität im

Datensatz hindeutet (gilt auch für das Modell „DEZ Eingabe 1“ oben). Als Effizienzgrenze ist die Korrelation von DEA und SFA ebenfalls gut, jedoch kann die SFA Effizienz und Rauschen nicht mehr signifikant unterscheiden und es treten mehr Second-Stage Probleme auf (zusätzlich Einspeisung und angeschlossene Erzeugungleistung).

### Disaggregierte Netzlängen MS mit alternativer Aufteilung der dezentralen Erzeugung

Die zweite und dritte Spalte zeigt zudem das Ergebnis, wenn zusätzlich zu den disaggregierten Netzlängen MS eine alternative Disaggregation der Erzeugungleistung gewählt wird (DEZ 1 bzw. DEZ 3 von oben). Erneut verschlechtert sich die Informationsgüte, während Multikollinearität und Ausreißer zunehmen. Ebenfalls weniger gut sind die Eigenschaften der Effizienzgrenze (tiefere Korrelationen, mehr insignifikante Parameter mit teils falschen Vorzeichen).

**Tabelle 41: Analyse der Aufteilung von Erdkabeln und Freileitungen**

	Aufteilung MS	Dazu DEZ 1	Dazu DEZ 3
<b>Vergleichsparameter</b>			
Schräg: Normierungsparameter	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>	<i>yMeters.read.tot</i>
Grau: Nicht signifikant	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs	yCables.circuit.hs
Orange: Neg. nicht signifikant	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yLines.circuit.hs
Rot: Neg. signifikantes Vorzeichen	<u>yCables.circuit.ms</u>	<u>yCables.circuit.ms</u>	<u>yCables.circuit.ms</u>
Unterstrichen: Änderung	<u>yLines.circuit.ms</u> (sT n.s.)	<u>yLines.circuit.ms</u>	<u>yLines.circuit.ms</u>
Parameternamen teilweise abgekürzt	<u>yNet.length.all.ns</u>	<u>yNet.length.all.ns</u>	<u>yNet.length.all.ns</u>
	yPeakload.hs_ms	yPeakload.hs_ms	yPeakload.hs_ms
	yPeakload.ms_ns	yPeakload.ms_ns	yPeakload.ms_ns
	yInstalledPow.NE1to4.sum	<u>yInstPow.ex.wind.solar.tot</u>	<u>yInstalledPow.NE1to3.sum</u>
	yInstalledPow.NE5to7.sum	<u>yInstPow.renew.wind.tot</u> <u>yInstPow.renew.solar.tot</u>	<u>yInstalledPow.NE4to5.sum</u> <u>yInstalledPow.NE6to7.sum</u>
<b>Statistische Ergebnisse</b>			
<b>Durchschnittskostenfunktion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Ok</li> <li>Verschlechterung BIC</li> <li>Erhöhung Multikollinearität (Faktor 1.8)</li> <li>Ein Ausreißer mehr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Mehr n.s. Parameter, zudem Vorzeichen</li> <li>Verschlechterung BIC</li> <li>Erhöhung Multikollinearität (Faktor 2.5)</li> <li>Ein Ausreißer mehr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ROLS: Mehr n.s. Parameter</li> <li>Verschlechterung BIC</li> <li>Starke Erhöhung Multikollinearität (Faktor 11)</li> <li>Ein Ausreißer mehr</li> </ul>
<b>Effizienzgrenze</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leicht tiefere Korrelation (72%/75%)</li> <li>SFA n.s.</li> <li>Im Wesentlichen wie RP2+ (dazu Freileitungen MS n.s. in sTotex)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tiefere Korrelation (68%/73%)</li> <li>SFA n.s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leicht tiefere Korrelation (70%/76%)</li> <li>SFA n.s.</li> <li>In Totex alle Parameter installierte Erzeugungleistung n.s., dazu neg. Vorzeichen yInstalledPower.NE4to5.sum</li> </ul>
<b>Second-Stage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mehr Probleme, insb. Einspeisung und Erzeugungleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mehr Probleme, insb. Netzlängen, Netzstruktur, Erdkabel, yRelativeLowerPower.ms_ns, Wasserkraft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>yRelativeLowerPower.ms_ns</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend stellt keines der im Rahmen der Stellungnahmen der Anhörung vorgeschlagenen Modelle eine Verbesserung als Effizienzvergleichsmodell dar. Im Allgemeinen verschlechtert sich in der unterliegenden Kostenfunktion (Durchschnittskostenfunktion) das

Informationskriterium, zudem nehmen Multikollinearität und die Anzahl Ausreißer zu. Ebenso verschlechtern sich die statistischen Eigenschaften als Effizienzgrenze insbesondere bezüglich Vorzeichen der Parameter und in der Second-Stage-Analyse. Gleichzeitig ergeben sich aus konzeptioneller bzw. regulatorischer Sicht keine wesentlichen Vorteile (wenn überhaupt).

