

EVS4

# Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode

Gutachten Anhörung

Dr. Urs Trinkner, Swiss Economics

Andreas Stritt, Swiss Economics

Prof. Dr. Per Agrell, SUMICSID

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, IAEW

Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig, IAEW

Christopher Hauk, IAEW

Franziska Tischbein, IAEW

Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur

06.03.2024

ISSN 2235-1868



## Metainformationen

Titel:	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode
Referenz:	EVS4
Status:	Gutachten Anhörung
Version:	V1
Datum:	06.03.2024
Autoren:	Urs Trinkner, Andreas Stritt, Christopher Hauk, Franziska Tischbein, Per Agrell
Kontakt:	Urs Trinkner, +41 79 830 14 32, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Abstract:	Dieses Gutachten dokumentiert die wichtigsten Ergebnisse zum Effizienzvergleich der deutschen Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode. Das gewählte Effizienzvergleichsmodell besteht aus Messlokationen, Netzlängen auf den Spannungsebenen, Jahreshöchstlasten auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS sowie angeschlossener Erzeugungsleistung differenziert nach Netzebenen. Die resultierende mittlere Effizienz beträgt 95.9%.

## Projektbegleitung Auftraggeber

Referat 611 (Anreizregulierung, Vergleichsverfahren) und Beschlusskammer 8 (Netzentgelte Elektrizität) der Bundesnetzagentur

## Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG und SUMICSID Group SPRL unter Beizug des Instituts für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) 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  
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich  
www.swiss-economics.ch

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

## Zusammenfassung

Dieses Gutachten dokumentiert die wichtigsten Ergebnisse zum Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode. Es besteht die Herausforderung, einerseits relevante Entwicklungen im Zuge der Energiewende angemessen abzubilden und andererseits eine ausreichende Kontinuität im Vergleich zu früheren Effizienzvergleichen sicherzustellen. Hierzu wurde auf den Erfahrungen früherer Regulierungsperioden aufgebaut und der gewählte Ansatz punktuell weiterentwickelt. Wesentliche Änderungen zum Vorgehen der RP3 sind:

- Das Projekt umfasste neu bereits eine Unterstützung bei der Festlegung des Datenerhebungsbogens mit Blick auf eine möglichst kohärente und vollständige Bildung von Vergleichsparametern.
- Die Modellentwicklung wurde mit dem „Technical-Blocks-Verfahren“ ergänzt, das im Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber der vierten Regulierungsperiode (EFG4) erstmals zum Einsatz gekommen ist. Hierzu wurden im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse (KTA Ing) geeignete „Technical Blocks“ gebildet.
- Das neue Verfahren führt im Rahmen der Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells zu einer größeren Fülle ausgewerteter Modellkandidaten.

### Vorgehen und wichtigste Resultate

**Bildung Vergleichsparameter mit KTA Ing (Kapitel 3):** 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.

**Datenvalidierung (Kapitel 4):** Die von den Netzbetreibern gelieferten und von der BNetzA geprüften Daten wurden entlang verschiedener formaler, analytischer und statistischer Tests in mehreren Schritten plausibilisiert. Im Ergebnis liegt ein Datensatz vor, der sich zur Durchführung des Effizienzvergleichs eignet und keine Auffälligkeiten aufweist.

**KTA Oec (Abschnitt 5.3):** Anhand der validierten Daten wurde 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 17). Untereinander korrelieren insbesondere Anschlusspunkte, versorgte Fläche und Netzlängen (Tabelle 9). Frei

von analytischen Überlegungen kann das Spektrum der im Effizienzvergleich berücksichtigten 194 Netzbetreiber aus statistischer Sicht bereits mit 8 Parametern abgebildet werden.

**Herleitung von Grundmodellen (Abschnitt 5.4):** In einem nächsten Schritt wurden entlang von vier komplementären Verfahren anhand von Durchschnittskostenmodellen mögliche Grundmodelle im Sinne von Ausgangsspezifikationen für die spätere Modellierung der Effizienzgrenze hergeleitet. In einem ersten Verfahren wurden die Modelle der RP2 und der RP3 auf ihre Eignung als Kostenfunktion für die RP4 geprüft und aufgrund ihrer statistischen Eigenschaften als erste Grundmodelle zur Weiterverfolgung gewählt. Im Technical Blocks Verfahren ergeben sich sowohl in der normiert linearen als auch in der loglinearen Spezifikation eine Vielzahl vollständiger Modelle, welche gute statistische Eigenschaften aufweisen. Im Top-Down und im Bottom-up Verfahren erfüllt kein Modell die statistischen und konzeptionellen Kriterien.

**Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells (Abschnitt 5.5):** Die gewählten Grundmodelle wurden in einem weiteren Schritt in verschiedenen Streams auf ihre Eigenschaften als Effizienzgrenze mittels DEA und SFA geprüft und graduell weiterentwickelt. Das Modell der RP2 zeigt keine Konvergenz und wurde daher verworfen. Für das Modell der RP3 wurden verschiedene Anpassungen vorgenommen und geprüft. Drei dieser Modelle zeigen eine gute Eignung als Effizienzvergleichsmodell und wurden in Substreams weiterverfolgt:

- Modell „RP3 IP1“, welches die installierte Erzeugungsleistung zu einem Parameter zusammenfasst und die Spitzenkappung berücksichtigt,
- das Modell „RP3 area N13“, welche die Netzlängen der unteren Netzebenen durch die versorgte Fläche ersetzt sowie
- das Modell „RP3 N57 IP3“, welches die Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 zusammenfasst und die installierte Erzeugungsleistung, wie in der Konsultation gefordert, in drei Parameter nach Netzebenen N1 bis N4, N5 bis N6 und N7 aufteilt.

Grundmodelle aus dem Technical-Blocks-Verfahren mit normiert linearer Spezifikation zeigen Modelle mit einer Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung nach Technologien gute statistische Eigenschaften. Sie wurden als Substream „Tech“ weiterverfolgt. Modelle mit loglinearer Spezifikation wurden verworfen.

Die Modelle der vier Substreams wurden erneut verfeinert und resultierten in den Modellen „RP3 IP1+“, „RP3 IP3+“ und „Tech 3“. Aufgrund der gesetzten konzeptionellen, regulatorischen und statistischen Kriterien fiel die Wahl auf das Modell RP3 IP3+. Dieses wurde anschließend einer eingehenden Validierung unterzogen, u.a. mittels Sensitivitäts-, eingehender Ausreißer-, Peer- und Second-Stage-Analysen. Die Analysen stützten das gewählte Modell. Ausreißer und Peers des Modells bewegen sich im Rahmen der Werte der vorangegangenen Regulierungsperioden. Der Mittelwert der bestabgerechneten Effizienzwerte liegt bei 95.9%.

## Diskussion

Das gewählte Effizienzvergleichsmodell besteht aus Messlokationen, Netzlängen differenziert nach Kabel und Freileitungen auf den Netzebenen HöS und HS, aggregierte Netzlängen auf den unteren Netzebenen MS und NS, zeitgleiche Jahreshöchstlasten auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS sowie angeschlossener Erzeugungsleistung differenziert nach den untersten Netzebene (NS), den mittleren Netzebenen (MS und MS/NS) und den darüber liegenden (HöS, HöS/HS, HS). 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 auch Forderungen aus der Konsultation. Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht berücksichtigt das gewählte Modell ausschließlich gut oder komplementär geeignete Parameter, insbesondere auch die als gut geeignet beurteilten Jahreshöchstlasten.

Dem oft geäußerten Anliegen einer ausreichenden Abbildung der Heterogenität der im Benchmarking teilnehmenden 194 Netzbetreiber insb. auch vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anforderungen im Rahmen der Einbindung von neuer dezentraler Erzeugung, wurde wiederum an vielen Stellen im Projekt Rechnung getragen (bspw. KTA Ing, Datenvalidierung, KTA Oec, Modellbildungskriterien, Auffälligkeits- und Ausreißeranalysen inkl. angewendete Schwellenwerte, statistische Kriterien, Peer-Analyse, Second-Stage-Analyse). Zusätzlich wurde der Einfluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche in der Ausreißeranalyse gesondert untersucht (vgl. auch Abschnitt 5.5.6.4).

Die resultierende mittlere Effizienz von 95.9% liegt im Vergleich zum letzten Effizienzvergleich (94.1%) um 1.8 Prozentpunkte höher. 1.1 Prozentpunkte davon sind auf die erstmals vorgenommene Hochskalierung der SFA-Werte zurückzuführen, welche sicherstellt, dass das effizienteste Unternehmen in der SFA einen Effizienzwert von 100% erreicht (vgl. Abschnitt 5.5.1.4). Die recht hohen Durchschnittseffizienzen spiegeln das umfassende Vorsichtsprinzip, das dem Effizienzvergleich zu Grunde liegt (vgl. Abschnitt 5.5.1.10), wider. Ein wesentliches Element ist die Bestabrechnung (anstatt Mittelwert) von Effizienzwerten verschiedener Methoden und Kostenbasen, ebenso der Umstand, dass besonders effiziente Unternehmen durch die verwendeten Ausreißerkriterien von der Betrachtung ausgeschlossen werden und somit für die übrigen Unternehmen nicht als Effizienzmaßstab gelten.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>14</b>
1.1 Ausgangslage.....	14
1.2 Auftrag / Zielsetzung.....	14
1.3 Vorgehen .....	15
1.3.1 Ansatz .....	15
1.3.2 Zeitlicher Ablauf .....	17
1.3.3 Einbezug und Rückmeldungen der Netzbetreiber .....	18
1.4 Struktur des Berichts.....	20
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>21</b>
2.1 Rechtliche Vorgaben .....	21
2.1.1 Effizienzvergleichsmethoden und Ausreißeranalysen.....	23
2.1.2 Datengrundlage.....	25
2.1.3 Aufwandparameter.....	26
2.1.4 Vergleichsparameter.....	26
2.1.5 Bestabgerechnete Effizienzwerte und Effizienzbonus.....	27
2.2 Ökonomische Grundlagen der Effizienzmessung.....	28
2.2.1 DEA – Data Envelopment Analysis .....	29
2.2.2 SFA – Stochastic Frontier Analysis.....	30
2.2.3 Zusammenspiel von DEA und SFA .....	31
2.3 Zusammenfassung und Terminologie .....	32
<b>3 Vergleichsparameter mit Datenerhebung</b> .....	<b>34</b>
3.1 Ingenieurwissenschaftliche Kostenzusammenhänge.....	35
3.2 Stromwirtschaftliche Entwicklungen seit der dritten Regulierungsperiode .....	37
3.3 Entwicklung des regulatorischen Rahmens .....	39
3.4 Rückmeldungen und Parametervorschläge der Netzbetreiber .....	40
3.5 Festlegung der Datenerhebung .....	41
3.5.1 Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen.....	42
3.5.2 Detailliertere Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen.....	43
3.5.3 Berücksichtigung der Spitzenkappung bei kleinen PV-Anlagen.....	43
3.5.4 Abfrage der zweit- bis fünfthöchsten Lastwerte .....	43
3.5.5 Abfrage der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung .....	44

3.6	Zu untersuchende Vergleichsparameter.....	45
3.6.1	Liste der zu untersuchenden Parameter .....	45
3.6.2	Konzeptionelle Einordnung der Parameter .....	47
3.6.3	Gruppenbildung .....	47
3.6.4	Zuordnung zu Versorgungsdimensionen .....	47
3.6.5	Zuordnung nach Beeinflussbarkeit .....	49
3.6.6	Zusammenfassung.....	51
3.7	Ingenieurwissenschaftliche Beurteilung und Einordnung .....	52
3.7.1	Beurteilung der Einzelparameter.....	52
3.7.2	Priorisierung der Parameter für das Top-down-Verfahren.....	55
3.7.3	Bildung von Technical Blocks .....	56
<b>4</b>	<b>Datenbearbeitung und -validierung .....</b>	<b>62</b>
4.1	Datenbearbeitung.....	62
4.1.1	Struktur der bereitgestellten Daten .....	62
4.1.2	Bildung der Datensätze und Vergleichsparameter .....	62
4.2	Ausgewertete Daten.....	64
4.2.1	Datenlieferungen der BNetzA und Lieferungen an die Netzbetreiber .....	64
4.2.2	Dem Effizienzvergleich zugrundeliegende Daten .....	64
4.3	Formale Prüfungen .....	65
4.4	Integrität – Newcomb-Benford Prüfung .....	66
4.5	Plausibilität.....	67
4.5.1	Veränderungen der Parameter im Vergleich zur RP3.....	67
4.5.2	Prüfung der Aufwandparameter .....	68
4.5.3	Prüfung der Vergleichsparameter .....	69
4.5.4	Prüfung der Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandparametern .....	71
4.6	Fazit der Datenvalidierung.....	73
<b>5</b>	<b>Effizienzvergleich .....</b>	<b>74</b>
5.1	Übersicht Vorgehen .....	74
5.2	Methoden und Kriterien.....	74
5.2.1	Methoden .....	75
5.2.2	Kriterien für die Beurteilung von Modellen .....	75
5.3	Ökonomische Kostentreiberanalyse .....	77
5.3.1	Kostentreibergruppen .....	77
5.3.2	Korrelationen.....	79
5.3.3	Untersuchungen zur Modellgröße .....	80

5.3.4 Zusammenfassung.....	82
5.4 Modellspezifikation: Herleitung von Grundmodellen.....	83
5.4.1 Methodisches.....	84
5.4.2 Analyse Modelle und RP2 und RP3.....	91
5.4.3 Resultate Technical-Blocks-Verfahren.....	92
5.4.4 Resultate Top-down-Verfahren.....	97
5.4.5 Resultate Bottom-up-Verfahren.....	100
5.4.6 Zusammenfassendes Fazit.....	101
5.5 Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells.....	101
5.5.1 Methodisches.....	103
5.5.2 Weiterentwicklung Grundmodelle.....	114
5.5.3 Modellwahl.....	124
5.5.4 Detailspezifikation des finalen Modells.....	127
5.5.5 Bestabgerechnete Effizienzwerte.....	130
5.5.6 Validierung.....	135
<b>6 Referenzen.....</b>	<b>146</b>
<b>I Liste der Vergleichsparameter.....</b>	<b>148</b>
<b>II Zuordnung Variablennamen zu Erhebungsbogen.....</b>	<b>169</b>
<b>III Gruppenanalyse.....</b>	<b>186</b>
<b>IV Effizienzwerte finales Modell.....</b>	<b>194</b>
<b>V Supereffizienzwerte für den Effizienzbonus.....</b>	<b>199</b>
<b>VI Modellvalidierung.....</b>	<b>200</b>



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ausgewählte Meilensteine im Projektverlauf .....	17
Tabelle 2:	Terminologie der Parameter und Daten .....	33
Tabelle 3:	Zuordnung der Parameter zu den Versorgungsdimensionen .....	49
Tabelle 4:	Einordnung der Parameter nach Beeinflussbarkeit.....	50
Tabelle 5:	Einordnung nach Versorgungsdimension und Beeinflussbarkeit .....	51
Tabelle 6:	Darstellung der Parameter nach ingenieurwissenschaftlicher Eignung .....	56
Tabelle 7:	Dem Effizienzvergleich zugrundeliegender Datenstand .....	65
Tabelle 8:	Gruppenanalyse: Erklärungsgehalt der einzelnen Parameter am Beispiel der angeschlossenen Erzeugungsleistung .....	78
Tabelle 9:	Korrelationsmatrix (Auszug).....	80
Tabelle 10:	Robuste Regression des Modells der RP2 für sTotex (linear) .....	91
Tabelle 11:	Robuste Regression des Modells der RP3 für sTotex (linear) .....	92
Tabelle 12:	Resultate Bottom-up-Verfahren .....	100
Tabelle 13:	Allgemeiner Vergleich der funktionalen Formen.....	107
Tabelle 14:	Filterkriterien der Technical-Blocks-Modelle .....	113
Tabelle 15:	Engere Modellauswahl.....	125
Tabelle 16:	Beschreibung des finalen Modells .....	129
Tabelle 17:	Stata output Totex .....	130
Tabelle 18:	Stata output sTotex .....	130
Tabelle 19:	Übersicht Effizienzwerte .....	131
Tabelle 20:	Vergleich mit früheren Regulierungsperioden .....	132
Tabelle 21:	Identifizierte Ausreißer .....	137
Tabelle 22:	Liste der Peers.....	138
Tabelle 23:	Auffällige kardinale Parameter .....	139
Tabelle 24:	Auffällige ordinale Parameter .....	141
Tabelle 25:	Liste der Vergleichsparameter.....	148
Tabelle 26:	Überführung Erhebungsbogen .....	169
Tabelle 27:	Gruppenanalyse: Ein- und Ausspeisepunkte.....	186
Tabelle 28:	Messlokationen.....	187
Tabelle 29:	Fläche und Netzlängen.....	188
Tabelle 30:	Höchstlast und Höchstbelastung .....	189
Tabelle 31:	Gruppenanalyse: Einspeisung.....	190

Tabelle 32:	Gruppenanalyse: Ausspeisung .....	191
Tabelle 33:	Gruppenanalyse: Umspann- und Schaltstationen, Transformatoren .....	192
Tabelle 34:	Gruppenanalyse: Z-Parameter .....	193
Tabelle 35:	Effizienzwerte nach Methode und Bestabrechnung .....	194
Tabelle 36:	Individuelle Effizienzboni.....	199

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Grundlegender Ansatz .....	15
Abbildung 2:	Illustration Effizienzkostengrenze .....	28
Abbildung 3:	Schematische Darstellung einer DEA.....	29
Abbildung 4:	Schematische Darstellung einer SFA.....	31
Abbildung 5:	Zusammenspiel von DEA und SFA .....	32
Abbildung 6:	Analyserahmen und Terminologie.....	33
Abbildung 7:	Vorgehen ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse .....	35
Abbildung 8:	Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge .....	36
Abbildung 9:	Parametergruppen und -subgruppen .....	46
Abbildung 10:	Darstellung Technical-Blocks-Verfahren.....	58
Abbildung 11:	Verwendete Parameter in Technical Blocks .....	58
Abbildung 12:	Belegenheit der Netzebenen im Datensatz .....	66
Abbildung 13:	Häufigkeiten der Führungsziffern im Datensatz.....	67
Abbildung 14:	Veränderung ausgewählter Parameterwerte von RP3 zu RP4.....	68
Abbildung 15:	Scatter Plot Aufwandsparameter .....	69
Abbildung 16:	Scatter Plot Vergleichsparameter .....	70
Abbildung 17:	Scatter Plot Aufwand- vs. Vergleichsparameter.....	72
Abbildung 18:	Anzahl bester Stückkostenverhältnisse je Netzbetreiber .....	73
Abbildung 19:	Verfahren bei der Modellbildung zur RP4.....	75
Abbildung 20:	Illustration optimale Modellgröße.....	81
Abbildung 21:	Optimale Anzahl Parameter – Auswertung BU Modelle (linear) .....	82
Abbildung 22:	Verfahren der Modellspezifikation.....	84
Abbildung 23:	Übersicht lineare TB-Modelle.....	94
Abbildung 24:	Übersicht normiert lineare TB-Modelle .....	95
Abbildung 25:	Übersicht loglineare TB-Modelle .....	96

Abbildung 26: Übersicht lineare TD-Modelle .....	98
Abbildung 27: Übersicht loglineare TD-Modelle .....	99
Abbildung 28: Entwicklung des Effizienzgrenzenmodells .....	102
Abbildung 29: DEA Ausreißeranalyse .....	105
Abbildung 30: SFA Ausreißeranalyse .....	110
Abbildung 31: Übersicht Originalmodelle und aufdatierte Modelle RP3 .....	115
Abbildung 32: Übersicht Modellvariationen des Modells der RP3 .....	117
Abbildung 33: Übersicht Modelle TB normiert linear .....	121
Abbildung 34: Übersicht beste Modelle TB DEA Permutation .....	122
Abbildung 35: Verteilung der Effizienzwerte vor Best-of-Abrechnung.....	133
Abbildung 36: Scatterplot DEA- vs. SFA bestabgerechnete Werte .....	134
Abbildung 37: Verteilung der bestabgerechneten Effizienzwerte.....	134
Abbildung 38: Vergleich der individuellen Effizienzwerte aus RP3 und RP4.....	135
Abbildung 39: Verteilung der Supereffizienzwerte .....	136
Abbildung 40: Verteilung der Cook's Distances.....	136
Abbildung 41: Einfluss der verbleibenden Parameter auf die Best-of-Werte.....	140
Abbildung 42: Einfluss der kardinalen Variablen .....	141
Abbildung 43: Einfluss ausgesuchter Vergleichsparameter und Verhältniszahlen .....	143

## Abkürzungen

Adjusted R <sup>2</sup> , adjR <sup>2</sup>	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, 4	Effizienzvergleich Fernleitungsnetzbetreiber Gas der RP3, 4
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVG3	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas der RP3
EVS1, 2, 3, 4	Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der RP1, 2, 3, 4
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
ggf.	gegebenenfalls
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
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
RP1, 2, 3, 4	Erste, zweite, dritte, vierte 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 vierte Regulierungsperiode (RP4) für Verteilernetzbetreiber (VNB) Strom beginnt am 1. Januar 2024. 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 vierten Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs der VNB (nachfolgend EVS4) 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 dritten Regulierungsperiode hat die Bedeutung der Integration erneuerbarer Energien weiter zugenommen. Um noch einmal die Qualität und Belastbarkeit der Vergleichsparameter zu steigern, hat das Projekt im Vergleich zu vorangegangenen Regulierungsperioden bereits vor der Datenerhebung gestartet. So konnten insbesondere auch ingenieurwissenschaftliche Überlegungen zur Abbildung der Heterogenität der Netzbetreiber bereits in den Erhebungsbogen (EHB) einfließen, mit dem die Daten der Netzbetreiber von der BNetzA erhoben werden.

Beim Effizienzvergleich 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 2021 als Gutachter mit folgendem Auftrag eingesetzt:

- **Datenabfrage:** Unterstützung bei der Erstellung des Erhebungsbogens (EHB), den die Netzbetreiber auszufüllen haben;
- **Vergleichsparameter:** Ermittlung und Validierung der Vergleichsparameter;
- **Datenvalidierung:** Unterstützung bei der Plausibilisierung der erhobenen Strukturdaten und 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.

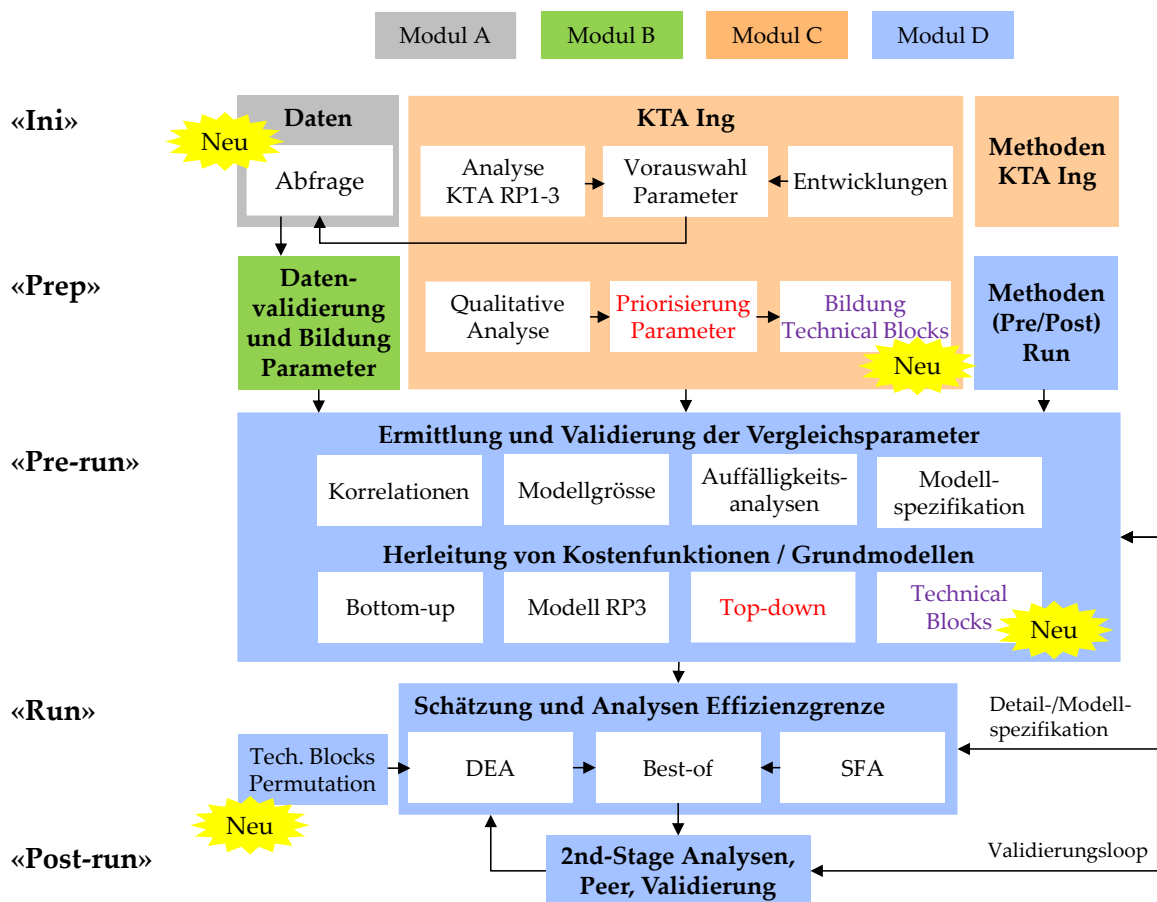
Das vorliegende Gutachten dokumentiert die Ergebnisse und Empfehlungen für die Bundesnetzagentur zu den genannten Punkten (Kapitel 3 Vergleichsparameter mit Datenerhebung, Kapitel 4 Datenvalidierung, Kapitel 5 Effizienzvergleich).

### 1.3 Vorgehen

#### 1.3.1 Ansatz

Mit Blick auf die eingangs beschriebenen Herausforderungen und die geforderten Leistungen wird der in **Abbildung 1** dargestellte grundlegende Ansatz umgesetzt.

**Abbildung 1: Grundlegender Ansatz**



Bemerkung: Farblich hervorgehoben ist die Priorisierung der Parameter als Grundlage des Top-Down-Verfahrens (rot) sowie die Bildung der Technical Blocks als Grundlage des Technical Blocks-Verfahrens (violett).

Quelle: Eigene Darstellung

Der Ansatz baut direkt auf unserem Vorgehen und den Erfahrungen im Rahmen früherer Effizienzvergleiche für die BNetzA auf, insbesondere dem Effizienzvergleich der vorangegangenen Regulierungsperiode EVS3 (Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode) sowie auf dem EFG3 (Effizienzvergleich Fernleitungs-

netzbetreiber Gas der dritten Regulierungsperiode) und EFG4 (Effizienzvergleich Fernleitungsnetzbetreiber Gas der vierten Regulierungsperiode), dem wir das «*Technical Blocks*» Verfahren entnehmen.

Im Vergleich zum EVS3 kommt neu die frühzeitige Mitarbeit bei der Festlegung der Datenanforderungen hinzu, was ein in den einzelnen Schritten noch besser abgestimmtes Vorgehen erlaubt.

Demnach wird der Effizienzvergleich entlang der folgenden **fünf wesentlichen Schritte** durchgeführt:

- **Ini:** Nach Auftragsvergabe werden die ingenieurwissenschaftlichen Vorarbeiten gestartet, um eine Vorauswahl von Vergleichsparametern zu erstellen und die zugehörigen, von den Netzbetreibern zu erhebenden Daten zu definieren.
- **Prep:** Sobald die bei den NB erhobenen Eingangsdaten vorliegen, starten die Vorarbeiten zum Effizienzvergleich. Die Eingangsdaten werden plausibilisiert und die Vergleichsparameter gebildet und validiert (Modul B). Anschließend werden diese im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse (KTA Ing) eingeordnet, priorisiert und – neu im Vergleich zum EVS3– *gegenseitige Ergänzungen untersucht* (sogenannte «*Technical Blocks*»). Somit liegen eingangs zum Effizienzvergleich zum einen die zu untersuchenden Vergleichsparameter in priorisierter Form vor, zum anderen sind die Methoden und Kriterien für die Durchführung des Effizienzvergleichs festgelegt.
- **Pre-run:** Ausgehend von der ökonomischen Kostentreiberanalyse (KTA Oec) in der u.a. Untersuchungen zur Modellgröße angestellt werden, werden unter Anwendung von **vier verschiedenen Verfahren** Grundmodelle hergeleitet, welche sich aus ökonomischer Sicht als Kostenfunktionen eignen:
  - **Modell RP3:** In einem ersten Verfahren wird das Modell der vorangegangenen Regulierungsperiode auf seine Eignung für die neuen Daten geprüft.
  - Beim **Top-down Verfahren** wird auf die ingenieurwissenschaftliche Priorisierung des vorangegangenen Schritts zurückgegriffen und hierarchisch ausgehend von den Top-Parametern ein Modell entwickelt.
  - Gegensätzlich dazu wird das **Bottom-up Verfahren** durchgeführt, welches bewusst vollkommen unabhängig von der in der KTA Ing vorgenommenen Priorisierung der Parameter aus rein statistischer Sicht optimale Kostentreiber-Kombinationen identifizieren soll.
  - **Technical-Blocks Verfahren:** Neu sehen wir als viertes Verfahren vor, die „Building Blocks“ aus der KTA Ing zu verwenden, um die besten Parameterkombinationen mit ingenieurwissenschaftlichem Gehalt zu finden.
- **Run:** Die so resultierenden Grundmodelle werden in Anwendung der DEA und SFA inklusive der zugehörigen Ausreißeranalysen weiterentwickelt und dabei soweit nötig Fragen der Detailspezifikation geklärt (funktionale Form der SFA, usw.). Ergänzend



wird für das Technical Blocks-Verfahren eine DEA-Permutation aller möglichen Block-Kombinationen nach vordefinierten Kriterien ausgewertet.

- **Post-run:** Die weiterentwickelten Modelle werden einer Second-Stage und Peer Analyse unterzogen und gegebenenfalls weiter angepasst. Die verbleibenden Modelle werden nochmals umfassend aus ingenieurwissenschaftlicher, ökonomischer und statistischer Sicht geprüft und es wird das Modell gewählt, welches die eingangs gesetzten Gütekriterien am besten erfüllt.

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

### 1.3.2 Zeitlicher Ablauf

**Tabelle 1: Ausgewählte Meilensteine im Projektverlauf**

Meilenstein	Termin	Inhalt
<b>Beginn der Arbeiten Konsortium</b>	Sommer 2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Start vorbereitende Arbeiten zur Datenerhebung</li> </ul>
<b>Pretest</b>	24.8.2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vorstellung des geplanten Erhebungsbogens inkl. Überlegungen hierzu</li> <li>▪ Auswertung der Stellungnahmen</li> </ul>
<b>Anhörung Datenerhebung</b>	10.11.2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anhörung des überarbeiteten Erhebungsbogens und der Definitionen zu den zu erhebenden Strukturgrößen</li> <li>▪ Auswertung der Stellungnahmen</li> </ul>
<b>Beginn Datenerhebung</b>	11.02.2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erhebung der Daten der Netzbetreiber mittels des festgelegten Erhebungsbogens inkl. Anlagen</li> <li>▪ Nach Eingang Beginn Validierungen durch die BNetzA</li> <li>▪ Ab 01.05.2022 Validierungen durch das Konsortium</li> </ul>
<b>Datenveröffentlichungen</b>	19.10.2023, 30.01.2023, 04.09.2023, 08.12.2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Liste Vergleichsparameter inkl. Nomenklatur und formaler Beschreibung von deren Bildung</li> <li>▪ Zugehörige aufbereitete Vergleichsparameter für die verfügbaren Netzbetreiber</li> </ul>
<b>Konsultation</b>	21.9.2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Datenstand vom 1.9.2023</li> <li>▪ Ergebnisse Parameterbildung und -priorisierung</li> <li>▪ Ergebnisse Datenvalidierung</li> <li>▪ Methoden und Gütekriterien Effizienzvergleich</li> <li>▪ Provisorische Ergebnisse Effizienzvergleich</li> </ul>
<b>Finaler Datenstand</b>	13.11.2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Relevanter Datenstand für Effizienzvergleich</li> </ul>
<b>Mitteilung Effizienzwerte, Entwurf Gutachten</b>	Vorliegend	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anhörungen der Erlösbergrenzen inkl. individueller Effizienzwerte</li> <li>▪ Dokumentation der angewendeten Methoden und Ergebnisse in Gutachtenentwurf</li> </ul>
<b>Gutachten</b>	tbd	

Quelle: Eigene Darstellung

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

### 1.3.3 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 des neu durchgeführten Pretests vom 24.8.2021 und der Anhörung der Datenerhebung ab dem 10.11.2021 gingen verschiedene Vorschläge der Netzbetreiber bzw. ihrer Verbände ein (gemeinsames Diskussionspapier BDEW, GEODE und VKU vom 21.9.2021, über 50 Stellungnahmen zum Anhörungsbeschluss im Dezember 2021). Diese Anregungen wurden im abschließenden Beschluss vom 11.02.2022 gewürdigt. Teilweise wurde den Anregungen gefolgt, z.B. durch Anpassungen und/oder Präzisierungen bei Messlokationen oder Schaltstationen oder der Schärfung von Definitionen. Bei dem von den Netzbetreibern aufgebrauchten möglichen Sondereffekten der Coronapandemie wurden die Netzbetreiber mit der Anhörung aufgefordert, spezifische Vorschläge für eine Anpassung des Erhebungsbogens zu unterbreiten. Hierzu gingen keine konkreten Vorschläge ein. Bezüglich neu zu bildenden Vergleichsparametern vgl. weiterführende Ausführungen in Abschnitt 3.4 bzw. 3.5.5.

#### **Veröffentlichung Datensatz**

Die Netzbetreiber erhielten am 19.10.2022 erstmals den aktuellen Stand der Daten inkl. einer Erläuterung von Parameternamen und deren Bildung (weitere Veröffentlichungen vgl. Tabelle).

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

#### **Konsultation**

Die Konsultation der Methoden und Parameter gemäß § 12 Abs. 1 und § 13 Abs. 3 ARegV fand am 21.9.2023 in Bonn statt wobei die Teilnehmenden die Möglichkeit erhielten, eigene Erkenntnisse zu präsentieren. Die Möglichkeit wurde durch den Branchenverband genutzt. Seitens Gutachter wurden den Teilnehmenden die wesentlichen Inhalte und Resultate sämtlicher Schritte des Effizienzvergleichs inkl. resultierender Modellauswahl, die aus dem zuvor am 1.9.2023 veröffentlichten Datenstand resultierten, präsentiert. Die Unterlagen

wurden den Teilnehmenden nachfolgend zur Verfügung gestellt<sup>1</sup> mit der Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme. In der Folge gingen insgesamt 15 unterschiedliche Stellungnahmen ein. Diese beinhalteten im Wesentlichen folgende Forderungen:

- Der Heterogenität der Versorgungsaufgabe sei Rechnung zu tragen. Dieses Anliegen steht vorliegend – wie auch schon bei den früheren Effizienzvergleichen – im Vordergrund und wird durch mehrere Maßnahmen sichergestellt (vgl. auch nachfolgende Ausführungen, u.a. zweistufiges Modelfindungsverfahren, Auffälligkeits- und Ausreißeranalysen, Peer-Analyse, Second-Stage-Analyse).
- Kostentreiberanalyse und Effizienzberechnungen seien auf dem gleichen Datensatz zu erfolgen. Auch dies ist sichergestellt, indem wie bei früheren Effizienzvergleichen nach jedem neuen Datenstand eine Aktualisierung der Kostentreiberanalyse erfolgt.
- Das Technical-Blocks-Verfahren wurde teils nicht ganz verstanden. Die Ausführungen in den Abschnitten 3.7.3 bzw. 5.4.1.4 sollen hier Klarheit schaffen. Statistisch beurteilt werden die resultierenden Gesamtmodelle, nicht einzelne Blöcke eines Modells.
- Es sei zu prüfen, inwieweit den Entscheidungsgründen aus dem Urteil des BGH vom 26. September 2023 ergänzende Hinweise für den Umgang mit strukturell unterschiedlichen Netzbetreibern im Effizienzvergleich zu entnehmen seien. Den damit verbundenen wesentlichen Forderungen (Hochskalierung, keine Verzerrung durch Netzbetreiber mit abweichender Versorgungsstruktur) wurde vorliegend nachgekommen, vgl. Abschnitte 5.5.1.4 und 5.5.6.1.
- Im Hinblick auf die Energiewende sollte eine Differenzierung der dezentralen Erzeugung nach Spannungsebenen (ggf. auch nach Technologien) noch näher untersucht werden. Verschiedene Aufteilungen der dezentralen Erzeugung werden sowohl bei den Technical Blocks (Abschnitt 3.7.3) als auch bei der Weiterentwicklung der Grundmodelle berücksichtigt (Abschnitt 5.5.2), resultierend in einem Modell einer erweiterten Differenzierung mit drei Vergleichsparametern der dezentralen Erzeugung.
- Eine potentielle Benachteiligung von urbanen Netzbetreibern sei gesondert zu prüfen. Ein solcher „City Effekt“ wird im Rahmen der Second-Stage-Analyse geprüft. Wie Abbildung 43 unten links zeigt, sind Netzbetreiber mit einer hohen Anzahl Messlokationen pro Anschlusspunkt nicht benachteiligt.

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.

---

<sup>1</sup> Anhand der veröffentlichten Daten wurde von den Branchenvertretern eine fehlerhafte Aggregation der Gutachter bei der Bildung ausgewählter Vergleichsparameter festgestellt, was von den Gutachtern im Nachgang korrigiert wurde mit einer aufdatierten Gegenüberstellung, die am 13.10.2023 veröffentlicht wurde.

### **Mitteilung Effizienzwerte**

Die Effizienzwerte wurden den Landesregulierungsbehörden im März 2024 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 Stellung zu beziehen.

[Auswertung folgt mit nächster Version]

## **1.4 Struktur des Berichts**

Der Bericht lehnt sich an die Struktur des Gutachtens der dritten Regulierungsperiode an und gliedert sich wie folgt:

- **Kapitel 2** fasst die ökonomischen und rechtlichen Grundlagen zusammen;
- **Kapitel 3** enthält die Erläuterungen zur Bildung und Einordnung der Vergleichsparameter inkl. Überlegungen bei der Festlegung der Datenerhebungen;
- **Kapitel 4** dokumentiert die vorgenommene Datenvalidierung;
- **Kapitel 5** dokumentiert den vorgenommenen Effizienzvergleich;
- Die **Zusammenfassung** findet sich **eingangs** des Berichts.

## 2 Grundlagen

Dieses Kapitel beschreibt die ökonomischen Grundlagen der Effizienzmessung, die rechtlichen Vorgaben für die Anreizregulierung in Deutschland sowie die gewählte Terminologie.<sup>2</sup>

Stromverteilernetze gelten als natürliche Monopole, die nicht bestreitbar sind (sogenannte monopolistische Engpässe).<sup>3</sup> Um die Anreize zur volkswirtschaftlich effizienten Preisbildung und Leistungserstellung zu stärken, sind in den letzten Jahrzehnten vermehrt Regulierungsansätze mit dynamischen Preisobergrenzen umgesetzt worden. Um die Kosteneffizienz anreize der einzelnen Akteure zu erhöhen, spielen Effizienzvergleiche eine wesentliche Rolle.<sup>4</sup> Sie haben zum Ziel, die Effizienz eines Netzbetreibers im Vergleich zur „Best Practice“ der Branche zu messen und die Preisfestsetzung jedes Netzbetreibers an seine zugestanden Erlöse und damit indirekt auch an dessen relative Effizienz zu koppeln.

In Deutschland wurde eine solche Anreizregulierung zum 01.01.2009 (Beginn der ersten Regulierungsperiode) eingeführt. Hierzu wurden erstmals nationale Effizienzvergleiche für die Betreiber der Fernleitungs- und Verteilernetze (FNB und VNB) durchgeführt. Die BNetzA führt im Hinblick auf die vierte Regulierungsperiode zum vierten Mal einen Effizienzvergleich für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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.

---

<sup>2</sup> Das Kapitel basiert auf Swiss Economics (2019, EVS3) und Swiss Economics (2023, EFG4).

<sup>3</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“).

<sup>4</sup> Ein wesentlicher Effizienzanzreiz stammt von der Entkopplung von Erlösen und effektiven Kosten während der Dauer der Regulierungsperiode. Einsparungen, die über den Pfad der Erlösobergrenze hinausgehen, können einbehalten werden. Gleichzeitig bestehen aber Anreize für Netzbetreiber, im Basisjahr, von dem aus die Erlösobergrenze abgeleitet wird, möglichst hohe Kosten auszuweisen und Effizienzverbesserungen insbesondere in den ersten Jahren der Regulierungsperiode zu realisieren (sog. „Ratchet Effect“). Dem wirkt der Effizienzvergleich entgegen, indem Kostenerhöhungen die gemessene Ineffizienz erhöhen, welche wiederum die Erlösobergrenze reduziert.

Wesentliches Element hierbei ist die individuelle Effizienz eines Netzbetreibers, auf deren Grundlage der entsprechend abzubauenen Kostenanteil gem. § 11 ARegV ermittelt wird. Effizienzberechnungen und daraus abgeleitet abzubauenen 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 abzubauenen 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 NB zwischen 60 Prozent und 100 Prozent ergibt. Nach § 12a kommt für besonders effiziente NB ab der RP3 ein Effizienzbonus zur Anwendung.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Die gesetzliche Grundlage wurde vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18 neu gefasst.

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

Nach Art. 17 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt.

Der Effizienzvergleich kann aktuell daher weiterhin auf Grundlage der Vorschriften in der ARegV erfolgen.

### 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);
- 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). Nach der Rechtsprechung des BGH kann die Ausreißeranalyse grundsätzlich zur Identifikation und Aussonderung von Extremwerten genutzt werden. Die Ausreißeranalyse dient dazu, statistische Auffälligkeiten zu erkennen und zu verhindern, dass durch solche Auffälligkeiten die Ergebnisse des Effizienzvergleichs verzerrt werden (zuletzt BGH Beschluss vom 26.09.2023 - EnVR 43/22, Rn. 63 f.).
- Bei den Ausreißeranalysen sind folgende Punkte zu beachten (Nr. 5 Abschnitte 2 und 3, kursive Hervorhebungen durch Autoren):
  - „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 [SFA] 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.

Nach der **Rechtsprechung des BGH** ist Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV dahin auszulegen, dass in beiden Methoden – der DEA und der SFA – die als am effizientesten ausgewiesenen Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen. Beide Methoden, die gleichberechtigt nebeneinanderstehen, stellen einen relativen Vergleich an, bei dem die als am effizientesten ermittelten Unternehmen die Bezugsgröße darstellen (vgl. Bundesrat, 836. Sitzung vom 21. September 2007, Plenarprotokoll 836, S. 299 f.; Breßlein in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 12 ARegV, Rn. 9 f.). Aus dieser normativen Vorgabe folge, dass in beiden Methoden die Unternehmen, die als die relativ effizientesten ermittelt worden sind, einen Effizienzwert von 100% erhalten müssen. Es sei somit normativ ausgeschlossen, dass die gemäß Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV „effizienten“ Unternehmen ausschließlich solche sind, die in der DEA einen Effizienzwert von 100% erzielen (BGH, Beschluss vom 26.09.2023 - EnVR 43/22, Rn. 70). Ein Wert von 100% für die relativ effizientesten Unternehmen könne, wenn er methodenbedingt rein rechnerisch nicht zu erzielen ist, auch auf andere Weise - etwa durch Zuschläge oder Anhebung des Niveaus - festgesetzt werden. Eine solche „Nachjustierung“ sei die notwendige Konsequenz aus der Gleichwertigkeit der beiden Methoden DEA und SFA. Auf welche Weise dies geschieht, stehe im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur (vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023 - EnVR 43/22, Rn. 71).

### 2.1.2 Datengrundlage

Die Durchführung des Effizienzvergleichs erfordert einerseits eine valide Datengrundlage, die im Wege einer umfangreichen und komplexen Sammlung von Daten der beteiligten Netzbetreiber zunächst geschaffen werden muss. Dabei ist die Bundesnetzagentur mangels direkten eigenen Zugriffs auf diese erforderlichen Daten auf die (fehlerfreie) Zuarbeit der Netzbetreiber angewiesen; eine Kontrolle der erhaltenen Informationen ist ihr lediglich im Wege einer Plausibilisierung möglich. Dies hat zur Folge, dass die Bundesnetzagentur eine objektiv vollständig korrekte Datengrundlage selbst nicht schaffen kann. Zugleich gibt § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV vor, dass die Durchführung des Effizienzvergleichs einschliesslich der vorgeschalteten - ebenfalls aufwändigen - Modellierung in einem begrenzten Zeitfenster, nämlich nach dem Basisjahr und vor Beginn der Regulierungsperiode, durchzuführen ist. Die Regulierungsbehörde muss also systembedingt eine Abwägung zwischen dem Zeitfaktor und der Richtigkeit der Datengrundlage treffen.