## IV.2 Normierungsfaktor

Im Rahmen der Anhörung zum Gutachten wurden zusätzliche Informationen zur Wahl des Normierungsparameters gewünscht. **Tabelle 42** listet die Veränderungen der statistischen Eigenschaften von Variationen rund um das gewählte Modell RP2+ im Vergleich zum Modell RP2+ auf.

**Tabelle 42: Wahl des Normierungsfaktors**

Modelländerung	Delta BIC	Delta VIF	#Ausreißer	Delta HS	Delta Skew
Normierungsfaktor Anschlusspunkte, keine Zählpunkte	+457.90	+18'933.03	gleich	Nicht ok	gleich
Normierungsfaktor Anschlusspunkte, zusätzlich Zählpunkte	+461.99	+18'465.82	gleich	Nicht ok	gleich
Normierungsfaktor Zählpunkte, zusätzlich Anschlusspunkte	+4.22	+3'413.46	gleich	Ok	gleich

Erläuterung: Die Tabelle zeigt die Veränderung der statischen Kriterien im Vergleich zum gewählten Effizienzvergleichsmodell. Dunkelrot hervorgehoben sind die statistischen Verschlechterungen im Vergleich zum Basismodell. „Delta HS“ zeigt eine Änderung in der Beurteilung der Heteroskedastizität gemäß Breusch-Pagan-Test an.

Quelle: Eigene Darstellung

### Anschlüsse als Normierungsfaktor

Die erste Resultatzeile zeigt die Änderung der statistischen Eigenschaften, wenn der Normierungsfaktor Zählpunkte (yMeters.read.tot) durch Anschlusspunkte (yConnections.incl.inj.sum) ersetzt wird. Das Informationskriterium (BIC) verschlechtert sich deutlich, die Multikollinearität nimmt gemessen am VIF zu und wichtiger noch, der Normierungsfaktor Anschlusspunkte vermag die Heteroskedastizität nicht zu eliminieren, erfüllt also seinen Hauptzweck nicht. Gleiches gilt für ein Modell, in welchem die Anschlusspunkte als Normierungsfaktor verwendet, die Zählpunkte aber als Vergleichsparameter beibehalten werden. Dies deckt sich mit früheren Ergebnissen hierzu, u.a. auch mit denjenigen eines Netzbetreibers im Rahmen seiner Stellungnahme zur Konsultation, wonach die Zählpunkte als Normierungsparameter die Heteroskedastizität im Allgemeinen effektiver begrenzen als die Anschlusspunkte, die noch in der RP2 als Normierungsfaktor gewählt worden waren. Die Modelle mit Anschlusspunkten als Normierungsfaktor schneiden auch in der SFA schlechter ab, mit deutlich tieferer Korrelation von DEA und SFA Werten und jeweils drei nicht signifikanten Parametern (neben Netzlängen NS jeweils die beiden Parameter für die angeschlossene Erzeugungsleistung).

### Ergänzung um Anschlusspunkte

Im Rahmen der Stellungnahmen zu diesem Gutachten wurde zudem gefolgert, dass im Vergleich zum Modell der RP2 durch das Weglassen der Anschlusspunkte Netzbetreiber mit einem hohen Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten im Vergleich zur Normierung mit Anschlusspunkten systematisch benachteiligt würden.

Hierzu lässt sich zunächst festhalten, dass sich aus verschiedenen möglichen Effizienzvergleichsmodellen inkl. dem Modell einer vorangegangenen Regulierungsperiode noch kein



Anspruch begründen lässt und dass, wenn dem so wäre, jeweils der umgekehrte Zusammenhang für anders gelagerte Netzbetreiber gilt.

Ebenfalls werden Netzbetreiber mit unterschiedlichem Verhältnis von Zähl- und Anschlusspunkten im gewählten Effizienzvergleichsmodell nicht systematisch benachteiligt, wie u.a. Abbildung 31 unten links untermauert (Nichtsignifikanz des Zusammenhangs wurde auch numerisch festgestellt, vgl. Fußnote 41). Tabelle 42 zeigt in diesem Zusammenhang in der letzten Zeile, dass eine Erweiterung des gewählten Modells um Anschlusspunkte aus statistischer Sicht zu einer Verschlechterung führen würde: Der Informationsgehalt ist leicht tiefer und die Multikollinearität ist erhöht. In der SFA ist das Vorzeichen von  $yConnections.incl.inj.sum$  zudem nicht signifikant.