Laut Bundesgerichtshof (BGH) stehen der Regulierungsbehörde hierfür erhebliche Spielräume zu (vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rn. 17). Der BGH hat auch bestätigt, dass es grundsätzlich nicht zu beanstanden sei, dass die Bundesnetzagentur den

beteiligten Netzbetreibern einen Stichtag für mögliche Datenkorrekturen setzt und danach erfolgte Berichtigungen grundsätzlich nicht berücksichtigt habe (vgl. BGH, Beschluss vom 20.12.2022 - EnVR 45/21 sowie BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rn. 20 f.).

### 2.1.3 Aufwandsparameter

Die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparameter 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. Die Variablenbezeichnungen im Datensatz sind cTOTEXn und cTOTEXs.

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

### 2.1.4 Vergleichsparameter

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

Absatz 3 stellt eine Reihe von Vorgaben an die Wahl der Vergleichsparameter (Hervorhebungen durch Autoren kursiv):

- Die Vergleichsparameter 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* [nachfolgend auch „nicht kontrollierbare“, „nicht beeinflussbare“ oder „exogene“ Vergleichsparameter] 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)
- „Vergleichsparameter 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).
- Vergleichsparameter 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).

### 2.1.5 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 seit der dritten Regulierungsperiode für nach § 12 ARegV als effizient ausgewiesene Verteilernetzbetreiber ein Aufschlag auf die Erlösobergrenze auf Grundlage der Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nummer 5 Satz 9 mit folgenden Vorgaben zu berechnen:

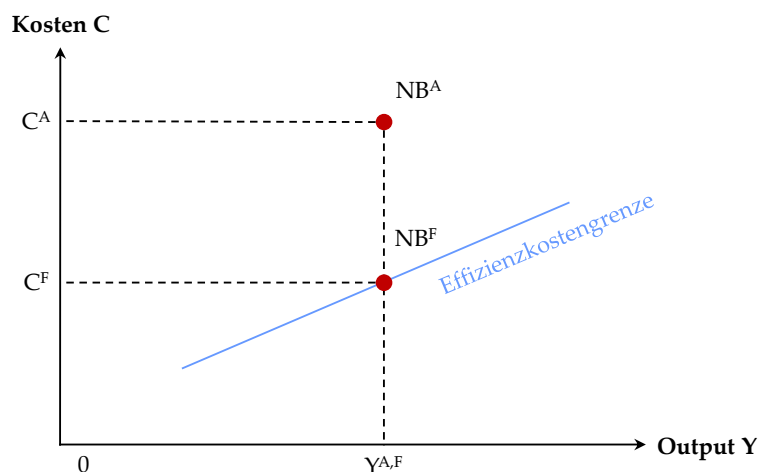
- Berücksichtigung beider Aufwandsparameter  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$ ;
- Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte aus der DEA;
- Supereffizienzwerte 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  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$  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.<sup>5</sup>

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 2** stellt diesen Zusammenhang schematisch dar.  $\text{NB}^{\text{F}}$  ist für  $\text{NB}^{\text{A}}$  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 („Efficient Frontier“).

**Abbildung 2: 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

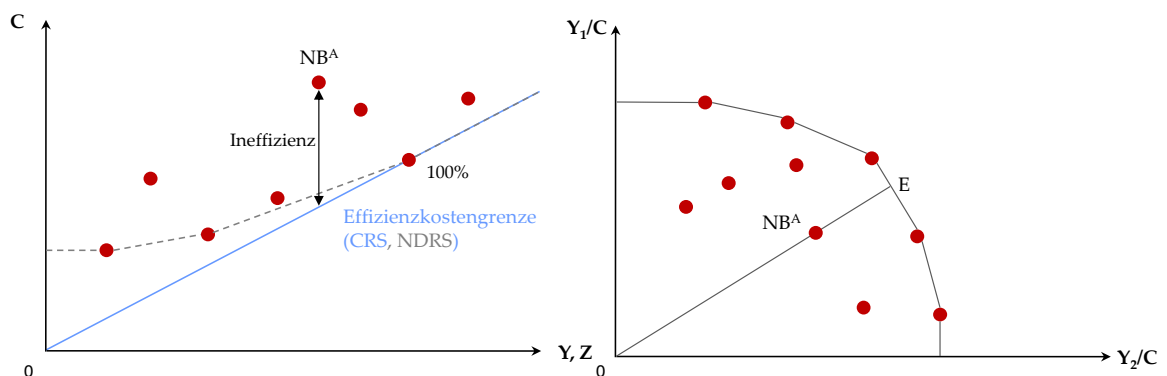
<sup>5</sup> Hierzu müssen gleichzeitig minimale Inputmengen verwendet (technische Effizienz) und bei gegebenen Faktorpreisen die optimale Faktorkombination gewählt werden (allokative Effizienz).

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 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 3, 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 3, 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 Strecken  $\overline{NB^A E}$  und  $\overline{OE}$  veranschaulichen.

**Abbildung 3: Schematische Darstellung einer DEA**



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2014)

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

Die DEA kann mit fallenden, konstanten, nicht fallenden oder variablen Skalenerträgen spezifiziert werden.<sup>7</sup> Die ARegV gibt vor, dass konstante Skalenerträge („constant returns to scale“, 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 demgegenüber eine DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen dar („non decreasing returns to scale“, 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.

### 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.

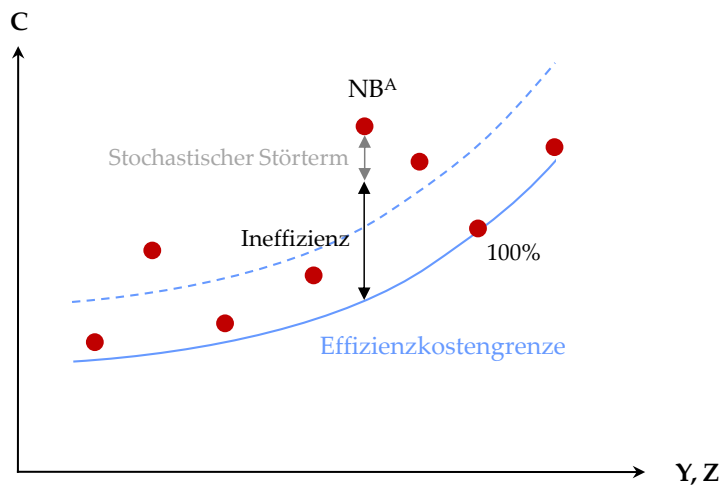
**Abbildung 4** illustriert vereinfacht die Funktionsweise einer SFA. Die gestrichelte Linie zeigt die geschätzte allgemeine Kostenfunktion  $C=f(Y)$ , die durchgezogene Linie stellt die

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

<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 von Stadt/Land-Effekten auf die bestabgerechneten Effizienzwerte geprüft.

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 4: Schematische Darstellung einer SFA<sup>9</sup>



Quelle: Basierend auf Swiss Economics (2014)

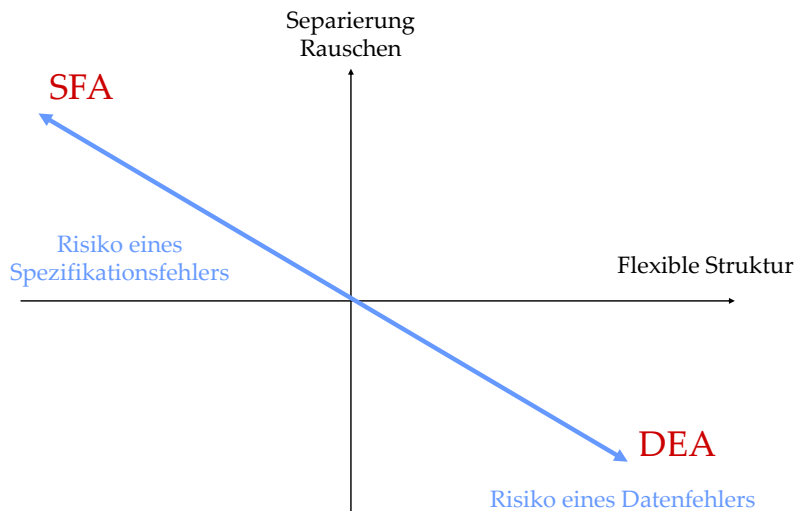
### 2.2.3 Zusammenspiel von DEA und SFA

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 5** 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 5 illustriert dieses Zusammenspiel.

<sup>9</sup> Vereinfachte Darstellung



Abbildung 5: 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.

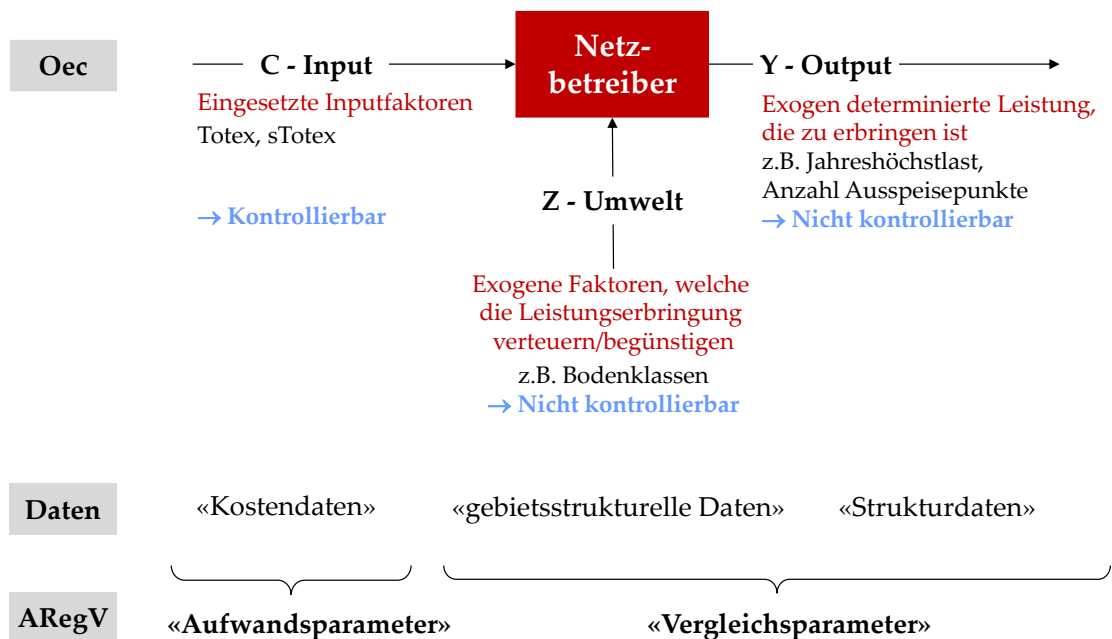
### 2.3 Zusammenfassung und Terminologie

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 6** 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 durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind, also nicht kontrollierbar sind. 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 6: Analyserahmen und Terminologie



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2014)

Die Parameter Y und Z werden in der ARegV zusammengenommen 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 mit Datenerhebung<sup>10</sup>

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV hat die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen. Grundlage hierzu ist eine zielgerichtete Erhebung der Daten bei den Netzbetreibern, um aussagekräftige und belastbare Vergleichsparameter bilden zu können. Das nachfolgende Kapitel beschreibt in dem Zusammenhang die vorgängig zum eigentlichen Effizienzvergleich vorgenommenen qualitativen Analysen zu den Kostenreibern, den zu bildenden Vergleichsparametern und hieraus abgeleitet der notwendigen Datenerhebung.

**Abbildung 7** beschreibt das Vorgehen:

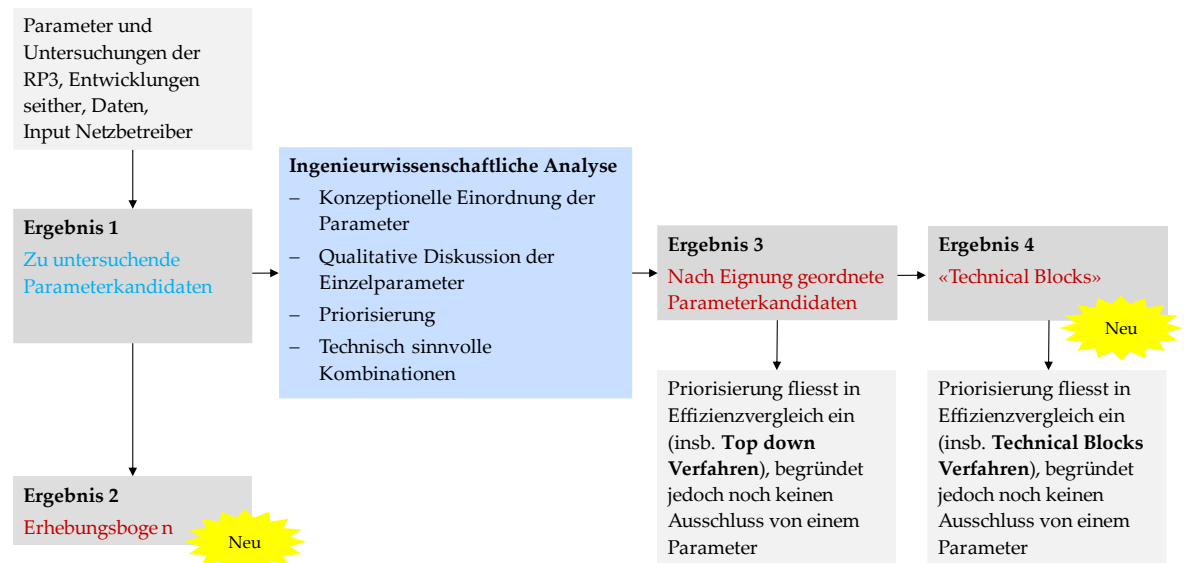
- In einem ersten Schritt wird ausgehend von den Parametern und Untersuchungen früherer Effizienzvergleiche **eine Liste von zu bildenden und untersuchenden Parametern** hergeleitet. Dabei wird eingehend analysiert, inwieweit die Parameter die Anforderungen an die Netzbetreiber im Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen – beispielsweise im Zuge der Energiewende – abzudecken vermögen und ob andere Parameter zu bilden sind.
- Ausgehend hiervon werden ggf. **Anpassungen und Ergänzungen zum Erhebungsbogen (EHB)** der BNetzA vorgeschlagen (neu im Vergleich zur RP3).
- Die gebildeten Parameter werden schließlich konzeptionell eingeordnet, qualitativ diskutiert und priorisiert.
- Zudem wird untersucht, welche **technisch sinnvollen Kombinationen an Parametern zu Technical Blocks** zusammen betrachtet werden sollten (neu im Vergleich zur RP3).

Resultat der Arbeiten sind klar definierte Vergleichsparameter, die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht priorisiert sind sowie eine Gruppierung von Parametern zu Technical Blocks für die weitere Verwendung im Effizienzvergleich.

---

<sup>10</sup> Dieses Kapitel basiert auf Swiss Economics (2018).

**Abbildung 7: 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 Verteilernetzbetreiber aufweisen. Kostentreiber stellen dabei in diesem Zusammenhang Faktoren dar, die durch ihre Ausprägung Einfluss auf die absolute Höhe der Netzkosten nehmen.

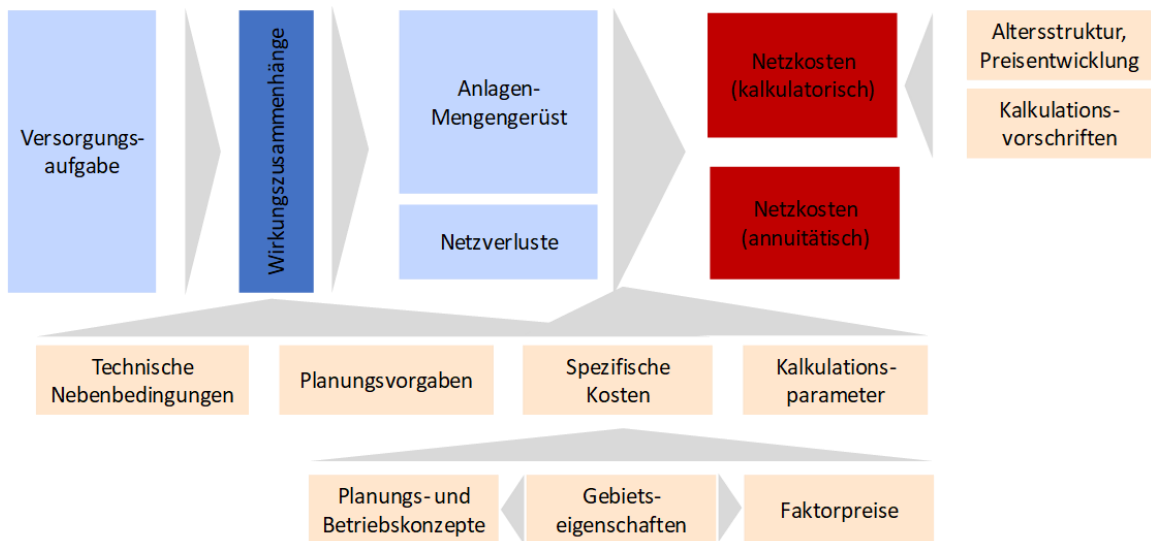
In der Vergangenheit wurden bereits umfassende ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen zur Analyse von Kostentreibern durchgeführt. Mit der Einführung der Anreizregulierung fand eine modellbasierte Kostentreiberanalyse (Consentec, 2006) statt, deren Wirkungszusammenhänge nach Einschätzung des Konsortiums 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 8** 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 3.6.5).

Abbildung 8: Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge



Quelle: In Anlehnung an Consentec (2006)

Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe (exogene Einflussgrößen) eignen sich gemäß der Kostentreiberanalyse besonders, denn aus der Versorgungsaufgabe kann die Gesamtheit der Anforderungen an die Funktionalität des Netzes im Versorgungsgebiet abgeleitet werden. Dazu zählen die Anforderungen, welche 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 auszulegende 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 (entsprechend dem Modellparameter der installierten Leistung), welche zu zusätzlichen Anschlusspunkten führen. Durch die zunehmende eingespeiste Leistung steigen die Anforderungen an den Abtransport was u.a. zu Herausforderungen bei der Haltung der Spannungsqualität führt. Da die Einspeisung nicht immer zeitsynchron mit der abgefragten Last im Netz ist, haben Erzeugungsanlagen somit keine kontinuierlich lastkompensierende Wirkung. Um dem entgegenzuwirken ist Netzausbau notwendig, was einen Anstieg der Netzkosten hervorruft.

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 Umspannebenen. Zwischen Parametern, die das Anlagen-Mengengerüst des Netzbetreibers beschreiben, und den Netzkosten besteht zwar logischerweise ein unmittelbarer Zusammenhang, allerdings sind diese als endogene Parameter alleine eher weniger als Vergleichsparameter geeignet. Durch Hinzunahmen weiterer komplementärer Parameter, wie

z.B. die Kombination aus Leitungslänge und Anschlusspunkte, ergibt sich eine granulare Abbildung der Versorgungsaufgabe.

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

### **Aggregation/Disaggregation**

Die potentiellen Vergleichsparameter zur Abbildung der vollständigen Versorgungsaufgabe 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 Aggregations-ebenen 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 auf die Netzkosten genauer beschrieben und analysiert werden. Der aggregierte Parameter der installierten Erzeugungsleistung ( $y_{\text{InstalledPower.tot}}$ ) kann beispielsweise auch disaggregiert nach verschiedenen Netzebenen betrachtet werden, so z.B. im Modell der dritten Regulierungsperiode getrennt nach den Netzebenen 1 bis 4 sowie 5 bis 7.

## **3.2 Stromwirtschaftliche Entwicklungen seit der dritten Regulierungsperiode**

### **Ausgangspunkt RP1/2**

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 einen wesentlichen 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.

### RP3: Schwerpunkt Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen

Aus diesem Grund wurde in der dritten Regulierungsperiode unter dem Gesichtspunkt des thematischen Schwerpunkts der Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen eine spezifische Kostentreiberanalyse für den Integrationsaufwand dezentraler Erzeugungsanlagen durchgeführt. Neben dem fortlaufenden Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien findet auch eine Veränderung der Verbraucher statt, welche sich auf die Versorgungsaufgabe auswirkt. Hier sind insbesondere die Elektrifizierung der Mobilität mittels Elektrofahrzeuge und der Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen zu nennen.

#### Relevante Entwicklungen seither

Relevante stromwirtschaftliche Entwicklungen in den deutschen Verteilernetzen zwischen den Basisjahren 2016 und 2021:

- **Energiewende:** Die in Deutschland angestrebte Klimaneutralität bis 2045 und der somit stetig ansteigende Zubau von Erneuerbaren Energieanlagen wird zum jetzigen Zeitpunkt durch das Parameterset aus der dritten Regulierungsperiode entsprechend abgedeckt. Somit sind für die aktuelle Regulierungsperiode keine Erweiterungen des Parametersets notwendig.
- **Zunahme Elektromobilität und Ladeinfrastruktur:** Im Jahr 2020 verzeichnete man 194.000<sup>11</sup> Neuzulassungen von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV). Die Anzahl der Pkw in Deutschland, die über einen (teil-)elektrischen Antrieb verfügten, erreicht im Jahr 2021 rund 700.000, was einem Marktanteil von 1,6%<sup>12</sup> entspricht. Im Vergleich dazu lag der Marktanteil im Jahr 2016 bei 0,1% mit 45.000 Pkw. Während gegenwärtig die Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur im Vergleich zu der Anzahl an Hausanschlüssen und deren Auswirkungen noch gering ist, ist für kommende Regulierungsperioden eine gesteigerte Relevanz zu erwarten. Zukünftig wird dabei insbesondere die Steuerbarkeit der Ladeinfrastruktur relevant. Somit wurde zur 4. Regulierungsperiode die Dimension Dienstleistung über die Erfassung des Parameters „Anzahl der Ladezählpunkte“ erweitert, siehe Kapitel 3.5.2. Dies trägt zu einem besseren Verständnis der Kundenstruktur bei. Die Dimension der Kapazität inklusive dieser neuen Verbraucher wird weiterhin durch die bereits bestehenden Lastparameter ausreichend abgedeckt.
- **Zunahme Elektrifizierung, Wärmepumpen:** Die Anzahl der Wärmepumpen stieg von 66.500 im Jahr 2016 auf 154.000 im Jahr 2021<sup>13</sup>. Im Vergleich zu der Anzahl an Hausanschlüssen ist die Anzahl der Wärmepumpen nicht signifikant bzgl. der Netzauswirkungen. Somit werden die Dimension der Dienstleistung und der Kapazität bereits durch

---

<sup>11</sup> Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt: [Kraftfahrt-Bundesamt - Fahrzeuge \(kba.de\)](https://www.kba.de)

<sup>12</sup> [Kraftfahrt-Bundesamt - Fahrzeuge \(kba.de\)](https://www.kba.de)

<sup>13</sup> Quellen: [Rekordabsatz: Wärmepumpenbranche beweist Leistungsfähigkeit trotz unsicherer Aussichten | Bundesverband Wärmepumpe \(BWP\) e.V. \(waermepumpe.de\)](https://www.waermepumpe.de)  
<https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/positives-signal-fuer-den-klimaschutz-40-prozent-wachstum-bei-waermepumpen/#content>

das Parameterset aus der dritten Regulierungsperiode entsprechend abgedeckt. Zukünftig wird jedoch die Steuerbarkeit der Wärmepumpen von Relevanz sein, sodass diese in zukünftigen Regulierungsperioden von Bedeutung gewinnen.

- **PowerToHeat- und PowerToGas-Anlagen:** Bisher sind nur vereinzelte PowerToHeat- und PowerToGas-Anlagen vorhanden, sodass sich diese nicht flächendeckend auf die Versorgungsaufgabe auswirken. Mit einer Anzahl von ungefähr 40 PowerToGas-Anlagen im Jahr 2021<sup>14</sup> ergeben sich keine signifikanten Auswirkungen auf das Netz. Somit ist diese Entwicklung für die 4. Regulierungsperiode nicht von Relevanz.
- **Zunehmendes Einspeisemanagement<sup>15</sup>:** Zudem lässt sich eine zunehmende Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagement beobachten. Während die Ausfallarbeit im Jahr 2016 rund 3.743 GWh betrug, hauptsächlich verursacht durch Onshore Windanlagen, hat sich diese bis zum Jahr 2020 auf rund 6.146 GWh fast verdoppelt. Aus diesem Grund wurde die Abfrage der maximal zeitgleich abregelten Erzeugungsleistung in das Parameterset mit aufgenommen. Darüber hinaus sind durch die Umsetzung des **Redispatches 2.0** keine weiteren relevanten Effekte zu erwarten, die bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zu beachten wären.
- **Corona-Effekte:** Durch die Verlagerung ins Home-Office ist eine Lastverschiebung hin zu privaten Haushalten möglich, jedoch resultiert daraus keine generelle Minderung der Netzauslastung. Eventuelle Produktionsminderungen in Betrieben können zu einer Lastreduzierung führen. Allerdings ist im Referenzjahr 2021 aufgrund der Sommerlockerungen der Corona Regelungen davon auszugehen, dass ähnliche Lastsituationen wie in den Vor-Corona-Jahren aufgetreten sind. Zudem dürften solche Einflüsse alle Netzbetreiber ähnlich betreffen. Somit ist keine spezifische Berücksichtigung der Corona-Effekte erforderlich. Darüber hinaus gab es aus Seiten der Branche keine Vorschläge mögliche Corona-Effekte durch Hinzunahme weiterer Parameter mit zu berücksichtigen.

### 3.3 Entwicklung des regulatorischen Rahmens

Aus regulatorischer Sicht verändern die mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus gleichzeitig ergangenen Rechtsänderungen die Rahmenbedingungen erheblich. Die verabschiedeten Veränderungen betreffen insbesondere das Vorgehen zum Netzengpassmanagement bestehend aus Redispatch und Einspeisemanagement. Mit Inkrafttreten des „Redispatch 2.0“ fallen Erzeugungsanlagen über 100 kW und alle jederzeit fernsteuerbaren Erzeugungsanlagen, welche bisher im Rahmen des Einspeisemanagements im Netzbetrieb abgeregelt wurden, zukünftig in die Menge der für Redispatch zur

---

<sup>14</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6)

<sup>15</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf;jsessionid=717382EB64A38272E492DB42A0196C1C](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf;jsessionid=717382EB64A38272E492DB42A0196C1C)



Verfügung stehenden Anlagen. Der Eingriff in Anlagenfahrpläne kann sowohl zur Netzenpassbehebung für das Übertragungsnetz als auch für das Verteilnetz erfolgen, wobei ein Großteil der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien wie zuvor erläutert im Verteilnetz angeschlossen ist. Durch „Redispatch 2.0“ können sich theoretisch damit Veränderungen im Gefüge der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteile ergeben. Aufgrund der später als geplant erfolgten Einführung von Redispatch 2.0 sowie der Übergangsregelung nach § 34 Abs. 8 ARegV resultieren für den Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode **keine Auswirkungen**.

Die Entscheidung des Europäischen Gerichtshof zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden sowie zur Umsetzung entflechtungsrechtlicher Vorgaben im Energiebereich führt dazu, dass Anpassungen der Arbeitsweise der Bundesnetzagentur erforderlich sind. Die Bundesnetzagentur wird, bis energierechtliche Anpassungen erfolgt sind, das geltende deutsche Recht weiter anwenden und auf dieser Grundlage die Spruchpraxis der Beschlusskammern und der Abteilung in Energiesachen fortführen (siehe hierzu Kapitel 2.1. rechtliche Vorgaben). Somit resultieren für den Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode **keine signifikanten Änderungen**.

### 3.4 Rückmeldungen und Parametervorschläge der Netzbetreiber

#### Zu Beginn des Verfahrens sowie im Rahmen der Konsultation zur Datenerhebung

Im Rahmen der Konsultation zur Datenerhebung hat ein Netzbetreiber die Korrektur des Parameters „Installierte Erzeugungsleistung“ um den Korrekturwert „Maximale zeitgleiche Abregelung durch Einspeisemanagement im eigenen Netz des Verteilnetzbetreibers“ gefordert. Die Sicht der Gutachter und das daraus folgende Vorgehen sind in Kapitel 3.5.5 näher erläutert. Darüber hinaus gab es Rückfragen und Anpassungs- bzw. Konkretisierungsbedarf einzelner Parameterdefinitionen (Anschlusspunkte Doppelhäuser, eigene Messlokationen, Flächen, nicht genutzte Abgangsfelder, etc.). Diese wurden entsprechend überarbeitet und in dem Definitionskatalog eingepflegt.

Im Rahmen der Konsultation zur Auswahl der Vergleichsparameter im Rahmen der Konsultation zur Auswahl der Vergleichsparameter wurden keine weiteren Parameterbildungen vorgeschlagen. Die Vorschläge der Netzbetreiber bzgl. der Parameter im finalen Modell werden im Folgenden aufgeführt:

Grundsätzlich war den Netzbetreibern durchweg von hoher Relevanz die Energiewendeparameter in dem finalen Modell entsprechend zu berücksichtigen, da diese auslegungsrelevant für die Netze sind. Seitens der Netzbetreiber gab es dabei den Vorschlag der Dreiteilung der installierten dezentralen Erzeugungsleistung nach Spannungsebenen (HöS bis HS/MS, MS bis MS/NS und NS) in dem finalen Modell. Dadurch werden die unterschiedlichen Anlagengrößen in den jeweiligen Spannungsebenen und die daraus entstehenden Kosten besser berücksichtigt. Alternativ wurde vorgeschlagen die Erzeugungsleistung nach Erzeugungsarten zu differenzieren, analog zu dem Technical Block K6 in Kapitel 3.7.3. Dabei sollen Solar und Wind als eigenständiger Parameter betrachtet werden und weitere



Parameter die übrigen Energieträger, entweder summarisch oder disaggregiert. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass gemäß §34 Abs. 2 ARegV “Die volatilen Kosten nach §11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 werden erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich nach §12 einbezogen, wenn die BNetzA eine Festlegung nach §32 Absatz 2 Satz 2 getroffen hat”. Somit werden dementsprechend Parameter, die die maximal zeitgleich ab-regelte Erzeugungsleistung berücksichtigen keinen Einzug in das finale Modell finden.

Zudem wurde vorgeschlagen, Leitungslängen in disaggregierter Form im finalen Modell zu betrachten, da Kabel und Freileitungen je Spannungsebene unterschiedlich hohe Kapital- und Betriebskosten verursachen. Somit sollten diese zur Abbildung der spezifischen Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber disaggregiert betrachtet werden. Dies ist bereits in den Technical Blocks in Kapitel 3.7.3 berücksichtigt.

Darüber hinaus wurde die Verwendung der Fläche als Repräsentant der Leitungslänge kritisiert. Da die versorgte Fläche keine Aussagen über die Leitungslänge treffen kann, Doppelberücksichtigungen von Flächen welche über zwei Netzbetreiber versorgt werden zu Unsicherheiten führen und hohe Vermaschungsgrade durch die versorgte Fläche nicht berücksichtigt werden, kann die Fläche die Leitungskosten nur approximativ abbilden und ist somit nicht als eigenstehender Parameter zur Beschreibung der Netzlänge geeignet.

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 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.

### 3.5 Festlegung der Datenerhebung

Ausgangspunkt für die Datenerhebung und die zugrunde liegenden Definitionen der relevanten Parameter sowie zur nachfolgenden Bildung der Vergleichsparameter, die im Effizienzvergleich analysiert werden, waren der Erhebungsbogen der RP3, der Zusatzerhebungsbogen der RP3 und die Parameterbildungen der RP3.

Darin wurde bereits der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen durch die Novellierung der ARegV im Jahr 2016 besondere Beachtung geschenkt. Hierzu 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. Die seinerzeit im EVS3 abgeleiteten Parameter haben auch in der RP4 Relevanz und sind Teil des Ausgangsparametersets. In Kapitel 3.5.1 wird

zunächst die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen basierend auf der dritten Regulierungsperiode vorgestellt.

Zusätzlich wurde das Parameterset entlang der folgenden Themen modifiziert:

- Detailliertere Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen;
- Berücksichtigung der Spitzenkappung bei kleinen PV-Anlagen;
- Abfrage der zweit- bis fünftöchsten Lastwerte;
- Abfrage der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung.

Diese Modifikationen werden in den Abschnitten 3.5.2 bis 3.5.5 erläutert.

### 3.5.1 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>16</sup>
- **maßnahmenbezogene Parameter** als Vergleichsparameter, die explizit vorgenommene Maßnahmen des Netzbetreibers zur effizienten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen abbilden.<sup>17</sup>

Im Rahmen des EVS3 wurde in einer ingenieurwissenschaftlichen Untersuchung ausgeführt, dass maßnahmenbezogene Parameter aufgrund ihrer Beeinflussbarkeit nicht geeignet sind.<sup>18</sup> Als besonders geeignete strukturbezogene Parameter haben sich die installierte dezentrale Erzeugungsleistung, die Höchstlast (Rückspeisung) und die Höchstbelastung, jeweils zeitgleich und zeitungleich, herausgestellt. Unterstützende Parameter können die Anzahl der dezentralen Einspeisepunkte im Hinblick auf beim Netzbetreiber anfallenden Aufwand zur Anbindung der Anlagen und im Netzbetrieb sowie die Fläche und die Leitungslänge im Hinblick auf mögliche Herausforderungen bei der Spannungshaltung sein.

---

<sup>16</sup> § 13 Abs. 3 Satz 4, Nr. 5 und Nr. 6 ARegV.

<sup>17</sup> § 13 Abs. 3 Satz 4, Nr. 7 ARegV.

<sup>18</sup> Die zugehörigen Ausführungen des EVS3 sind im damaligen Gutachten in Abschnitt 3.2.2 nachzulesen.

Diese unterstützenden Parameter stellen allerdings eigenständig keine geeigneten Kostentreiber zur Beschreibung der EE-Integrationsaufgabe dar. Die genannten strukturbezogenen Parameter sind weiterhin Teil der Datenerhebung und des Parametersets, sodass die Berücksichtigung der EE-Integrationsaufgabe sichergestellt ist.

### **3.5.2 Detailliertere Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen**

Die aktuelle Entwicklung in der Branche hat zu Veränderungen in der Kundenstruktur geführt, die sowohl steuerbare als auch nicht-steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Einspeiser umfassen. Die Aufschlüsselung der Kundenstruktur nach Kundentypen ermöglicht eine genauere Erfassung dieser Veränderungen. Die zukünftige Steuerbarkeit der Kunden könnte sich perspektivisch auf die Höchstlast auswirken, was die bislang gänzlich unbeflussbare Höchstlast beeinflussen könnte.

Bisheriger Bestandteil der Modelle war die zeitgleiche jährliche Höchstlast. Diese könnte nun ergänzend durch die Kundenzusammensetzung besser plausibilisiert und erklärt werden, da die Höchstlast unter anderem von der Kundenstruktur abhängt. Unterschiedliches Nutzungsverhalten lässt sich im Allgemeinen annehmen, was sich auf die Anwendung von Standardlastprofilen (SLP), registrierender Leistungsmessung (RLM) im Vergleich zu nicht registrierender Leistungsmessung (kein RLM) auswirkt. Da zu dem aktuellen Zeitpunkt der Anteil steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Vergleich zu den Messlokationen vernachlässigbar gering ist, wird die Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen in dieser Regulierungsperiode nicht prioritär behandelt. Es wird jedoch erwartet, dass die Differenzierung in zukünftigen Regulierungsperioden an Bedeutung gewinnen wird und somit eine granulare Abbildung der Versorgungsaufgabe ermöglicht wird.

### **3.5.3 Berücksichtigung der Spitzenkappung bei kleinen PV-Anlagen**

Die installierte Erzeugungsleistung von PV-Anlagen wurde im Modell der RP3 nach den oberen Netzebenen (1 bis 4) und den darunterliegenden (5 bis 7) differenziert. Nach § 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG (Version 2021) müssen Anlagen bis 25 kW, deren Leistung durch den Netzbetreiber nicht fernsteuerbar reduzierbar ist, ihre maximale Einspeisung auf 70 % ihrer Leistung reduzieren. Diese Anlagen können somit zu keiner Zeit ihre volle Leistung ins Netz einspeisen und verursachen daher auch keine Kosten entsprechend ihrer vollen Leistung für den Netzbetreiber. Daraus könnte sich die Notwendigkeit einer Korrektur der installierten Erzeugungsleistung um diesen pauschal abgeregelten Wert ergeben.

### **3.5.4 Abfrage der zweit- bis fünfthöchsten Lastwerte**

Bei gemessenen Lastwerten, insbesondere in der HS/MS-Umspannebene, können jederzeit Messfehler auftreten. Zur Plausibilisierung der Messdaten und zum Abfangen allfälliger

Messfehler werden in Anlehnung an die internationale Regulierungspraxis (z.B. TCB21<sup>19</sup>) auch die zweit- bis fünftöchsten Jahreswerte erfasst. Somit kann bei möglichen Ausreißern der Lastgang abgefragt werden.

Grundsätzlich sind aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht kurzfristige Überlastungen tolerierbar. Daher empfiehlt es sich, die nächsthöheren Belastungen zu betrachten. Falls diese ähnlich hoch sind, sollte das Netz dementsprechend ausgelegt werden. Falls dies nicht der Fall sein sollte, kann es ausreichend sein das Netz auf den zweithöchsten Wert auszulegen.

### 3.5.5 Abfrage der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung

Angesichts der zunehmenden Anwendung des Einspeisemanagements, vgl. Abschnitt 3.2, stellt sich die Frage, wie dessen Einsatz im Effizienzvergleich berücksichtigt werden sollte. Ein Netzbetreiber hat im Rahmen der Konsultation die Korrektur des Parameterwerts „Installierte Erzeugungsleistung“ um den Korrekturwert „Maximale zeitgleiche Abregelung durch Einspeisemanagement im eigenen Netz des Verteilernetzbetreibers“ gefordert.

Aus Sicht der Gutachter würde eine Abregelung in einer einzelnen Stunde des Jahres zu einer Reduzierung der installierten Leistung führen, obwohl in allen anderen Stunden die volle Leistung eingespeist werden kann. Zudem kann der Verteilernetzbetreiber bereits Investitionsmaßnahmen getätigt haben, um eine zukünftige Abregelung zu vermeiden, welche, z.B. aufgrund von verzögerter Genehmigung oder langsamen Baufortschritt, jedoch erst in Zukunft greifen. Der Vorschlag des Netzbetreibers würde somit den Parameterwert der installierten Leistung senken, obwohl bereits Kosten zur Integration der Erzeugungsleistung aufgetreten sind. Zudem ist eine alternative Umrechnung der mit dem Einspeisemanagement abgeregelten Energiemenge in eine Leistung nicht möglich, da der genaue Zeitpunkt, Dauer und Umfang der Abregelung nicht bekannt sind.

Die BNetzA hat im Rahmen der Konsultation um Vorschläge der Verteilernetzbetreiber zur Berücksichtigung der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung und den entsprechenden Kosten gebeten. Hier wurden keine konkreten Vorschläge unterbreitet. Ergebnis ist somit die Erfassung der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung mit Ursache im eigenen Netz für verschiedene Netzaggregationsebenen. Diese wird nach Zeitgleichheits-Zeitpunkten differenziert abgefragt, wobei zwischen abgeregelter Leistung von Onshore-Windanlagen und PV-Anlagen unterschieden wird. Die Prüfung von Kostentreiberzusammenhängen erfolgt im Rahmen der ökonomischen Kostentreiberanalyse.

In das Modell der RP3 gingen bereits neben der installierten Erzeugungsleistung insbesondere auch Lastparameter ein, welche die tatsächliche Belastung im Netzbetrieb abbilden. Somit wird aus Sicht der Gutachter der Integrationsaufwand erneuerbarer Energien durch die Kombination aus installierter Erzeugungsleistung (korrigiert um Spitzenkappung nach

---

<sup>19</sup> Vgl. Datenerhebung zum CEER Projekt TCB21, ein Teil davon ein internationaler Benchmark von Übertragungsnetzbetreibern.

§ 9 Abs. 2 Nr. 3 EEG; siehe Kapitel 3.5.3) und Lastparametern angemessen berücksichtigt. Dies fand zudem Berücksichtigung in der Datenfestlegung der aktuellen Regulierungsperiode.

## 3.6 Zu untersuchende Vergleichsparameter

### 3.6.1 Liste der zu untersuchenden Parameter

Ausgangspunkt zur Bildung der Vergleichsparameter, die im Effizienzvergleich analysiert werden, sind die Parameterbildungen der RP3. Ausgehend hiervon werden Ergänzungen entlang der oben diskutierten Themen vorgenommen, die in der Festlegung der Datenerhebung berücksichtigt wurden (vgl. Abschnitt 3.5):

- Entwicklungen seit der letzten Regulierungsperiode wie oben beschrieben (Abschnitt 3.2);
- Regulatorische Entwicklungen (Abschnitt 3.3)
- Berücksichtigung von Parametervorschlägen der Netzbetreiber (Abschnitt 3.4).

Gestützt auf die obigen Ergebnisse werden die in **Abbildung 9** 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**.

Abbildung 9: Parametergruppen und -subgruppen

<b>yNet (Netzlängen)</b>	yInjection.other	<b>yArea (Fläche)</b>
yCables	yInjection.dec	yArea.supply
yCables.circuit		yArea.network
yCables.other	<b>yInstalledPower (Erzeugungsleistung)</b>	
<b>yLines</b>	yInstalledPower.renewables	<b>yIssues (Einspeisemanagement)</b>
yLines.circuit	yInstalledPower.renewables.solar	
yLines.other	yInstalledPower.renewables.wind	<b>yRelativeLowerPower (relative Last)</b>
<b>yNet.length</b>	yInstalledPower.renewables.biomass	<b>zProperties (diverse Eigenschaften)</b>
	yInstalledPower.renewables.hydro	zPowered.nets
<b>yConnections (Anschlüsse)</b>	yInstalledPower.KWKG	<del>zEast-West</del>
yConnections.cus	yInstalledPower.other	zResources
yConnections.streetlights	<b>yInstalledPower.dec</b>	<del>zNet.structure</del>
yConnections.incl.inj	<b>yInstalledPower.simcurt</b>	zOther
<b>yConnections.other.dso</b>	<b>yInstalledPower.simcurt.solar</b>	zOperator
	<b>yInstalledPower.simcurt.wind</b>	zDensity
	<b>yInstalledPower.nonsimcurt</b>	
<b>yInjectionPoints (Einspeisepunkte)</b>	<b>yInstalledPower.reducedAPFI</b>	<b>zSoil (Gebietseigenschaften)</b>
yInjectionPoints.renewables	<b>yPeakload (Last)</b>	zSoil.BK
yInjectionPoints.KWKG	yPeakload.in	zSoil.GB
yInjectionPoints.other	yPeakload.out	
yInjectionPoints.dec	yPeakload.abs	<b>rRelations (Verhältniszahlen Validierung)</b>
	yPeakload.into.higher	rRelations.peak
<b>yMeters (Messlokationen)</b>	yPeakload.from.higher	rRelations.power
<b>yMeters.read</b>		rRelations.generation
yMeters.flatrate	<b>ySubstations (Umspannwerke)</b>	rRelations.meters
yMeters.active	ySubstations.own	rRelations.transformers
yMeters.all		rRelations.usagehours
yMeters.cp	<b>ySwitchingstations (Schaltstationen)</b>	
<b>yEnergy (Ausspeisung)</b>	<b>ySwitchingstations.own</b>	
yEnergy.delivered		
yEnergy.recovered	<b>yTransformers (Transformatoren)</b>	Blau: Darin Parameter EVS3
yEnergy.losses	<b>yTransformers.own</b>	Grün: Neue (Sub)Gruppen im Vergleich EVS3
yEnergy.other	yTransformers.ront	<del>Gestrichen:</del> Nicht mehr Teil des Datensatzes
	yTransformers.reserve	
<b>yInjection (Einspeisung)</b>	yTransformers.power (neuer Name)	
yInjection.generation	yTransformers.power.ront (neuer Name)	
yInjection.renewables		
yInjection.KWKG		

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 sieben Netzebenen N1 (HöS) bis N7 (NS) vor. Gebildet werden zudem Aggregate (\*.tot falls alle Netzebenen bzw. \*sum wenn nur ausgewählte Netzebenen aggregiert werden).
- **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 RP3 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:
  - Netzebenen 5 bis 7, also MS, MS/NS und NS mit allen Erzeugungsarten (\*.N5to7);
  - Nach Erzeugungstechnologie (z.B. \*.solar);

- Wie Netzebenen 5 bis 7, also MS, MS/NS und NS plus Solar und Wind für die Netzebenen 3 und 4 (\*.dec).
- Insgesamt handelt es sich um 861 Parameter. Weitere Parameter wurden zu Analyse-zwecken gebildet (z.B. unterschiedliche Aufteilung von Netzebenen zur Abbildung der dezentralen Erzeugungsleistung).