Die hier dargestellten Untersuchungen stützen somit sowohl die Wahl der Zählpunkte als Normierungsparameter als auch das gänzliche Weglassen der Anschlusspunkte.



	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	1.0000
	0.9969
	0.9880
	0.9855
	0.9779
	0.9760
	0.9675
	0.9621
	0.9619
	0.9604
	0.9601
	0.9598
	0.9585
	0.9581
	0.9579
	0.9578
	0.9576
	0.9570
	0.9567
	0.9566
	0.9562
	0.9560
	0.9555
	0.9552
	0.9551
	0.9544
	0.9529
	0.9528
	0.9526
	0.9518
	0.9516
	0.9513

	0.9508
	0.9508
	0.9501
	0.9500
	0.9497
	0.9494
	0.9494
	0.9491
	0.9489
	0.9487
	0.9470
	0.9470
	0.9465
	0.9464
	0.9460
	0.9457
	0.9449
	0.9443
	0.9443
	0.9441
	0.9440
	0.9439
	0.9437
	0.9436
	0.9433
	0.9433
	0.9410
	0.9407
	0.9403
	0.9402
	0.9396
	0.9389
	0.9383
	0.9381
	0.9370
	0.9369
	0.9359
	0.9357
	0.9348
	0.9343
	0.9343
	0.9342
	0.9338
	0.9332

	0.9328
	0.9318
	0.9315
	0.9307
	0.9302
	0.9294
	0.9291
	0.9287
	0.9286
	0.9279
	0.9279
	0.9273
	0.9271
	0.9258
	0.9255
	0.9237
	0.9224
	0.9222
	0.9219
	0.9218
	0.9216
	0.9214
	0.9213
	0.9212
	0.9198
	0.9193
	0.9180
	0.9174
	0.9158
	0.9157
	0.9148
	0.9135
	0.9127
	0.9120
	0.9111
	0.9091
	0.9073
	0.9057
	0.9055
	0.9052
	0.9051
	0.9049
	0.9046
	0.9031

	0.9022
	0.9017
	0.9004
	0.8986
	0.8986
	0.8971
	0.8954
	0.8942
	0.8906
	0.8903
	0.8883
	0.8863
	0.8863
	0.8851
	0.8842
	0.8830
	0.8812
	0.8793
	0.8752
	0.8668
	0.8628
	0.8568
	0.8511
	0.8486
	0.8390
	0.8231
	0.8025
	0.7886
	0.7854
	0.7750
	0.7735
	0.7532

## VI Supereffizienzwerte für den Effizienzbonus

Tabelle 44: Individuelle Effizienzboni

NB	Totex			sTotex			Grundlage Bonus
	DEA	Supereff	Mit Cap	DEA	Supereff	Mit Cap	S (nur Werte >0.001)
██████	1.000	1.195	0.050	1.000	1.178	0.050	0.050
██████	1.000	1.115	0.050	1.000	1.075	0.050	0.050
██████	1.000	1.090	0.050	1.000	1.108	0.050	0.050
██████	1.000	1.200	0.050	1.000	1.126	0.050	0.050
██████	1.000	1.117	0.050	1.000	1.163	0.050	0.050
██████	1.000	1.161	0.050	1.000	1.174	0.050	0.050
██████	1.000	1.149	0.050	1.000	1.183	0.050	0.050
██████	1.000	2.415	0.050	1.000	2.649	0.050	0.050
██████	1.000	1.096	0.050	1.000	1.070	0.050	0.050
██████	1.000	1.264	0.050	1.000	1.182	0.050	0.050
██████	1.000	1.140	0.050	1.000	1.250	0.050	0.050
██████	1.000	1.162	0.050	1.000	1.132	0.050	0.050
██████	1.000	1.083	0.050	1.000	1.101	0.050	0.050
██████	1.000	1.080	0.050	1.000	1.053	0.050	0.050
██████	1.000	1.707	0.050	1.000	1.681	0.050	0.050
██████	1.000	1.404	0.050	1.000	1.359	0.050	0.050
██████	1.000	3.993	0.050	1.000	3.743	0.050	0.050
██████	1.000	1.181	0.050	1.000	1.200	0.050	0.050
██████	1.000	1.030	0.030	1.000	1.089	0.050	0.040
██████	1.000	1.087	0.050	1.000	1.025	0.025	0.038
██████	1.000	1.039	0.039	1.000	1.035	0.035	0.037
██████	1.000	1.009	0.009	1.000	1.071	0.050	0.029
██████	1.000	1.022	0.022	1.000	1.029	0.029	0.026
██████	1.000	1.005	0.005	1.000	1.022	0.022	0.013
██████	1.000	1.016	0.016	1.000	1.010	0.010	0.013
██████	1.000	1.037	0.037	1.000	0.989	-0.011	0.013
██████	1.000	0.988	-0.012	1.000	1.025	0.025	0.007