Eine Beschreibung zur Nomenklatur findet sich in Abschnitt 4.1.2.

Während der Phase Modellbildung wurden zusätzlich folgende Parameter gebildet, die nicht im Anhang dokumentiert sind:

- $y_{\text{Net.length.N57}} = y_{\text{Net.length.N5}} + y_{\text{Net.length.N7}}$
- $y_{\text{InstalledPowerN1to2.sum}}$  = installierte Erzeugungsleistung N1 und N2
- $y_{\text{InstalledPowerN1to3.sum}}$  = installierte Erzeugungsleistung N1, N2 und N3
- $y_{\text{InstalledPowerN1to5.sum}}$  = installierte Erzeugungsleistung N1, N2, N3, N4 und N5
- $y_{\text{InstalledPowerN3to4.sum}}$  = installierte Erzeugungsleistung N3 und N4
- $y_{\text{InstalledPowerN4to5.sum}}$  = installierte Erzeugungsleistung N4 und N5

### 3.6.2 Konzeptionelle Einordnung der Parameter

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

1. **Einteilung in Gruppen (Abschnitt 3.6.3):** In einem ersten Schritt werden analytisch verwandte Parameter in Gruppen geordnet.
2. **Zuordnung der Parameter zu Versorgungsdimensionen (Abschnitt 3.6.4):** 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 3.6.5):** In einem dritten Schritt wird die Beeinflussbarkeit der Parameter(gruppen) durch die Netzbetreiber beurteilt.

Im Anschluss werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengeführt (Abschnitt 3.6.6).

### 3.6.3 Gruppenbildung

Die Gruppenzuordnung der Parameter ist in **Abbildung 9** dargestellt. Die Gruppen werden später z.B. bei der ökonomischen Kostentreiberanalyse gesondert analysiert.

### 3.6.4 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 6** 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	Messlokationen
	Einspeisemanagement	Transformatoren	Fläche
	Rückspeisung	Umspannstationen	Leitungen
		Bemessungsscheinleistung	Kabel

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.

### 3.6.5 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 Ortnetztransformatoren 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 bei früheren Regulierungsperioden 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 gemäß § 13 Abs. 3 ARegV nach Bestimm-, Kontrollier- bzw. Beeinflussbarkeit durch Entscheidungen des Netzbetreibers 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	
Transformatoren	Einspeisung, Ausspeisung, Rückspeisung	
Umspannstationen	Anschlusspunkte	
Bemessungsscheinleistung	Einspeisepunkte	
Netzverluste	Messlokationen	
	Erzeugungsleistung	
	Fläche	
	Einspeisemanagement	

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.6.6 Zusammenfassung

Die Zuordnung der Vergleichsparameter nach Versorgungsdimensionen und Beeinflussbarkeit ist in **Tabelle 5** zusammengefasst.

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

	Transport („Arbeit“)	Kapazitätsbereitstellung („Leistung“)	Dienstleistungsbereitstellung („Anschluss“)
<b>Y Output-orientiert („mehr exogen“)</b>	Einspeisung <i>yInjection</i>	Erzeugungsleistung <i>yInstalledPower</i>	Anschlusspunkte <i>yConnections</i>
	Ausspeisung <i>yEnergy.delivered</i>	Höchstlast <i>yPeakload</i>	Einspeisepunkte <i>yInjectionPoints</i>
	Rückspeisung <i>yEnergy.recovered</i>	Höchstbelastung <i>yPeakload.abs</i>	Messlokationen <i>yMeters</i>
	Einspeisemanagement <i>yIssues</i>		Fläche <i>yArea</i>
<b>X(Y) Input-orientiert („mehr endogen“)</b>	Netzverluste <i>yEnergy.losses</i>	Bemessungsscheinleistung <i>yTransformers.power</i>	Freileitungen <i>yLines</i>
		Transformatoren (Anzahl) <i>yTransformers</i>	Erdkabel <i>yCables</i>
		Umspannstationen (Anzahl) <i>ySubstations</i>	Freileitungen/Erdkabel aggregiert <i>yNet.length</i>
<b>Z (exogene Faktoren)</b>			Gebietseigenschaften <i>zSoil</i>
			Weitere Eigenschaften <i>zDensity, zOther</i>

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 in den Modellen der RP2 und der RP3 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 eingestuften Parameter Freileitungen und Erdkabel als potenzielle Parameter nennt. Diese Parameter werden insofern aus Sicht des Ordnungsgebers trotz der stärkeren Endogenität grundsätzlich als geeignet angesehen. Entsprechend werden inputorientierte Parameter nicht per se von der Analyse ausgeschlossen.

### 3.7 Ingenieurwissenschaftliche Beurteilung und Einordnung

#### 3.7.1 Beurteilung der Einzelparameter

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 (Ausspeisung, 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 Ausspeisungen, 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 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.
- **Messlokationen:** Auch die Beurteilung der Messlokationen fällt überwiegend deckungsgleich zu den Anschlusspunkten aus. Dabei bilden die Messlokationen 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 Anschlusspunkten oder Messlokationen. Einer Kombination mehrerer exogener Parameter inklusive der Fläche steht die stärker endogene Leitungslänge gegenüber, die den Einfluss verschiedener exogener Pa-

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 3.5.5 dargelegt, umfassen Einspeisemanagementmaßnahmen in dieser Regulierungsperiode 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:** Die Anzahl der Transformatoren oder Umspannstationen 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.



- **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 BK8-22/003-A bis BK8-22/007-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 höchstens eine partielle Eignung zugesprochen.

### 3.7.2 Priorisierung der Parameter für das Top-down-Verfahren

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>20</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.

Gestützt auf die vorangegangenen Analysen, namentlich

- vor dem Hintergrund der vorgenommenen Gruppierung der Parameter nach sachlogischer Zusammengehörigkeit, ihrer Einordnung zu Versorgungsdimensionen und ihrer Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber,

---

<sup>20</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.

- 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>21</sup> Die gewählten Farben bilden die Zugehörigkeit zu den drei Versorgungsdimensionen Transport (grün), Kapazität (rot) und Dienstleistungsbereitstellung (blau) 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
	Messlokationen	
	Fläche	
<b>Stärker Endogen</b>		
	Leitungen	Netzverluste
	Kabel	Umspannstationen
	Bemessungsscheinleistung	Transformatoren

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.7.3 Bildung von Technical Blocks

„Technical Blocks“ werden in dieser Regulierungsperiode erstmalig als viertes Verfahren zur Bildung eines Parametermodells verwendet. Ziel dieses komplementären Verfahrens ist es, ausschließlich von aus ingenieurwissenschaftlicher Betrachtung geeigneten Parameter-Kombinationen („Blöcken“) auszugehen, diese ggf. um weitere – aus Ingenieursicht die Erfassung der Versorgungsaufgabe widerspruchsfrei ergänzende Parameter bzw. Blöcke kombinatorisch zu erweitern und auf diese Weise die ökonometrischen Untersuchungen auf aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht begründete Parameterkombinationen zu beschränken.

Die obigen Erkenntnisse werden entsprechend zur Bildung der Bausteine für das Technical-Blocks-Verfahren eingesetzt.

<sup>21</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 RP3, auch exogene Parameter mit partieller Eignung sind offen für das Top-down-Verfahren, Second-Stage-Analyse).



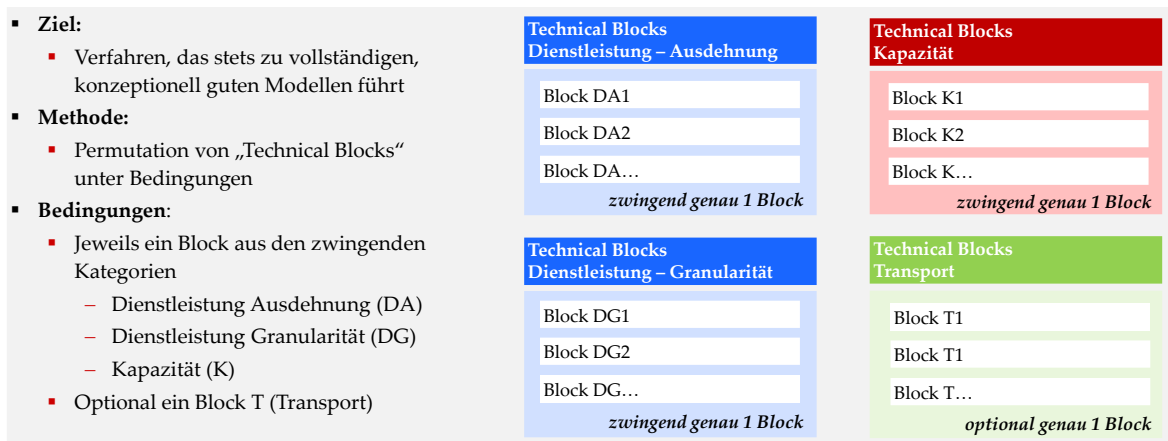
## Ansatz und Vorgehen

Um aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht Modelle zu finden, die die Erfüllung der Versorgungsaufgabe ausreichend abbilden, orientiert sich dieses Verfahren an den in Abschnitt 3.6.4 erwähnten Versorgungsdimensionen:

- In einem ersten Schritt werden unter den Parametern **innerhalb einer Versorgungsdimension** Parameter oder Parameterkombinationen („Technical Blocks“) identifiziert, die alleine oder gemeinsam – da zueinander komplementär – ihre Versorgungsdimension geeignet beschreiben, z.B. Höchstlast und dezentrale Erzeugungsleistung. Fokus bei der Bildung von Technical Blocks liegt auf den Parametern welche in Abschnitt 3.7.2 mit „Gute Eignung“ oder „Komplementäre Eignung“ eingestuft wurden. Dabei wurde die Dienstleistungsdimension weiter in Granularität und Ausdehnung unterteilt, d.h. es wurden für folgende Dimensionen der Versorgungsaufgabe Blöcke gebildet:
  - Dienstleistung Granularität (DG);
  - Dienstleistung Ausdehnung (DA);
  - Kapazität (K);
  - Transport (T).
- Anschließend werden **Kombinationen aus einzelnen Blöcken unterschiedlicher Dimensionen** gebildet, um ein vollständiges Modell zu erhalten. Gemäß Abschnitt 3.6.4 sind die Dimensionen „Kapazität“ und „Dienstleistung“ obligatorisch („need to have“), während die Dimension „Transport“ optional ist („nice to have“). Daraus folgt, dass zur Bildung des Modells zwingend jeweils ein Technical Block der Kapazitäts- und der beiden Dienstleistungsdimensionen gewählt werden muss, während die Wahl eines Technical Blocks aus der Dimension Transport optional ist. Die Kapazitätsdimension und die komplementär hierzu stehende Dienstleistungsdimension sind somit in jedem resultierenden Modell abgebildet.

**Abbildung 10** stellt das Technical-Blocks-Verfahren graphisch dar. Mit dem Verfahren werden grundsätzlich alle so möglichen Parameter-Kombinationen getestet. Daher besteht im Gegensatz zum TD-Verfahren keine Pfadabhängigkeit. Beim TD-Verfahren können stattdessen grundsätzlich alle Parameter Eingang in ein Modell finden.

Abbildung 10: Darstellung Technical-Blocks-Verfahren



Quelle: Eigene Darstellung

### Gebildete Technical Blocks

Abbildung 11 fasst die identifizierten Technical Blocks zusammen. Es ist ersichtlich, dass nicht alle erhobenen Parameter in den Technical Blocks vorkommen. Die Parameter können jedoch durch andere Verfahren (insb. Bottom-Up und Top-Down Verfahren) gleichwohl in ein Modell finden.

Abbildung 11: Verwendete Parameter in Technical Blocks

Block	Parameter
DA1	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7
DA2	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum
DA3	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7
DA4	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yLines.circuit.N7, yCables.circuit.N7
DA5	yNet.length.all.tot
DA6	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7
DA7	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7
DA8	yCables.all.tot, yLines.all.tot
DG1	yMeters.read.tot
DG2	yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot
DG3	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.house.tot
DG4	yConnections.incl.inj.N1357.sum
DG5	yMeters.noncp.ctrl.tot, yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum, yConnections.other.dso.same.tot, yMeters.cp.ctrl.tot
K1	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum, yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum
K2	yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6
K3	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.reducedAPFI.tot

K4	yPeakload.from.higher.sim.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum, yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum
K5	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.N1to4.sum, yInstalledPower.N5to6.sum, yInstalledPower.N7
K6	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot, yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot, yInstalledPower.KWKG.other.tot
K7	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.renewables.wind.tot, yInstalledPower.renewables.solar.tot, yInstalledPower.non.solar.wind.tot
K8	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot, yInstalledPower.non.solar.wind.tot
K9	yPeakload.into.higher.sim.N4, yPeakload.into.higher.sim.nett.N6, yPeakload.N4, yPeakload.N6
K10	yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum, yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum
T1	yEnergy.delivered.net.tot
T2	yEnergy.delivered.net.N67.sum, yEnergy.delivered.net.N45.sum, yEnergy.delivered.net.N23.sum
T3	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum, yEnergy.delivered.net.N5to7.sum
T4	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum, yEnergy.delivered.net.N5to7.sum, yInjection.net.N2to4.sum, yInjection.net.N5to7.sum

Quelle: Eigene Darstellung

Den gebildeten Blocks liegen folgende Überlegungen zugrunde.

Zunächst soll jedes Modell aus einem Technical Block der **Versorgungsdimension** „**Kapazität**“ bestehen. Diese wurden wie folgt gebildet:

- Als Parameter 1 und Parameter 2 wird der exogene Parameter der „Zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen“ auf den Netzebenen 4 (HS/MS) und 6 (MS/NS) als Basis für die Blöcke K1, K3, K5, K6, K7, K9 und K10 verwendet, da die Jahreshöchstlast als wesentlicher Kostentreiber gesehen werden und die Basis der Kostenträgerrechnung (§§ 15-21 StromNEV) bildet. Dabei sollten aus ingenieurstechnischer Sicht sowohl die Lasten die durch Entnahmen als auch Einspeisungen betrachtet werden, da diese sich entweder ausgleichen können oder die auslegungsrelevanten Extremsituationen bzgl. Last oder Einspeisung widerspiegeln.
- Als Vergleich zu den Modellen der RP3 und RP2 dienen Block K1 und K3, wobei die Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen in den Blocks berücksichtigt wurde.
- Block K2 erlaubt eine vorzeichenunabhängige Betrachtung der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen in den Umspannebenen MS/NS und HS/MS, da die Jahreshöchstlast die wesentliche Auslegungsgröße der Umspannebene darstellt.
- Block K4 betrachtet die Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Umspannebene in Kombination mit der jeweils unterlagerten installierten Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung der Spitzenkappung. Im direkten Vergleich dazu dient

Block K5 welcher alle Entnahmen aus der Umspannebene berücksichtigt unter Vernachlässigung der Spitzenkappung.

- Die Blöcke K6 und K7 zielen auf den Einfluss der unterschiedlichen Arten und Regelbarkeiten der Erzeugungstechnologien hin.
- Der Block K8 beinhaltet eine leicht angepasste Version des Blocks K6, welche im Rahmen der Konsultation gefordert wurde. Dabei wird die installierte Erzeugungleistung in Wind/Solar sowie alle übrigen Erzeugungstechnologien unterteilt.
- Darüber hinaus stellt Block K9 den Vergleich zwischen der Rückspeisung in die überlagerte Netzebene und Jahreshöchstlast aller Entnahmen dar.
- Um den Einfluss der maximalen zeitgleich abregelten Erzeugungleistung zu untersuchen, bildet Block K10 eine Erweiterung zu Block K1, indem dieser Effekt dort berücksichtigt wurde.

Darüber hinaus soll jedes Modell zwei Blöcke der **Versorgungsdimension „Dienstleistung“** beinhalten. Zunächst soll dabei die „Ausdehnung (DA)“ und darüber hinaus die „Granularität (DG)“ betrachtet werden. Diese wurden wie folgt gebildet:

- Technical Blocks DA1-DA8:
  - Grundsätzlich bilden die Technical Blocks zur Dienstleistung der Ausdehnung die nach Spannungsebenen disaggregierten Netzlängen ab, wobei in bestimmten Fällen nach Erdkabeln und Freileitungen unterschieden wird.
  - Block DA1 dient dabei als Vergleich zu dem Modell der RP3. Da nach den Planungsgrundsätzen für städtische und ländliche Verteilnetze<sup>22</sup> Freileitungen in der Nieder- und Mittelspannungsebene rund 40% günstiger sind als Erdkabel, werden in Block DA2 die Erdkabel und Freileitungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene aggregiert. Block DA3 dient als Vergleich zu dem Modell der RP2.
  - Darüber hinaus bilden die Blöcke DA4 und DA5 alle Parameter einmal disaggregiert und einmal aggregiert ab, um den Einfluss der Disaggregation zu untersuchen. Block DA4 betrachtet die Netzlängen maximal disaggregiert nach Spannungsebenen und Unterscheidung nach Erdkabeln und Freileitungen, während Block DA5 die gesamte Netzlänge über alle Spannungsebenen hinweg auf einen einzelnen Parameter aggregiert.
  - Um Netzbetreiber, welche zudem Höchstspannungsnetze betreiben, nicht zu diskriminieren, betrachten die Blöcke DA5-DA8 zudem die höheren Spannungsebenen.
- Technical Blocks DG1-DG5:
  - Die Technical Blocks der Dienstleistung Granularität zielen auf die Abbildung der Kosten je gemessener Messstelle ab und sollen für eine gezielte Abbildung der Ver-

---

<sup>22</sup> Quelle: Planungsgrundsätze für städtische/ ländliche Verteilnetze, Bergische Universität Wuppertal.

sorgungsaufgabe dienen. Somit bilden die einzelnen Blöcke einerseits die Gesamtanzahl an Messlokationen (DG1) und die Messlokationen differenziert nach unterschiedlichen Netzkunden (DG2, DG3) ab.

- Da es durchaus Anschlusspunkte ohne Zähler oder mit mehreren Zählern geben kann und diese auch in den Kosten berücksichtigt werden sollen, wird dieser Effekt in den Blöcken DG4 und DG5 abgebildet. Technical Block DG4 bildet die Gesamtanzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten ab und dient somit als direkter Vergleich zu DG1. Technical Block DG5 stellt eine Kombination aus Anschlusspunkten und Messlokationen dar.

Zuletzt kann optional die **Versorgungsdimension „Transport (T)“** in einem Modell berücksichtigt werden. Die Technical Blocks dafür wurden wie folgt gebildet:

- Basis für die Bildung der Technical Blocks bildet die Summe aus der Entnahme durch Letztverbraucher, Entnahme durch die nachgelagerte bzw. gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers und der Rückspeisung in die vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene. Dies entspricht der Gesamtentnahme der Energie eines Netzes aus der Umspannebene.
- Dabei wird zwischen der über alle Netzebenen aggregierten (T1) und der auf Netzebenen, inklusive der Umspannstation, disaggregierten (T2) Energiemenge unterschieden. In Block T4 werden alternativ zu Block T2 die Energiemengen über die Netzebenen 2-4 und 5-7 aggregiert. Die alternative Aggregation auf die Netzebene 2-4 und 5-7 entspricht dabei der Aggregation einzelner Parameter der installierten Erzeugungsleistung. Um zudem die Energiemengen der Rückspeisungen zu betrachten ist Block T3 eine Erweiterung von Block T4 um die Summe der Energiemengen aus Einspeisung aus vorgelagerter und gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers, Einspeisung aus EEG-, KWKG- und sonstigen Erzeugungsanlagen und Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene.

## 4 Datenbearbeitung und -validierung

Die von der BNetzA zur Verfügung gestellten vorplausibilisierten Daten wurden 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
  - Durchführung von Vorjahresvergleichen, Stichproben
  - Integrität: Identifizierung möglicher Datenfälschungen (Newcomb-Benford)
  - Plausibilität: Konsistenz und Verhältnisprüfungen
- Ggf. individuelle Sonderprüfungen

Nachfolgend wird die Datenbearbeitung dokumentiert, die Daten vorgestellt und die wichtigsten Ergebnisse der Validierung festgehalten.

### 4.1 Datenbearbeitung

#### 4.1.1 Struktur der bereitgestellten Daten

Die Bundesnetzagentur stellte jeweils gesonderte Datensätze für Kostendaten, Strukturdaten und gebietsstrukturelle Daten zur Verfügung:

- 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 die wichtigsten Bestandteile (z.B. Opex, Capex, Personalkosten, usw.), 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. 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 in einem separaten Datensatz verschiedene Dichtemaße bereitgestellt (Gruppe zDensity mit Zählpunkt-, Anschluss- und Adressdatendichte).

#### 4.1.2 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 weitestmöglich zu reduzieren.

Die Verarbeitung erfolgt entlang der nachfolgenden Schritte:

- **Nomenklatur:** Je Datenfeld des Erhebungsbogens 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.

*kategorieGruppenname.subgruppenname.weiteres.netzebene*

Die verschiedenen Gruppen und Subgruppen sind oben in Abbildung 9 dargestellt. Als Suffix sind die Netzebenen wie folgt abgekürzt:

- .N1 Spannungsebene Höchstspannung;
- .N2 Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung;
- .N3 Spannungsebene Hochspannung;
- .N4 Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung;
- .N5 Spannungsebene Mittelspannung;
- .N6 Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung.
- .N7 Spannungsebene Niederspannung;

Die Variable *yPeakload.N3* referenziert somit den Vektor der Angaben aller Netzbetreiber zur zeitgleichen Höchstlast der Ausspeisungen auf der Hochspannungsebene.

Im Unterschied zur RP3 erfolgt keine Bereinigung um Investitionsmaßnahmen, welche bereits in den Eingangsdaten bereinigt sind, soweit diese noch relevant 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 (Ja/Nein) wurden in numerische 1/0 Dummies umgewandelt und fehlende Angaben auf NA gesetzt.
- **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.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 sind in **Anhang I** dokumentiert.



- **Parameterbereinigungen:** Bei einzelnen Parameterbildungen (z.B.  $y_{Peakload.corr}$ ) können Divisionen durch Null vorkommen. Damit in diesen Konstellationen keine fehlenden Werte entstehen, wurden entsprechende Bereinigungen vorgenommen.
- **Finaler Datensatz Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich:** Im finalen Datensatz wurden Netzbetreiber entfernt, für welche die Kostendaten zum Stichtag 10.11.2023 nicht final vorlagen oder sich noch in Anhörung befanden:
  - 10000710\_1
  - 10000981\_1
  - 10003122\_1
  - 10011649\_1

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.

## 4.2 Ausgewertete Daten

### 4.2.1 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 20.10.2022 zur Verfügung gestellt.
- Die Kostendaten wurden erstmals am 20.10.2022 bereitgestellt.
- Die gebietsstrukturellen Daten wurden erstmals am 18.04.2023 geliefert.

### 4.2.2 Dem Effizienzvergleich zugrundeliegende Daten

**Tabelle 7** zeigt den dem Effizienzvergleich zugrundeliegende Datenstand V9. Für 194 von 198 Netzbetreiber lagen vollständig validierte Daten vor. Grundlage für den nachfolgenden Effizienzvergleich sind demnach **194 Netzbetreiber**.



**Tabelle 7: Dem Effizienzvergleich zugrundeliegender Datenstand**

	C Kostendaten	Y Strukturdaten	Z Gebietsstrukturelle Daten
<b>Eingangsdaten bereitgestellt von der BNetzA</b>			
Erste Lieferung	20.10.2022	20.10.2022	18.04.2023
Aktueller Stand Datensatz	10.11.2023	10.11.2023	1.9.2023 (GSD) 31.8.2023 (Dichteparameter)
# Variablen (Spalten im Originaldatensatz)	19	699 (Zeilen, ohne GMK/AGS)	116; 21
<b>Datensatz V9 (aufbereitet von den Gutachtern)</b>			
# Variablen	2	872	25
# Parameter (ohne Variablen, die rein der Datenplausibilisierung dienen)	2	837	24
# Vergleichsparameter (priorisierte Parameter)		212	9
# Beobachtungen	194 final vorliegend von 198		

Quelle: Eigene Darstellung

Die in diesem Bericht wiedergegebene Validierung (Abschnitte 4.3 bis 4.5) wurde anhand der obigen „final“ vorliegenden Daten vorgenommen, verarbeitet in „Datensatz V9“. Auch die nachfolgenden Analysen in Kapitel 5 inkl. Effizienzvergleich wurden auf diesem Datenstand vorgenommen.

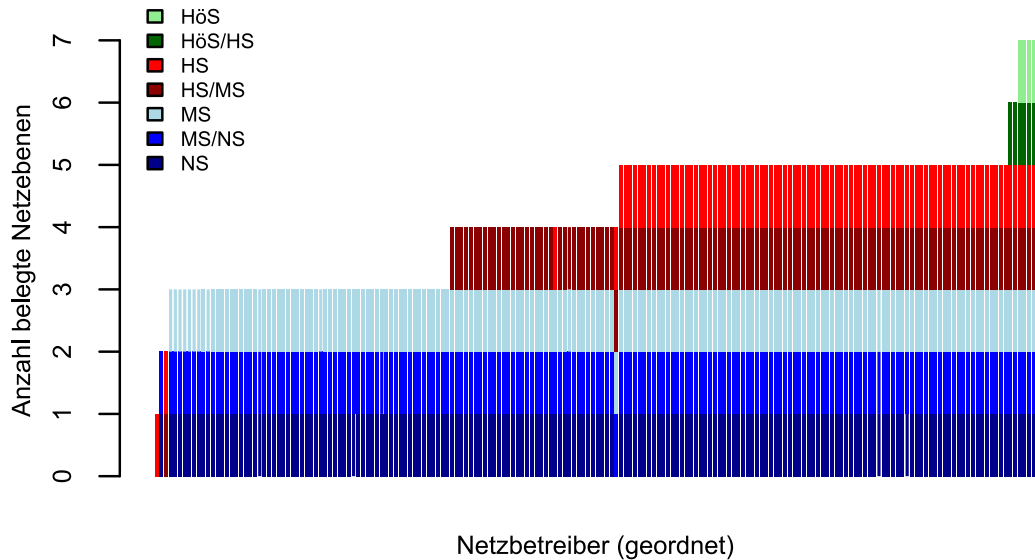
### 4.3 Formale Prüfungen

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] oder die Nutzungsstunden im Bereich [0,8720].

Im Rahmen der formalen Prüfung wurde ebenfalls geprüft, ob die Angaben der Netzbetreiber bezüglich der **Belegenheit der Netze** kohärent sind. Dabei wurde geprüft, ob die Netzbetreiber auf den belegten Spannungsebenen über Netzlängen, Last und Arbeit verfügen und auf den Umspannebenen über Transformatoren, Lasten und Arbeit verfügen. **Abbildung 12** zeigt, welche Netzebenen von den Netzbetreibern belegt werden. Demnach betreibt ein Netzbetreiber nur eine Netzebene (N4, ganz links), die allermeisten Netzbetreiber bedienen mindestens die untersten drei Netzebenen (N5 bis N7). Rund dreiviertel sind auch auf der N4 Umspannebene tätig, nur sehr weniger bedienen auch die Höchstspannung. Ein Netzbetreiber (Nr. 10011292\_1) ist auf vier Netzebenen tätig, allerdings nicht auf der untersten Netzebene N7.

Abbildung 12: Belegenheit der Netzebenen im Datensatz



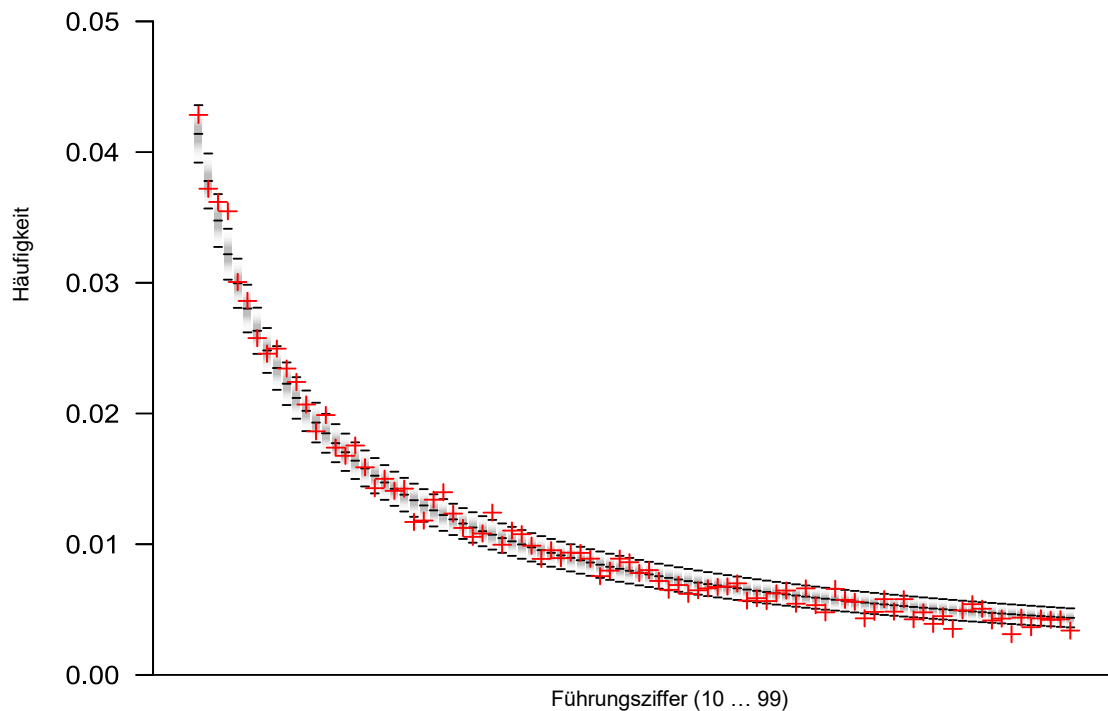
Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.4 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-Benfordschen Gesetz im **Gesamtdatensatz** 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.

## 4.5 Plausibilität

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

- Veränderung der Daten zwischen den Regulierungsperioden;
- Prüfung Aufwandparameter (vgl. Abschnitt 4.5.1);
- Prüfung Vergleichsparameter (vgl. Abschnitt 4.5.3);
- Prüfung der Verhältnisse zwischen Aufwands- und Vergleichsparametern (Abschnitt 4.5.4);
- Vergleich von abgefragten Daten mit öffentlich verfügbaren Daten. Die Stichproben haben keine Auffälligkeiten ergeben.

### 4.5.1 Veränderungen der Parameter im Vergleich zur RP3

Im Rahmen der Plausibilisierung wurden die Parameterwerte aus RP4 zunächst mit jenen aus RP3 verglichen.

Abbildung 14 zeigt einen Ausschnitt der Veränderungen ausgewählter Aufwands- und Strukturparameter von RP3 zu RP4 für eine beispielhafte Teilgruppe der Netzbetreiber.

Bei den Aufwandsparametern und der Mehrheit der Strukturparameter zeigen sich für die meisten Netzbetreiber nur geringe Änderungen. Starke Zunahmen sind bei den Parametern der dezentralen Erzeugung zu beobachten, insbesondere den Einspeisepunkten, der installierten Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie und der installierten Erzeugungsleistung der unteren Netzebenen. Stärkere Rückgänge gibt es bei den Freileitungen der Netzebene 5, da diese zunehmend mit Erdkabeln ersetzt werden. Geringere Rückgänge sind bei der Summe der Ausspeisung sowie den Höchstlasten zu beobachten.

Abbildung 14: Veränderung ausgewählter Parameterwerte von RP3 zu RP4

Aufwandsparameter	Strukturparameter																			
	sTOTEX	TOTEX	Connections.N7	Connections.tot	InjectionPoints.tot	Meters.read.tot	Cables.circuit.N5	Lines.circuit.N5	Line.length.N7	Line.length.all.tot	Substations.own.tot	Transformers.tot	Transformers.power.own.tot	InstallPower.tot	InstallPower.renewables.solar.tot	InstallPower.renewables.wind.tot	InstallPower.NRG7.sum	InstallPower.NRG7.sum	Energy.delivered.tot	Peakload.max
	114%	111%	104%	127%	161%	105%	104%	100%	103%	103%	101%	102%	118%	167%	100%	152%	118%	118%	77%	79%
	105%	104%	101%	131%	168%	100%	100%	57%	101%	101%	103%	103%	102%	116%	207%	100%	152%	116%	96%	95%
	118%	119%	103%	127%	117%	113%	104%		108%	107%	98%	143%	73%	116%	126%	100%	124%	116%	95%	105%
	105%	105%	106%	117%	126%	104%	100%		102%	102%	101%	107%	111%	82%	172%	0%	114%	82%	96%	96%
	110%	105%	102%	118%	148%	100%	106%	77%	102%	101%	102%	98%	99%	113%	136%	109%	141%	113%	92%	96%
	108%	105%	103%	113%	157%	105%	99%	0%	106%	104%	102%	99%	105%	145%	160%	100%	148%	145%	92%	90%
	84%	83%	103%	110%	147%	108%	103%		105%	104%	100%	98%	103%	128%	126%	100%	136%	128%	126%	87%
	114%	117%	104%	125%	135%	104%	98%		88%	73%	102%	103%	102%	125%	132%		119%	125%	130%	173%
	118%	114%	101%	113%	128%	102%	103%	100%	103%	103%	103%	96%	102%	119%	131%		142%	119%	88%	88%
	88%	88%	103%	114%	114%	101%	102%		102%	102%	101%	102%	118%	122%	153%	101%	100%	122%	95%	120%
	103%	101%	102%	115%	164%	97%	101%	48%	102%	100%	104%	97%	46%	121%	180%	100%	138%	121%	88%	92%
	108%	111%	104%	118%	149%	115%	108%	96%	101%	101%	101%	101%	103%	163%	187%		163%	187%	135%	96%
	97%	95%	102%	115%	144%	107%	101%	81%	104%	103%	103%	103%	103%	117%	117%	100%	126%	117%	97%	94%
	102%	103%	97%	108%	173%	102%	100%	90%	102%	101%	102%	98%	103%	179%	219%	100%	240%	179%	88%	87%
	109%	111%	101%	116%	174%	99%	95%	93%	101%	99%	100%	101%	103%	122%	153%	110%	166%	122%	93%	92%
	102%	101%	102%	114%	141%	104%	100%		102%	101%	100%	100%	102%	126%	160%	152%	137%	126%	96%	98%
	100%	101%	105%	129%	137%	104%	105%	97%	107%	106%	106%	100%	109%	132%	135%		135%	132%	92%	92%
	98%	97%	56%	68%	122%	84%	103%	84%	92%	94%	89%	88%	52%	125%	134%	178%	117%	125%	78%	80%
	104%	104%	109%	123%	160%	104%	101%	89%	103%	102%	102%	107%	109%	141%	142%		144%	141%	104%	102%
	116%	112%	102%	115%	141%	108%	120%	98%	103%	107%	103%	106%	80%	110%	136%		116%	110%	68%	98%
	83%	82%	102%	117%	153%	105%	110%	73%	103%	104%	104%	102%	108%	148%	161%		139%	143%	93%	85%
	119%	115%	104%	122%	132%	109%	113%	93%	108%	107%	108%	106%	111%	138%	145%	144%	124%	138%	93%	95%
	110%	110%	101%	124%	137%	100%	101%	85%	104%	104%	99%	95%	97%	176%	186%		193%	176%	86%	86%
	118%	116%	101%	115%	153%	108%	103%	61%	101%	101%	100%	100%	66%	148%	189%		181%	148%	96%	93%
	124%	119%	104%	120%	124%	116%	106%	95%	102%	102%	103%	103%	111%	116%	143%	100%	137%	116%	104%	101%
	64%	65%	90%	105%	149%	96%	0%		102%	69%	101%	101%	101%	83%	96%		185%	83%	29%	45%
	111%	114%	105%	120%	147%	105%	105%	92%	104%	104%	102%	101%	102%	161%	170%		135%	161%	89%	88%
	107%	108%	102%	115%	150%	103%	106%	97%	101%	101%	99%	100%	102%	140%	152%		137%	140%	93%	92%
	107%	104%	103%	117%	158%	105%	100%	100%	105%	104%	109%	106%	90%	146%	160%	100%	152%	146%	96%	103%
	124%	123%	103%	120%	139%	106%	110%		105%	106%	98%	128%	103%	123%	130%	100%	136%	123%	100%	102%
	119%	117%	107%	116%	130%	103%	112%	86%	108%	107%	102%	100%	103%	130%	144%	123%	134%	130%	101%	98%
	114%	109%	101%	121%	138%	102%	99%	100%	104%	103%	102%	103%	104%	136%	139%		131%	136%	106%	114%
	109%	114%	101%	114%	167%	99%	99%		101%	100%	103%	102%	98%	107%	107%		162%	107%	93%	82%
	113%	113%	104%	121%	139%	103%	101%		103%	103%	96%	95%	94%	107%	110%		116%	107%	84%	89%
	90%	89%	101%	114%	162%	100%	103%		101%	102%	101%	101%	102%	167%	150%	100%	163%	167%	82%	95%
	106%	107%	104%	119%	141%	101%	96%		63%	70%	99%	107%	103%	108%	129%		144%	108%	92%	94%
	120%	113%	104%	122%	127%	108%	102%		86%	91%	143%	143%	120%	131%	151%		125%	131%	101%	93%
	109%	106%	102%	114%	129%	103%	101%	32%	104%	102%	101%	100%	102%	130%	134%	100%	130%	130%	93%	86%

Quelle: Swiss Economics

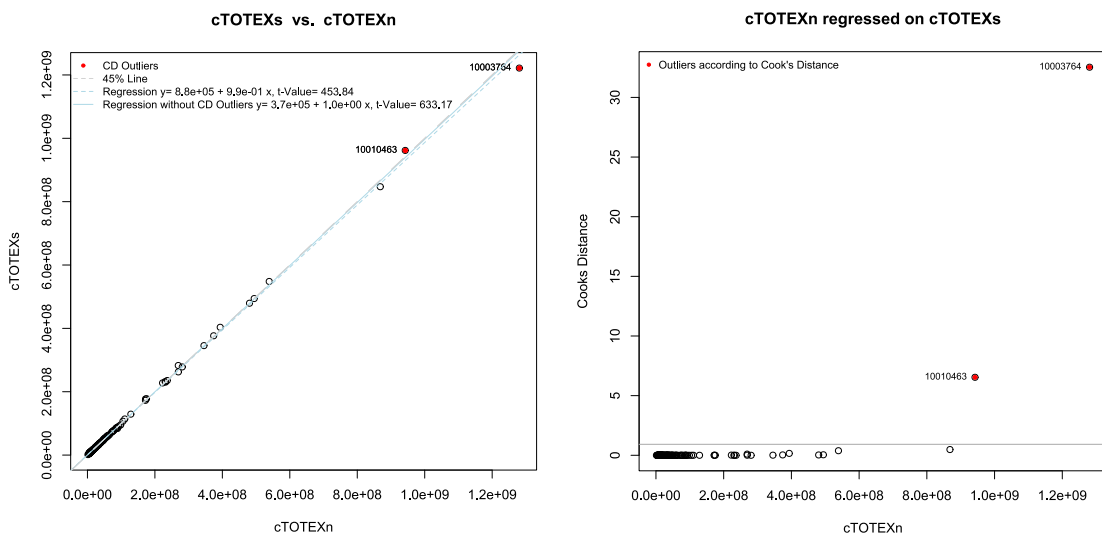
Im Allgemeinen zeigen sich bei den Aufwands- und Strukturparametern keine Veränderungen, welche in Anbetracht der stromwirtschaftlichen Entwicklungen unplausibel sind. Auffälligkeiten wurden der BNetzA gemeldet, welche diese Werte überprüft, bestätigt und/oder gegebenenfalls beim Netzbetreiber nachgefragt hat.

#### 4.5.2 Prüfung der Aufwandsparameter

Die Aufwandsparameter sTotex und 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 sTotex und Totex lagen mit der finalen Lieferung nicht mehr vor.

**Abbildung 15** zeigt auf der linken Seite die Verhältnisse sTotex zu Totex. Die beiden Aufwandsparemeter korrelieren demnach stark. Die rot-markierten Netzbetreiber sind auffällig im Sinne des Cook's Distance Kriterium auf Basis eines Modells, in dem Totex auf sTotex (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 vor dem Hintergrund eines linearen Zusammenhangs ausgehend vom Nullpunkt. Insgesamt sind die Werte plausibel, und auch die Prüfung der übrigen Verhältnisse zwischen den verschiedenen Kostenpositionen haben keine unerklärbaren Auffälligkeiten ergeben.

**Abbildung 15: Scatter Plot Aufwandsparemeter**

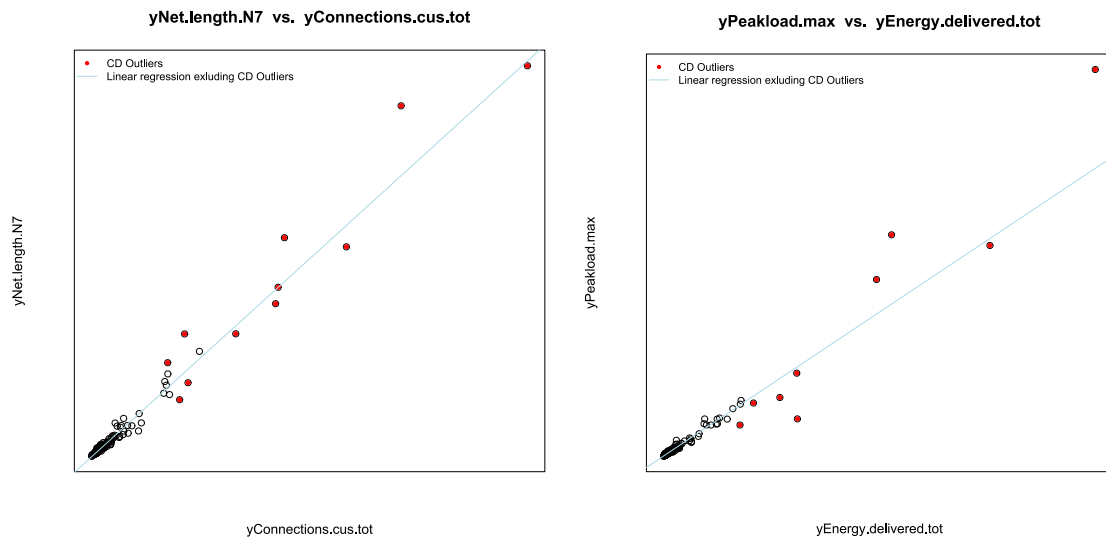


Quelle: Eigene Darstellung

### 4.5.3 Prüfung der Vergleichsparemeter

Zur Prüfung der Vergleichsparemeter wurden Korrelationstabellen erstellt, Verteilungen anhand von Säulendiagrammen der Parameterwerte analysiert, untereinander Scatter-Plots verglichen und auf unplausible Ausreißer hin geprüft. **Abbildung 16** zeigt illustrativ das Verhältnis der Anschlüsse zur Netzlänge N7 sowie die ausgespeiste Jahresarbeit im Verhältnis zur Jahreshöchstlast.

Abbildung 16: Scatter Plot Vergleichsparameter



Quelle: Eigene Darstellung

In den Wertebereichsprüfungen wurden kontrolliert, ob die Werte von Parametern und Kennzahlen im zu erwartenden Wertebereich liegen und die richtigen Formate aufweisen. Folgende Kennzahlen wurden mittels Wertbereichsprüfungen aggregiert und disaggregiert untersucht:

- Verhältnis zeitgleiche/zeitungleiche Last
- Verhältnis Höchstlast zu zweit- und fünfhöchster Last
- Verhältnis Einspeise- und Ausspeiselaast
- Verhältnis Rückspeisung/Entnahme (zeitungleich, zeitgleich)
- Rückspeisung je installierte Leistung
- Verhältnis Einspeiseleistung und Jahreshöchstlast
- Durchschnittliche angeschlossene Erzeugungsleistung pro Anlage
- Durchschnittliche angeschlossene Erzeugungsleistung pro Anlage (Solar, Wind, EE)
- Durchschnittliche Erzeugung pro Einspeisepunkt
- Zähler Leerstandsrate
- Messlokationen bzw. Zählpunkte pro Anschluss<sup>23</sup>
- Zählpunkte pro Kundenanschluss
- Mittlere Bemessungsscheinleistung pro Transformator
- Arbeit pro Last

<sup>23</sup> Im weiteren Verlauf synonym verwendet.

Auffällige Werte wurden der BNetzA mitgeteilt. Gemeldete Werte wurden von der BNetzA geprüft und bei den Netzbetreibern nachgefragt und von diesen entweder bestätigt oder korrigiert.

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.

#### 4.5.4 Prüfung der Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandparametern

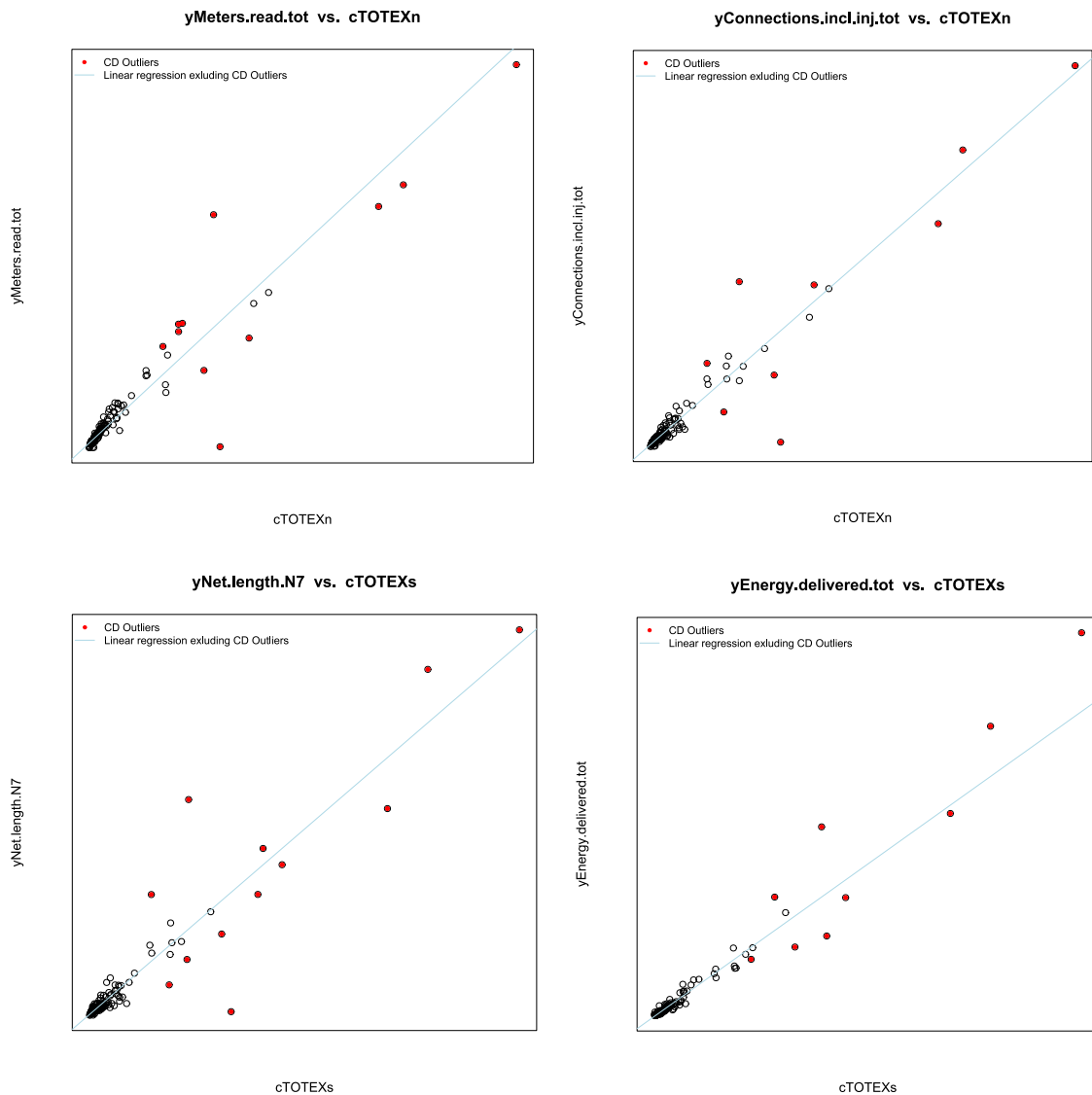
Schließlich wurden die Verhältnisse von Vergleichs- und Aufwandparametern geprüft. **Abbildung 17** zeigt beispielhaft vier Scatter-Plots, in denen Vergleichsparameter den Aufwandparametern gegenübergestellt werden. Cooks-Distance-Ausreißer sind rot markiert. Im oberen Teil sind die möglichen Normierungsparameter 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. 10003486\_1), der bei einer geringfügigen Anzahl von Zähl- bzw. Anschlusspunkten verhältnismäßig hohe Kosten aufweist;
- die Anschlusspunkte weisen im Bereich, wo ein Großteil der NB liegt, eine größere Streuung auf als die Zählpunkte.

Im unteren Teil der Abbildung sind die  $s_{\text{Totex}}$  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 17: Scatter Plot Aufwand- vs. Vergleichsparameter



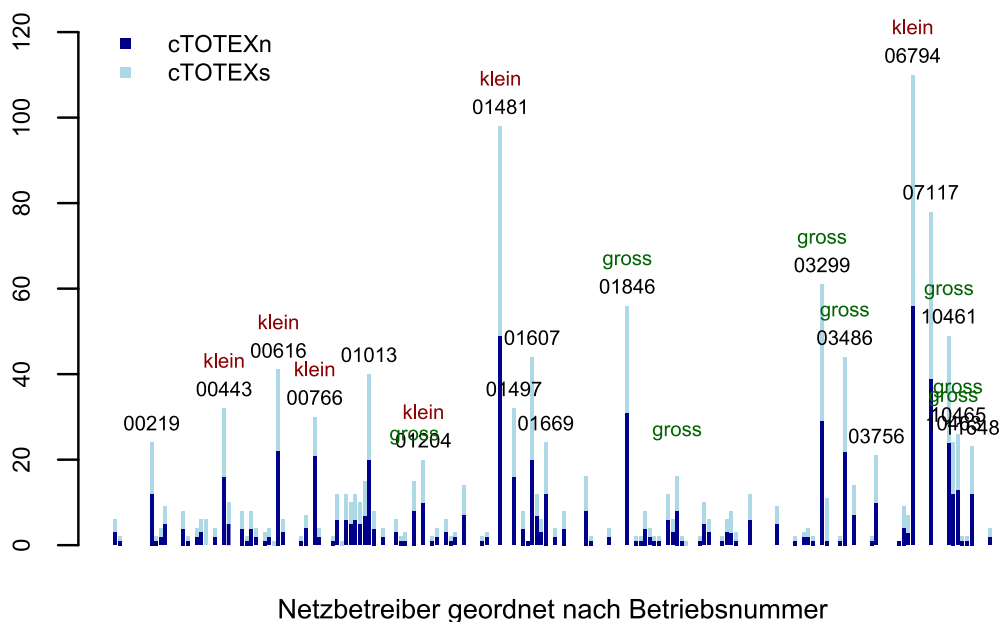
Bemerkung: Ausreißer (rot markierte Punkte) wurden für die Berechnung der linearen Regression (blaue Linie) entfernt.

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 Aufwandparametern ausweisen. **Abbildung 18** 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 kleine bzw. besonders große Netzbetreiber (Totex unter dem 10. Perzentil (6.6 Mio.) bzw. Totex über dem 90. Perzentil (116 Mio.)). Blau hervorgehoben sind die Namen der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche, die seit dem Urteil des BGH zum EVG3 in besonderem Fokus der Aufmerksamkeit stehen.

Die Netzbetreiber, welche bei den meisten Vergleichsparametern die besten Stückkosten aufweisen, sind zwei kleine Netzbetreiber. Danach folgen einige große NB. Bei diesen Netzbetreibern sind keine Auffälligkeiten beobachtet worden, 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. Netzbetreiber mit Auffälligkeiten werden nicht aus dem Datensatz entfernt, jedoch für die Effizienzwertermittlung herausgenommen, wenn sie als Ausreißer identifiziert werden. Entsprechend sind beim Effizienzvergleich die vorgesehenen Auffälligkeits- und Ausreißeranalysen mit aller Sorgfalt durchzuführen.

**Abbildung 18: Anzahl bester Stückkostenverhältnisse je Netzbetreiber**



Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.6 Fazit der Datenvalidierung

Die Datenqualität konnte im Verlauf des Projekts ausgehend von einer bereits guten Basis weiter erhöht werden. Die verwendeten Daten sind formal korrekt, integer und plausibel. Insgesamt liegt somit ein valider Datensatz zur Anwendung im Effizienzvergleich vor.

## 5 Effizienzvergleich

### 5.1 Übersicht Vorgehen

Ausgehend von den analytischen Ergebnissen wird in diesem Kapitel der eigentliche Effizienzvergleich dokumentiert. Abbildung 1 auf Seite 15 stellt das gewählte Vorgehen dar:

- Zunächst werden die für den Effizienzvergleich eingesetzten **Methoden und Gütekriterien** definiert, diskutiert und erläutert (nachfolgend Abschnitt 5.2);
- Im Rahmen einer **KTA Oec** werden vorbereitende Arbeiten ausgeführt, darunter Gruppen- und Korrelationsanalysen und Betrachtungen zur optimalen Modellgröße (nachfolgend Abschnitt 5.3);
- Im Rahmen der **Modellspezifikation** in Abschnitt 5.4 werden mittels vier verschiedener Verfahren anhand von Durchschnittskostenmodellen optimale Parameterkombinationen hergeleitet und auf ihre Eignung als Kostenfunktion und Grundmodell für den Effizienzvergleich untersucht. Bei allen Verfahren werden u.a. mittels robuster Regression Auffälligkeitsanalysen durchgeführt. Die Arbeiten führen zu einer Selektion von weiterzuverfolgenden Grundmodellen. Die Arbeiten geben zudem eine gewisse Orientierung bei der Modellierung von DEA und SFA (z.B. Vorschlägen von zusätzlichen Kostentreibern oder Weglassen von Kostentreibern);
- Die gewählten Grundmodelle werden danach in Abschnitt 5.5 auf ihre Eignung als **Effizienzvergleichsmodell** in DEA und SFA 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 gesetzten konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Gütekriterien am besten erfüllt.

### 5.2 Methoden und Kriterien

Die zentrale Herausforderung beim Effizienzvergleich ist es, von den zur Auswahl stehenden Vergleichsparametern diejenigen zu identifizieren, die konzeptionell und regulatorisch sinnvolle Kostentreiber sind und sich gegenseitig gut ergänzen. Die hierzu verwendeten Methoden und Bewertungskriterien werden nachfolgend vorgestellt.

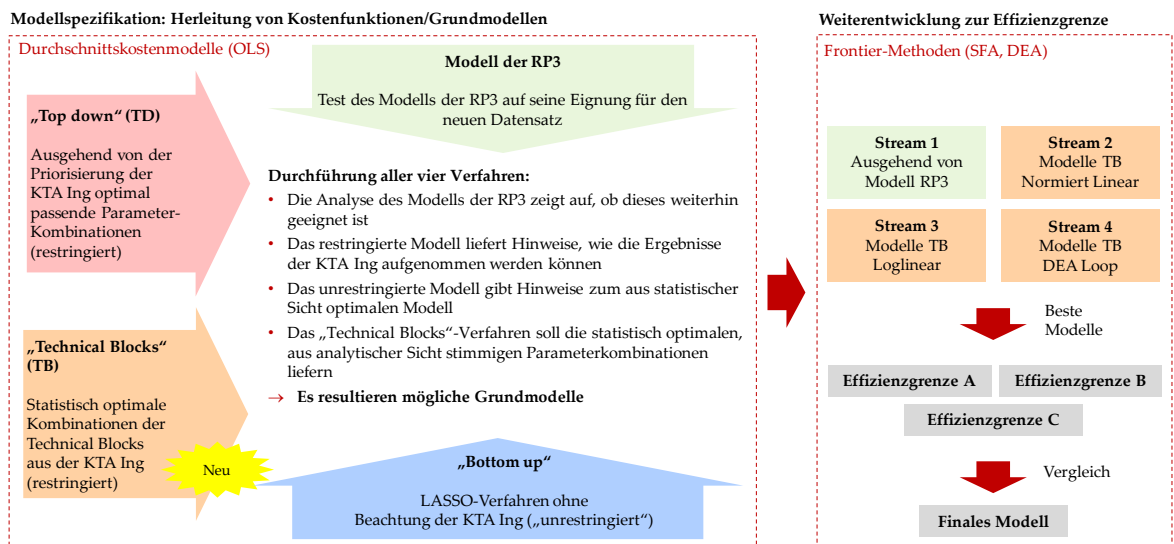
### 5.2.1 Methoden

Die angewendeten Methoden inkl. relevanter methodischer Entscheidungen werden nachfolgend direkt in den einzelnen Kapiteln vorgestellt.

In **Abbildung 19** ist das Zusammenspiel der Herleitung von Grundmodellen bei der Modellspezifikation mit Durchschnittskostenmodellen (linke Seite) und der Weiterentwicklung der Grundmodelle gestützt auf die zur Verfügung stehenden Frontier-Methoden (DEA und SFA) dargestellt (rechte Seite):

- Die Herleitung von Grundmodellen erfolgt anhand **vier komplementärer Verfahren**, die später noch genauer beschrieben werden.
- Die resultierenden (geeigneten) Grundmodelle werden in verschiedenen **Streams** gebündelt und unter Einsatz der Frontier-Methoden SFA und DEA weiterentwickelt (vgl. Kapitel 5.4).
- Die geeignetsten resultierenden Modelle werden einander im Detail entlang der gesetzten statistischen, konzeptionellen und regulatorischen Kriterien gegenübergestellt, um das finale Modell zu wählen.
- Mit diesem gesamtheitlichen Ansatz ist sichergestellt, dass Herausforderungen bei der Modellbildung wie Pfadabhängigkeit oder analytische Fehleinschätzungen in einem späteren Schritt gegebenenfalls korrigiert werden können.

**Abbildung 19: Verfahren bei der Modellbildung zur RP4**



Quelle: Eigene Darstellung

### 5.2.2 Kriterien für die Beurteilung von Modellen

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 Bestim-

mung 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 3.6.4 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 5.4.1.1 und 5.5.1.1 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;
- Vermeidung von Parameteraggregationen, bei denen die einzelnen Komponenten in arbiträrer Weise gewichtet werden;
- Konstanz mit früheren Effizienzvergleichen hinsichtlich des gewählten Modells („Modellkontinuität“) und hinsichtlich der Ergebniskontinuität mit Blick auf Mindest- und Durchschnittseffizienz des Gutachtens EVS3;
- Beachtung des Vorsichtsprinzips analog zu den vergangenen Regulierungsperioden (vgl. Abschnitt 5.5.1.10);

- Berücksichtigt der BGH-Rechtsprechung im Hinblick auf gruppenspezifische Besonderheiten und deren Wirkung auf das Effizienzvergleichsmodell.

### 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 3.6.2).

#### 5.3.1 Kostentreibergruppen

Zunächst werden die Parameter für die in Abbildung 9 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<sup>2</sup>) und ihres Informationsgehalts (BIC) hinsichtlich der Aufwandsparameter  $s_{\text{Totex}}$  und Totex beurteilt.

**Tabelle 8** zeigt illustrativ das Ergebnis für die Gruppe installierte Erzeugungsleistung hinsichtlich  $s_{\text{Totex}}$  (für Totex analog), welche vorliegend von besonderer Bedeutung ist. Fett hervorgehoben sind Parameter, welche im finalen Modell verwendet werden. Die übrigen Gruppen sind in **Anhang III** dokumentiert.

**Tabelle 8: Gruppenanalyse: Erklärungsgehalt der einzelnen Parameter am Beispiel der angeschlossenen Erzeugungleistung**

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs			Avg BIC
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC	
yInstalledPower	yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum	34.9	86.3%	7'487	36.3	87.2%	7'468	7'477.4
yInstalledPower	yInstalledPower.N5to7.sum	34.2	85.8%	7'493	35.5	86.7%	7'476	7'484.5
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N3to7.sum	34.3	85.9%	7'493	35.3	86.6%	7'477	7'485.0
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.tot	34.1	85.8%	7'494	35.2	86.5%	7'479	7'486.3
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum	33.8	85.5%	7'497	35.1	86.4%	7'480	7'488.4
yInstalledPower	yInstalledPower.N3to7.sum	32.4	84.5%	7'511	33.3	85.2%	7'497	7'503.7
yInstalledPower	yInstalledPower.tot	32.3	84.4%	7'512	33.2	85.1%	7'498	7'505.0
yInstalledPower	yInstalledPower.N2to7.sum	32.3	84.4%	7'512	33.2	85.1%	7'498	7'505.1
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum	32.0	84.2%	7'515	32.9	84.9%	7'501	7'507.7
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.tot	31.9	84.0%	7'516	32.8	84.8%	7'502	7'509.0
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N2to7.sum	31.9	84.0%	7'516	32.8	84.8%	7'502	7'509.0
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N4to7.sum	29.6	82.0%	7'540	30.6	82.9%	7'524	7'532.0
yInstalledPower	yInstalledPower.N4to7.sum	29.4	81.7%	7'543	30.3	82.6%	7'527	7'535.0
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum	29.0	81.3%	7'547	29.9	82.2%	7'532	7'539.1
yInstalledPower	yInstalledPower.non.solar.wind.tot	26.0	77.8%	7'580	26.5	78.5%	7'569	7'574.7
yInstalledPower	yInstalledPower.KWKG.N7	26.0	77.8%	7'580	26.4	78.3%	7'570	7'575.3
yInstalledPower	<b>yInstalledPower.N5to6.sum</b>	25.4	77.0%	7'587	26.0	77.8%	7'575	7'581.2
yInstalledPower	yInstalledPower.bio.hydro.KWKG.tot	25.3	76.8%	7'589	25.7	77.3%	7'579	7'584.2
yInstalledPower	yInstalledPower.dec.sum	25.0	76.4%	7'592	25.6	77.2%	7'580	7'585.9
yInstalledPower	yInstalledPower.N5	25.0	76.3%	7'593	25.4	76.9%	7'583	7'587.6
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N5	24.9	76.3%	7'593	25.4	76.9%	7'583	7'587.8
yInstalledPower	<b>yInstalledPower.N7</b>	24.3	75.4%	7'600	24.9	76.3%	7'588	7'593.9
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.renewables.nonsimcurt.tot	24.4	75.4%	7'600	24.8	76.1%	7'589	7'594.5
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.biomass.tot	24.2	75.2%	7'602	24.7	76.0%	7'590	7'595.8
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N7	24.0	74.8%	7'605	24.6	75.7%	7'592	7'598.5
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.tot	23.5	74.1%	7'610	24.4	75.5%	7'594	7'601.8
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.tot	23.1	73.5%	7'615	24.0	74.9%	7'598	7'606.6
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.tot	23.6	74.2%	7'609	24.0	74.9%	7'599	7'604.2
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.N7	23.5	74.0%	7'611	23.9	74.8%	7'600	7'605.2
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.tot	23.3	73.7%	7'613	23.7	74.4%	7'602	7'607.6
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.N7	23.1	73.4%	7'615	23.6	74.2%	7'604	7'609.7
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables2.N7	23.1	73.4%	7'615	23.6	74.2%	7'604	7'609.7
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N7	23.1	73.4%	7'615	23.5	74.1%	7'604	7'609.9
yInstalledPower	yInstalledPower.N6to7.sum	22.8	72.9%	7'619	23.4	73.9%	7'606	7'612.5
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.hydro.N5	23.9	74.7%	7'606	23.4	73.8%	7'607	7'606.2
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N7	22.7	72.7%	7'620	23.2	73.5%	7'609	7'614.6
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum	22.4	72.1%	7'624	23.0	73.3%	7'611	7'617.6
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N6to7.sum	22.4	72.1%	7'624	23.0	73.3%	7'611	7'617.6
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.biomass.N5	22.4	72.2%	7'624	22.8	72.9%	7'614	7'618.7
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.N5	22.4	72.3%	7'623	22.6	72.6%	7'616	7'619.7
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables2.N5	22.4	72.3%	7'623	22.6	72.6%	7'616	7'619.7
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N5	22.4	72.2%	7'624	22.6	72.5%	7'616	7'619.9
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	21.9	71.2%	7'631	22.2	71.8%	7'621	7'625.8
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot	20.9	69.2%	7'644	21.4	70.4%	7'631	7'637.3
yInstalledPower	yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum	21.2	69.9%	7'639	21.4	70.3%	7'631	7'635.4
yInstalledPower	yInstalledPower.other.N3	20.5	68.6%	7'648	20.4	68.2%	7'645	7'646.2
yInstalledPower	<b>yInstalledPower.N1to4.sum</b>	19.9	67.2%	7'656	20.1	67.6%	7'648	7'652.2
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	19.7	66.8%	7'658	19.9	67.1%	7'651	7'654.8
yInstalledPower	yInstalledPower.N3	19.7	66.6%	7'659	19.8	66.9%	7'653	7'655.8
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N3	19.7	66.6%	7'659	19.8	66.9%	7'653	7'655.8
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.N5	18.3	63.5%	7'677	18.9	64.8%	7'664	7'670.5
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N5	18.3	63.4%	7'677	18.9	64.8%	7'665	7'670.8

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.

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Tabelle 8 lässt sich Folgendes feststellen:

- Die aggregierten Parameter erklären die Kosten erwartungsgemäß für sich allein gestellt i.d.R. besser als einzelne disaggregierte Parameter.
- Den höchsten Erklärungsgehalt haben aggregierte Parameter, welche die Erzeugungleistung auf den unteren Netzebenen bündeln (bis zu 87%).
- Bei den einzelnen Netzebenen zeigt die installierte Erzeugungleistung KWKG auf der Netzebene 7 den höchsten Erklärungsgehalt (78%), gefolgt von der installierten Erzeugungleistung auf Netzebene 5 (76%) und der installierten Erzeugungleistung auf Netzebene 7 (75%).



- Demgegenüber vermögen die einzelnen auf Netzebenen aggregierten Erzeugungstechnologien die Aufwandparameter weniger gut zu erklären. Den höchsten Erklärungsgehalt weisen Biomasse (75%) und Photovoltaik (74%) auf. Weit geringere Werte weisen Wind (48%) und Wasserkraft (42%) aus. Am geringsten ist der Erklärungsgehalt der übrigen Anlagen (36%).
- Betreffend die Parameter der dezentralen Erzeugungsleistung erklärt die Aggregation der Netzebenen 5 bis 7 ( $y_{\text{InstalledPower.NE5to7.sum}}$ , 86%) die Kosten alleine besser als der Parameter  $y_{\text{InstalledPower.dec.sum}}$  (76%), der zusätzlich Photovoltaik und Wind der Netzebenen 3 und 4 miteinschließt.
- Von den Parametern, welche die installierte Erzeugungsleistung zweier Netzebenen beinhalten, erklärt die Aggregation der Netzebenen 5 und 6 ( $y_{\text{InstalledPower.NE5to6.sum}}$ ) mit 77% die Kosten am besten.
- Von allen Vergleichsparametern sind nur fünf nicht signifikant hinsichtlich  $s_{\text{Totex}}$  (nicht abgebildet), darunter die auf der Höchstspannungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend, dass hiermit keine Kosten verbunden sind.

### 5.3.2 Korrelationen

In einem weiteren Schritt wurden die Korrelationen zwischen den Struktur- und Aufwandparametern ( $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$ ) sowie zwischen den Strukturparametern untereinander analysiert. Dies dient u.a. der Identifikation möglicher Quellen von Multikollinearität einerseits<sup>24</sup> und der Wechselwirkungen der Parameter andererseits.

**Tabelle 9** zeigt die Ergebnisse für ausgewählte Parameter. Generell liegt eine hohe Korrelation der Vergleichsparameter zu den Aufwandparametern und oft auch untereinander vor.

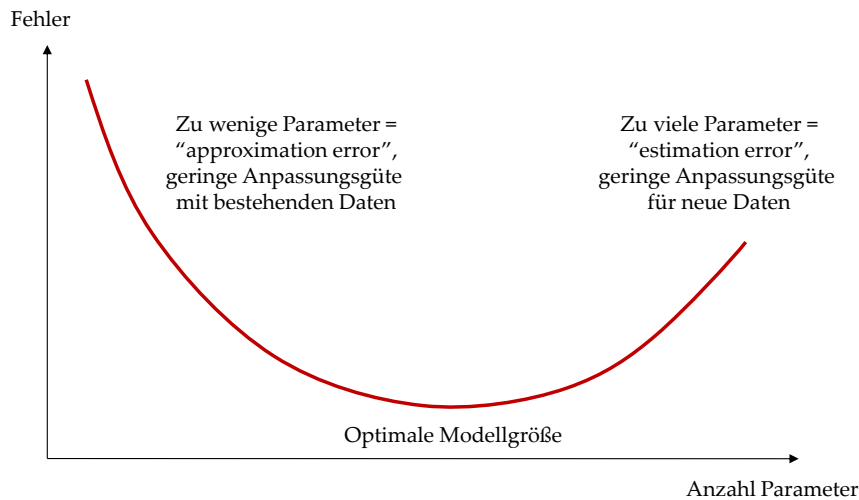
---

<sup>24</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), bei der keine negativen Koeffizienten zugelassen werden.



Daten eine deutlich geringere Anpassungsgüte aufweisen, d.h. es müsste davon ausgegangen werden, dass sich das Modell in künftigen Regulierungsperioden nicht mehr eignet. **Abbildung 20** zeigt diesen Zusammenhang auf.

**Abbildung 20: Illustration optimale Modellgröße**



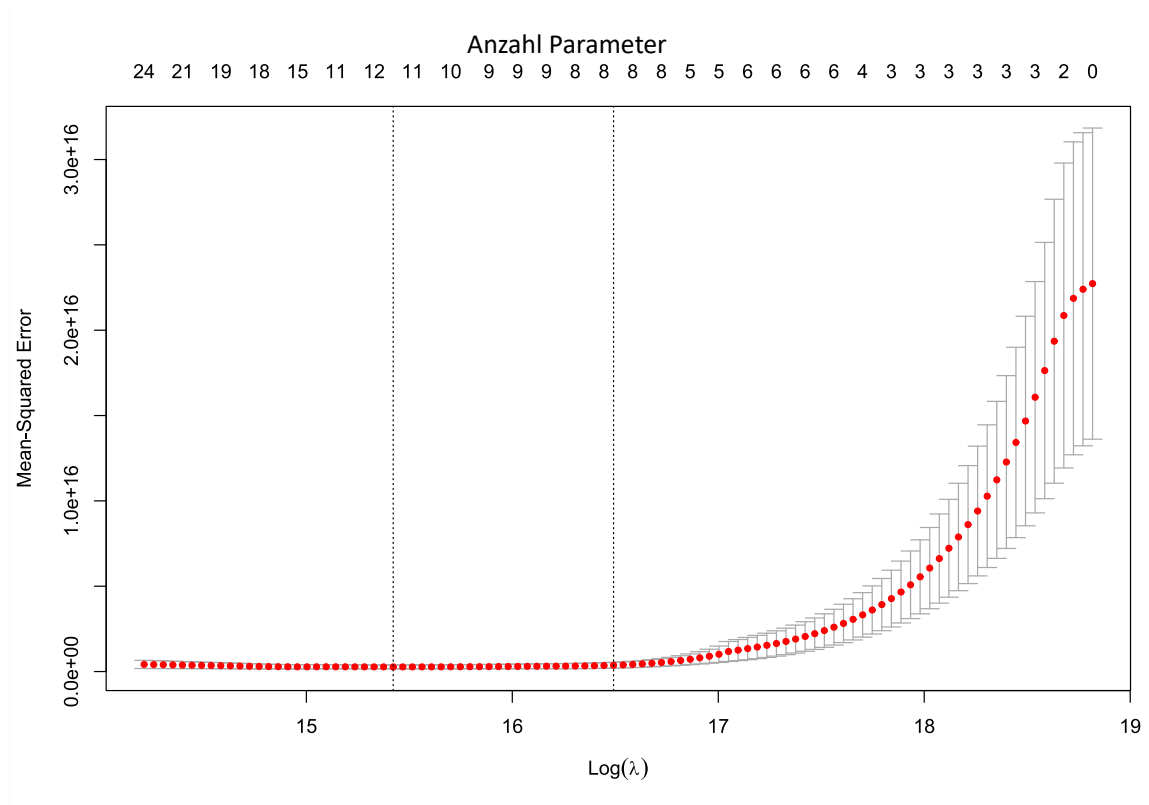
Quelle: EVS2

Zur deskriptiven Analyse der aus rein statistischer Sicht optimalen Modellgröße wird das Bottom-up-Verfahren, das Technical-Blocks-Verfahren und das Top-Down-Verfahren mit Durchschnittskostenmodellen verwendet. Dabei interessiert zunächst v.a. die lineare Spezifikation, da die Analyse auch mit Blick auf die DEA vorgenommen wird, in der die Vergleichsparameter unverändert (als Niveaugrößen) eingehen.

In **Abbildung 21** 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 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<sup>25</sup>. Die in der Abbildung angegebenen Konfidenzintervalle geben eine Indikation über die Anpassungsgüte der Modelle. Hieraus ergibt sich ein optimaler Bereich der Modellgröße von acht bis elf Parameter.

<sup>25</sup> vgl. Hastie et al. (2009), S. 244.

Abbildung 21: Optimale Anzahl Parameter – Auswertung BU Modelle (linear)



Quelle: Eigene Darstellung

Die Resultate zu alternativen funktionalen Spezifikationen sowie im Top-Down-Verfahren und im Technical-Blocks-Verfahren legen nahe, dass die optimale (technische) Modellgröße insbesondere bei loglinearen Modellen tendenziell tiefer liegt als bei linearen Modellen. Bei normiert linearen Modellen haben diese Analysen eine geringere Aussagekraft, da der Erklärungsgehalt stärker durch die Ausreißer getrieben ist.

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 (Non-Negative Least Squares (NNLS), vgl. Abschnitt 5.4.1 nachfolgend), kann diese Problematik abmildern.

Hinsichtlich der optimalen Modellgröße deuten die Analysen darauf hin, dass Modelle mit sieben 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 und Erzeugungstechnologien jedoch nur selten vollständig ab, weshalb ein gewisser Spielraum besteht, auch Modelle mit mehr als sieben Parametern in Betracht zu ziehen, insbesondere dann, wenn Modelle mit sieben Parametern aus konzeptioneller Sicht nicht vollständig sind, also beispielsweise eine wesentliche Netzebene fehlt.<sup>26</sup>

#### 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 5.2.2 möglichst weitgehend entsprechen.

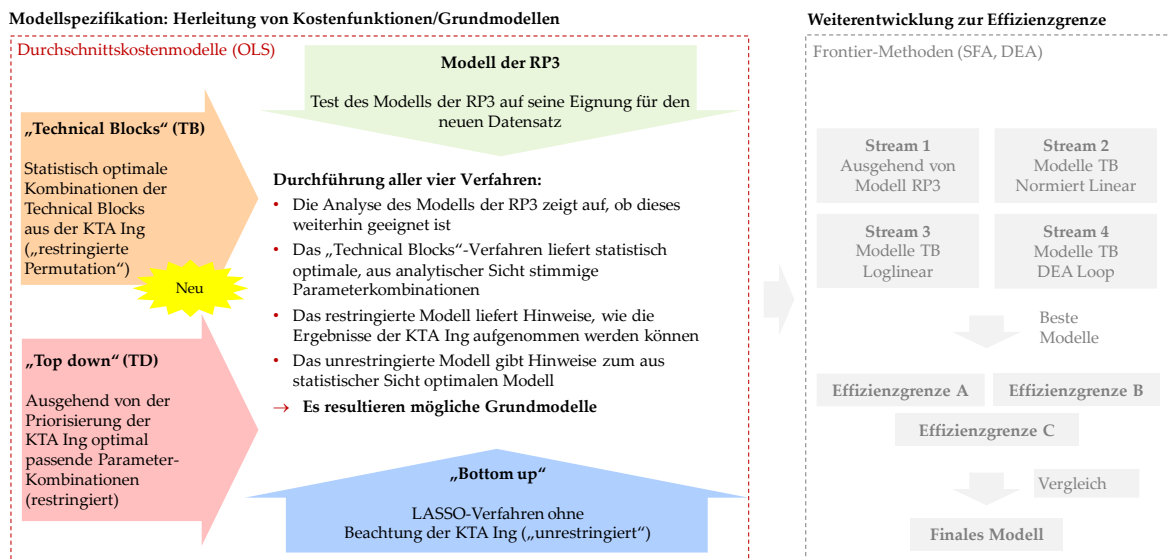
Dabei kommen die folgenden vier Verfahren zum Einsatz, die nachfolgend in **Abbildung 22** auf der linken Seite dargestellt sind:

- Zunächst werden die **Modelle der RP2 und RP3** auf ihre Eignung für die Daten der RP4 geprüft.
- Beim **Technical-Blocks-Verfahren** werden ingenieurtechnisch Blöcke von Parametern für die einzelnen relevanten Aspekte der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber gebildet. Das Verfahren und die Blöcke werden so festgelegt, dass aus ingenieurwissenschaftlicher Perspektive vollständige Modelle resultieren, d.h. die Versorgungsaufgabe vollständig abgebildet ist. Durch diese Vorgehensweise kann die Beurteilung der sich so ergebenden Modelle zunächst vorrangig anhand statistischer Kriterien erfolgen. Es werden also gezielt die statistisch optimalen Kombinationen von ingenieurwissenschaftlich erarbeiteten Technical Blocks ermittelt. Das Verfahren und die gebildeten Blocks wurden oben in Abschnitt 3.7.3 vorgestellt.
- Beim **Top-down-Verfahren** wird auf die ingenieurwissenschaftliche Priorisierung der Parameter gemäß Abschnitt 3.7.2 zurückgegriffen.
- Dieses wird ergänzt durch das **Bottom-up-Verfahren**, welches unabhängig von der vorgenommenen ingenieurwissenschaftlichen Einschätzung statistisch optimale Kostentreiber-Kombinationen identifiziert.

---

<sup>26</sup> In Abbildung 21 sind also bspw. aus konzeptioneller Sicht auch Modelle wählbar, die links der linken vertikalen Linie ( $\lambda_{\min\_error}$ ) liegen.

Abbildung 22: Verfahren der Modellspezifikation



Quelle: Swiss Economics

Die vier Verfahren unterscheiden sich somit von ihrer Natur her: Während beim RP3- und Top-down-Verfahren eine Pfadabhängigkeit bewusst gewählt wird (einmal ausgehend vom Modell der vergangenen Regulierungsperiode, einmal ausgehend von der ingenieurwissenschaftlichen Priorisierung), ist das Bottom-up-Verfahren pfadunabhängig ausgestaltet und insofern komplementär. Das Technical-Blocks-Verfahren stellt eine Mischung der beiden dar: Einerseits sind die zur Verfügung stehenden Komponenten ingenieurwissenschaftlich abgeleitet, andererseits werden alle möglichen Kombinationen der Blocks ausgewertet.

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 hinsichtlich seiner Eignung als Kostenfunktion validiert.

## 5.4.1 Methodisches

### 5.4.1.1 Durchschnittskostenmodelle und statistische Kriterien hierzu

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 Verfahren hergeleitet und auf ihre Eignung als Kostenfunktion geprüft.

Methodisch kommen hierzu sogenannte „Durchschnittskostenfunktionen“<sup>27</sup> zum Einsatz.

### Kriterien inkl. Auffälligkeitsanalyse

Zum einen sollen die berücksichtigten Parameter aus analytischer Sicht möglichst aussagekräftig sein (vgl. auch Kriterien in Abschnitt 5.2.2), zum anderen sollen die nachfolgenden statistischen Kriterien erfüllt sein.

- Modellgüte / Anpassungsgüte:<sup>28</sup>
  - Bayessches Informationskriterium (BIC) und Akaike Informationskriterium (AIC) minimiert für eine vorgegebene Modellgröße;
  - Adjustiertes Bestimmtheitsmaß (adjusted R<sup>2</sup>);
- Erwartete Vorzeichen und Signifikanz der Parameter:  $p < 0.05$ ;<sup>29</sup>
- Begrenzte Multikollinearität (vgl. hierzu auch Ausführungen weiter unten):<sup>30</sup>
  - Belsley Test: condition index  $< 30$ ;
  - VIF (variance inflation factor)  $< 10$ ;
- Homoskedastizität / keine Heteroskedastizität: Breusch–Pagan-Test:  $p \geq 0.05$ ;<sup>31</sup>
- Robustheit gegenüber einzelnen Beobachtungen: Signifikanz mit robuster Regression (ROLS):  $p < 0.05$  (vgl. Ausführung nachfolgend).
- Schiefe:
  - D'Agostino Test (two-sided) für Schiefe der Residuen:  $p \geq 0.05$ .<sup>32</sup>

---

<sup>27</sup> Eine Durchschnittskostenfunktion bzw. ein Durchschnittskostenmodell wird verwendet, um die erwarteten Kosten (Totex, sTotex) der einzelnen Netzbetreiber möglichst gut abzuschätzen. Dabei wird eine einfache Regression der Kosten ohne Differenzierung von Störterm und Ineffizienz geschätzt. Demgegenüber steht in DEA und SFA 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>28</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>29</sup> Bezüglich der Hypothese, dass ein Parameter signifikant von Null abweicht, darf demnach die Irrtumswahrscheinlichkeit nicht gleich oder höher als 5% sein.

<sup>30</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>31</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  $p < 0.05$ .

<sup>32</sup> Es wird getestet, ob die Residuen normalverteilt sind. Die Nullhypothese (Residuen sind normalverteilt) muss verworfen werden, wenn  $p < 0.05$ .



- Richtung der Schiefe: Rechts (positiv)<sup>33</sup>
- Normalverteilung der Residuen: Shapiro-Wilk-Test:  $p \geq 0.05$ .<sup>34</sup>

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 sehr 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 einer asymmetrischen Verteilung der Residuen könnten bei der OLS-Schätzung die Koeffizienten der Parameter im Durchschnittskostenmodell verzerrt sein. Um dies zu überprüfen, wird das Residuum auf Asymmetrie und Normalität getestet. Hierfür kommen der Shapiro-Wilk-Test (Normalverteilung), der D'Agostino-Test (Schiefe) 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 („nur untergeordnet“) zu bewerten.

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.

---

<sup>33</sup> Erwartete Richtung der Schiefe der Residuen in der Kostenfunktion einer Effizienzanalyse.

<sup>34</sup> Es wird getestet, ob die Residuen normalverteilt sind. Bezüglich der Hypothese, dass die Residuen nicht normalverteilt sind, darf demnach die Irrtumswahrscheinlichkeit nicht gleich oder höher als 5% sein.

in entsprechend hohen VIF-Werten äußert. Bei Multikollinearität können die Vorzeichen und die Höhe 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, da die Koeffizienten verzerrt sein können. Ebenso besteht bei Multikollinearität das Risiko, nicht-monotone Kostenfunktionen zu benutzen mit ggf. erraticem Verlauf der inkrementellen Kosten je zusätzlicher Einheit.

Letztlich wird im Einklang mit den früheren Effizienzvergleichen versucht, die Multikollinearität so weit 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.

### **Funktionale Form**

Bei einer rein linearen Spezifikation muss aufgrund der Größenunterschiede 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>35</sup> Gleichwohl wird, wie schon im EVS3, die KTA hinsichtlich der möglichen funktionalen Formen der SFA mehrspurig durchführt.

Konkret werden die vier Verfahren RP3, Technical-Blocks, Top-down und Bottom-up mit folgenden vier funktionalen Spezifikationen durchgeführt, wobei nachfolgend bei Top-down und Bottom-up nur lineare und loglineare Resultate gezeigt werden:

- Linear;
- Normiert linear mit Zählpunkten;
- Normiert linear mit Anschlusspunkten;
- Loglinear<sup>36</sup>.

---

<sup>35</sup> Vgl. in dem Zusammenhang auch die Ausführungen zur NNLS weiter unten.

<sup>36</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  $\log(0+1) = 0$ . Dadurch bleibt die Schätzung weiterhin frei von negativen Parameterwerten.

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. Auch bei den Technical Blocks werden innerhalb der Kategorien aggregierte und disaggregierte Blöcke verwendet. Bei der späteren Weiterentwicklung der Grundmodelle werden Aggregationen gestützt auf konzeptionelle, regulatorische und statistische Überlegungen getestet.

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

Wie in vergangenen Regulierungsperioden 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 den vorangegangenen 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 Technical-Blocks-Verfahren

Beim Technical-Blocks-Verfahren (TB) werden sämtliche mögliche Modell-Kombinationen der Bausteine gemäß Abschnitt 3.7.3 gebildet und anhand der definierten statistischen Kriterien ausgewertet, wobei Filterkriterien zur Anwendung kommen, die nachfolgend noch näher ausgeführt werden:

- BIC unter einem gewissen Schwellenwert;
- Vorzeichen und Signifikanz der Parameter in OLS und ROLS;
- Nach Entfernung der Cooks-Distance-Ausreißer keine Heteroskedastizität, keine Multikollinearität, Schiefe nicht in die falsche Richtung, Shapiro-Test bestanden.

Ergänzend zur linearen Spezifikation werden die Modell-Kombinationen im Technical-Blocks-Verfahren auch noch in einer logarithmischen und der normiert linearen Spezifikation durchgeführt. Als Normierungsparameter wird jeweils derjenige Parameter aus dem angewendeten Block „Dienstleistung – Granularität“ verwendet, welcher keine Nullstellen aufweist (yMeters.read.tot, yConnections.incl.inj.N1357.sum oder yMeters.noncp.ctrl.tot).

Da unter den gegebenen analytischen Vorgaben alle möglichen Parameter-Kombinationen geprüft werden, ist das TB-Verfahren aus statistischer Sicht pfadunabhängig, steht aber nur Parametern offen, die in den gebildeten Technical Blocks vorkommen.

Beim nachfolgend ausgeführten TD-Verfahren ist dies umgekehrt: Es ist zwar pfadabhängig ausgehend von der ingenieurwissenschaftlichen Klassifizierung, dafür haben grundsätzlich alle Parameter eine Chance berücksichtigt zu werden, da bei der schrittweisen Ergänzung alle Parameter eine Möglichkeit erhalten, in ein Modell aufgenommen zu werden.

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

Auch beim Top-down-Verfahren (TD) stehen analytische Überlegungen im Vordergrund. Ausgangspunkt hierfür ist die ingenieurwissenschaftliche Einschätzung der Vergleichsparameter gemäß Abschnitt 3.7.2 bzw. Tabelle 6.

Die Modelle werden jeweils um die am geeignetsten eingestuften 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
- Zusätzlich zur linearen Spezifikation wird das Top-Down-Verfahren auch noch für die logarithmische Spezifikation durchgeführt.

Das Verfahren resultiert je Parametergruppe in einer Fülle von geschätzten Modellen inklusive zugehöriger statistischer Tests.

#### 5.4.1.6 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.

Um grundsätzlich alle möglichen Kombinationen untersuchen zu können, wurde bereits im EVS3 von den Netzbetreibern die Anwendung von LASSO-Schätzverfahren gefordert und dort und auch vorliegend eingesetzt (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator).

Beim LASSO-Verfahren wird versucht, aus der Menge möglicher Vergleichsparameter die beste Teilmenge zu finden, welche die maximale Anpassungsgüte gemessen am Loglikelihood aufweist<sup>37</sup>, 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 ist, dass die Suche von Modellkandidaten umfassender ist als beim Verfahren, das noch in den ersten beiden Effizienzvergleichen zum Einsatz kam.

---

<sup>37</sup> Die Loglikelihood ist der natürliche Logarithmus der Likelihood-Funktion, welche die Wahrscheinlichkeit beschreibt, dass ein Modell die vorliegenden Daten beschreibt.