## VII Modellvalidierung

### ROLS/STOTEX

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	80.632	12.790	6.304	1.99e-09 ***
yCables.circuit.hs	91535.029	19823.017	4.618	7.16e-06 ***
yLines.circuit.hs	15317.336	846.017	18.105	< 2e-16 ***
yNet.length.all.ns	-51.275	412.824	-0.124	0.901285
yNet.length.ms	2506.361	827.710	3.028	0.002805 **
yPeakload.hs_ms	12.587	3.183	3.954	0.000109 ***
yPeakload.ms_ns	91.095	17.356	5.249	4.09e-07 ***
yInstalledPower.NE1to4.sum	3.108	1.070	2.905	0.004112 **
yInstalledPower.NE5to7.sum	10.092	3.489	2.893	0.004263 **

---  
 Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 27.23  
 Multiple R-squared: 1, Adjusted R-squared: 1

Robustness weights: 3 observations are outliers

### ROLS/TOTEX

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	83.042	12.813	6.481	7.71e-10 ***
yCables.circuit.hs	91321.790	19851.912	4.600	7.72e-06 ***
yLines.circuit.hs	15131.788	848.542	17.833	< 2e-16 ***
yNet.length.all.ns	-203.466	414.034	-0.491	0.623698
yNet.length.ms	3187.053	828.937	3.845	0.000165 ***
yPeakload.hs_ms	12.163	3.188	3.815	0.000184 ***
yPeakload.ms_ns	84.019	17.383	4.833	2.77e-06 ***
yInstalledPower.NE1to4.sum	3.683	1.072	3.437	0.000724 ***
yInstalledPower.NE5to7.sum	7.855	3.498	2.245	0.025899 *

---  
 Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 27.41  
 Multiple R-squared: 1, Adjusted R-squared: 1

Robustness weights: 3 observations are outliers

### Properties

BIC(sT) = 2144.675  
 BIC(T) = 2179.064

#### Breusch-Pagan test

BP = 5.6299, df = 8, p-value = 0.6886 > 0.05 OK

#### Non-constant Variance Score Test

Variance formula: ~ fitted.values  
 Chisquare = 0.9094844, Df = 1, p = 0.34025  
 OK

#### BELSLEY MULTICOLLINEARITY (Condition index < 30)

Condition indices: 1 1.408607 1.480971 1.761594 3.248161 3.778982 180.4168 356.5159  
 412.332  
 Three not OK

#### VARIANCE INFLUENCE FACTORS (VIF < 10)

yCables.circuit.hs	yLines.circuit.hs	yNet.length.all.ns
15503.80172	6962.46785	15.62578
yNet.length.ms	yPeakload.hs_ms	yPeakload.ms_ns
14545.55655	5287.78044	25242.47764
yInstalledPower.NE1to4.sum	yInstalledPower.NE5to7.sum	
10990.22650	10202.76614	

Not OK



**NORMALITY**

Shapiro-Wilk normality test

data: sT\$residuals  
W = 0.98488, p-value = 0.03217  
Not OK

Shapiro-Wilk normality test

data: To\$residuals  
W = 0.98333, p-value = 0.01901  
Not OK

**SKEWNESS**

D'Agostino Normality Test

Test Results:

STATISTIC:  
Chi2 | Omnibus: 6.7474  
Z3 | Skewness: 0.3764  
Z4 | Kurtosis: 2.5702  
P VALUE:  
Omnibus Test: 0.03426  
Skewness Test: 0.7066  
Kurtosis Test: 0.01016

OK

D'Agostino Normality Test

Test Results:

STATISTIC:  
Chi2 | Omnibus: 8.3869  
Z3 | Skewness: 0.8937  
Z4 | Kurtosis: 2.7547  
P VALUE:  
Omnibus Test: 0.01509  
Skewness Test: 0.3715  
Kurtosis Test: 0.005875

OK

## **swiss economics**

Swiss Economics SE AG  
Weinbergstrasse 102  
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20  
F: +41 (0)44 500 56 21

[office@swiss-economics.ch](mailto:office@swiss-economics.ch)