Da beim BU-Verfahren alle Parameter in ihrer Fülle frei von analytischen Wertungen gleichberechtigt zugelassen werden sollen, wird das Verfahren auch vorliegend angewendet.<sup>38</sup>

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 ausgeschossen 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).

### 5.4.2 Analyse Modelle und RP2 und RP3

Zunächst werden die beiden Modelle der RP2 und der RP3 als Benchmark im Rahmen der Durchschnittskostenmodelle untersucht.

**Tabelle 10** zeigt das Resultat der robusten (linearen) Regression für sTotex für das Modell der RP2.

**Tabelle 10: Robuste Regression des Modells der RP2 für sTotex (linear)**

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	4.745e+05	3.067e+05	1.547	0.123659
yConnections.incl.inj.incl.streetlights.sum	8.622e+01	2.386e+01	3.613	0.000391 ***
yMeters.active.tot	5.924e+01	1.308e+01	4.531	1.06e-05 ***
yCables.circuit.N3	9.234e+04	2.003e+04	4.610	7.57e-06 ***
yCables.circuit.N5	-1.302e+03	1.425e+03	-0.913	0.362353
yLines.circuit.N3	2.801e+04	2.448e+03	11.445	< 2e-16 ***
yLines.circuit.N5	-4.845e+03	1.543e+03	-3.141	0.001965 **
yNet.length.N7	-3.361e+02	2.093e+02	-1.606	0.109986
yPeakload.corr.N4	1.968e+01	3.373e+00	5.834	2.43e-08 ***
yPeakload.corr.N6	1.093e+02	2.028e+01	5.389	2.18e-07 ***
yInstalledPower.tot	8.279e+00	9.624e-01	8.602	3.57e-15 ***
yArea.supplied.N7	1.320e+04	1.112e+04	1.188	0.236558

---

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

Robust residual standard error: 2310000

Multiple R-squared: 0.9994, Adjusted R-squared: 0.9994

Convergence in 23 IRWLS iterations

Quelle: Swiss Economics

Das Modell der RP2 erklärt die Kosten grundsätzlich weiterhin gut. Bei den sTotex ist die Fläche insignifikant mit positivem Vorzeichen, hingegen sind die Erdkabel der Netzebene

<sup>38</sup> Demgegenüber gehen einige Nachteile einher, z. B. wird möglicher Multikollinearität keine Beachtung geschenkt.



5 sowie die Netzlänge der Netzebene 7 insignifikant mit negativem Vorzeichen. Ungünstig ist das signifikant negative Vorzeichen bei den Freileitungen auf Netzebene 5.

**Tabelle 11** zeigt das Resultat der robusten (linearen) Regression für sTotex für das Modell der RP3.

**Tabelle 11: Robuste Regression des Modells der RP3 für sTotex (linear)**

```

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  649273.008 369047.964   1.759 0.080185 .
yMeters.read.tot      75.137    16.315   4.605 7.67e-06 ***
yCables.circuit.N3  110731.240 13781.608   8.035 1.09e-13 ***
yLines.circuit.N3    20583.031  1978.524  10.403 < 2e-16 ***
yNet.length.N5       722.098   1402.556   0.515 0.607280
yNet.length.N7     -102.832    319.182  -0.322 0.747687
yPeakload.N4        18.333     5.178   3.541 0.000505 ***
yPeakload.N6        107.340    24.370   4.405 1.80e-05 ***
yInstalledPower.N1to4.sum  7.622    2.554   2.984 0.003235 **
yInstalledPower.N5to7.sum  15.095    4.565   3.307 0.001134 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
Robust residual standard error: 2192000
Multiple R-squared:  0.9995,    Adjusted R-squared:  0.9995
Convergence in 40 IRWLS iterations

```

Quelle: Swiss Economics

Das Modell der RP3 erklärt die Kosten grundsätzlich weiterhin sehr gut. Bei den sTotex sind zwei Parameter insignifikant, die Netzlänge der Netzebene 5 mit positivem Vorzeichen und die Netzlänge der Netzebene 7 mit negativem Vorzeichen.

In der linearen Form liegt in beiden Modellen Heteroskedastizität, keine Normalverteilung der Residuen sowie Multikollinearität vor, beim Modell der RP3 v.a. zwischen Zählpunkten und den Netzlängen, beim Modell der RP2 zusätzlich bei den Anschlüssen und der versorgten Fläche. Durch Normierung kann die Heteroskedastizität effektiv begrenzt werden.

Insbesondere das Modell der RP3 kommt damit grundsätzlich weiterhin als Kostenfunktion in Frage. **Es werden vorerst beide Modelle als Grundmodelle** für die Weiterentwicklung des Effizienzvergleichsmodells in Abschnitt 5.5 **weiterverfolgt**.

### 5.4.3 Resultate Technical-Blocks-Verfahren

#### Lineare Modelle

**Abbildung 23** zeigt die Resultate aus dem Technical-Blocks-Verfahren für lineare Modelle mit durchschnittlichem BIC-Wert von höchstens 7000. Aus allen möglichen Kombinationen wurden Modelle gefiltert, in welchen die lineare Regression nach Entfernung der Cooks-



Distance-Ausreißer höchstens einen negativen Koeffizienten und höchstens zwei insignifikante Koeffizienten aufweist. Die Sortierung erfolgt nach abnehmendem Informationsgehalt (d.h. von kleinen zu großen BIC-Werten).

In diesen Modellen werden die Netzlängen durchweg disaggregiert, sowohl nach Netzebenen als auch nach Kabel/Freileitungen. Bei den Technical Blocks zu Dienstleistung Granularität werden Messlokationen gegenüber Anschlusspunkten oft präferiert. Die installierte Erzeugungsleistung und Arbeit erscheinen nicht durchgehend in den ausgewählten Modellen. Sie treten als Komplemente und Substitute zueinander auf.

Da die statistischen Eigenschaften (z.B. Multikollinearität, Heteroskedastizität) erwartungsgemäß ungeeignet sind, wird **kein lineares TB-Modell als Grundmodell weiterentwickelt**.

### **Normiert lineare Modelle**

**Abbildung 24** zeigt die Resultate aus dem Technical-Blocks-Verfahren für normiert lineare Modelle. Aus allen möglichen Kombinationen wurden Modelle gefiltert, in welchen die lineare Regression nach Entfernung der Cooks-Distance-Ausreißer höchstens einen negativen Koeffizienten und höchstens zwei insignifikante Koeffizienten aufweist und keine Heteroskedastizität sowie normalverteilte Residuen vorliegen (vgl. Tabelle 14).

Die Netzlängen sind stets nach Kabel/Freileitungen disaggregiert, bei Modellen mit einem BIC unter 2030 auch nach Netzebenen. Zudem ist die installierte Erzeugungsleistung bei den besten Modellen mit einem BIC unter 2000 ebenfalls disaggregiert. Die Messlokationen werden durchgehend als Parameter der Dienstleistung Ausdehnung Kategorie und somit als Normierungsparameter gewählt. Insgesamt zeigen diese Modelle eine ähnliche Struktur wie das Modell der RP3. Mögliche Anpassungen, welche es zu überprüfen gilt, sind:

- Alternative Disaggregationen der Netzlängen;
- `yPeakload.from.higher.sim.N4` als Alternative zu `yPeakload.N4`;
- Ergänzung Arbeit;
- Disaggregation der Messlokationen.

Insgesamt **sind alle ausgewählten normiert linearen Modelle vollständig und statistisch gut und werden als Effizienzvergleichsmodell getestet**.

**Abbildung 23: Übersicht lineare TB-Modelle**

Referenz	Modellparameter	p	BIC
TB_L_01	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yLines.circuit.N7, yCables.circuit.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	9	6863
TB_L_02	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.house.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	9	6876
TB_L_03	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.house.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	9	6877
TB_L_04	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.N2to4.sum, yEnergy.del.net.N5to7.sum	9	6882
TB_L_05	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yCon.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	6890
TB_L_06	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6891
TB_L_07	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	6892
TB_L_08	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	6895
TB_L_09	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.tot	8	6897
TB_L_10	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.nonsimcirt.N1to4.sum, yInstP.nonsimcirt.N5to7.sum	9	6898
TB_L_11	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.tot	8	6923
TB_L_12	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yCon.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6924
TB_L_13	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yCon.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6924
TB_L_14	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7/ yCon.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	6930
TB_L_15	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7/ yCon.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	6931
TB_L_16	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.ren.solar.wind.tot, yInstP.ren.other.tot	9	6932
TB_L_17	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	6936
TB_L_18	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	6936
TB_L_19	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.nonsimcirt.N1to4.sum, yInstP.nonsimcirt.N5to7.sum	9	6938
TB_L_20	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	6938
TB_L_21	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6938
TB_L_22	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.nonsimcirt.N1to4.sum, yInstP.nonsimcirt.N5to7.sum	9	6938
TB_L_23	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6939
TB_L_24	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	6939
TB_L_25	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6941
TB_L_26	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.N1to4.sum, yInstP.redAPFI.N5to7.sum	9	6942
TB_L_27	yCables.all.tot, yLines.all.tot/ yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.nonsimcirt.N1to4.sum, yInstP.nonsimcirt.N5to7.sum / yEnergy.del.net.N2to4.sum, yEnergy.del.net.N5to7.sum	9	6954
TB_L_28	yCables.all.tot, yLines.all.tot/ yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, yInstP.redAPFI.tot / yEnergy.del.net.N2to4.sum, yEnergy.del.net.N5to7.sum	9	6959

Bemerkung: Folgende Abkürzungen werden verwendet: yInstalledPower als yInstP, renewables als ren, reducedAPFI als redAPFi, yConnections als yCon und yEnergy.delivered als yEnergy.del

Quelle: Swiss Economics

**Abbildung 24: Übersicht normiert lineare TB-Modelle**

Referenz	Modellparameter	p	BIC
TB_NL_01	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstP.reducedAPFI.N1to4.sum, yInstP.reducedAPFI.N5to7.sum,	9	1445
TB_NL_02	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstP.reducedAPFI.tot	8	1450
TB_NL_03	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	9	1455
TB_NL_04	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstP.renewables.solar.wind.tot, yInstP.non.solar.wind.tot	9	1456
TB_NL_05	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yLines.circuit.N7, yCables.circuit.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.tot	10	1516
TB_NL_06	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.tot	8	1528
TB_NL_07	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yLines.circuit.N7, yCables.circuit.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	9	1713
TB_NL_08	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	8	1765
TB_NL_09	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	8	1765
TB_NL_10	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	9	1771
TB_NL_11	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	9	1771
TB_NL_12	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	7	1817
TB_NL_13	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	8	1823
TB_NL_14	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	7	1877
TB_NL_15	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	7	1877
TB_NL_16	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	8	1882
TB_NL_17	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	8	1882
TB_NL_18	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.noncp.ctrl.excl.h.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.h.tot / yPeakload.N4, yPeakload.N6, yInstP.reducedAPFI.tot	10	2361
TB_NL_19	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.noncp.ctrl.excl.h.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.h.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.tot	10	2428
TB_NL_20	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.noncp.ctrl.excl.h.tot, yMeters.cp.ctrl.tot, yMeters.h.tot / yPeakload.abs.sim.N4, yPeakload.N6	9	2477

Bemerkung: Folgende Abkürzungen werden verwendet: yInstalledPower als yInstP und yEnergy.delivered als yEnergy.del

Quelle: Swiss Economics

## Loglineare Modelle

**Abbildung 25** zeigt die Resultate aus dem Technical-Blocks-Verfahren für loglineare Modelle mit durchschnittlichem BIC-Wert von höchstens 240. Aus allen möglichen Kombinationen wurden Modelle gefiltert, in welchen die lineare Regression nach Entfernung der Cooks-Distance-Ausreißer keine negativen Koeffizienten und höchstens zwei insignifikante Koeffizienten aufweist und keine Heteroskedastizität sowie normalverteilte Residuen vorliegen.

Die gezeigten Modelle weisen gute statistische Eigenschaften auf. In den loglinearen Modellen werden die Parameter in der Regel auf Stufe der Lasten inkl. Erzeugungsleistung disaggregiert. In den besten Modellen werden dafür die Netzlängen aggregiert. Transport

bzw. Arbeit erscheint nur in aggregierter Form. Da die besten Modelle jeweils Arbeit beinhalten, ist deren Ergänzung zu prüfen. In den DA-Blöcken werden nie Anschlüsse, dafür Messlokationen, teils disaggregiert, verwendet.

**Insgesamt sind alle ausgewählten loglinearen Modelle vollständig und statistisch gut und werden als Effizienzvergleichsmodell getestet.**

**Abbildung 25: Übersicht loglineare TB-Modelle**

Referenz	Modellparameter	p	BIC
TB_LL_01	yNet.length.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.renewables.solar.wind.tot, ylnstP.non.solar.wind.tot / yEnergy.del.net.tot	7	-53.4
TB_LL_02	yNet.length.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	6	-26.9
TB_LL_03	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	7	-22.9
TB_LL_04	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	9	-21.8
TB_LL_05	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	9	-17.9
TB_LL_06	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	9	-17.7
TB_LL_07	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot / yEnergy.del.net.tot	8	-17.7
TB_LL_08	yNet.length.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.N67.sum, yEnergy.del.net.N45.sum, yEnergy.delivered.net.N23.sum	7	31.97
TB_LL_09	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6 / yEnergy.del.net.N67.sum, yEnergy.del.net.N45.sum, yEnergy.delivered.net.N23.sum	8	70.83
TB_LL_10	yNet.length.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.N1to4.sum, ylnstP.reducedAPFI.N5to7.sum	6	135.6
TB_LL_11	yNet.length.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.N1to4.sum, ylnstP.reducedAPFI.N5to7.sum	6	135.6
TB_LL_12	yNet.length.all.tot / yMeters.noncp.ctrl.tot, yMeters.cp.ctrl.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.renewables.solar.wind.tot, ylnstP.non.solar.wind.tot	7	136.9
TB_LL_13	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.renewables.solar.wind.tot, ylnstP.non.solar.wind.tot	7	176.2
TB_LL_14	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.N1to4.sum, ylnstP.reducedAPFI.N5to7.sum	7	202.1
TB_LL_15	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.from.higher.sim.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.N1to4.sum, ylnstP.reducedAPFI.N5to7.sum	7	202.1
TB_LL_16	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot	8	215
TB_LL_17	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot	8	215.2
TB_LL_18	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot	8	217.6
TB_LL_19	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot	9	224.4
TB_LL_20	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.reducedAPFI.tot	9	224.6
TB_LL_21	yCables.all.tot, yLines.all.tot / yMeters.read.tot / yPeakload.N4 , yPeakload.N6, ylnstP.nonsimcrt.N1to4.sum, ylnstP.nonsimcrt.N5to7.sum	7	235.9
TB_LL_22	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	239
TB_LL_23	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yNet.length.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	239.2
TB_LL_24	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.all.N57.sum, yLines.all.N57.sum / yConnections.incl.inj.N1357.sum / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	7	245.2
TB_LL_25	yCables.all.N13.sum, yLines.all.N13.sum, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	251.4
TB_LL_26	yCables.circuit.N3, yLines.circuit.N3, yCables.circuit.N5, yLines.circuit.N5, yNet.length.N7 / yMeters.read.tot / yPeakload.abs.sim.N4 , yPeakload.N6	8	251.7

Bemerkung: Folgende Abkürzungen werden verwendet: yInstalledPower als ylnstP und yEnergy.delivered als yEnergy.del

Quelle: Swiss Economics

## Zwischenfazit

Das Technical-Blocks-Verfahren führt zu vielen statistisch guten und konzeptionell vollständigen Modellen. Es gibt Hinweise, welche Dimensionen aggregiert bzw. disaggregiert werden – die Ausführungen in Abschnitt 5.3.3 zur Modellgröße haben gezeigt, dass nicht alle Dimensionen gleichzeitig disaggregiert verwendet werden können, da sonst zu große, statistisch ungeeignete Modelle resultieren.

Die resultierenden Modelle sind abhängig von der funktionalen Form:

- Die besten linearen und normiert-linearen Modelle disaggregieren primär die Netzlängen, während diese bei den besten loglinearen Modellen stark aggregiert sind.
- Die besten normiert-linearen Modelle disaggregieren durchwegs die Erzeugungsleistung und sind dem Modell der RP3 ähnlich.
- Die besten loglinearen Modelle beinhalten Parameter der Transportdimension (Arbeit).
- Anschlüsse finden nur bei linearen Modellen auf die Liste, bei normiert-linearen und loglinearen Spezifikation werden durchwegs Modelle mit Messlokalationen vorgezogen.
- Über alle funktionalen Formen hinweg sind Modelle mit Transportblocks nicht klar schlechter oder besser.

Die Modelle werden in den zugehörigen Streams **TB normiert linear** und **TB loglinear** wiederaufgenommen.

### 5.4.4 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 5.2.2 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/RP3 Verfahren abgedeckt wird.

**Abbildung 26** und **Abbildung 27** fassen die gewählten „besten Modelle“ des restringierten Top-down-Verfahrens für lineare und loglineare Modellspezifikationen zusammen. Die BIC-Werte sind zwischen den verschiedenen funktionalen Formen nicht vergleichbar.

Abbildung 26: Übersicht lineare TD-Modelle

Run	Modellparameter	p	BIC (T)
IngP1A_2d	yPeakload.N3 yPeakload.injection.N5 yConnections.other.dso.same.tot yLines.all.tot yInstP.simcurt.N1to4 yPeakload.N7 yCables.circuit.N3 yInstP.other.tot yLines.all.N13.sum	9	6744
IngP1B_23ax	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.N7 yEnergy.losses.tot yPeakload.N3 yPeakload.abs.nonsim.N2 yMeters.over10MWh.noRPM.tot	6	6778
IngP1A_2d	yPeakload.N7 yInstP.N5 yTransformers.power.own.tot yPeakload.injection.N3 yLines.all.N57.sum yCables.all.N13.sum	6	6845
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.circuit.N3 yLines.all.N57.sum yCables.circuit.N3 yInstP.reducedAPFI.N5to7.sum	6	6869
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.circuit.N3 yLines.all.N57.sum yCables.circuit.N3	5	6875
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.max yPeakload.injection.N7 yNet.length.N3 yPeakload.N6 yConnections.other.dso.same.tot yInstP.other.tot	6	6907
IngP1A_a	yPeakload.N3 yPeakload.injection.N5 yTransformers.power.own.tot yConnections.other.dso.same.tot yMeters.read.noncp.sum	5	6924
IngP1A_2x	yPeakload.N3 yPeakload.injection.N5 yInstP.N3 yMeters.over10MWh.RPM.tot yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot yInstP.other.tot	6	6941
IngP1B_2d	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.all.N13.sum yLines.all.tot	4	6942
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.circuit.N3	3	6955
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.max yPeakload.injection.N7 yNet.length.N3 yPeakload.N6	4	6958
IngP1A_a	yPeakload.N5 yInstP.renewables.solar.reducedAPFI.tot yInstP.reducedAPFI.N1to4.sum yInstP.reducedAPFI.nonsimcurt.N6to7.sum	4	6972
IngP1A_23ax	yPeakload.N5 yEnergy.recovered.tot yInstP.renewables.solar.reducedAPFI.tot yInstP.reducedAPFI.N1to4.sum	4	6974
IngP1A_2x	yPeakload.N3 yPeakload.injection.N5 yInstP.N3 yMeters.over10MWh.RPM.tot yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	5	6976
IngP1A_2d	yPeakload.N7 yInstP.N5 yTransformers.power.own.tot yPeakload.injection.N3	4	6986
IngP1B_2d	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.all.N13.sum	3	6994
IngP1A_2x	yPeakload.N5 yInstP.renewables.solar.tot yInstP.reducedAPFI.N1to4.sum	3	6999
IngP1A_a	yPeakload.N5 yInstP.renewables.solar.reducedAPFI.tot yInstP.reducedAPFI.N1to4.sum	3	7000
IngP1B_a	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.all.tot yTransformers.power.own.tot	4	7003
IngP1A_2x	yPeakload.N3 yPeakload.injection.N5 yInstP.N3 yMeters.over10MWh.RPM.tot	4	7009
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.N3 yEnergy.delivered.N5 yPeakload.injection.N7	3	7023
IngP1A_23ax	yPeakload.N5 yEnergy.recovered.tot yInstP.renewables.solar.reducedAPFI.tot	3	7045
IngP1A_a	yPeakload.injection.N3 yInstP.reducedAPFI.N5to7.sum yMeters.over10MWh.RPM.tot yInstP.renewables.hydro.tot yMeters.read.noncp.sum	5	7050
IngP1A_23ax	yPeakload.N7 yInstP.N5 yInjection.N3	3	7056
IngP1A_2d	yPeakload.injection.N3 yMeters.over10MWh.RPM.tot yPeakload.injection.N6 yInstP.N5to6.sum yLines.all.N7	5	7056
IngP1A_a	yPeakload.injection.N3 yPeakload.corr.N6 yInstP.reducedAPFI.N5to7.sum yMeters.over10MWh.RPM.tot	4	7059
IngP1B_23ax	yPeakload.abs.sim.max yEnergy.delivered.N7 yArea.GSD	3	7064
IngP1B_a	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.corr.N6 yLines.all.tot	3	7086
IngP1A_2d	yPeakload.injection.N5 yMeters.active.tot yPeakload.from.higher.sim.max yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot yInstP.renewables.N3	5	7108
IngP1A_23ax	yPeakload.N5 yEnergy.recovered.tot	2	7109
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.N5 yMeters.over10MWh.RPM.tot yInstP.N1to4.sum	3	7109

Bemerkung: Modelle geordnet nach BIC (sTotex) mit durchwegs positiven Parametern in OLS/ROLS, yInstalPower wird abgekürzt als yInstP

Quelle: Swiss Economics

Die Ergebnisse mit linearer Modellspezifikation zeigen u.a. Folgendes:

- Aus dem Top-Down-Verfahren resultieren tendenziell kompakte Modelle. Dies deutet darauf hin, dass die prioritären Parameter (Höchstlast, Höchstbelastung) bereits sehr viel Varianz im Datensatz erklären können.
- Aus den gewählten prioritären Parametern ergibt sich keine klare Präferenz der Höchstlast gegenüber der Höchstbelastung und umgekehrt.
- Ein einzelner Lastparameter (Spalte Var1) scheint nicht zu reichen, oft tritt ein weiterer Last-Parameter hinzu.
- Als komplementäre Parameter werden oft die Erzeugungsleistung sowie Netzlängen gewählt.



Abbildung 27: Übersicht loglineare TD-Modelle

Run	Modellparameter	p	BIC (T)
IngP1B_23ax	yPeakload.abs.nonsim.N4 yEnergy.losses.tot	2	-26
IngP1A_23ax	yPeakload.N3 yEnergy.losses.tot	2	-22
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.N4 yEnergy.delivered.net.tot yPeakload.injection.N6	3	-16
IngP1A_23ax	yPeakload.N7 yEnergy.delivered.N1357.sum	2	-9
IngP1B_23ax	yPeakload.abs.sim.max yEnergy.delivered.N1357.sum yPeakload.injection.N7	3	-9
IngP1A_23ax	yPeakload.N7 yEnergy.delivered.N1357.sum zDensity.connections	3	-8
IngP1A_23ax	yPeakload.N6 yEnergy.delivered.tot	2	-8
IngP1B_2d	yPeakload.abs.nonsim.sum yPeakload.injection.max yPeakload.N6	3	-4
IngP1A_2x	yPeakload.N4 yPeakload.injection.max yPeakload.corr.N6	3	-3
IngP1B_2d	yPeakload.abs.nonsim.sum yPeakload.injection.max yPeakload.corr.N6	3	-3
IngP1B_2x	yPeakload.abs.sim.N4 yPeakload.injection.max yPeakload.corr.N6	3	-3
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.N3 yPeakload.max yConnections.cus.tot yPeakload.corr.N6	4	0
IngP1A_a	yPeakload.N6 yPeakload.injection.max	2	0
IngP1A_a	yPeakload.N3 yPeakload.max yConnections.cus.tot yPeakload.N6	4	1
IngP1B_2d	yPeakload.abs.nonsim.N4 yPeakload.max yConnections.cus.tot	3	3
IngP1A_a	yPeakload.N3 yPeakload.max yConnections.cus.tot	3	7
IngP1A_2x	yPeakload.N3 yPeakload.max yPeakload.N6	3	12
IngP1A_23ax	yPeakload.max yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum	2	99
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.N3 yPeakload.max zOther.addresses	3	101
IngP1A_23ax	yPeakload.injection.max yInjectionPoints.N5to7.sum	2	101
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yCables.circuit.N3 yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcirt.N3to7.sum	4	105
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.N3	3	109
IngP1A_a	yPeakload.N4 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	3	109
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	3	109
IngP1A_2d	yPeakload.N3 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.N3	3	113
IngP1A_a	yPeakload.N3 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	3	113
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yCables.all.N13.sum	3	117
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yCables.circuit.N3	3	117
IngP1A_2d	yPeakload.injection.max yInstalledPower.N5	2	126
IngP1B_a	yPeakload.abs.sim.max yNet.length.all.tot yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	3	129
IngP1B_23ax	yPeakload.abs.sim.max yEnergy.delivered.N1357.sum	2	132
IngP1A_a	yPeakload.N3 yNet.length.circuit.tot	2	139
IngP1A_a	yPeakload.N4 yNet.length.circuit.tot yPeakload.injection.N3	3	140
IngP1B_a	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yPeakload.injection.N3	3	140
IngP1B_a	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yPeakload.N3	3	140
IngP1A_a	yPeakload.max yMeters.over10MWh.noRPM.tot	2	142
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.max yNet.length.all.tot yNet.length.N3	3	142
IngP1A_2d	yPeakload.N5 yNet.length.all.tot yNet.length.N3	3	149
IngP1A_2d	yPeakload.N5 yNet.length.all.tot yCables.all.N13.sum	3	152
IngP1A_a	yPeakload.N4 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.reducedAPFI.N2to7.sum	3	153
IngP1B_2d	yPeakload.abs.sim.N4 yNet.length.circuit.tot yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcirt.N3to7.sum	3	154
IngP1A_2d	yPeakload.injection.N3 yConnections.incl.inj.tot yInstalledPower.reducedAPFI.tot yPeakload.N246.max	5	155
IngP1A_a	yPeakload.injection.N3 yInstalledPower.reducedAPFI.tot yPeakload.N246.max zSoil.AK67 zSoil.BK0267	5	159

Bemerkung: Modelle geordnet nach BIC (sTotex) mit durchwegs positiven Parametern in OLS/ROLS

Quelle: Swiss Economics

- Aus den gezeigten loglinearen Modellen lässt sich folgendes ableiten:
- Tendenziell noch kompaktere Modelle;
- Keine klare Präferenz für Höchstlast gegenüber der Höchstbelastung und umgekehrt;
- Als erstes Komplement erscheint i.d.R. wiederum die Last, Arbeit oder Netzlängen;
- Arbeit führt insb. mit Netzverlusten (yEnergy.losses.tot) zu sehr kompakten Modellen mit nur zwei Parametern;
- Die Erzeugungsleistung findet wiederum oft in die besten Modelle, meist in Kombination mit den Netzlängen.

In den hergeleiteten Modellen des Top-Down-Verfahrens sind die Parameterkombinationen stets unvollständig. Die Versorgungsdimensionen und die Netzebenen sind nicht ausreichend abgedeckt. Die Modelle werden daher aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht verworfen. In den noch kompakteren logarithmierten Modellen wird diese Problematik zusätzlich verstärkt.



Aus diesem Grund wird **kein Modell aus dem Top-Down-Verfahren** als Grundmodell zur Weiterentwicklung gewählt. Die in den TD-Modellen gewählten Modelle geben aber Rückschlüsse darüber, welche Parameter sich als Ergänzungen zu den Technical Blocks anbieten.

#### 5.4.5 Resultate Bottom-up-Verfahren

In **Tabelle 12** sind die Eigenschaften der resultierenden Modelle der LASSO-Durchgänge wiedergegeben. Die zugehörigen Parameter sind jeweils in der folgenden Zeile angegeben.

**Tabelle 12: Resultate Bottom-up-Verfahren**

Funktionale Form	Run	Kosten	#Parameter	#Negative Vorzeichen ROLS	Konzeptionelle Einschätzung
Linear	Y_a	sT	11	2 / 2	Keine Lastparameter
	Y_a	T	11	2 / 3	Keine Lastparameter, zwei Parameter eher endogen
	YZ	sT	9	3 / 3	Lasten nur auf N7, Anschlüsse nur auf N5, ein Parameter eher endogen
	YZ	T	10	1 / 2	Ein Parameter eher endogen, Anschluss- oder Zählpunkte nur auf N5
Log-linear	Y_a	sT	13	3 / 3	Sehr hohe Multikollinearität
	Y_a	T	11	2 / 2	Zwei Parameter eher endogen, sehr hohe Multikollinearität
	YZ	sT	13	3 / 3	Keine Anschluss- oder Zählpunkte, Lasten nur auf N6, zwei Parameter eher endogen, sehr hohe Multikollinearität
	YZ	T	14	4 / 5	Lasten nur auf N6, zwei Parameter eher endogen, sehr hohe Multikollinearität

Quelle: Swiss Economics

Bei den linearen Modellen werden durchwegs zwischen neun und elf Parameter gewählt. Loglineare Modelle sind tendenziell etwas grösser, es werden zwischen 11 und 14 Parameter gewählt.

Hinsichtlich der gewählten Parameter vermag 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.N1357.sum` mit `yEnergy.delivered.net.N67.sum` und `yEnergy.delivered.net.N5to7.sum` oder `yMeters.read.tot` mit `yMeters.read.noncp.sum`. 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 umfassendere LASSO-Verfahren im Vergleich zu Verfahren, welche auf möglichst gute BIC-Werte hin optimieren, keine besseren Resultate liefern.

Aus diesem Grund wird **kein Bottom-up-Modell** als Grundmodell zur Weiterentwicklung gewählt.

#### 5.4.6 Zusammenfassendes Fazit

Insbesondere das Modell der RP3 erklärt die Kosten weiterhin gut und weist größtenteils positive und signifikante Vorzeichen auf. Beide Modelle (RP2, RP3) werden im Rahmen der Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells weiterverfolgt (**RP23 Stream**).

Ebenfalls vielversprechend sind die gezeigten Modelle aus dem TB-Verfahren, sowohl in normiert linearer als auch in loglinearer Spezifikation, sie werden alle weiterverfolgt in zwei separaten Streams (**Stream TB NL, Stream TB LL**).

Demgegenüber hat das TD-Verfahren zu keinen vollständigen Modellen und überzeugenden Resultaten geführt. Ebenfalls ungeeignet sind die BU-Modelle.

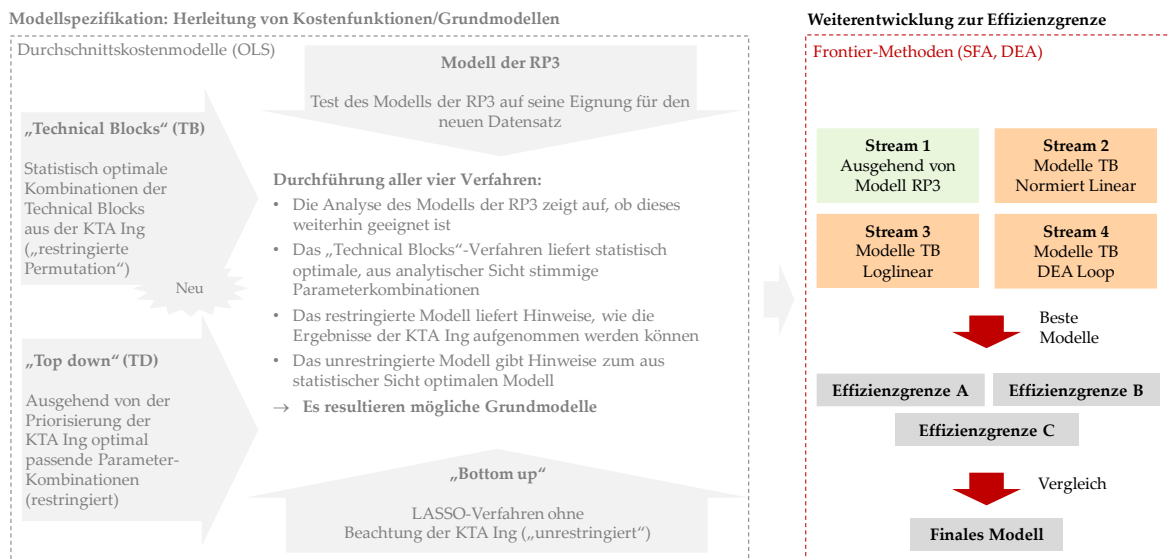
### 5.5 Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells

Die nachfolgenden 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 5.2.2 angegebenen konzeptionellen, statistischen und regulatorischen Kriterien bestmöglich entspricht.

Folgende Schritte werden durchgeführt, die auch in **Abbildung 28** dargestellt sind:

- Im Rahmen verschiedener **Streams** Schätzung von DEA und SFA für die gewählten Grundmodelle und gezielte, händische Weiterentwicklung anhand der konzeptionellen, statischen (im Folgeabschnitt näher ausgeführt) und regulatorischen Kriterien. Die ersten drei Streams decken die in Abschnitt 5.4 hergeleiteten Grundmodelle ab:
  - **RP23 Stream:** Prüfung der Modelle der RP2 und RP3 sowie verwandte Varianten;
  - **Stream TB NL:** Prüfung der Grundmodelle aus der normiert-linearen TB-Auswertung als Effizienzgrenze, ggf. Weiterentwicklungen besonders stimmiger Modelle;
  - **Stream TB LL:** Prüfung der Grundmodelle aus der loglinearen TB-Auswertung;
  - **Stream TB DEA:** In Ergänzung zu den obigen Streams, welche unterschiedlichen möglichen funktionalen Formen der SFA Rechnung tragen, wird zusätzlich eine Prüfung normiert-lineare TB Modelle anhand der DEA Effizienzwerte vorgenommen.
- **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.

**Abbildung 28: Entwicklung des Effizienzgrenzenmodells**



Quelle: Swiss Economics

Im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode wurden bei der Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells folgende Punkte neu berücksichtigt oder ausführlicher diskutiert.

- Die **Signifikanz der SFA** wird wiederum anhand des p-Werts des LR-Tests mit der Nullhypothese, dass die Ineffizienzen Null sind, beurteilt. Gestützt auf frühere Entscheide der BNetzA (vgl. EVG3) wird ein weniger strenger Maßstab angesetzt als noch in der RP3. Als gerade noch zulässiger Grenzwert wird das Signifikanzniveau von 90% Niveau angesetzt, was einem p-Wert von 0.1 entspricht (vorher 95% bzw. 0.05).
- Die resultierenden **Effizienzwerte der SFA** werden bei allen Netzbetreibern „**hochskaliert**“, so dass die besten Netzbetreiber im Effizienzvergleichsmodell, welche keine Ausreißer sind, einen Effizienzwert von 100% aufweisen. Dies wurde von der BNetzA gestützt auf die Beschlüsse des BGH vom 26. September 2023 (u.a. Az. EnVR 44/22, vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.1.1) festgelegt.
- Durch das Technical-Block-Verfahren ergeben sich **deutlich mehr Grundmodelle**, die als Effizienzvergleichsmodell getestet werden. Anhand dieser breit abgestützten Auswahl von Grundmodellen können differenziertere Substreams zur Modellauswahl gebildet werden.

Diese drei Änderungen kommen den Netzbetreibern bei der Modellfindung der vierten Regulierungsperiode zugute und bilden eine großzügige Ergänzung zum bereits in der RP3 angewendeten Vorsichtsprinzip (vgl. damaliger Abschnitt 5.5.1.9, nachfolgend Abschnitt 5.5.1.10).

## 5.5.1 Methodisches

### 5.5.1.1 Kriterien bei der Weiterentwicklung

Bei der Weiterentwicklung der Grundmodelle kommen grundsätzlich wiederum die in Abschnitt 5.2.2 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 interdependente) statistische 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 unterliegende Kostenstruktur abbilden<sup>39</sup>;
- 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);
- 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.

### 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 (vgl. auch Ausführungen in Abschnitt 2.2.1).

---

<sup>39</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.

### 5.5.1.3 Identifikation von Ausreißern in der DEA

Gestützt auf die Vorgaben der ARegV (vgl. Abschnitt 2.1.1) 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  $i$ .

Der obigen Formel liegt die Annahme exponentiellen Effizienzverteilung zugrunde. Eine solche wird ebenfalls bei der SFA unterstellt (vgl. Abschnitt 5.5.1.4, Abschnitt Verteilungsannahmen). Mögliche alternative Ausgestaltungen des Dominanztests wurden im Zuge des EFG3 diskutiert und verworfen, ebenso bei EVG3 (Annex F). Die Beweggründe sind auch heute noch aktuell.

#### 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 werden direkt aus den Vorgaben der ARegV abgeleitet.

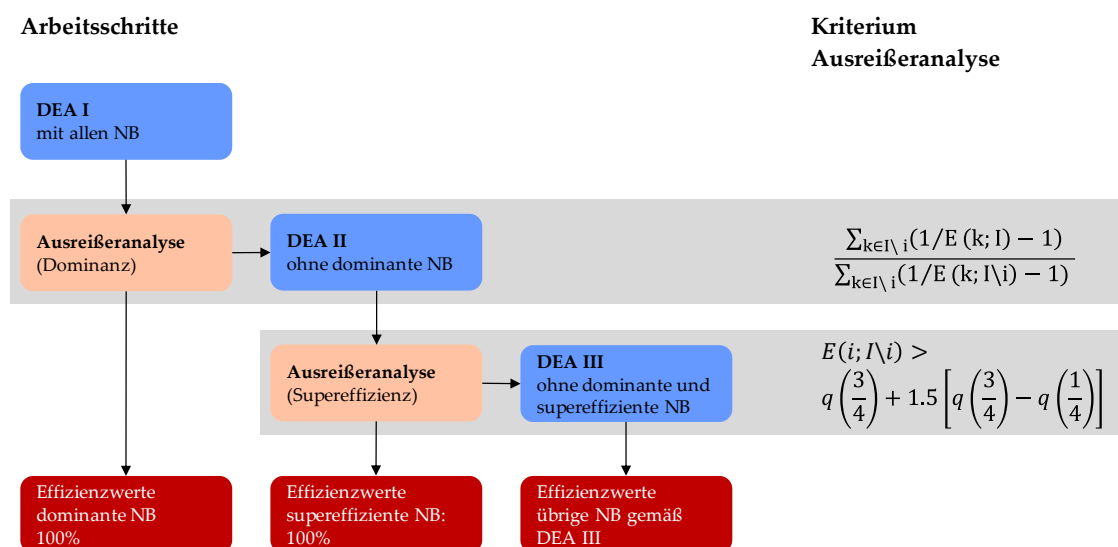
#### Sequentielle Umsetzung

Das Vorgehen mit den angewendeten Kriterien ist in **Abbildung 29** dargestellt. Demnach erfolgt wie beim EVS3 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 Effizienzwert 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 erneut eingebrachte iterative, sprich mehrfache Anwendung des Supereffizienzkriteriums würde die Durchschnittseffizienz im gewählten Effizienzvergleichsmodell um 0.1 Prozentpunkte erhöhen. Das Anliegen wurde nicht berücksichtigt, da eine mehrfache Anwendung des Supereffizienztests weder dem Wortlaut der ARegV<sup>40</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 Unternehmen als Ausreißer identifiziert wurde) entsprechen nahezu genau den „optimalen“ Schwellenwerten, wie sie von Banker and Chang (2006) ermittelt wurden (Schwellenwert 1.2, der von den untersuchten Schwellenwerten die Ausreißer am besten identifizierte; vorliegend liegt der Schwellenwert bei 1.25 bzw. 1.24). Ebenfalls sprechen weder die Analyse der Verteilung der Supereffizienzwerte (Abbildung 39) noch die Peer-Analyse (vgl. Abschnitt 5.5.6.2) für eine Anpassung des bisherigen Vorgehens – im Gegenteil stützen sie das gewählte Vorgehen.

**Abbildung 29: DEA Ausreißeranalyse**



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an EVS2

<sup>40</sup> Gemäß Ziffer 5. Abs. 2, S. 6 zur ARegV ist der Supereffizienztest lediglich ergänzend durchzuführen.

#### 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.

##### Skalierung der Vergleichsparameter

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. Eine solche Skalierung wurde bei der Modellfindung vor der Normierung angewendet.

##### 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 allgemeiner 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. aufgrund der Krümmung der Verteilung 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).

##### Funktionale Form

Es kommen grundsätzlich die im Bericht des EVS3 (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 13** 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 kompakteren Modellen mit weniger Ausreißern. Da sie aus konzeptioneller Sicht nachteilig sind, wurde keine loglineare Spezifikation gewählt.

**Tabelle 13 Allgemeiner Vergleich der funktionalen Formen**

Normiert linear	Loglinear	Translog
Wie in RP3, konsistent mit CRS-Vorgabe in der ARegV	Bislang keine Anwendung	Anwendungsfall in der Literatur v.a. wenn unterschiedliche Inputpreise der Unternehmen
Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität	Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität	Relativ kleines Modell nötig mit wenigen Basisvariablen (mit Implikationen für die DEA)
Konsistent mit Produktionstheorie	Nicht konsistent mit Produktionstheorie – Output Sets ev. nicht konvex	Basiert auf Approximationen 2. Ordnung
Keine Probleme mit Krümmung (“curvature”)	Probleme mit Krümmung (“curvature”)	Monotonie und Krümmung (“curvature”) können ein Problem sein
I.d.R. Gute Korrelation zur DEA	Oft recht unterschiedliche Reihenfolge im Vergleich zur DEA	Vergrößert i.d.R. den Unterschied zwischen SFA und DEA Werten
Lässt im Vergleich zu Translog mehr Parameter zu, was unterschiedliche Kosten einzelner Netzebenen im Strom besser abbilden kann		Erfordert kompaktere Modelle (weniger Vergleichsparameter)

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:

- Eignung zur Reduktion der Heteroskedastizität und Multikollinearität;
- Darstellung von Größenunterschieden: Der Parameter muss direkt mit Größenunterschieden zwischen den Unternehmen im Zusammenhang stehen;
- Nicht-Beeinflussbarkeit des Parameters: Der Parameter sollte vom Unternehmen nicht beeinflussbar sein;
- Nullstellen: Der Parameter darf keine Nullstellen aufweisen, was beispielsweise bei `zArea.supplied.N7` 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);
- Konsistenz zu früheren Effizienzvergleichen: In der RP1 und RP2 wurde der damalige Pflichtparameter Anschlusspunkte zur Normierung verwendet, in der RP3 der Parameter Zählpunkte.

### **Signifikanz der SFA**

Die Signifikanz der SFA wird durch einen Likelihood-Ratio-Test ermittelt. Der entsprechende p-Wert dieser Teststatistik gibt an, auf welchem Signifikanzniveau die Nullhypothese, dass es keine Ineffizienz im Modell gibt, verworfen werden kann.

In vergangenen Regulierungsperioden wurde das 5%-Niveau als Schwellenwert verwendet, mit gesteigener Durchschnittseffizienz wurde dieses jedoch im EVG4 auf 10% angehoben. In den Stellungnahmen zur Konsultation wurde teilweise gefordert, dieses Kriterium höchstens untergeordnet zu berücksichtigen.

Für die Modellfindung wurde das Kriterium mit einem p-Wert unter 0.1 angewendet.

### **Hochskalierung der SFA-Werte**

Gestützt auf die Rechtsprechung des BGH (vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.1.1) werden die resultierenden SFA-Effizienzwerte proportional hochskaliert. Konkret werden die Effizienzwerte je Methode, geschätzt ohne Ausreißer (SFA II gemäß Abbildung 30 nachfolgend), durch den höchsten zugeteilten Effizienzwert geteilt.

#### **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 (detailliertere Ausführungen hierzu siehe EVS3, die weiterhin Gültigkeit haben).

Bei der Anwendung der Cook's-Distance wurden in den bisherigen Effizienzvergleichen zwei Schwellenwerte verwendet, die normale VNB von Ausreißern unterscheiden:

$$1 \text{ (analog zum EVS1) und } \frac{4}{n-p-1} \text{ }^{41} \text{ (analog zum EVS2 und EVS3).}$$

Im aktuellen Datensatz liegt der Schwellenwert von 1 nahe an den Ergebnissen der robusten Regression. Ebenso spricht die rein optische Prüfung des Schwellenwerts mehr für dieses etwas strengere Kriterium. So werden im gewählten Effizienzvergleichsmodell, wie auch schon in der dritten Regulierungsperiode, mit dem zweiten Schwellenwert tendenziell zu viele Netzbetreiber als Ausreißer eingestuft, vgl. auch Abbildung 39 auf Seite 136 weiter hinten.

Die Bundesnetzagentur hat sich letztlich für eine Beibehaltung des Schwellenwerts analog zum EVS2/3 ausgesprochen, der entsprechend nachfolgend angewendet wird.

### Vorgehen und Zuweisung Effizienzwerte an Ausreißer

**Abbildung 30** 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.

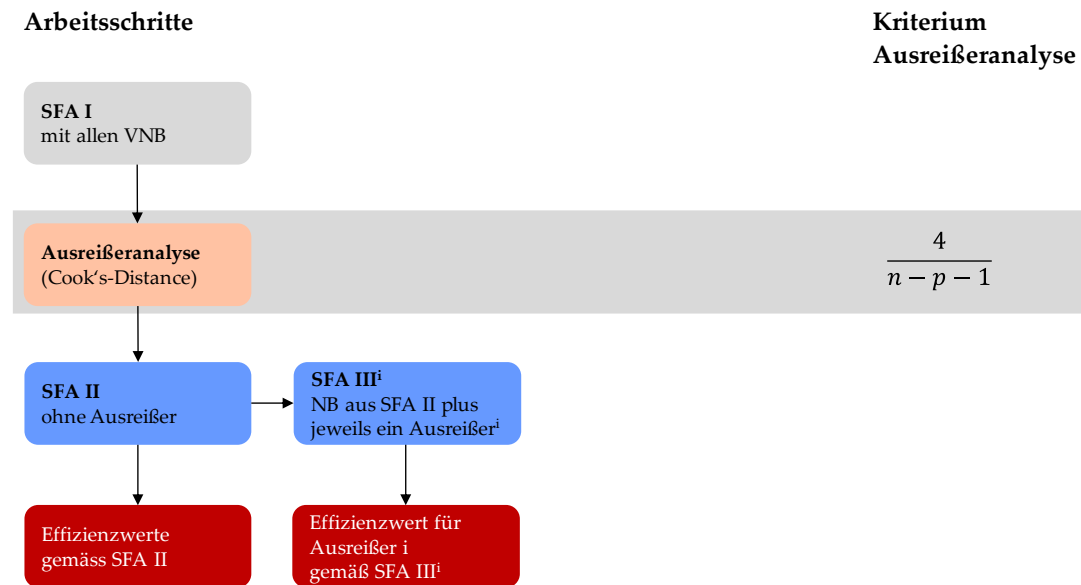
Für die Ausreißer wurde wie beim EVS3 je eine neue SFA geschätzt (betreffender Ausreißer zusammen mit allen Nicht-Ausreißern) und gemäß dem Resultat der zugehörige Effizienzwert übernommen. Dabei wurden die Koeffizienten einer OLS Regression als Startwerte gewählt und die maximale Anzahl Iterationen auf 50 begrenzt.

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>41</sup> Mit Anzahl Beobachtungen  $n$  und Anzahl Parameter  $p$  (ohne Normierungsfaktor), d.h. der Schwellenwert ist unabhängig vom gewählten Modell und für beide Aufwandparameter gleich hoch.

Abbildung 30: 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 4a 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:

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

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 zur Ermittlung, 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.<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Vgl. auch Bogetoft und Otto (2011).

Die Idee ist, dass falls ein relevanter signifikanter Zusammenhang zwischen den geschätzten bestabgerechneten Effizienzwerten und einem nicht berücksichtigten potenziellen Kostentreiber besteht, in Betracht gezogen werden sollte, ein anderes Modell zu wählen oder das untersuchte 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 bei der Modellfindung

Standardmäßig wird bei der Modellfindung folgendes Vorgehen auf die bestabgerechneten Effizienzwerte vor Hochskalierung und mit vereinfachter Bestimmung des SFA-Effizienzwerts der Ausreißer durchgeführt.<sup>43</sup>

In einem **ersten Schritt** erfolgt eine statistische Prüfung der im Effizienzvergleichsmodell nicht berücksichtigten Parameter hinsichtlich der bestabgerechneten Effizienzwerte mittels

- Signifikanztests bei Tobit-Regressionen für kardinale Variablen 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  $1.96 * \text{Standardabweichung des Parameters} * \text{Koeffizient} < 0.5\%$ ;

### Vorgehen für das finale Modell

Für das finale Modell erfolgt eine vertiefte Analyse aller auffälligen Variablen auf die finalen Effizienzwerte (nach Hochskalierung, Berechnung der SFA-Ausreißer-Werte gemäß

---

<sup>43</sup> Die Second-Stage-Analyse bezieht sich somit – wie in den vorangegangenen Effizienzvergleichen – auf bestabgerechnete Effizienzwerte (also Best-of-four), weil genau diese zur Festlegung der Erlösbergrenzen 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 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.

den Abschnitten 5.5.1.4 und 5.5.1.5). Zusätzlich zum Vorgehen bei der Modellfindung werden folgende Schritte durchgeführt:

- 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;
- Ggf. 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.

Nach Auffassung der BNetzA ist bei der Berechnung des Supereffizienzwertes je Kostenart (sTotex, Totex) und Netzbetreiber  $i$  die Differenz des Effizienzwerts gemäß Supereffizienzkriterium in Abschnitt 5.5.1.3 (S-DEA) und dem individuellen Effizienzwert nach Ausreißeranalyse (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 Netzbetreibers 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:

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

Die resultierenden Werte sind in Anhang V aufgeführt.

### 5.5.1.9 Stream „TB NL DEA“

Da die Verwendung der normiert linearen und loglinearen TB Streams durch den Einbezug der funktionalen Form eher an die SFA angelehnt ist, soll in einem zusätzlichen Stream auch die DEA miteinbezogen werden.

Im Stream „TB NL DEA“ wird für jedes normiert lineare TB-Modell ebenfalls eine DEA geschätzt. Im Vergleich zum Technical-Blocks-Verfahren werden die Modelle weniger streng gefiltert, indem die statistischen Kriterien leicht aufgelockert werden. Die Filterung lässt neu einen negativen und drei insignifikante Parameter im Modell zu. Die Modelle

werden nicht anhand des BIC, sondern anhand der DEA Best-of-Durchschnittseffizienz absteigend sortiert. Die so resultierenden besten Modelle werden anschließend zusätzlich als SFA geschätzt und wie alle übrigen Grundmodelle bewertet.

**Tabelle 14** zeigt die verwendeten, weniger strengen Filterkriterien im Vergleich zum Technical-Blocks-Verfahren.

**Tabelle 14: Filterkriterien der Technical-Blocks-Modelle**

OLS ex CD	Sortierung	Eigenschaften OLS	Kriterien Koeffizienten
TB Normiert linear	min BIC	Shapiro ok, BP ok	max 0 neg, max 2 nonsig
TB Loglinear	min BIC	Shapiro ok, BP ok	max 0 neg, max 2 nonsig
TB DEA Normiert linear	max DEA best of	Shapiro ok, BP ok	max 1 neg, max 3 nonsig

Hinweis: „OLS ex CD“ bedeutet, dass jeweils die Eigenschaften und Koeffizienten nach Herausnahme der Cooks-Distance-Ausreisser bewertet wird.

Quelle: Swiss Economics

### 5.5.1.10 Umfassendes Vorsichtsprinzip

Zusammenfassend kommt beim Effizienzvergleich ein umfassendes Vorsichtsprinzip zur Anwendung:

- Großer Umfang möglicher Vergleichsparameter, darin eingeschlossen stärker endogene Variablen;
- Vorsichtige Modellspezifikation der SFA insb. bezüglich der Verteilungsannahmen des Ineffizienzterms, Signifikanz SFA lediglich auf 10%-Niveau erfordert.
- Kriterien Modellentwicklung und -wahl, indem u.a. eine hohe Durchschnittseffizienz als grundsätzlich 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 Anwendung des tiefen Schwellenwerts, der tendenziell eher zu viele Ausreißer erfasst. Dazu ergänzende Analyse des finalen Modells hinsichtlich Netzbetreibern mit besonders nachteiliger Wirkung;
- Durchführung von Second-Stage-Analysen, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber aufgrund der Eigenheiten ihrer Versorgungsaufgabe nicht benachteiligt werden.
- Anwendung eines Mindesteffizienzwertes von 60%;
- Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte, sodass der maximale Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers bei beiden Kostenbasen 100% beträgt und dieser auf der Effizienzgrenze liegt;
- Best-of-two bezüglich der Methoden DEA und SFA, welche sich für ein gegenebenes Effizienzvergleichsmodell gegenseitig zum Vorteil der Netzbetreiber ergänzen;



- Best-of-two bezüglich der Kostenbasen  $s_{\text{Totex}}$  und  $\text{Totex}$ ;
- Die Berücksichtigung der Konstanz zu früheren Effizienzvergleichen hinsichtlich des gewählten Modells und der Mindest- und Durchschnittseffizienz.

Darüber hinaus wird besonders effizienten Netzbetreibern (gemessen an der DEA) ein Effizienzbonus gewährt.

Die im internationalen Vergleich recht hohen bestabgerechneten Werte<sup>44</sup> können im Lichte dieses umfassenden Vorsichtsprinzips gesehen werden.

## 5.5.2 Weiterentwicklung Grundmodelle

Die in Abschnitt 5.4 hergeleiteten Grundmodelle werden nun in den folgenden **Streams** auf ihre Eignung als Modell für den Effizienzvergleich im Rahmen der DEA und der SFA statistisch untersucht und weiterentwickelt:<sup>45</sup>

- **Stream „Stream RP23“:** Gewählte Modelle der RP2 und der RP3;
- **Stream „TB NL“:** Normiert lineare Modelle ausgehend vom Technical-Blocks-Verfahren;
- **Stream „TB NL DEA“:** Beste normiert lineare Modelle ausgehend vom Technical-Blocks-Verfahren anhand dem in Abschnitt 5.5.1.9 dargestellten Vorgehen.
- **Stream „TB LL“:** Loglineare Modelle ausgehend vom Technical-Blocks-Verfahren;

Die Modelle werden gezielt mit Blick auf die konzeptionellen und regulatorischen Kriterien gemäß Abschnitt 5.2.2 weiterentwickelt. Nachfolgend werden jeweils folgende Eigenschaften dokumentiert für Modelle, welche in der SFA konvergieren:

- BIC jeweils für eine Kostenbasis ( $\text{Totex}$ ; die Werte verhalten sich bei  $s_{\text{Totex}}$  sehr ähnlich);
- Signifikanz der Koeffizienten, Modelle sollen dabei höchstens einen negativen Koeffizienten (besser gar keinen) und möglichst nicht mehr als zwei insignifikante Koeffizienten aufweisen;
- Signifikanz der SFA; i.d.R. werden nur Modelle bis zum Wert von 0.25 gezeigt;
- Bestabgerechnete Effizienzwerte (vor Hochskalierung der SFA) sowie Mindesteffizienz;
- Anzahl auffällige Parameter in der Second-Stage-Analyse.<sup>46</sup>

Konzeptionell und statistisch besonders überzeugende Modelle werden in „**Substreams**“ weiterentwickelt. Konkret werden **Sensitivitäten** um das jeweilige Modell herum getestet.

---

<sup>44</sup> Vgl. E-Control (2023) oder CEER and Sumicsid (2019)

<sup>45</sup> In den Streams kommt es teilweise zu Überlappungen. Beispielsweise werden Modelle des Technical-Blocks-Verfahrens bereits als erweitertes Grundmodell im Stream RP23 behandelt. In dem Falle werden die Modelle nicht nochmals gezeigt.

<sup>46</sup> Second-Stage-Analyse auf (unskalierte) Best-of-4 Effizienzwerte mit Berechnung der Effizienzwerte der SFA-Ausreißer anhand einer „fixierten“ SFA gemäss Abschnitt 5.5.1.5. Durch die angepasste Berechnung der SFA-Effizienzwerte von Ausreißern können die in der Second-Stage signifikanten Variablen im finalen Modell ändern.

Dabei werden einzelne Modellparameter hinzugefügt, ersetzt oder disaggregiert. Die gebildeten Sensitivitäten werden miteinander verglichen und diejenigen, welche die konzeptionellen, regulatorischen und statistischen Beurteilungskriterien am besten erfüllen, werden in die Endauswahl in Abschnitt 5.5.3 aufgenommen und dort eingehender diskutiert.

### 5.5.2.1 Stream RP23

Beim Stream RP23 werden zunächst die Originalmodelle sowie, soweit vorhanden, verbesserten Vergleichsparameter geprüft, danach folgen weitere Variationen.













#### Originalspezifikationen inkl. aufdatierte Parameterdefinitionen

Abbildung 31 zeigt ausgewählte Eigenschaften der konvergierten Modellspezifikationen. Für die Modelle werden die verwendeten Parameter (Anzahl und Unterteilung), der Erklärungsgehalt (BIC), die Anzahl insignifikanter und negativer Koeffizienten nach Entfernung der Cooks-Distance Ausreißer, das Signifikanzlevel der SFA, Durchschnitts- und Minimal-effizienzwerte, Korrelation der DEA/SFA-Effizienzwerte und der Anzahl signifikanter Variablen in der Second-Stage-Analyse angegeben.

Abbildung 31: Übersicht Originalmodelle und aufdatierte Modelle RP3

Konvergierte Modelle mit Signifikanz < 0.25 Vergleichsparameter	#	cTOTEXn			cTOTEXs			Best of 4		Korrel. SFA/DEA	2 <sup>nd</sup> Stage #yzx	
		BIC	NS	Neg	Sig.	NS	Neg	Sig.	Mean			Min
RP3	9	1445	2	1	0.08	2	1	0.15	94.7%	69.2%	56%	2
RP3 reducedAPFI	9	1434	2	1	0.14	2	1	0.17	94.8%	69.2%	56%	4
RP3 from.higher	9	1440	2	1	0.13	2	2	0.17	94.9%	70.8%	53%	2
RP3 APFIfrom.higher	9	1433	2	1	0.15	2	1	0.17	94.9%	70.8%	52%	1
RP3 Curt	9	1444	2	1	0.09	2	1	0.16	94.7%	69.2%	58%	1

Farbcode für Vergleichsparameter:

 Messlokationen (yMeters)	 Installierte Erzeugungsleistung (yInstalledPower)
 Anschlüsse (yConnections)	 Inst. Erz. mit Spitzenkappung (yInstalledPower.reducedAPFI)
 Freileitungen (yLines)	 Inst. Erz. solar/non-solar (yInstalledPower.solar)
 Erdkabel (yCables)	 Arbeit (yEnergy)
 Netzlängen (yNet.length)	 versorgte Fläche (yArea.GSD)
 Höchstlast/Höchstbelastung (yPeakload)	 Bodenparameter (zSoil)

Quelle: Swiss Economics

Das **Modell der RP2** zeigt keine Konvergenz in der SFA und ist daher in der Liste nicht abgebildet.

Das **Modell der RP3** konvergiert weiterhin, ist aber aufgrund der statistischen Eigenschaften in der SFA nur bedingt als Effizienzvergleichsmodell geeignet. Bei den beiden Kostenarten ist jeweils ein Koeffizient negativ (yNet.length.N7, nicht signifikant) und jeweils ein weiterer Koeffizient insignifikant. Bei den sTotex ist die SFA auf dem 10% Niveau nicht signifikant.

Das **Modell der RP3** wird ergänzend mit **angepassten Parameterdefinitionen und Parameterkombinationen** geschätzt:

- Berücksichtigung der Spitzenkappung (yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum und yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum anstatt yInstalledPower.N1to4.sum und yInstalledPower.N5to7.sum)

- Berücksichtigung der zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung (yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum und yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum anstatt yInstalledPower.N1to4.sum und yInstalledPower.N5to7.sum)
- Berücksichtigung der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene (yPeakload.from.higher.sim.N4 anstatt yPeakload.N4)

Aus Abbildung 31 geht hervor, dass die aufdatierten Modelle der RP3 einen leicht besseren Erklärungsgehalt aufweisen. Sie sind allerdings, wie das Originalmodell, tendenziell über-spezifiziert: In jedem Modell sind negative Koeffizienten enthalten und die SFA ist nicht signifikant.

Daher werden in einem nächsten Schritt Variationen des Modells der RP3 gebildet.

### Variationen des Modells der RP3

Es werden folgende Anpassungen (teilweise auch kombiniert) am Modell der RP3 getestet:













- Anschlüsse anstelle von Messlokationen
- Alternative Aggregationen/Disaggregationen von Erdkabeln/Freileitungen:
  - nach Netzebenen (z.B. Aggregation der Netzlängen der Netzebenen 5 und 7)
  - nach Technologie (z.B. Disaggregation der Netzlängen der Netzebene 5 in Erdkabel und Freileitungen)
  - nach Netzebene und Technologie kombiniert (z.B. Aggregation der Erdkabel und Freileitungen aller Spannungsebenen)
  - Ersatz der unteren Leitungslängen durch die versorgte Fläche
- Zusammenfassung der Lastparameter zu yPeakload.max
- Ersatz der Höchstlast durch die Höchstbelastung
- Anpassung der installierten Erzeugungsleistung
  - Gänzlich Weglassen
  - Zusammenfassung zu einem einzigen Parameter
  - Weitere Disaggregation in drei Parametern gemäß Anliegen aus der Konsultation
- Stärkere Disaggregation von Anschlüssen (RP3)

Die Resultate dieser Modellvariationen in **Abbildung 32** zeigen auf, welche Anpassungen am Grundmodell zu einer Verbesserung der statistischen Eigenschaften führen und als Substream weiterverfolgt werden können.

Abbildung 32: Übersicht Modellvariationen des Modells der RP3

Vergleichsparameter	#	cTOTEXn			cTOTEXs			Best of 4		Korrel. SFA/DEA	2 <sup>nd</sup> Stage #yzx	
		BIC	NS	Neg	Sig.	NS	Neg	Sig.	Mean			Min
RP3 noinstalledP (IPO)	7	1877	1	0	0.08	1	0	0.08	93.7%	69.2%	47%	7
RP3 IPO Peak.Abs	7	1890	1	0	0.09	1	0	0.10	94.1%	69.2%	44%	10
RP3 IPO reduced line	5	3272	0	0	0.10	0	0	0.08	92.8%	60.0%	59%	38
RP3 soil	10	1439	3	1	0.10	3	1	0.12	94.6%	69.2%	59%	5
RP3 varmeters (all)	9	1440	2	1	0.14	2	1	0.16	94.8%	69.2%	57%	3
RP3 varmeters (active)	9	1444	2	1	0.18	2	1	0.19	95.0%	69.2%	54%	1
<b>RP3 IP1</b>	<b>8</b>	<b>1441</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0.03</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0.07</b>	<b>93.6%</b>	<b>69.2%</b>	<b>63%</b>	<b>12</b>
RP3 IP1 mergeline	6	1664	1	0	0.03	1	0	0.02	92.7%	69.2%	56%	44
RP3 Peak.Max IP1	7	2213	1	0	0.21	1	0	0.09	93.6%	65.9%	46%	9
RP3 Peak.Max reduced	5	3338	0	0	0.03	0	0	0.01	92.0%	66.4%	57%	43
RP3 Peak.Max IP2	6	2330	1	0	0.03	1	0	0.02	92.4%	67.4%	57%	21
RP3 Connections IPO	8	1769	2	0	0.09	2	0	0.09	94.0%	69.2%	46%	7
RP3 Connections IPO red	6	3259	1	1	0.09	1	1	0.09	93.0%	60.0%	61%	34
RP3 area N1357	8	1469	2	0	0.02	2	1	0.02	93.0%	69.2%	60%	3
RP3 area N3	8	1449	2	0	0.08	2	1	0.08	94.1%	69.2%	53%	3
<b>RP3 area N13</b>	<b>8</b>	<b>1448</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0.08</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.09</b>	<b>94.1%</b>	<b>69.2%</b>	<b>51%</b>	<b>1</b>
RP3 area no line	6	1640	0	0	0.01	0	0	0.01	92.0%	68.9%	61%	10
RP3 N57 IP2	8	1444	1	0	0.13	2	0	0.15	94.8%	69.2%	58%	1
RP3 N57 IP1	7	1450	0	0	0.07	0	0	0.06	93.6%	76.1%	58%	10
RP3 N57 IPO	6	1888	0	0	0.06	0	0	0.06	93.5%	73.2%	47%	14
<b>RP3 N57 IP3</b>	<b>9</b>	<b>1453</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0.09</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0.08</b>	<b>94.6%</b>	<b>70.2%</b>	<b>58%</b>	<b>2</b>

Farbcode für Vergleichsparameter:

	Messlokationen (yMeters)		Installierte Erzeugungsleistung (yInstalledPower)
	Anschlüsse (yConnections)		Inst. Erz. mit Spitzenkappung (yInstalledPower.reducedAPFI)
	Freileitungen (yLines)		Inst. Erz. solar/non-solar (yInstalledPower.solar)
	Erdkabel (yCables)		Arbeit (yEnergy)
	Netzlängen (yNet.length)		versorgte Fläche (yArea.GSD)
	Höchstlast/Höchstbelastung (yPeakload)		Bodenparameter (zSoil)

Quelle: Swiss Economics

Aus der Tabelle geht folgendes hervor:

- Modelle, welche die Netzlängen-Parameter der RP3 beinhalten mit alternativen Normierungsparametern (yMeters.all.tot, yMeters.active.tot) sind tendenziell ebenfalls überspezifiziert und weisen negative Koeffizienten und eine insignifikante SFA auf.
- Besonders kompakte Modelle mit 5 oder 6 Parametern weisen i.d.R. eine signifikante SFA und keine negativen Koeffizienten auf. Diese Modelle weisen jedoch oft größere Second-Stage-Probleme auf (teils über 40 signifikante Parameter), was darauf hindeutet, dass die Versorgungsaufgaben unzureichend abgebildet werden. Modellvariationen des Modells der RP3 mit 5 oder 6 Parameter werden daher verworfen.
- Das auf einen Parameter der Erzeugungsleistung reduzierte Modell „RP3 IP1“ zeigt eine Verbesserung zum Originalmodell, indem bei gutem Erklärungsgehalt (tiefer BIC-Wert) weniger insignifikante (je einer bei Totex und sTotex) und negative (keine bei Totex und einer bei sTotex) Parameter enthalten sind und die SFA signifikant ist. Die Second-Stage-Analyse ist „ok“, d.h. die Anzahl der Parameter liegt um 10 Vergleichsparameter. Das Modell „RP3 IP1“ wird daher als Substream aufgenommen und durch Parameteranpassungen verfeinert.
- Modelle, welche die Fläche berücksichtigen und dafür die Netzlängen zu zwei Parametern zusammenfassen oder ganz weglassen, haben stets eine signifikante SFA. Da die anderen Flächenmodelle mehr Second-Stage-Auffälligkeiten, etwa bei den Netzlängen

der Netzebenen 5 und 7 oder der installierten Erzeugungsleistung der Netzebenen 5 und 6, aufweisen, wird das Modell „**RP3 area N13**“ weiterverfolgt.

- Durch das Zusammenfassen der Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 wird entweder eine Signifikanz der SFA oder eine Verbesserung der Second-Stage erreicht. Das Modell „**RP3 N57 IP3**“, bei die Erzeugungsleistung mit drei Parametern abgebildet wird, zeigt dabei als einziges eine signifikante SFA, keine negativen Koeffizienten und keine Auffälligkeiten in der Second-Stage und wird als Substream weiterverfolgt.

Nicht abgebildet sind Modelle mit Anschlüssen anstelle von Messlokationen als Normierungsparameter. In diesen Modellen ist stets ein Koeffizient negativ, wichtiger noch, die SFA stark insignifikant. Modelle mit Anschlüssen werden daher nicht weiterverfolgt.

### Substreams

Insgesamt ergeben sich somit drei Modelle, welche als Substreams weiterverfolgt und in einer Sensitivitätsanalyse verfeinert werden.

- **Substream „RP3 IP1“**: Hohe Übereinstimmung mit dem Modell der RP3, jedoch wird die installierte Erzeugungsleistung zu einem Parameter zusammengefasst und die Spitzenkappung berücksichtigt.
- **Substream „RP area N13“**: Bei den Netzlängen werden mit den Erdkabeln der N1 und N3 sowie den Freileitungen der N1 und N3 nur zwei Parameter berücksichtigt. Als Ersatz für die Leitungsparameter der unteren Netzebenen (N5, N7) wird stattdessen die versorgte Fläche als weiterer Parameter ergänzt. Bei der installierten Erzeugungsleistung wurde die Spitzenkappung berücksichtigt.
- **Substream „RP3 N57 IP3“**: Entspricht dem Modell der RP3, die Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 werden jedoch zu einem Parameter zusammengefasst und die installierte Erzeugungsleistung in drei Parameter unterteilt.
- Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden dem jeweiligen Modell einzelne Modellparameter hinzugefügt, ersetzt, zusammengefasst (aggregiert) oder weiter aufgeteilt (disaggregiert). Die daraus resultierenden Modelle werden erneut anhand statistischer Kriterien miteinander verglichen. Als Sensitivitäten geprüft werden beispielsweise unterschiedliche Aggregationen der Netzlängen, Jahreshöchstlast aller Einspeisungen anstelle der Jahreshöchstlast, Ergänzung der Höchstlast auf Netzebene 2, Berücksichtigung von Spitzenkappung und/oder gleichzeitig abgeregelter Erzeugungsleistung, unvollständige Aggregation der Erzeugungsleistung bestimmter Netzebenen (NE 1-4, NE 2-7, NE 3-7, NE 4-7, NE 5-7 und NE 6-7), ausschließliche Berücksichtigung der installierten Erzeugungsleistung von Solaranlagen oder aus dezentraler Erzeugung, eine Disaggregation der installierten Erzeugungsleistung nach Netzebenen in drei Parameter, Hinzufügen des Bodenparameters zSoil.AK67 und Ergänzung eines Arbeitsparameters.

### **Substream „RP3 IP1“**

Durch eine geänderte Aggregation der Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 ( $y_{\text{Net.length.N5}}$  und  $y_{\text{Net.length.N7}}$ ) zu aggregierten Erdkabeln und Freileitungen dieser Netzebenen ( $y_{\text{Cables.all.N57.sum}}$  und  $y_{\text{Lines.all.N57.sum}}$ ) werden die Probleme in der Second-Stage-Analyse behoben und die Koeffizienten aller Modellparameter positiv. Diese Änderung führt jedoch wieder zu einer Insignifikanz der SFA mit p-Werten von 0.42/0.27. Eine Variation, welche als Anpassung zum Modell der RP3 die installierte Erzeugungsleistung zu einem Parameter zusammenfasst und dabei nur die installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (EEG-Erzeugungsanlagen) unter Berücksichtigung von Spitzenkappung und gleichzeitig abgeregelter Erzeugungsleistung beinhaltet, zeigt die besten statistischen Eigenschaften. Die Modellvariation weist eine signifikante SFA und keine negativen Koeffizienten auf. Die Second-Stage ist auch „ok“. Nachteilig ist bei dieser Spezifikation jedoch der verhältnismässig geringe Erklärungsgehalt.

**Die präferierte Modellvariation wird als „RP3 IP1+“ in die Endauswahl aufgenommen.** Gegenüber dem Modell der RP3 erfolgt folgende Änderung: Die installierte Erzeugungsleistung wird zu einem Parameter zusammenfasst und dabei nur die installierte Erzeugungsleistung aus EEG-Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Spitzenkappung und gleichzeitig abgeregelter Erzeugungsleistung verwendet.

### **Substream „RP3 N57 IP3“**

Modellvariationen des Modells RP3 N57 IP2, welche nur zwei Parameter der installierten Erzeugungsleistung (und optional ein Arbeitsparameter) enthalten, weisen eine fehlende Signifikanz der SFA und/oder negative Koeffizienten auf. Bei Modellvariationen, welche die installierte Erzeugungsleistung in drei Parameter unterteilen, ist entweder die installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 1 bis 4 negativ oder die SFA insignifikant. Die Ausnahme bildet hier eine geringfügig angepasste Modellvariation, welche bei den Erdkabel und Freileitungen der Netzebene 3 zusätzlich die Netzebene 1 inkludiert ( $y_{\text{Cables.all.N13.sum}}$  und  $y_{\text{Lines.all.N13.sum}}$  anstatt  $y_{\text{Cables.circuit.N3}}$  und  $y_{\text{Lines.circuit.N3}}$ ). Die Variation zeigt durchgehend gute statistische Eigenschaften: Keine negativen Parameter, eine signifikante SFA, keine Auffälligkeiten in der Second-Stage-Analyse und zudem einen leicht höheren Erklärungsgehalt. Aufgrund der besseren Vollständigkeit durch die Erdkabel und Freileitungen der Netzebene 1 und dem leicht besseren Fit, wird diese Modellvariation anstelle des Modells RP3 N57 IP3 weiterverfolgt.

**Die präferierte Modellvariation wird als „RP3 N57 IP3+“ weiterverfolgt.** Gegenüber dem Modell der RP3 weist das Modell folgende Änderungen auf.

- Bei den Erdkabeln und Freileitungen der NE3 wird jeweils die NE1 addiert. Die Netzlängen der NE5 und der NE7 werden zu einem Parameter zusammengefasst.
- Die installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 5 bis 7 wird in zwei Parameter aufgeteilt (installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 5 bis 6 sowie separat diejenige der Netzebene 7).



### **Substream „RP3 area 13“**

Das Modell „RP3 area 13“ zeigt mit einer signifikanten SFA, unauffälliger Second-Stage-Analyse und hoher Anpassungsgüte gute Eigenschaften, negativ zu bewerten ist jedoch der negative Koeffizient bei den sTotex. Alternative Modellspezifikationen mit Berücksichtigung der Spitzenkappung zeigen weiterhin eine signifikante SFA, jedoch teilweise auch Auffälligkeiten in der Second-Stage, etwa bei der installierten Erzeugungsleistung Wind. Eine Modellvariation, welche die installierte Erzeugungsleistung ohne Spitzenkappung berücksichtigt, zeigt die besten statistischen Eigenschaften mit der höchsten Korrelation von DEA und SFA (57%), der höchsten Anpassungsgüte (adj. R2 von 0.72), keine negativen Koeffizienten in der SFA. Problematisch ist jedoch der Parameter Fläche (als yArea.GSD oder y.Area.supplied.N7), welcher in diesen Modellen die Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 ersetzt und in allen Modellen stark insignifikant ist. Dies deutet daraufhin, dass die Flächenparameter die Kosten der Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 unzureichend abzubilden vermögen. Auch in den Stellungnahmen der Konsultation wurde bemängelt, dass die Fläche die Leitungskosten aufgrund der hohen Vermaschungsgrade nur approximativ abbilden könne.

**Aus dem Substream “RP3 area 13“ wird daher kein Modell weiterverfolgt.**

#### **5.5.2.2 Stream TB NL**

Die Grundmodelle Modelle des Streams TB NL, welche Arbeit beinhalten, konvergieren i.d.R. nicht. **Abbildung 33** zeigt die 13 Grundmodelle aus dem Stream TB NL, welche konvergieren und einen p-Wert der Signifikanz der SFA unter 0.25 haben. Die Modelle weisen größtenteils signifikante SFA Koeffizienten auf, die Korrelation zwischen DEA- und SFA-Effizienzwerten ist vergleichsweise tief.

Die kompakten Modelle TB\_NL\_12 und TB\_NL\_13 funktionieren grundsätzlich auch als Effizienzvergleichsmodell und erfüllen alle relevanten statistischen Kriterien. Die fehlende Berücksichtigung der installierten Erzeugungsleistung ist jedoch aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht optimal und wurde auch von Netzbetreibern im Rahmen der Konsultation als „nicht sachgerecht“ bemängelt.

Es wird daher **kein Modell** des Streams **weiterverfolgt**.















Abbildung 33: Übersicht Modelle TB normiert linear

Konvergierte Modelle mit Signifikanz < 0.25

Vergleichsparameter	#	cTOTEXn				cTOTEXs				Best of 4		Korrel.	2 <sup>nd</sup> Stage
		BIC	NS	Neg	Sig.	NS	Neg	Sig.	Mean	Min	SFA/DEA	#yzx	
TB_NL_05	10	1516	2	0	0.14	2	0	0.14	95.2%	77.9%	46%	18	
TB_NL_06	8	1528	1	0	0.05	1	0	0.06	94.4%	72.0%	47%	19	
TB_NL_07	9	1713	2	0	0.20	1	0	0.19	95.4%	69.2%	40%	8	
TB_NL_08	8	1765	1	0	0.06	1	0	0.06	94.1%	69.2%	48%	9	
TB_NL_09	8	1765	1	0	0.07	1	0	0.07	94.1%	69.2%	48%	9	
TB_NL_10	9	1771	2	0	0.06	2	0	0.07	94.4%	69.2%	46%	8	
TB_NL_11	9	1771	2	0	0.06	2	0	0.07	94.4%	69.2%	46%	8	
TB_NL_12	7	1817	0	0	0.04	0	0	0.06	94.3%	71.2%	47%	2	
TB_NL_13	8	1823	1	0	0.05	1	0	0.06	94.5%	71.7%	44%	2	
TB_NL_14	7	1877	1	0	0.07	1	0	0.08	93.7%	69.2%	47%	7	
TB_NL_15	7	1877	1	0	0.08	1	0	0.08	93.7%	69.2%	47%	7	
TB_NL_16	8	1882	2	0	0.07	2	0	0.07	93.9%	69.2%	45%	7	
TB_NL_17	8	1882	2	0	0.07	2	0	0.08	93.9%	69.2%	45%	7	

Farbcode für Vergleichsparameter:

	Messlokationen (yMeters)		Installierte Erzeugungsleistung (yInstalledPower)
	Anschlüsse (yConnections)		Inst. Erz. mit Spitzenkappung (yInstalledPower.reducedAPFI)
	Freileitungen (yLines)		Inst. Erz. solar/non-solar (yInstalledPower.solar)
	Erdkabel (yCables)		Arbeit (yEnergy)
	Netzlängen (yNet.length)		versorgte Fläche (yArea.GSD)
	Höchstlast/Höchstbelastung (yPeakload)		Bodenparameter (zSoil)

Quelle: Swiss Economics

### 5.5.2.3 Stream TB NL DEA

#### Grundmodelle













Abbildung 34 zeigt die 24 besten Grundmodelle sortiert nach DEA-Durchschnittseffizienz, welche sich aus dem Stream TB NL DEA ergeben. Bei den meisten Modellen ist dabei die SFA stark insignifikant und es bestehen öfters Probleme in der Second-Stage-Analyse. Die Modelle TB\_DNL\_35 und TB\_DNL\_36, welche eine abgeänderte Form des Modells RP3 darstellen, in welcher die installierte Erzeugungsleistung in Sonne/Wind und übrige unterteilt wird, zeigen gute statistische Eigenschaften. Die beiden Modelle sind sehr ähnlich und unterscheiden sich nur darin, dass TB\_DNL\_35 zusätzlich die Netzebene 1 bei den Parametern der Erdkabel und Freileitungen der Netzebene 3 inkludiert. Sie werden als **Substream „Tech“** genauer untersucht.

Auch die Modelle TB\_DNL\_80, TB\_DNL\_89 und TB\_NL\_12 zeigen gute statistische Eigenschaften und würden grundsätzlich auch als Effizienzvergleichsmodell funktionieren. Genauso wie bei den Modellen im Stream TB\_NL werden diese Modelle aufgrund der fehlenden Berücksichtigung der installierten Erzeugungsleistung nicht weiterverfolgt.

Abbildung 34: Übersicht beste Modelle TB DEA Permutation

Konvergierte Modelle mit Signifikanz < 0.25	Vergleichsparameter	#	cTOTEXn			cTOTEXs			Best of 4		Korrel. SFA/DEA	2 <sup>nd</sup> Stage #yzx	
			BIC	NS	Neg Sig.	NS	Neg Sig.	Mean	Min				
TB_DNL_20		10	1516	2	0	0.14	2	0	0.14	95.2%	77.9%	46%	18
TB_DNL_30		10	1450	2	1	0.16	2	1	0.18	95.2%	70.0%	54%	1
TB_DNL_31		10	1450	2	1	0.16	2	1	0.18	95.2%	70.0%	54%	2
TB_DNL_34		9	1713	2	0	0.20	1	0	0.19	95.4%	69.2%	40%	8
TB_DNL_35	yi, yi	9	1445	3	0	0.07	3	1	0.08	94.2%	69.2%	64%	3
TB_DNL_36	yi, yi	9	1445	3	0	0.07	3	1	0.09	94.2%	69.2%	64%	5
TB_DNL_39		8	1528	1	0	0.05	1	0	0.06	94.4%	72.0%	47%	19
TB_DNL_40		9	1530	2	1	0.05	2	0	0.06	94.5%	72.3%	47%	14
TB_DNL_44	yi, yi	9	2489	3	0	0.18	3	1	0.18	95.5%	69.2%	4%	0
TB_DNL_52		9	2392	2	1	0.15	2	1	0.18	95.1%	70.8%	9%	1
TB_DNL_57		10	1439	3	1	0.13	3	1	0.11	94.7%	80.3%	58%	21
TB_DNL_58		10	1439	3	1	0.13	3	1	0.12	94.7%	80.3%	57%	21
TB_DNL_59		9	1443	2	1	0.09	2	1	0.15	94.7%	69.2%	58%	1
TB_DNL_60		9	1444	2	1	0.09	2	1	0.16	94.7%	69.2%	58%	1
TB_DNL_61		11	1520	3	1	0.10	3	0	0.14	95.2%	77.6%	46%	24
TB_DNL_63		9	1511	2	0	0.07	2	1	0.06	94.4%	74.4%	60%	10
TB_DNL_64		9	1511	2	0	0.07	2	1	0.06	94.4%	74.5%	59%	10
TB_DNL_65		10	1513	3	1	0.05	3	0	0.06	94.4%	74.2%	56%	19
TB_DNL_66		10	1513	3	1	0.05	3	0	0.06	94.4%	74.4%	56%	19
TB_DNL_67		9	1446	2	0	0.23	2	1	0.16	95.0%	69.2%	53%	8
TB_DNL_68		9	1446	2	0	0.23	2	1	0.17	95.0%	69.2%	52%	8
TB_DNL_69		9	1442	3	0	0.07	3	1	0.08	94.1%	78.0%	62%	15
TB_DNL_70		9	1443	3	0	0.07	3	1	0.08	94.1%	78.1%	61%	15
TB_DNL_75		9	1434	2	1	0.14	2	1	0.17	94.8%	69.2%	56%	4

Farbcode für Vergleichsparameter:

	Messlokationen (yMeters)		Installierte Erzeugungsleistung (yInstalledPower)
	Anschlüsse (yConnections)		Inst. Erz. mit Spitzenkappung (yInstalledPower.reducedAPFI)
	Freileitungen (yLines)		Inst. Erz. solar/non-solar (yInstalledPower.solar)
	Erdkabel (yCables)		Arbeit (yEnergy)
	Netzlängen (yNet.length)		versorgte Fläche (yArea.GSD)
	Höchstlast/Höchstbelastung (yPeakload)		Bodenparameter (zSoil)

Quelle: Swiss Economics

### Substream „Tech“

Die Modelle TB\_DNL\_35 und TB\_DNL\_36, welche die installierte Erzeugungsleistung nach Technologie in zwei Blöcke Solar/Wind und restliche (yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot und yInstalledPower.non.solar.wind.tot) aufteilen, werden nun genauer untersucht. Es werden zusätzlich folgende Modellanpassungen getestet: Disaggregation der Zählpunkte, unterschiedliche Aggregationen der Netzlängen, Jahreshöchstlast aller Einspeisungen anstelle der Jahreshöchstlast, Hinzufügen des Bodenparameters zSoil.AK67 und eine Unterteilung der installierten Erzeugungsleistung in drei Parameter mit Unterteilung Wind/Sonne/andere (yInstalledPower.renewables.solar.tot, yInstalledPower.renewables.wind.tot und yInstalledPower.non.solar.wind.tot), oder Unterteilung nach Erzeugungstechnologien (yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot, yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot und yInstalledPower.KWKG.other.tot).

Dier Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die beiden Grundmodelle TB\_DNL\_35 und TB\_DNL\_36 zeigen eine signifikante SFA, eine hohe Korrelation der DEA/SFA-Effizienzwerte und keine Auffälligkeiten in der Second-Stage-Analyse. Nachteilig ist in diesen beiden Modellen der insignifikante negative Koeffizient der Netzlänge der Netzebene 7 bei den sTotex sowie zwei weitere insignifikante Koeffizienten.

- Generell sind „Tech“-Modelle, welche die Netzlängen in vier Parameter unterteilen, tendenziell überspezifiziert und beinhalten negative Koeffizienten und fehlende Signifikanz der SFA. Das Zusammenfassen der Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 kann auch bei diesem Modell die Überspezifikation beheben, indem diese Modelle keine negativen Koeffizienten mehr enthalten und die SFA signifikant ist. Diese Aufteilung der Modellparameter führt jedoch dazu, dass in der Second-Stage-Analyse die installierte Erzeugungsleistung Wind und die Anschlüsse zu Haushaltskunden einen signifikanten Effekt auf die Effizienzwerte aufweisen.
- Modelle, welche bei der installierten Erzeugungsleistung technologiebasiert in drei Parameter unterscheiden, zeigen in der Regel eine Überspezifikation mit einem oder mehreren negativen Koeffizienten, drei oder mehr negativen Koeffizienten und einer insignifikanten SFA. Als einzige Ausnahme zeigt das Modell Tech 3.13 keine Überspezifikation. Diese Modellvariation fasst die Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 zu einem Parameter zusammen und unterteilt die installierte Erzeugungsleistung nach Erzeugungstechnologie in drei Parameter (Bio/Hydro, Wind/Solar und KWKG/andere). In diesem Modell ist lediglich die installierte Erzeugungsleistung KWKG/andere insignifikant und alle Koeffizienten positiv. Zudem ist die SFA signifikant, die Korrelation der DEA/SFA-Effizienzwerte hoch und es gibt keine Auffälligkeiten in der Second-Stage-Analyse. Nachteilig ist der verhältnismäßig geringe Erklärungsgehalt.

**Die Modellvariation „Tech 3.13“ wird daher als „Tech 3“ in die Endauswahl aufgenommen.** Das Modell basiert ebenfalls auf dem Modell der RP3, jedoch werden die Netzlängen der Netzebenen 5 und 7 zu einem Parameter zusammengefasst. Die installierte Erzeugungsleistung wird nach Erzeugungstechnologie in drei Parameter unterteilt (Solar/Wind, Bio/Hydro und KWKG/andere).

#### 5.5.2.4 Stream TB LL und Translog

##### Grundmodelle

Die Modelle aus den Stream TB LL konvergieren nur selten in der SFA, und wenn, i.d.R. nur wenn die Schiefe wie erwartet ist (für dieses Kriterium wurde in der TB Auswertung nicht gefiltert). So gibt es beispielsweise auch bei den Modellen der RP2 und RP3 keine Konvergenz. Auch die loglinearen Modelle, welche konvergieren, sind nicht geeignet als Effizienzvergleichsmodell: Die SFA ist stets stark insignifikant, die Modelle stets von Multikollinearität betroffen und zudem zeigt sich eine niedrige Korrelation zwischen DEA- und SFA-Werten.

Besonders kompakte Modelle aus dem Stream TB LL mit bis zu 5 Parameter werden auch als Translog-Spezifikation getestet. Auch bei diesen potenziellen Modellkandidaten gibt es keine Konvergenz in der SFA.

## Fazit

Aufgrund der fehlenden Eignung als Effizienzgrenze werden keine Modelle aus dem Stream TB LL als Substreams weiterentwickelt. Auch die als Translog-Spezifikation getesteten Modelle werden nicht weiterverfolgt.

### 5.5.2.5 Stream Vorschläge Netzbetreiber

Als zusätzlicher Stream werden auch noch Modelle untersucht, welche im Rahmen der Konsultation eingebracht wurden. Es wurden zwei Modellvorschläge gemacht:

- **Modell „Konsultation 1“:** Das Modell entspricht dem Modell der RP3 mit der Anpassung, dass die installierte Erzeugungsleistung auf drei Parameter aufgeteilt wird ( $y_{\text{InstalledPower.N1to4.sum}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.N5to6.sum}}$  und  $y_{\text{InstalledPower.N7}}$ ).
- **Modell „Konsultation 2“:** Das Modell entspricht dem Modell der RP3 mit den Anpassungen, dass die Netzlänge der Netzebene 5 in Erdkabel und Freileitungen unterteilt wird (in  $y_{\text{Cables.all.N5}}$  und  $y_{\text{Lines.all.N5}}$ , wie in RP2) und die installierte Erzeugungsleistung auf drei Parameter aufgeteilt wird ( $y_{\text{InstalledPower.N1to4.sum}}$ ,  $y_{\text{InstalledPower.N5to6.sum}}$  und  $y_{\text{InstalledPower.N7}}$ ).

Beim Modell „Konsultation 1“ deuten die fehlende Signifikanz der SFA (p-Werte von 0.16/0.18) und der negative Koeffizient der Netzlängen auf Netzebene 7 auf eine Überspezifikation dieses Modells mit 10 Parametern hin. **Das Modell wird daher nicht die Endauswahl aufgenommen.**

Das Modell „Branche Konsultation 2“ konvergiert nicht in der SFA. Die Modellgröße von 11 Parametern deutet auf eine Überspezifikation hin. **Das Modell „Branche Konsultation 2“ wird aufgrund fehlender Konvergenz nicht in die Endauswahl aufgenommen.**

Die gewünschte Aufteilung der Netzebenen der installierten Erzeugungsleistung in drei Parameter wurde bereits im Stream RP23 untersucht und hat im Modell **RP3 N57 IP3** gemündet. Dieses führt letztlich zum gewählten Effizienzvergleichsmodell (vgl. Abschnitt 5.5.4).

### 5.5.3 Modellwahl

Die in die engere Auswahl aufgenommenen Modelle „RP3 IP1+“, „RP3 IP3+“ und „Tech 3“ werden nun dem Modell RP3 der dritten Regulierungsperiode gegenübergestellt.

**Tabelle 15** beinhaltet eine vergleichende Übersicht. Die Beurteilung der Modelle gemäß den Kriterien in Abschnitt 5.2.2 ist im unteren Teil der Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 15: Engere Modellauswahl**

Modell:	RP3	RP3 IP1+	RP3 IP3+ / gewähltes Modell RP4	Tech 3
Messlokationen/Anschlüsse	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot
Netzlängen	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yNet.length.N5 yNet.length.N7	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yNet.length.N5 yNet.length.N7	yCables.all.N13.sum yLines.all.N13.sum yNet.length.N57	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yNet.length.N57
Lasten, Erzeugungsleistung	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.N1to4.sum yInstalledPower.N5to7.sum	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.reducedAPFI.renewables.nonsimcurt.tot	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.N1to4.sum yInstalledPower.N5to6.sum yInstalledPower.N7	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot yInstalledPower.KWKG.other.tot
Arbeit, weitere				
Anzahl Parameter	9	8	9	9
<b>Konzeptionelle Kriterien</b>				
Ing.-Wiss	Stimmiges Modell	Ok, inst. Erzeugungsleistung nicht ausreichend differenziert	Stimmiges Modell	Stimmiges Modell
Vollständigkeit	Netzlängen NE1 nicht berücksichtigt, ohne Transportdimension	Netzlängen NE1 nicht berücksichtigt, installierte Erzeugungsleistung nur aus erneuerbarer EEG, ohne Transport	vollständig bis auf Transportdimension	Netzlängen NE1 nicht berücksichtigt, ohne Transportdimension
<b>Regulatorische Kriterien</b>				
Beeinflussbarkeit	Netzlängen eher endogen	Netzlängen eher endogen	Netzlängen eher endogen	Netzlängen eher endogen
Modellkontinuität	-	Zwei Parameter anders aggregiert, einer geändert, einer entfernt	Zwei Parameter leicht angepasst, zwei zusammengefasst, einer aufgeteilt	Ein Parameter zusammengefasst, drei Parameter neu
Ergebniskontinuität (94.1/75.3)	nahezu gleiche Ergebnisse, DEA leicht höher	nahezu gleiche Ergebnisse, DEA leicht höher	nahezu gleiche Ergebnisse, DEA leicht höher	leicht tiefere Bo4-Effizienzwerte, DEA leicht höher
<b>Statistische Kriterien</b>				
DEA Durchschnitt	85.9%	85.3%	86.1%	86.6%
DEA Ausreisser	4 / 3	3 / 4	5 / 4	7 / 6
DEA Max Peercout	70 / 77	72 / 71	59 / 65	54 / 63
SFA Durchschnitt (ohne Skal.)	93.5%	92.5%	93.2%	92.2%
SFA Max	0.986 / 0.988	0.99 / 0.99	0.983 / 0.983	0.991 / 0.991
SFA Ausreisser	11 / 9	8 / 8	11 / 10	11 / 11
SFA Signifikanz	0.08 / 0.15	0.08 / 0.08	0.09 / 0.08	0.03 / 0.03
SFA negative Koeffizienten nT	yNet.length.N7			
SFA n.s. Koeffizienten nT	yNet.length.N7, yInstalledPower.N1to4.sum	yNet.length.N7, yInstalledPower.reducedAPFI.renewables.nonsimcurt.tot	yNet.length.N57, yInstalledPower.N1to4.sum	yInstalledPower.KWKG.other.tot
SFA negative Koeffizienten sT	yNet.length.N7			
SFA n.s. Koeffizienten sT	yNet.length.N7, yInstalledPower.N1to4.sum	yNet.length.N7, yInstalledPower.reducedAPFI.renewables.nonsimcurt.tot	yNet.length.N57, yInstalledPower.N1to4.sum	yInstalledPower.KWKG.other.tot
<b>Bestabgerechnete Effizienzwerte</b>				
Durchschnitt	94.7%	93.9%	94.6%	93.7%
Mindesteffizienz	69.2%	69.2%	70.2%	73.0%
Korrelation Effizienzwerte	56.4%	51.9%	57.6%	61.7%
Second-Stage (Parameter)	ok, u.a. Fläche	ok, u.a. Fläche	gut	gut
<b>Kostenfunktion/Validierung ohne CD Ausreisser</b>				
Durchschnitt BIC Gesamtdaten	1441	1674	1449	1456
Homoskedastizität	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Normalverteilung Shapiro	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Multikollinearität Belsley	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Multikollinearität VIF	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Schiefe	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok

Quelle: Swiss Economics

Die Beurteilung lässt sich wie folgt ausführen:

- Aus **konzeptioneller Sicht** sind in allen Modellen die Jahreshöchstlasten über die Umspannebenen N4 und N6 abgedeckt. In den Modellen RP3 IP1+ und Tech 3 werden diese auf den Spannungsebenen N3, N5 und N7 ergänzt mit Leitungslängen. Im Modell RP3 IP3+ wird zudem die Netzebene 1 berücksichtigt und somit alle Spannungsebenen abgedeckt. Die installierte Erzeugungsleistung ist in den drei Modellen unterschiedlich stark aufgeteilt: im Modell RP3 IP3+ in drei Parameter (unterste Netzebene N7, mittlere Netzebenen N5 bis N6 und oberen Netzebenen N1 bis N4), und im Modell „RP3 IP1+“ durch einen Parameter, wobei die Spitzenkappung und zeitgleich abgeregte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren EEG berücksichtigt wird. Insofern ist es diesbezüglich nicht vollständig, indem es nur eine Teilmenge der installierten Erzeugungsleistung berücksichtigt. Im Modell Tech ist die installierte Erzeugungsleistung ebenfalls mit drei

Parametern abgedeckt, allerdings mit einer Unterteilung nach Erzeugungstechnologien anstelle von Netzebenen.

- Aus **regulatorischer Sicht** entspricht das Modell RP3 IP1+ am ehesten demjenigen der vorangegangenen Regulierungsperiode, insofern ist hier die Konstanz am stärksten gegeben. Die verwendeten Parameter sind nahezu gleich, nur bei der dezentralen Erzeugung erfolgt eine Anpassung, indem die Erzeugungsleistung aus erneuerbarer EEG aggregiert unter Berücksichtigung von Spitzenkappung und maximal zeitgleich abgeregelter Erzeugungsleistung inkludiert wird.

Das Modell RP3 IP3+ liegt ebenfalls nahe am Modell der RP3, setzt jedoch die Prioritäten leicht anders. Die Netzlängen der Ebenen N5 und N7 werden aggregiert, dafür werden ebenfalls die Netzlängen der N1 mit denjenigen der N3 berücksichtigt. Ebenso wird Erzeugungsleistung der Netzebenen N5 bis N7 in zwei Parameter aufgeteilt.

Das Modell Tech stellt gegenüber den ersten beiden Modellen eine größere Abkehr vom alten Modell dar, da in diesen die Erzeugungsleistung in drei neue, technologiebasierte Parameter unterteilt ist.

- Aus **statistischer Sicht** liegt beim Modell der RP3 mit seinen neun Parametern eine Überspezifikation vor, indem in der SFA die Netzlängen der Netzebene 7 insignifikant negativ und zudem die installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 1 bis 4 insignifikant positiv einget. Die SFA ist bei den sTotex nicht signifikant. Das kompakte Modell RP3 IP1+ hat gute statistische Eigenschaften mit einer signifikanten SFA und keinen negativen Koeffizienten. Nachteilig ist bei diesem Modell der höhere Peercount sowie die tiefere Korrelation der Effizienzwerte zwischen SFA und DEA. Das Modell RP3 IP3+, wie das Modell der RP3 mit neun Parametern, zeigt eine signifikante SFA auf dem 10 Prozent Niveau, ebenfalls das höchste adjustierte R2 der drei Modelle. Im Modell Tech sind ebenfalls durchwegs alle Kriterien erfüllt. Auch als Kostenfunktionen zeigen die drei neuen Modelle sehr günstige Eigenschaften, indem sie keine negativen Koeffizienten, normalverteilte Residuen, Homoskedastizität, keine Multikollinearität, wenige Cook's-Distance-Ausreißer sowie eine Schiefe in die gewünschte Richtung aufweisen. Beim Modell RP3 IP3+ entsprechen die insignifikanten Parameter  $y_{Net.length.N57}$  und  $y_{InstalledPower.N1to4.sum}$  der erwarteten relativen Höhe und Vorzeichen innerhalb der Kostenfunktion. Demgegenüber ist beim Modell Tech der Koeffizient des insignifikanten Parameters  $y_{InstalledPower.KWKG.other.tot}$  über 30-mal höher als die installierte Erzeugungsleistung der anderen beiden Erzeugungstechnologien. Im Gegensatz zu den anderen beiden Modellen zeigt die Second-Stage-Analyse beim Modell RP3 IP1+ mehr Auffälligkeiten in der Second Stage wie beispielsweise die Fläche.

Die resultierenden Effizienzwerte sind beim Modell RP3 IP3+ am höchsten mit durchschnittlich 94.6% (ohne Hochskalierung), gefolgt vom Modell RP3 IP1+ mit durchschnittlich 93.9%. Das Tech Modell hat die tiefsten durchschnittlichen Effizienzwerten von 93.7%.

Zusammenfassend sind aus konzeptioneller bzw. ingenieurwissenschaftlicher Sicht die Modelle RP3 IP3+ und Tech stimmig. Sie werden Modell IP1+ vorgezogen, da in diesem die



installierte Erzeugungsleistung nicht ausreichend differenziert wird. Aus regulatorischer Sicht sind alle Modelle geeignet. Aus statistischer Sicht schneidet das Modell RP3 IP3+ am besten ab, da das Modell RP3 IP1+ in der Second-Stage-Analyse etwas abfällt und zudem einen hohen BIC-Wert aufweist. Beim Tech-Modell erscheinen die resultierenden SFA-Koeffizienten weniger ausgewogen, indem KWKG-Erzeugung ein viel stärkeres Gewicht erhält als Photovoltaik und Wind.

**Über alle Aspekte hinweg schneidet somit das Modell RP3 IP3+ 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, dazu etwaige Berücksichtigung der Umspannebene N2. Die Leerstandskorrektur führt zu einem Modell mit leicht tieferem Erklärungsgehalt, zudem ist die SFA nur noch bei sTotex signifikant. Bei Aufnahme der Rückspeisung in die Jahreshöchstlast ist der Parameter der installierten Erzeugungsleistung der NE1-4 negativ, bei deutlich tieferer Korrelation der DEA/SFA-Durchschnittseffizienzwerte. Die Berücksichtigung der Umspannebene N2 als zusätzlicher Parameter führt zu einer Überspezifikation, in welcher die SFA nicht mehr signifikant und mehrere Koeffizienten negativ sind;
- **Höchstlast Einspeisung anstelle der Höchstlast:** Das Ersetzen der Höchstlast durch die Höchstlast der Einspeisung (yPeakload.injection.N4 und yPeakload.injection.N6) führt zu deutlich tieferem Erklärungsgehalt und einem negativen Koeffizienten der installierten Erzeugungsleistung der Netzebenen N1 bis N4.
- **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.
- **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 den Stellungnahmen zur Konsultation:** Gewünschte Aufteilung der dezentralen Erzeugung nach Netzebenen 1-4, 5-6 und 7 wurde im Effizienzvergleichsmodell aufgenommen. Alternative Aufteilungen der dezentralen Erzeugung



nach Technologien sowie Disaggregation der Netzlängen N5 und N7 wurden vertieft geprüft.

Keines der so geschätzten Modelle stellt gemäß den Kriterien in Abschnitt 5.5.1.1 eine signifikante Verbesserung gegenüber dem Modell RP3 IP3+ in Tabelle 15 dar, insofern kann am gewählten Model festgehalten werden.

### Ausgewählte Detailfragen

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

- **Funktionale Form und Normierungsfaktor:** Die normiert 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.
- **Ausreißeranalysen:** Ergänzend zu den in den Abschnitten 5.5.1.3 und 5.5.1.5 vorgestellten gewählten Standardverfahren wurde für das finale Modell für die nicht parametrische Methode (DEA) u.a. eine iterative Anwendung des Supereffizienzkriteriums getestet (vgl. Abschnitt x).<sup>47</sup> Für die parametrische Methode (SFA) wurden die in der ARegV genannten möglichen Methoden beurteilt und getestet, so z.B. DFFITS (1 Ausreißer mehr) oder robuste Regression (deutlich weniger Ausreißer ähnlich DEA). 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 RP3 N57 IP3+ gewählt. **Tabelle 16** beschreibt die Parameter, deren Definition und Abbildung der Versorgungsaufgabe.

---

<sup>47</sup> In Abbildung 39 auf Seite 103 wird ersichtlich, dass das Supereffizienzkriterium die sehr auffälligen Netzbetreiber gut abdeckt.

**Tabelle 16: Beschreibung des finalen Modells**

Parameter	Definition <sup>48</sup>	Abbildung Versorgungsaufgabe
yMeters.read.tot	yMeters.read.op + yMeters.read.ext	Abbildung der Dienstleistungsdimension mit Kosten je gemessener Messlokation (selbst abgelesen und durch Dritte), gleichzeitiger Abbildung der Granularität der Versorgungsaufgabe (zusammen mit Netzlängen)
yCables.all.N13.sum	yCables.circuit.N1 + yCables.circuit.N3	Nach Spannungsebenen N1 und N3 sowie N5 und N7 disaggregierte Abbildung der Netzlängen, auf Ebenen N1 und N3 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.all.N13.sum	yLines.circuit.N1 + yLines.circuit.N3	
yNet.length.N57.sum	yCables.circuit.N5 + yLines.circuit.N5 + yCables.circuit.N7 + yCables.streetlight.N7 + yCables.house.N7 + yLines.circuit.N7 + yLines.streetlight.N7 + yLines.house.N7	
yPeakload.N4	Direkt	Disaggregierte Abbildung der Kapazitätserfordernisse auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS
yPeakload.N6	Direkt	
yInstalledPower.NE1to4.sum	yInstalledPower.N1 + yInstalledPower.N2 + yInstalledPower.N3 + yInstalledPower.N4	Installierte Erzeugungsleistung der oberen Netzebenen (Höchstspannung, Hochspannung)
yInstalledPower.NE5to6.sum	yInstalledPower.N5 + yInstalledPower.N6	Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf den unteren Netzebenen (Mittelspannung bzw. 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.
yInstalledPower.N7	Direkt	

Quelle: Eigene Darstellung

### SFA Spezifikation

Mit normiert-linearer funktionaler Form, Normierungsparameter yMeters.read.tot und einer Skalierung auf den Mittelwert unter Annahme einer exponentiellen Verteilung der Ineffizienz resultieren mit der Software Stata die in **Tabelle 17** und **Tabelle 18** angegebenen Schätzergebnisse.

<sup>48</sup> Details vgl. Anhang I.

**Tabelle 17: Stata output Totex**

Stoc. frontier normal/exponential model Number of obs = 183  
 Log likelihood = -595.80318 Wald chi2(8) = 523.04  
Prob > chi2 = 0.0000

cost	Coefficient	Std. err.	z	P> z	[95% conf. interval]	
yCablesallN13	.134974	.0270954	4.98	0.000	.0818679	.18808
yLinesallN13	.0916973	.0165625	5.54	0.000	.0592355	.1241592
yNetlengtN57	.0047791	.0035783	1.34	0.182	-.0022343	.0117924
yPeakloadN4	.111629	.0295165	3.78	0.000	.0537777	.1694803
yPeakloadN6	.2071465	.0516586	4.01	0.000	.1058975	.3083954
InstPowerN1to4	.0350526	.0689161	0.51	0.611	-.1000204	.1701256
InstPowerN5to6	.0259211	.0057039	4.54	0.000	.0147417	.0371006
InstPowerN7	.0031457	.0015813	1.99	0.047	.0000464	.0062449
_cons	16.62937	3.503556	4.75	0.000	9.762527	23.49622
/lnsig2v	3.378304	.2167173	15.59	0.000	2.953546	3.803062
/lnsig2u	2.359602	.6544773	3.61	0.000	1.07685	3.642354
sigma_v	5.414888	.5867499			4.378793	6.69614
sigma_u	3.253727	1.064745			1.713307	6.179128
sigma2	39.90775	4.589036			30.9134	48.90209
lambda	.6008854	1.559903			-2.456468	3.658238

LR test of sigma\_u=0: chibar2(01) = 1.77 Prob >= chibar2 = 0.092

Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 18: Stata output sTotex**

Stoc. frontier normal/exponential model Number of obs = 184  
 Log likelihood = -601.58901 Wald chi2(8) = 516.31  
Prob > chi2 = 0.0000

cost	Coefficient	Std. err.	z	P> z	[95% conf. interval]	
yCablesallN13	.135328	.0274362	4.93	0.000	.081554	.189102
yLinesallN13	.0914824	.0168271	5.44	0.000	.0585019	.124463
yNetlengtN57	.0048417	.0035579	1.36	0.174	-.0021316	.0118149
yPeakloadN4	.1192758	.0297749	4.01	0.000	.0609182	.1776335
yPeakloadN6	.1843921	.0487288	3.78	0.000	.0888855	.2798988
InstPowerN1to4	.0438681	.070256	0.62	0.532	-.0938311	.1815673
InstPowerN5to6	.0244847	.0055905	4.38	0.000	.0135275	.0354419
InstPowerN7	.0037913	.0015719	2.41	0.016	.0007105	.0068722
_cons	18.74467	3.363294	5.57	0.000	12.15274	25.33661
/lnsig2v	3.398374	.2105544	16.14	0.000	2.985695	3.811053
/lnsig2u	2.409043	.6196301	3.89	0.000	1.194591	3.623496
sigma_v	5.469499	.5758134			4.449748	6.722946
sigma_u	3.335163	1.033284			1.817197	6.121138
sigma2	41.03873	4.717569			31.79247	50.285
lambda	.609775	1.512949			-2.35555	3.5751

LR test of sigma\_u=0: chibar2(01) = 1.96 Prob >= chibar2 = 0.081

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.5.5 Bestabgerechnete Effizienzwerte

**Tabelle 19** dokumentiert die aus der obigen Modellspezifikation resultierenden summarischen Ergebnisse der Effizienzschätzung. Die einzelnen Werte sind in **Anhang IV** angegeben.

## Hochskalierung SFA

Wie in Abschnitt 5.5.1.4 ausgeführt, werden die SFA-Effizienzwerte erstmals „hochskaliert“. Über eine Hochskalierung der Effizienzwerte soll sichergestellt werden, dass die besten im Effizienzvergleichsmodell enthaltenen Netzbetreiber auch einen Effizienzwert von 100% erhalten. Im gewählten Modell beträgt der maximale SFA-Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers 98.3%, während bei den Ausreißern das Maximum bei 100 Prozent liegt. Der hochskalierte Effizienzwert je Kostenart (Totex/sTotex) eines Netzbetreibers wird ermittelt, indem dessen Effizienzwert gemäß SFA II der Abbildung 30 durch den maximalen Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers bei dieser Kostenart geteilt wird. Durch diese Hochskalierung steigt die durchschnittliche Best-of-4 Effizienz um 1.1% auf 95.9%.

## Durchschnittseffizienz

Demnach liegt die für die RP3 ermittelte ungewichtete<sup>49</sup> Durchschnittseffizienz bei 95.9% mit einer Streuung von 3.8% (Standardabweichung). Die tiefste zugewiesene Effizienz beträgt 75.9% und liegt somit deutlich über dem Mindesteffizienzwert von 60% gemäß ARegV. Insgesamt 50 Unternehmen erzielen einen Effizienzwert von rund 100%, darunter insgesamt 11 Ausreißer. Gestützt auf die DEA sind 44 Netzbetreiber Peers von anderen Unternehmen (nach Entfernung der Ausreißer) und 33 Netzbetreiber erhalten einen Effizienzbonus nach § 12a ARegV gestützt auf die Supereffizienzanalyse mit einem durchschnittlichen Wert von 3.69%.

**Tabelle 19: Übersicht Effizienzwerte**

	DEA Totex	SFA Totex	DEA sTotex	SFA sTotex	Best of DEA	Best of SFA	Best of DEA/SFA
<b>Durchschnittseffizienz</b>	86.1%	95.0%	85.1%	95.0%	86.1%	93.6%	95.9%
<b>Standardabweichung</b>	11.7%	3.6%	11.6%	3.6%	11.6%	3.4%	3.8%
<b>Mindesteffizienz</b>	54.9%	75.9%	54.9%	75.2%	54.9%	74.6%	75.9%
<b>#100%</b>	45	6	44	6	49	6	50
<b>#Ausreißer</b>	5	11	4	10	5	11	12
<b>#Peers</b>	40		40		44		
<b>#Effizienzbonus (&gt;0.0005)</b>					32		32
<b>Korrelation DEA/SFA</b>	74.9%		76.9%		76.0%		

Quelle: Eigene Darstellung

## Vergleich mit den ersten drei Regulierungsperioden

Die Resultate liegen im Rahmen früherer Regulierungsperioden. Der Vergleich der Effizienzwerte mit den Resultaten aus den ersten beiden Regulierungsperioden ist in **Tabelle 20**

<sup>49</sup> Gewichtet ergibt sich eine Durchschnittseffizienz von 97.7%, sowohl bei Gewichtung durch Totex als auch bei Gewichtung durch sTotex.

angegeben. Demnach liegen die durchschnittlichen Effizienzwerte in der vierten Regulierungsperiode leicht höher als bei der dritten Regulierungsperiode (1.8 Prozentpunkte) bei tieferer Streuung der Effizienzwerte. Ohne Hochskalierung wäre die Erhöhung weniger ausgeprägt ausgefallen (vgl. vierte Zeile in grauer Schriftfarbe).

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>50</sup> identifizierten Netzbetreibern handelt.

**Tabelle 20: 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
Bestabgerechnet RP4 wie RP1-3 (vor Hochskalierung)	94.8%	4.3%	74.6%	49
<b>Bestabgerechnet RP4</b>	95.9%	3.8%	75.9%	50

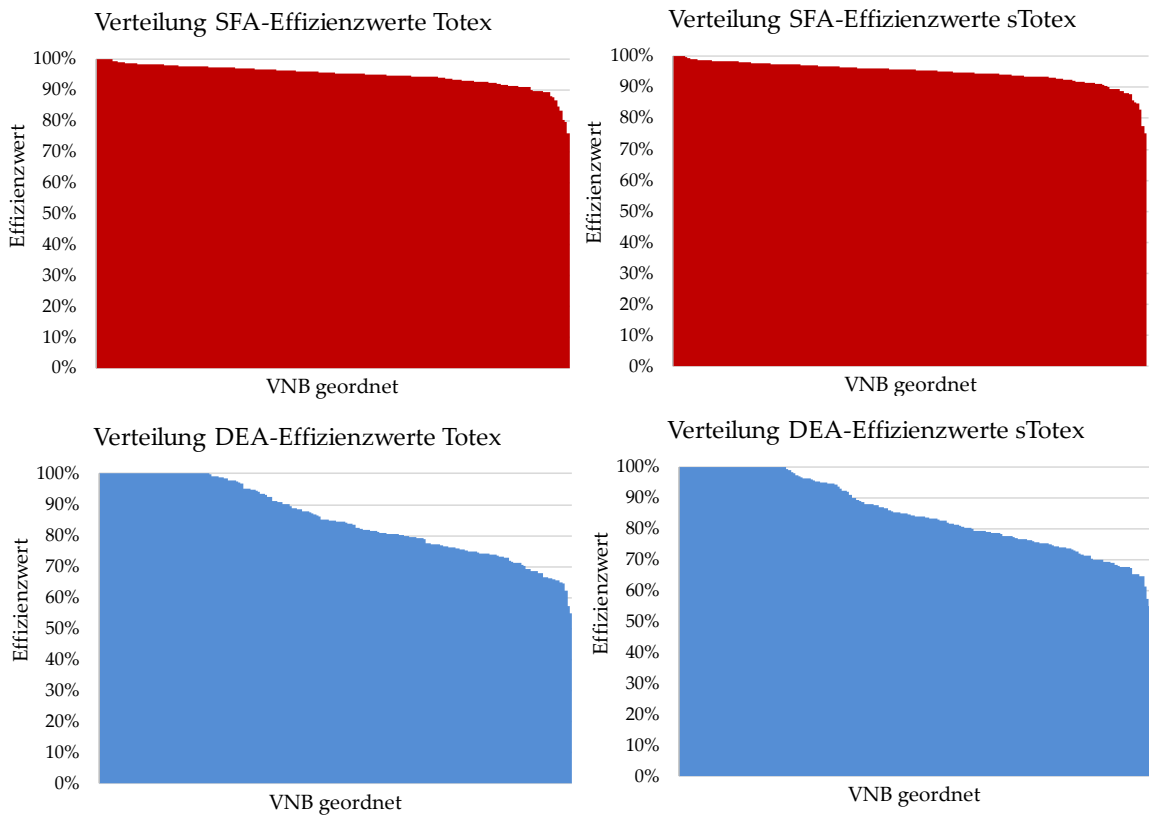
Quelle: Eigene Darstellung gestützt auf EVS1 und EVS2

### Verteilung der individuellen Effizienzwerte

Die Verteilung der individuellen Effizienzwerte je Methode und Aufwandparameter ist in **Abbildung 35** 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 die DEA v.a. bei besonders effizienten Netzbetreibern den Effizienzwert, während die SFA bei den weniger effizienten Netzbetreibern entscheidet.

<sup>50</sup> Präziser Best-Practice unter Ausschluss der identifizierten Ausreißer, also i.d.R. der besonders effizienten Netzbetreiber.

Abbildung 35: Verteilung der Effizienzwerte vor Best-of-Abrechnung

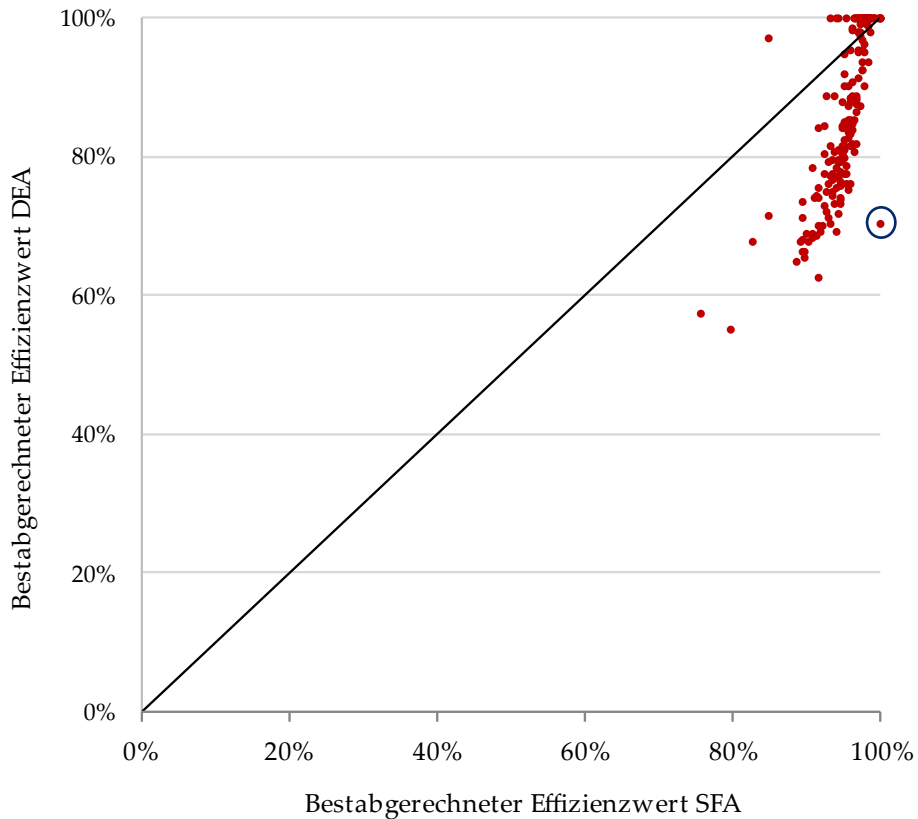


Quelle: Eigene Darstellung

Dies wird deutlich in der Gegenüberstellung der bestabgerechneten Effizienzwerte der beiden Methoden in **Abbildung 36**. 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 (76.0%) von DEA- und SFA-Werten (recht enges aufgespanntes Band), 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. Eine zusätzliche Berechnung der Spearman-Rangkorrelation liegt mit 83.3% noch höher.

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 (10011292\_1, einer der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet).

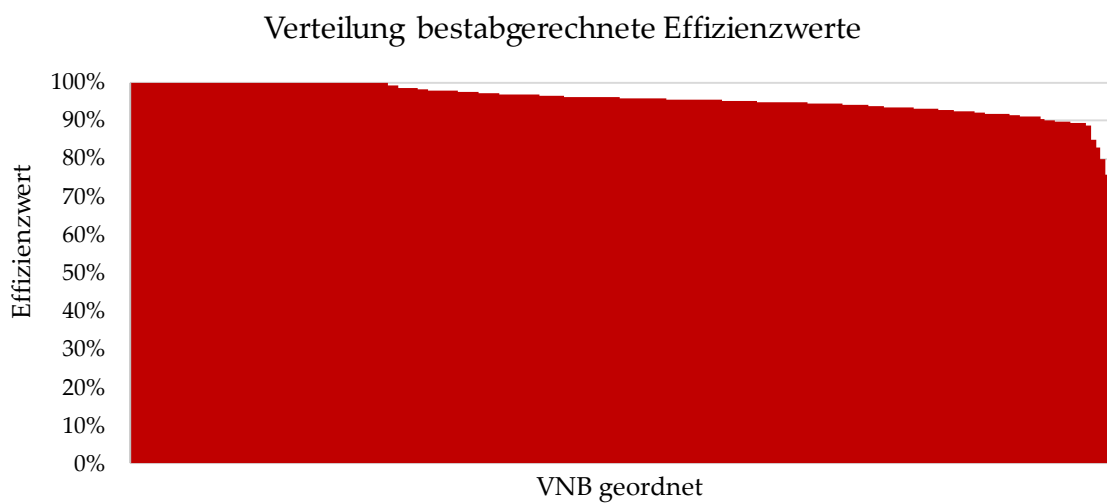
**Abbildung 36: Scatterplot DEA- vs. SFA bestabgerechnete Werte**



Quelle: Eigene Darstellung

Nach der Best-of-Zusammenführung der Effizienzwerte der beiden Methoden ergibt sich die Effizienzwertverteilung in **Abbildung 37**.

**Abbildung 37: Verteilung der bestabgerechneten Effizienzwerte**



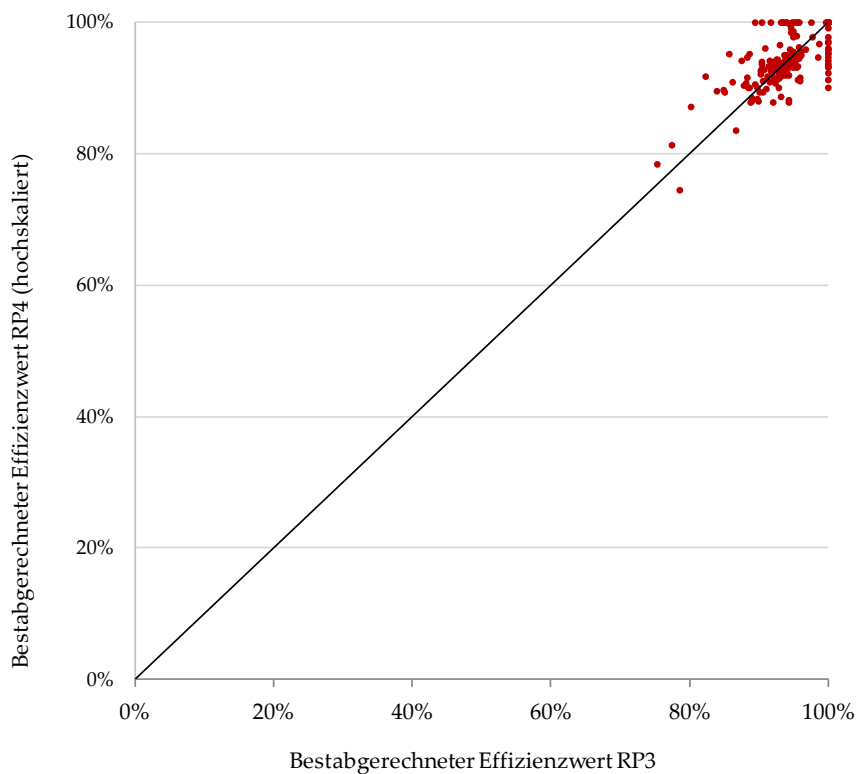
Quelle: Eigene Darstellung



### Vergleich der individuellen Effizienzwerte zur RP3

**Abbildung 38** stellt je Netzbetreiber die bestabgerechneten individuellen Effizienzwerte der RP4 denjenigen der RP3 gegenüber. Netzbetreiber welche nur in einer der beiden Regulierungsperioden vorhanden sind, wurden für diesen Vergleich entfernt. Netzbetreiber, welche über der schwarzen Diagonale liegen, haben in der RP4 einen höheren bestabgerechneten Effizienzwert als in der RP3. Umgekehrt weisen Netzbetreiber unterhalb der Diagonale in der RP4 einen tieferen bestabgerechneten Effizienzwert auf als noch in der RP3. Insgesamt ergibt sich ein recht ausgeglichenes Bild mit Datenpunkten auf beiden Seiten der Diagonale. Am Rand oben rechts wird ersichtlich, dass es Netzbetreiber gibt, welche in der RP4 neu Peer sind, dies in der RP3 aber noch nicht waren. Genauso gibt es auch Netzbetreiber, welche in der RP4 nicht mehr Peer sind, es in der RP3 aber noch waren.

**Abbildung 38: Vergleich der individuellen Effizienzwerte aus RP3 und RP4**



Quelle: Eigene Darstellung

## 5.5.6 Validierung

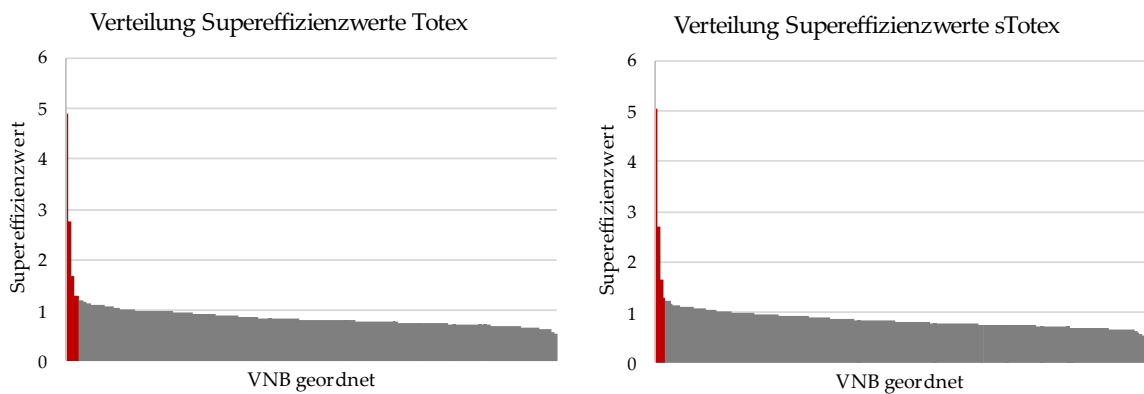
### 5.5.6.1 Ausreißeranalyse

#### DEA: Supereffizienzanalyse

In der DEA hat die Dominanzanalyse nach Abschnitt 5.5.1.3 auch in der geänderten Form zu keinen Ausreißern geführt. **Abbildung 39** fasst das Ergebnis der Supereffizienzanalyse zusammen, wobei rote Balken die Werte von Ausreißern markieren. Demnach weisen zwei

Netzbetreiber (10006794\_1, 10001481\_1, beide ohne Konzessionsgebiet) ausgeprägte Supereffizienzwerte über Faktor 2 aus. Insgesamt ergibt sich ein ähnliches Bild wie in den vorangegangenen Regulierungsperioden.

**Abbildung 39: Verteilung der Supereffizienzwerte**



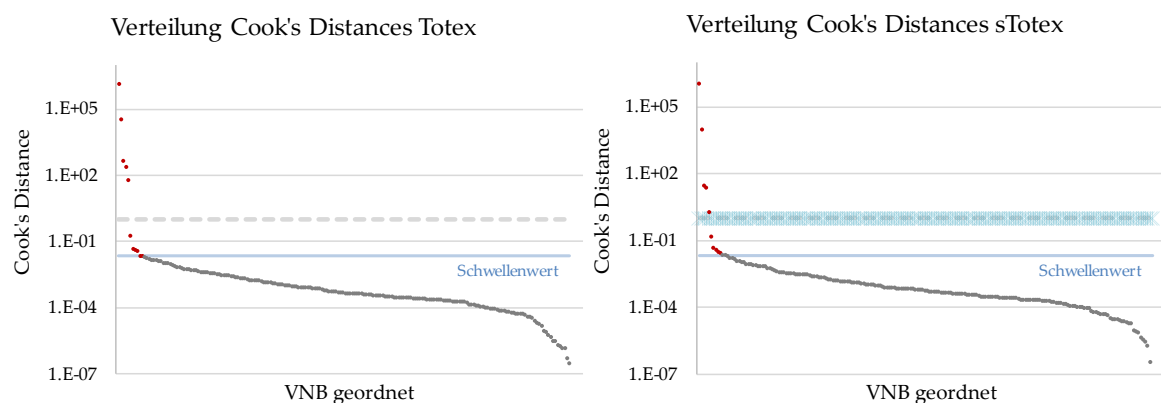
Quelle: Eigene Darstellung

**SFA: Cook's Distances**

**Abbildung 40** 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 10011292\_1, 10001481\_1, 10011648\_1, 10006794\_1, 10003486\_1, allesamt Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche), 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 6 bzw. 5 Netzbetreiber erfasst. Beim höheren Schwellenwert der ersten Regulierungsperiode (Wert 1, fein gestrichelte hellblaue Linie) wären diese Netzbetreiber vom Kriterium nicht erfasst worden.

**Abbildung 40: Verteilung der Cook's Distances**



Quelle: Swiss Economics

## Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche

**Tabelle 21** zeigt die identifizierten Ausreißer bei DEA und SFA sowie die entsprechenden Effizienzwerte. Blau hervorgehoben sind dabei die fünf Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Aufgrund der Stellungnahmen zur Konsultation wurde der Einfluss dieser Netzbetreiber – insbesondere in der Ausreißeranalyse – ausführlich geprüft.

In der DEA werden bereits drei der fünf Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche durch das Supereffizienzkriterium als Ausreißer identifiziert. Ein weiterer Netzbetreiber (10011292\_1) liegt nicht auf der Effizienzgrenze (Effizienzwert von 70.23%) und hat somit keinen Einfluss auf die anderen Netzbetreiber. Ein Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche liegt auf der Effizienzgrenze und ist dementsprechend auch Peer für andere Netzbetreiber. Der Peercount dieses Netzbetreiber liegt jedoch deutlich unter dem maximalen Peercount und zeigt im Vergleich zu den übrigen Peers keine auffällig hohen Werte (vgl. Tabelle 22 nachfolgend).

In der SFA werden alle Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche als Ausreißer identifiziert und weisen Cooks-Distance-Werte auf, welche deutlich über dem höheren Schwellenwert von 1 liegen. Sie haben somit keinen Einfluss auf die übrigen Netzbetreiber.

**Tabelle 21: Identifizierte Ausreißer**

Ausreisser	DEA	Ausreisser? DEA	SFA	Ausreisser? SFA	SFA ska- liert	BestOf4	BestOf4 skaliert	Ausreisser?
10001481_1	100.00%	1	99.99%	1	100.00%	100.00%	100.00%	1
10006794_1	100.00%	1	99.98%	1	100.00%	100.00%	100.00%	1
10003486_1	100.00%	1	99.97%	1	100.00%	100.00%	100.00%	1
10001846_1	100.00%	1	97.65%	1	99.38%	100.00%	100.00%	1
10001013_1	100.00%	1	96.63%	0	98.34%	100.00%	100.00%	1
10011292_1	70.23%	0	99.998%	1	100.00%	99.998%	100.00%	1
10011648_1	100.00%	0	99.90%	1	100.00%	100.00%	100.00%	1
10000241_1	100.00%	0	96.92%	1	98.63%	100.00%	100.00%	1
10000219_1	100.00%	0	95.78%	1	97.48%	100.00%	100.00%	1
10001177_1	100.00%	0	94.91%	1	96.59%	100.00%	100.00%	1
10000283_1	100.00%	0	92.88%	1	94.53%	100.00%	100.00%	1
10003007_1	96.95%	0	83.41%	1	84.89%	96.95%	96.95%	1

Quelle: Swiss Economics

### 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 22** zeigt die geordnete Auflistung für Totex und sTotex für die DEA unter Ausschluss der Ausreißer. Unternehmen 10001497\_1 setzt somit (i.d.R. zusammen mit weiteren Peers) für 59 andere Netzbetreiber den Maßstab. Bei Totex sind 40 Unternehmen Peer, bei sTotex

sind es ebenfalls 40. Die Zahlen bewegen sich im Rahmen früherer Effizienzvergleiche. Im Vergleich zu früheren Effizienzvergleichen ist somit der höchste Peercount tiefer und die Anzahl Unternehmen, welche Peer sind, leicht höher.

**Tabelle 22: Liste der Peers**

NB	Peer count Totex	NB	Peer count sTotex
10001497_1	59	10000619_1	65
10001624_1	54	10001204_1	56
10001204_1	49	10001497_1	52
10000619_1	47	10001624_1	42
10011648_1	39	10011648_1	36
10000241_1	36	10001607_1	33
10000391_1	33	10000241_1	32
10001607_1	31	10000391_1	28
10003010_1	30	10001846_1	28
10001781_1	26	10003010_1	28
10000766_1	25	10000766_1	23
10001669_1	25	10006789_1	19
10001904_1	22	10001781_1	18
10001915_1	20	10001915_1	18
10003079_1	20	10010461_1	18
10001129_1	18	10012071_1	18
10001858_1	18	10001858_1	15
10010461_1	17	10003079_1	15
10001002_1	15	10001002_1	14
10002992_1	13	10001669_1	13
10001747_1	11	10001791_1	12
10001834_1	11	10001129_1	11
10000219_1	8	10001904_1	11
10012071_1	8	10000523_1	10
10001350_1	6	10002992_1	10
10001577_1	6	10001834_1	9
10003299_1	4	10000219_1	7
10003990_1	4	10001747_1	7
10000523_1	3	10000719_1	5
10001791_1	3	10003299_1	3
10006789_1	2	10000495_1	2
10010465_1	2	10001177_1	1
10000283_1	1	10001813_1	1
10001177_1	1	10001832_1	1
10001832_1	1	10001874_1	1
10001874_1	1	10002974_1	1

10002974_1	1	10003101_1	1
10003101_1	1	10003764_1	1
10003295_1	1	10010463_1	1
10010463_1	1	10010465_1	1

Quelle: Swiss Economics

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).

### 5.5.6.3 Second-Stage-Analyse

#### Kardinale Variablen

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 23** 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.

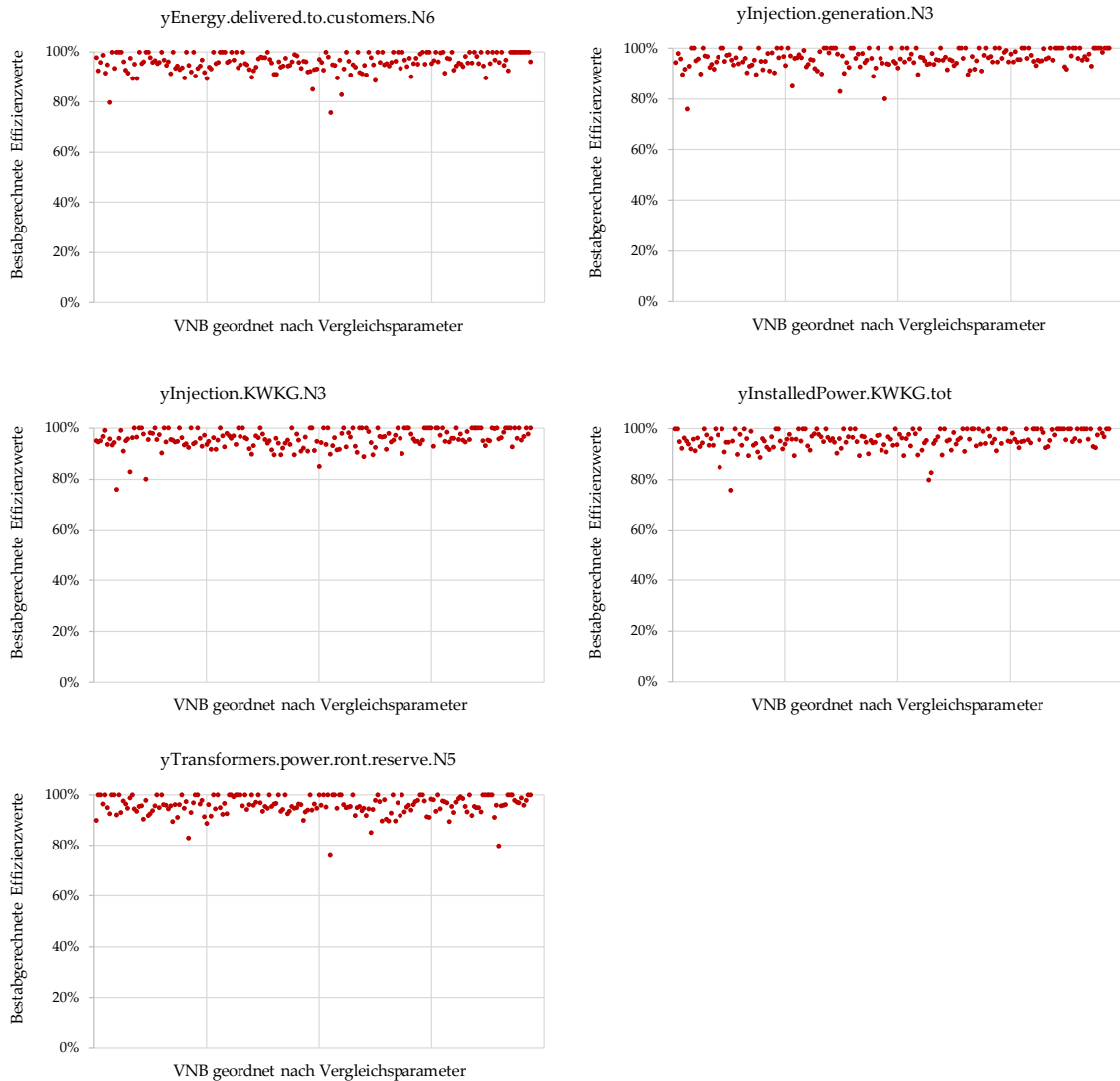
**Tabelle 23: Auffällige kardinale Parameter**

Parameter	Tobit einzeln		Tobit kombiniert		Impact
	Koeffizient	p-Wert	Koeffizient	p-Wert	
yEnergy.delivered.to.customers.N6	1.35E-10	0.001	0.004	0.008	0.020
yInjection.generation.N3	6.55E-12	0.0002	0.012	0.037	0.022
yInjection.KWKG.N3	1.39E-11	0.006	0.004	0.010	0.016
yInstalledPower.KWKG.N3	3.89E-08	0.008	0.004	0.021	0.016
yInstalledPower.KWKG.tot	3.82E-08	0.002	0.005	0.028	0.019
yTransformers.power.ront.reserve.N5	5.06E-07	0.033	0.001	0.047	0.013
yTransformers.power.ront.reserve.own.N5	5.06E-07	0.033	0.001	0.047	0.013
yTransformers.ront.reserve.N5	0.008	0.019	0.002	0.023	0.014

Quelle: Eigene Darstellung

Die graphische Analyse des Einflusses hat dieses quantitative Ergebnis bestätigt, wie **Abbildung 41** zeigt: Obwohl in der Einzel-Tobitregression angeschlagen, ist kein problematischer fallender Zusammenhang nach rechts der Abbildung erkennbar (nach rechts steigt der jeweilige Parameterwert, während die Effizienzwerte im Wesentlichen auf konstantem Niveau bleiben). Die Effizienzwerte streuen 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. Ausspeisung an Endkunden nur auf der MS/NS Ebene).

Abbildung 41: Einfluss der verbleibenden Parameter auf die Best-of-Werte



Hinweis: Sind die Vergleichsparameter identisch, erfolgt die Reihenfolge zufällig.

Quelle: Eigene Darstellung

Da sowohl das Impact-Kriterium und die graphische Analyse keine Berücksichtigung im Modell nahelegen, sind erweiterte Regressionen, welche zusätzlich auch quadrierte Terme für den fraglichen Kostentreiber erlauben, nicht nötig.

### Ordinale Variablen

**Tabelle 24** 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.

Gegenüber der RP3 sind noch drei Netzebenen-Dummies signifikant (in der RP3 alle außer MS und HöS), dazu der Dummy, welcher anzeigt, ob der entsprechende Netzbetreiber bei der Netzplanung die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG berücksichtigt hat.

**Tabelle 24: Auffällige ordinale Parameter**

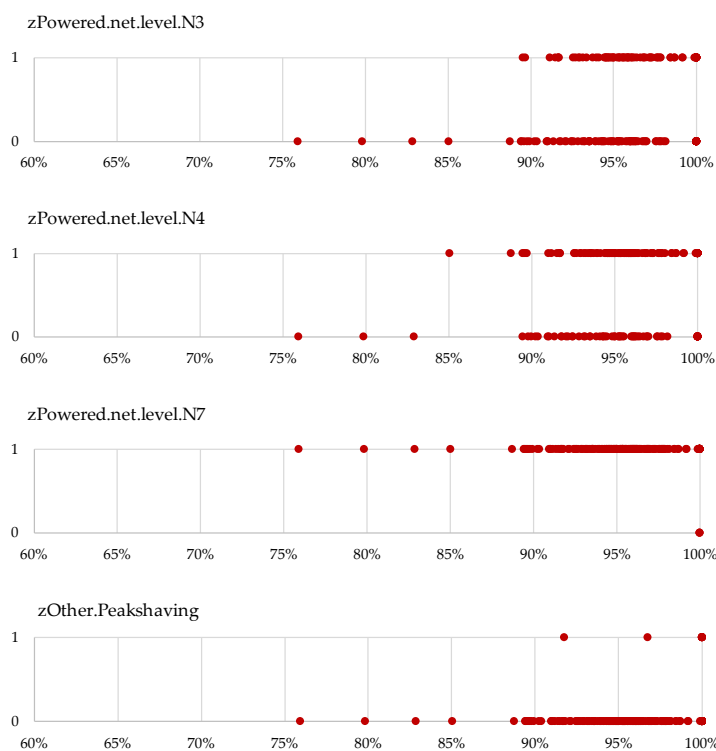
Parameter	KW-Statistik	P-Wert
zPowered.nets.level.N3	7.44655	0.0059
zPowered.nets.level.N4	4.41854	0.0064
zPowered.nets.level.N7	4.04488	0.0356
zOther.Peakshaving	7.59004	0.0443

Quelle: Eigene Darstellung

**Abbildung 42** zeigt den Zusammenhang zwischen Effizienzwerten und den vier genannten Parametern. Bei den Spannungsebenen kann aufgrund der graphischen Analyse außer bei zPowered.nets.level.N7 kein übermäßiger Einfluss einer belegten Spannungsebene festgestellt werden (die Punkte verteilen sich gut über das Spektrum der Netzbetreiber).

Bei der Netzebene 7 (zPowered.nets.level.N7) fällt auf, dass sämtliche Netzbetreiber ohne die Spannungsebene 7 nach Hochskalierung der SFA einen Effizienzwert von 100% aufweisen. Es handelt sich um drei Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche (10001481\_1, 10006794\_1, 10011292\_1), welche bei der SFA als Ausreißer identifiziert wurden. Zwei davon sind auch bei der DEA Ausreißer, der dritte erzielt in der DEA einen eher tieferen Wert und ist nie Peer. Insofern beeinflussen die drei Netzbetreiber die übrigen Netzbetreiber nicht negativ, des Weiteren kommt im Modell ein Parameter der Netzebene 7 (NS) vor.

**Abbildung 42: Einfluss der kardinalen Variablen**



Quelle: Eigene Darstellung

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



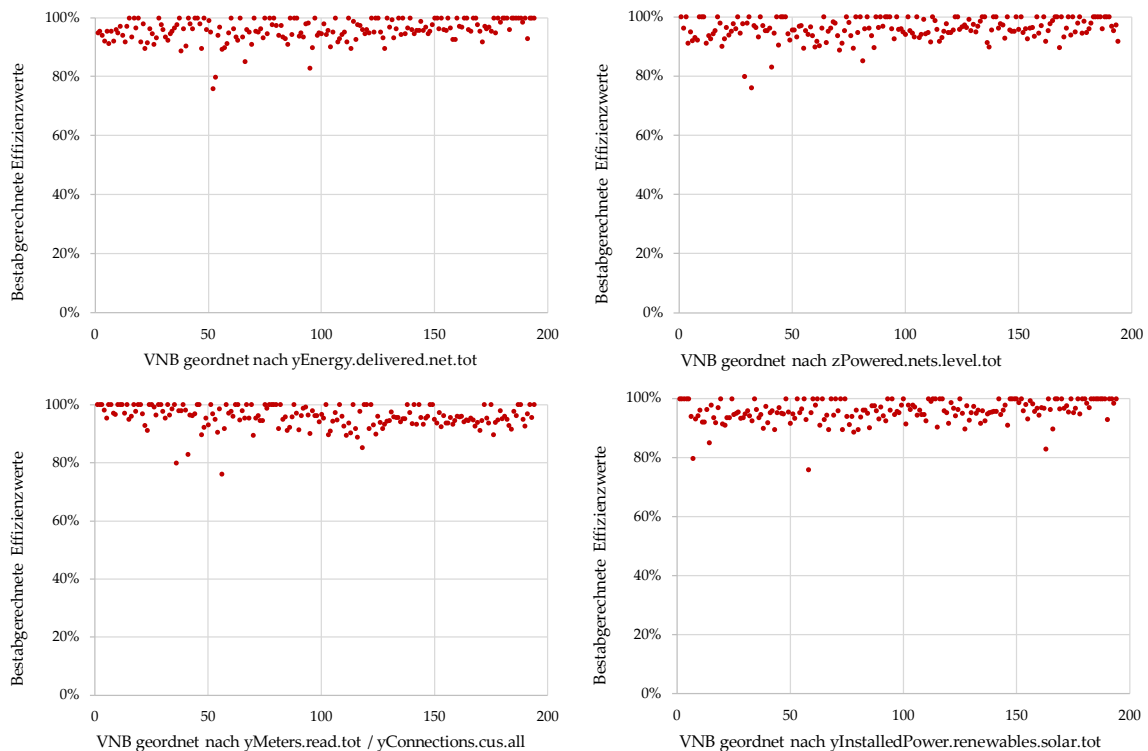
### Ausgewählte weitere Prüfungen

Ergänzend werden in **Abbildung 43** 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 grundsätzlich 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). Ein hohes Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten ist ein Hinweis auf eine höhere Zahl von Mehrfamilien- und Geschäftshäusern und somit ein Zeichen für ein dicht besiedeltes Gebiet. Die Abbildung unten links zeigt, dass das Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten keinen systematischen Effekt auf die Effizienzwerte hat (die Punktwolke ist im Wesentlichen horizontal) und somit kein „City Effekt“ vorhanden ist, der städtische Netzbetreiber benachteiligen würde. Auch bei den anderen geprüften Vergleichsparametern und Verhältniszahlen zeigt sich kein systematischer Zusammenhang zwischen den bestabgerechneten Effizienzwerten und dem Rang der Ausprägungen des entsprechenden Parameters. Demnach wirkt sich weder die Unternehmensgröße noch die Anzahl der belegten Netzebenen, das Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlüssen oder die installierte Erzeugungsleistung von Photovoltaik systematisch zu Gunsten oder zu Lasten bestimmter Gruppen von Netzbetreibern aus. Erneut besteht somit kein Anlass, vom gewählten Modell abzurücken.

Abbildung 43: Einfluss ausgesuchter Vergleichsparameter und Verhältniszahlen



Quelle: Eigene Darstellung

#### 5.5.6.4 Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben

In allen wesentlichen Schritten des Effizienzvergleichs wurde der Heterogenität der Netzbetreiber besondere Beachtung geschenkt.

- Durch die große Auswahl an Vergleichsparametern sowie der Unterteilung nach Netzebenen (disaggregierte Parameter) wird bereits bei der **Datenerhebung** die Grundlage zur Abbildung von Heterogenität im Effizienzvergleichsmodell geschaffen.
- 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 4.5 gezeigten Scatter-Plots und Abbildungen). Die Unit-Cost-Analyse zeigt, dass sich die besten Verhältnisse von Parameterwerten zu Kosten über verschiedenste Netzbetreiber verteilen.
- 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. Ebenfalls wurden bei der Modellbildung standardmäßig Auffälligkeitsanalysen durchgeführt (insb. robuste Regressionen). Diese zeigen an, wie gut eine gegebene Parameterkombination die Heterogenität im Datensatz abzubilden vermag. In der Regel resultieren Modelle mit rund vier bis fünf Ausreißern in der robusten Regression, was bei an die 200 Netzbetreibern ein eher tiefer Wert ist und eine eher begrenzte Heterogenität anzeigt. Dabei wurden keine Netzbetreiber per se aufgrund einer vermuteten speziellen Versorgungsaufgabe ausgeschlossen, um ein Effizienzvergleichsmodell zu finden, welches die Heterogenität der Netzbetreiber möglichst umfassend abbildet.
- Bei der **Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells** wurde Ausreißern wiederum besondere Beachtung geschenkt. Die gute Abbildung der Heterogenität wird im gewählten Modell durch eine vergleichsweise tiefe Anzahl von Ausreißern untermauert. In der robusten Regression sind nur je vier bzw. fünf Netzbetreiber auffällig (vgl. Anhang VI). Obschon auch beim höheren Cooks-Distance Schwellenwert von 1 all diese Ausreißer identifiziert würden, wurde am tieferen Schwellenwert festgehalten. Dadurch wurden mehr Ausreißer entfernt und die Heterogenität der Netzbetreiber noch verringert. Auch beim Dominanz- und Supereffizienzkriterium gibt es nur fünf bzw. vier auffällige Netzbetreiber.
- Im Rahmen der **Validierung** wurde der Einfluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche gesondert untersucht (vgl. Ausführungen in Abschnitt 5.5.6.1), wobei diesbezüglich keine Bedenken bestehen, dass diese die berechneten Effizienzwerte verzerren würden. Dass die Heterogenität der Netzbetreiber im gewählten Modell gut abgebildet ist, zeigt auch die Peer-Analyse zur DEA, in welcher eine Vielzahl unterschiedlicher Unternehmen Peer sind (vgl. Tabelle 22) und der maximale Peercount bei 65 liegt. Der Netzbetreiber, der in der DEA am öftesten Peer ist, ist dies für rund einen Drittel aller Netzbetreiber, was ein eher tiefer Wert ist. Ähnlich untermauert die Second-Stage-Analyse, dass Unternehmen mit besonderen Charakteristiken (z.B. viel angeschlossener Photovoltaik) nicht systematisch hohe oder tiefe Effizienzwerte aufweisen. Gleiches gilt für Unternehmen mit einem hohen Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten („City Effekt“, vgl. z.B. Abbildung 43).

#### 5.5.6.5 Validierung als Kostenfunktion

Bei einer Betrachtung als Kostenfunktion weist das Modell insgesamt gute statistische Eigenschaften auf (ökonometrische Details vgl. Abschnitt 5.5.4).

- In der robusten Regression entsprechen die Koeffizienten den Erwartungen, die Parameter weisen bei einer tiefen Anzahl Ausreißer mit Ausnahme der Netzlängen auf den Netzebenen 5 und 7 ( $y_{\text{Net.length.N57}}$ ) sowie der installierten Erzeugungsleistung der

Netzebenen 1 bis 4 ( $y_{\text{InstalledPower.N1to4.sum}}$ ) signifikante Koeffizienten mit korrektem Vorzeichen auf.

- Der Normierungsfaktor Messlokationen begrenzt die Heteroskedastizität effektiv und eliminiert die Schiefe der Residuen. Die Residuen sind normalverteilt. Die Multikollinearität liegt unterhalb der gesetzten Grenzwerte.

Aus analytischer Sicht enthält das Modell komplementäre, gut nachvollziehbare Kostentreiber, welche die wesentlichen Versorgungsdimensionen Kapazitätsbereitstellung (Last, Erzeugungsleistung) 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 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.
- CEER and SUMICSID (2019). *Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators*
- Consentec (2006). *Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur.*
- E-Control (2023). *Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 – 31. Dezember 2028.*
- 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].*

- Frontier Economics (2018). Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode). Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVG4].
- Hastie, T., Tibshirani, R., Friedman, J. H., & Friedman, J. H. (2009). The elements of statistical learning: data mining, inference, and prediction, Springer New York, 2009.
- 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].
- Swiss Economics (2019). Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3). Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur [Gutachten EVS4].

## I Liste der Vergleichsparameter

Tabelle 25 dokumentiert die Nomenklatur, Bildung und Beschreibung der Vergleichsparameter, die dem Effizienzvergleich zugrunde liegen.

Die Zuordnung der Felder des Erhebungsbogens zu den englischen Variablenamen, die für die Bildung der Vergleichsparameter verwendet wurden, findet sich in Anhang II (Tabelle 26).

**Tabelle 25: Liste der Vergleichsparameter**

Vergleichsparameter	Bildung	Beschreibung
<u>Ausspeisepunkte (Anschlüsse)</u>		
yConnections.N1	yConnections.cus.N1 + yConnections.other.dso.lower.N1 + yConnections.other.dso.same.N1 + yConnections.own.lower.N1	Anzahl von Anschlusspunkten
yConnections.N2	yConnections.cus.N2 + yConnections.other.dso.lower.N2 + yConnections.other.dso.same.N2 + yConnections.own.lower.N2	
yConnections.N3	yConnections.cus.N3 + yConnections.other.dso.lower.N3 + yConnections.other.dso.same.N3 + yConnections.own.lower.N3	
yConnections.N4	yConnections.cus.N4 + yConnections.other.dso.lower.N4 + yConnections.other.dso.same.N4 + yConnections.own.lower.N4	
yConnections.N5	yConnections.cus.N5 + yConnections.other.dso.lower.N5 + yConnections.other.dso.same.N5 + yConnections.own.lower.N5	
yConnections.N6	yConnections.cus.N6 + yConnections.other.dso.lower.N6 + yConnections.other.dso.same.N6 + yConnections.own.lower.N6 + yConnections.streetlights.N6	Anzahl von Anschlusspunkten (mit Straßenbeleuchtung)
yConnections.N7	yConnections.cus.N7 + yConnections.other.dso.same.N7 + yConnections.own.lower.N7 + yConnections.streetlights.N7	
yConnections.tot	sum(yConnections.NWL)	
yConnections.streetlights.dir.N7	yConnections.streetlights.dir.N7	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die direkt am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 1)
yConnections.streetlights.N7	yConnections.streetlights.N7	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die indirekt über einen Schaltkasten am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 2)
yConnections.streetlights.N6	yConnections.streetlights.N6	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.streetlights.sum	yConnections.streetlights.N7 + yConnections.streetlights.N6	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen (Varianten 2 und 3)
yConnections.excl.streetlights.tot	yConnections.tot - yConnections.streetlights.sum	Anzahl von Anschlusspunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.N1	yConnections.cus.N1	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.cus.N2	yConnections.cus.N2	
yConnections.cus.N3	yConnections.cus.N3	
yConnections.cus.N4	yConnections.cus.N4	
yConnections.cus.N5	yConnections.cus.N5	
yConnections.cus.N6	yConnections.cus.N6	
yConnections.cus.N7	yConnections.cus.N7	
yConnections.cus.tot	sum(yConnections.cus.NWL)	
yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum	yConnections.other.dso.lower.N1 + yConnections.other.dso.lower.N2 + yConnections.other.dso.lower.N3 + yConnections.other.dso.lower.N4 + yConnections.other.dso.lower.N5 + yConnections.other.dso.lower.N6	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG)
yConnections.other.dso.same.tot	yConnections.other.dso.same.N1 + yConnections.other.dso.same.N2 + yConnections.other.dso.same.N3 + yConnections.other.dso.same.N4 + yConnections.other.dso.same.N5 + yConnections.other.dso.same.N6 + yConnections.other.dso.same.N7	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG)
<u>Einspeisepunkte</u>		
yInjectionPoints.N1	yInjectionPoints.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.N2	yInjectionPoints.N2	



yInjectionPoints.N3	yInjectionPoints.N3	
yInjectionPoints.N4	yInjectionPoints.N4	
yInjectionPoints.N5	yInjectionPoints.N5	
yInjectionPoints.N6	yInjectionPoints.N6	
yInjectionPoints.N7	yInjectionPoints.N7	
yInjectionPoints.renewables.N1	yInjectionPoints.renewables.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renewables.N2	yInjectionPoints.renewables.N2	
yInjectionPoints.renewables.N3	yInjectionPoints.renewables.N3	
yInjectionPoints.renewables.N4	yInjectionPoints.renewables.N4	
yInjectionPoints.renewables.N5	yInjectionPoints.renewables.N5	
yInjectionPoints.renewables.N6	yInjectionPoints.renewables.N6	
yInjectionPoints.renewables.N7	yInjectionPoints.renewables.N7	
yInjectionPoints.renewables.solar.N1	yInjectionPoints.renewables.solar.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjectionPoints.renewables.solar.N2	yInjectionPoints.renewables.solar.N2	
yInjectionPoints.renewables.solar.N3	yInjectionPoints.renewables.solar.N3	
yInjectionPoints.renewables.solar.N4	yInjectionPoints.renewables.solar.N4	
yInjectionPoints.renewables.solar.N5	yInjectionPoints.renewables.solar.N5	
yInjectionPoints.renewables.solar.N6	yInjectionPoints.renewables.solar.N6	
yInjectionPoints.renewables.solar.N7	yInjectionPoints.renewables.solar.N7	
yInjectionPoints.renewables.wind.N1	yInjectionPoints.renewables.wind.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjectionPoints.renewables.wind.N2	yInjectionPoints.renewables.wind.N2	
yInjectionPoints.renewables.wind.N3	yInjectionPoints.renewables.wind.N3	
yInjectionPoints.renewables.wind.N4	yInjectionPoints.renewables.wind.N4	
yInjectionPoints.renewables.wind.N5	yInjectionPoints.renewables.wind.N5	
yInjectionPoints.renewables.wind.N6	yInjectionPoints.renewables.wind.N6	
yInjectionPoints.renewables.wind.N7	yInjectionPoints.renewables.wind.N7	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N1	yInjectionPoints.renewables.biomass.N1	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.renewables.biomass.N2	yInjectionPoints.renewables.biomass.N2	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N3	yInjectionPoints.renewables.biomass.N3	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N4	yInjectionPoints.renewables.biomass.N4	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N5	yInjectionPoints.renewables.biomass.N5	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N6	yInjectionPoints.renewables.biomass.N6	
yInjectionPoints.renewables.biomass.N7	yInjectionPoints.renewables.biomass.N7	
yInjectionPoints.renewables.hydro.N1	yInjectionPoints.renewables.hydro.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjectionPoints.renewables.hydro.N2	yInjectionPoints.renewables.hydro.N2	
yInjectionPoints.renewables.hydro.N3	yInjectionPoints.renewables.hydro.N3	
yInjectionPoints.renewables.hydro.N4	yInjectionPoints.renewables.hydro.N4	
yInjectionPoints.renewables.hydro.N5	yInjectionPoints.renewables.hydro.N5	

yInjectionPoints.renewables.hydro.N6	yInjectionPoints.renewables.hydro.N6	
yInjectionPoints.renewables.hydro.N7	yInjectionPoints.renewables.hydro.N7	
yInjectionPoints.KWKG.N1	yInjectionPoints.KWKG.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.KWKG.N2	yInjectionPoints.KWKG.N2	
yInjectionPoints.KWKG.N3	yInjectionPoints.KWKG.N3	
yInjectionPoints.KWKG.N4	yInjectionPoints.KWKG.N4	
yInjectionPoints.KWKG.N5	yInjectionPoints.KWKG.N5	
yInjectionPoints.KWKG.N6	yInjectionPoints.KWKG.N6	
yInjectionPoints.KWKG.N7	yInjectionPoints.KWKG.N7	
yInjectionPoints.other.N1	yInjectionPoints.other.N1	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.other.N2	yInjectionPoints.other.N2	
yInjectionPoints.other.N3	yInjectionPoints.other.N3	
yInjectionPoints.other.N4	yInjectionPoints.other.N4	
yInjectionPoints.other.N5	yInjectionPoints.other.N5	
yInjectionPoints.other.N6	yInjectionPoints.other.N6	
yInjectionPoints.other.N7	yInjectionPoints.other.N7	
yInjectionPoints.tot	sum(yInjectionPoints.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.N5to7.sum	yInjectionPoints.N5 + yInjectionPoints.N6 + yInjectionPoints.N7	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInjectionPoints.dec.sum	yInjectionPoints.N5to7.sum + yInjectionPoints.renewables.wind.N3 + yInjectionPoints.renewables.wind.N4 + yInjectionPoints.renewables.solar.N3 + yInjectionPoints.renewables.solar.N4	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
yInjectionPoints.renewables.tot	sum(yInjectionPoints.renewables.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen
yInjectionPoints.renewables.solar.tot	sum(yInjectionPoints.renewables.solar.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen (Sonne)
yInjectionPoints.renewables.wind.tot	sum(yInjectionPoints.renewables.wind.NWL)	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen (Wind)
<b>Ein- und Ausspeisepunkte</b>		
yConnections.incl.inj.N1	yConnections.N1 + yInjectionPoints.N1	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (mit Straßenbeleuchtung)
yConnections.incl.inj.N2	yConnections.N2 + yInjectionPoints.N2	
yConnections.incl.inj.N3	yConnections.N3 + yInjectionPoints.N3	
yConnections.incl.inj.N4	yConnections.N4 + yInjectionPoints.N4	
yConnections.incl.inj.N5	yConnections.N5 + yInjectionPoints.N5	
yConnections.incl.inj.N6	yConnections.N6 + yInjectionPoints.N6	
yConnections.incl.inj.N7	yConnections.N7 + yInjectionPoints.N7	
yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen, die auch Anschlusspunkte NS sind
yConnections.incl.inj.N7	yConnections.N7 + yInjectionPoints.N7 - yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (mit Straßenbeleuchtung)
yConnections.incl.inj.tot	yConnections.tot + yInjectionPoints.tot - yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	
yConnections.incl.inj.excl.streetlights.sum	yConnections.incl.inj.tot - yConnections.streetlights.sum	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten (ohne Straßenbeleuchtung)
yConnections.incl.inj.N1357.sum	yConnections.incl.inj.N1 + yConnections.incl.inj.N3 + yConnections.incl.inj.N5 + yConnections.incl.inj.N7	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten in Spannungsebenen (mit Straßenbeleuchtung)
<b>Zählpunkte</b>		
yMeters.read.op.N1	yMeters.read.op.N1	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.read.op.N2	yMeters.read.op.N2	
yMeters.read.op.N3	yMeters.read.op.N3	
yMeters.read.op.N4	yMeters.read.op.N4	
yMeters.read.op.N5	yMeters.read.op.N5	
yMeters.read.op.N6	yMeters.read.op.N6	
yMeters.read.op.N7	yMeters.read.op.N7	
yMeters.unoccupied.N1	yMeters.unoccupied.N1	Anzahl der Messlokationen mit Leerstand im eigenen Netzgebiet
yMeters.unoccupied.N2	yMeters.unoccupied.N2	
yMeters.unoccupied.N3	yMeters.unoccupied.N3	
yMeters.unoccupied.N4	yMeters.unoccupied.N4	
yMeters.unoccupied.N5	yMeters.unoccupied.N5	

yMeters.unoccupied.N6	yMeters.unoccupied.N6	
yMeters.unoccupied.N7	yMeters.unoccupied.N7	
yMeters.read.ext.N1	yMeters.read.ext.N1	Anzahl der von Dritten betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.read.ext.N2	yMeters.read.ext.N2	
yMeters.read.ext.N3	yMeters.read.ext.N3	
yMeters.read.ext.N4	yMeters.read.ext.N4	
yMeters.read.ext.N5	yMeters.read.ext.N5	
yMeters.read.ext.N6	yMeters.read.ext.N6	
yMeters.read.ext.N7	yMeters.read.ext.N7	
yMeters.read.N1	yMeters.read.op.N1 + yMeters.read.ext.N1	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.read.N2	yMeters.read.op.N2 + yMeters.read.ext.N2	
yMeters.read.N3	yMeters.read.op.N3 + yMeters.read.ext.N3	
yMeters.read.N4	yMeters.read.op.N4 + yMeters.read.ext.N4	
yMeters.read.N5	yMeters.read.op.N5 + yMeters.read.ext.N5	
yMeters.read.N6	yMeters.read.op.N6 + yMeters.read.ext.N6	
yMeters.read.N7	yMeters.read.op.N7 + yMeters.read.ext.N7	
yMeters.flatrate.N1	yMeters.flatrate.N1	Anzahl der Messlokationen, die nicht physisch gemessen werden (Pauschalanlagen) im eigenen Netzgebiet
yMeters.flatrate.N2	yMeters.flatrate.N2	
yMeters.flatrate.N3	yMeters.flatrate.N3	
yMeters.flatrate.N4	yMeters.flatrate.N4	
yMeters.flatrate.N5	yMeters.flatrate.N5	
yMeters.flatrate.N6	yMeters.flatrate.N6	
yMeters.flatrate.N7	yMeters.flatrate.N7	
yMeters.active.N1	yMeters.read.N1 + yMeters.flatrate.N1 - yMeters.unoccupied.N1	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (mit Pauschalanlagen)
yMeters.active.N2	yMeters.read.N2 + yMeters.flatrate.N2 - yMeters.unoccupied.N2	
yMeters.active.N3	yMeters.read.N3 + yMeters.flatrate.N3 - yMeters.unoccupied.N3	
yMeters.active.N4	yMeters.read.N4 + yMeters.flatrate.N4 - yMeters.unoccupied.N4	
yMeters.active.N5	yMeters.read.N5 + yMeters.flatrate.N5 - yMeters.unoccupied.N5	
yMeters.active.N6	yMeters.read.N6 + yMeters.flatrate.N6 - yMeters.unoccupied.N6	
yMeters.active.N7	yMeters.read.N7 + yMeters.flatrate.N7 - yMeters.unoccupied.N7	
yMeters.all.N1	yMeters.active.N1 + yMeters.unoccupied.N1	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (mit Pauschalanlagen und Leerstand)
yMeters.all.N2	yMeters.active.N2 + yMeters.unoccupied.N2	
yMeters.all.N3	yMeters.active.N3 + yMeters.unoccupied.N3	
yMeters.all.N4	yMeters.active.N4 + yMeters.unoccupied.N4	
yMeters.all.N5	yMeters.active.N5 + yMeters.unoccupied.N5	
yMeters.all.N6	yMeters.active.N6 + yMeters.unoccupied.N6	
yMeters.all.N7	yMeters.active.N7 + yMeters.unoccupied.N7	
yMeters.cp.ctrl.N1	yMeters.cp.ctrl.N1	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind
yMeters.cp.ctrl.N2	yMeters.cp.ctrl.N2	
yMeters.cp.ctrl.N3	yMeters.cp.ctrl.N3	
yMeters.cp.ctrl.N4	yMeters.cp.ctrl.N4	
yMeters.cp.ctrl.N5	yMeters.cp.ctrl.N5	
yMeters.cp.ctrl.N6	yMeters.cp.ctrl.N6	
yMeters.cp.ctrl.N7	yMeters.cp.ctrl.N7	
yMeters.cp.nonctrl.N1	yMeters.cp.nonctrl.N1	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind
yMeters.cp.nonctrl.N2	yMeters.cp.nonctrl.N2	
yMeters.cp.nonctrl.N3	yMeters.cp.nonctrl.N3	
yMeters.cp.nonctrl.N4	yMeters.cp.nonctrl.N4	
yMeters.cp.nonctrl.N5	yMeters.cp.nonctrl.N5	
yMeters.cp.nonctrl.N6	yMeters.cp.nonctrl.N6	
yMeters.cp.nonctrl.N7	yMeters.cp.nonctrl.N7	
yMeters.house.N1	yMeters.house.N1	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht)
yMeters.house.N2	yMeters.house.N2	
yMeters.house.N3	yMeters.house.N3	
yMeters.house.N4	yMeters.house.N4	
yMeters.house.N5	yMeters.house.N5	
yMeters.house.N6	yMeters.house.N6	
yMeters.house.N7	yMeters.house.N7	
yMeters.over10MWh.noRPM.N1	yMeters.over10MWh.noRPM.N1	

yMeters.over10MWh.noRPM.N2	yMeters.over10MWh.noRPM.N2	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM
yMeters.over10MWh.noRPM.N3	yMeters.over10MWh.noRPM.N3	
yMeters.over10MWh.noRPM.N4	yMeters.over10MWh.noRPM.N4	
yMeters.over10MWh.noRPM.N5	yMeters.over10MWh.noRPM.N5	
yMeters.over10MWh.noRPM.N6	yMeters.over10MWh.noRPM.N6	
yMeters.over10MWh.noRPM.N7	yMeters.over10MWh.noRPM.N7	
yMeters.over10MWh.RPM.N1	yMeters.over10MWh.RPM.N1	
yMeters.over10MWh.RPM.N2	yMeters.over10MWh.RPM.N2	
yMeters.over10MWh.RPM.N3	yMeters.over10MWh.RPM.N3	
yMeters.over10MWh.RPM.N4	yMeters.over10MWh.RPM.N4	
yMeters.over10MWh.RPM.N5	yMeters.over10MWh.RPM.N5	
yMeters.over10MWh.RPM.N6	yMeters.over10MWh.RPM.N6	
yMeters.over10MWh.RPM.N7	yMeters.over10MWh.RPM.N7	
yMeters.others.N1	yMeters.others.N1	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen)
yMeters.others.N2	yMeters.others.N2	
yMeters.others.N3	yMeters.others.N3	
yMeters.others.N4	yMeters.others.N4	
yMeters.others.N5	yMeters.others.N5	
yMeters.others.N6	yMeters.others.N6	
yMeters.others.N7	yMeters.others.N7	
yMeters.cp.ctrl.tot	sum(yMeters.cp.ctrl.NWL)	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind
yMeters.cp.nonctrl.tot	sum(yMeters.cp.nonctrl.NWL)	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind
yMeters.cp.tot	yMeters.cp.ctrl.tot + yMeters.cp.nonctrl.tot	Anzahl der Messlokationen von Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind
yMeters.read.tot	sum(yMeters.read.NWL)	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.read.noncp.sum	yMeters.read.tot - yMeters.cp.tot	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet ohne Ladeanlagen (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.active.tot	sum(yMeters.active.NWL)	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (mit Pauschalanlagen)
yMeters.all.tot	sum(yMeters.all.NWL)	Anzahl der vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (mit Pauschalanlagen und Leerstand)
yMeters.house.tot	sum(yMeters.house.NWL)	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht)
yMeters.over10MWh.noRPM.tot	sum(yMeters.over10MWh.noRPM.NWL)	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM
yMeters.over10MWh.RPM.tot	sum(yMeters.over10MWh.RPM.NWL)	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen)
yMeters.others.tot	sum(yMeters.others.NWL)	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen)
yMeters.noncp.ctrl.tot	yMeters.cp.nonctrl.tot + yMeters.over10MWh.noRPM.tot + yMeters.over10MWh.RPM.tot + yMeters.others.tot + yMeters.house.tot	Anzahl der Messlokationen nicht steuerbarer Ladepunkte, Messlokationen über 10 MWh, Haushaltskunden
yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	yMeters.cp.nonctrl.tot + yMeters.over10MWh.noRPM.tot + yMeters.over10MWh.RPM.tot + yMeters.others.tot	Anzahl der Messlokationen nicht steuerbarer Ladepunkte, Messlokationen über 10 MWh
<b>Leitungen und Freileitungen</b>		
yCables.circuit.N1	yCables.circuit.N1	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel)
yCables.circuit.N3	yCables.circuit.N3	
yCables.circuit.N5	yCables.circuit.N5	
yCables.circuit.N7	yCables.circuit.N7	
yCables.house.N7	yCables.house.N7	Stromkreislänge der Kabel-Hausanschlüsse
yCables.streetlights.N7	yCables.streetlights.N7	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungskabel

yCables.all.N7	yCables.circuit.N7 + yCables.streetlights.N7 + yCables.house.N7	Stromkreislänge (Kabel)	
yCables.excl.house.N7	yCables.all.N7 - yCables.house.N7	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel)	
yCables.all.N13.sum	yCables.circuit.N1 + yCables.circuit.N3	Stromkreislänge (Kabel)	
yCables.circuit.tot	yCables.circuit.N1 + yCables.circuit.N3 + yCables.circuit.N5 + yCables.circuit.N7	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel)	
yCables.all.tot	yCables.circuit.N1 + yCables.circuit.N3 + yCables.circuit.N5 + yCables.all.N7	Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel)	
yCables.all.N57.sum	yCables.circuit.N5 + yCables.all.N7	Stromkreislänge (Kabel)	
yLines.circuit.N1	yLines.circuit.N1	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)	
yLines.circuit.N3	yLines.circuit.N3		
yLines.circuit.N5	yLines.circuit.N5		
yLines.circuit.N7	yLines.circuit.N7		
yLines.house.N7	yLines.house.N7		Stromkreislänge der Freileitungs-Hausanschlüsse
yLines.streetlights.N7	yLines.streetlights.N7	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungsfreileitungen	
yLines.all.N7	yLines.circuit.N7 + yLines.streetlights.N7 + yLines.house.N7	Stromkreislänge (Freileitungen)	
yLines.excl.house.N7	yLines.all.N7 - yLines.house.N7	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungsfreileitungen)	
yLines.all.N13.sum	yLines.circuit.N1 + yLines.circuit.N3	Stromkreislänge (Freileitungen)	
yLines.circuit.tot	yLines.circuit.N1 + yLines.circuit.N3 + yLines.circuit.N5 + yLines.circuit.N7	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen)	
yLines.all.tot	yLines.circuit.N1 + yLines.circuit.N3 + yLines.circuit.N5 + yLines.all.N7	Stromkreislänge Freileitung (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungsfreileitungen)	
yLines.all.N57.sum	yLines.circuit.N5 + yLines.all.N7	Stromkreislänge (Freileitungen)	
yNet.length.N1	yCables.circuit.N1 + yLines.circuit.N1	Stromkreislänge Kabel und Freileitungen	
yNet.length.N3	yCables.circuit.N3 + yLines.circuit.N3		
yNet.length.N5	yCables.circuit.N5 + yLines.circuit.N5		
yNet.length.circuit.N7	yCables.circuit.N7 + yLines.circuit.N7		
yNet.length.N7	yCables.all.N7 + yLines.all.N7		
yNet.length.excl.house.N7	yNet.length.N7 - yCables.house.N7 - yLines.house.N7		Stromkreislänge Kabel und Freileitungen ohne Hausanschlussleitungen
yNet.length.circuit.tot	yCables.circuit.tot + yLines.circuit.tot		Stromkreislänge Kabel und Freileitungen ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen
yNet.length.all.tot	yCables.all.tot + yLines.all.tot	Stromkreislänge Kabel und Freileitungen	
yNet.length.excl.house.tot	yNet.length.all.tot - yCables.house.N7 - yLines.house.N7	Stromkreislänge Kabel und Freileitungen ohne Hausanschlussleitungen	
<b>Umspannstationen</b>			
ySubstations.N1	ySubstations.N1	Anzahl der Umspannstationen (mit Fremdnutzungsanteilen)	
ySubstations.N2	ySubstations.N2		
ySubstations.N3	ySubstations.N3		
ySubstations.N4	ySubstations.N4		
ySubstations.N5	ySubstations.N5		
ySubstations.N6	ySubstations.N6		
ySubstations.N7	ySubstations.N7		
ySubstations.own.N1	ySubstations.N1*(1-ySubstations.share.external.use.N1/100)	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)	
ySubstations.own.N2	ySubstations.N2*(1-ySubstations.share.external.use.N2/100)		
ySubstations.own.N3	ySubstations.N3*(1-ySubstations.share.external.use.N3/100)		
ySubstations.own.N4	ySubstations.N4*(1-ySubstations.share.external.use.N4/100)		
ySubstations.own.N5	ySubstations.N5*(1-ySubstations.share.external.use.N5/100)		
ySubstations.own.N6	ySubstations.N6*(1-ySubstations.share.external.use.N6/100)		
ySubstations.own.N7	ySubstations.N7*(1-ySubstations.share.external.use.N7/100)		
ySubstations.own.tot	sum(ySubstations.own.NWL)	Anzahl der Umspannstationen (ohne Fremdnutzungsanteile)	
<b>Transformatoren - Anzahl</b>			
yTransformers.N1	yTransformers.N1	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)	
yTransformers.N2	yTransformers.N2		
yTransformers.N3	yTransformers.N3		
yTransformers.N4	yTransformers.N4		
yTransformers.N5	yTransformers.N5		
yTransformers.N6	yTransformers.N6		

yTransformers.N7	yTransformers.N7	
yTransformers.ront.N1	yTransformers.ront.N1	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.ront.N2	yTransformers.ront.N2	
yTransformers.ront.N3	yTransformers.ront.N3	
yTransformers.ront.N4	yTransformers.ront.N4	
yTransformers.ront.N5	yTransformers.ront.N5	
yTransformers.ront.N6	yTransformers.ront.N6	
yTransformers.ront.N7	yTransformers.ront.N7	
yTransformers.reserve.N1	yTransformers.reserve.N1	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.reserve.N2	yTransformers.reserve.N2	
yTransformers.reserve.N3	yTransformers.reserve.N3	
yTransformers.reserve.N4	yTransformers.reserve.N4	
yTransformers.reserve.N5	yTransformers.reserve.N5	
yTransformers.reserve.N6	yTransformers.reserve.N6	
yTransformers.reserve.N7	yTransformers.reserve.N7	
yTransformers.ront.reserve.N1	yTransformers.ront.reserve.N1	Anzahl unter Last regelbarer Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.ront.reserve.N2	yTransformers.ront.reserve.N2	
yTransformers.ront.reserve.N3	yTransformers.ront.reserve.N3	
yTransformers.ront.reserve.N4	yTransformers.ront.reserve.N4	
yTransformers.ront.reserve.N5	yTransformers.ront.reserve.N5	
yTransformers.ront.reserve.N6	yTransformers.ront.reserve.N6	
yTransformers.ront.reserve.N7	yTransformers.ront.reserve.N7	
yTransformers.tot	sum(yTransformers.NWL)	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Transformatoren - Leistung (Bemessungsscheinleistung)</b>		
yTransformers.power.N1	yTransformers.power.N1	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.power.N2	yTransformers.power.N2	
yTransformers.power.N3	yTransformers.power.N3	
yTransformers.power.N4	yTransformers.power.N4	
yTransformers.power.N5	yTransformers.power.N5	
yTransformers.power.N6	yTransformers.power.N6	
yTransformers.power.N7	yTransformers.power.N7	
yTransformers.power.own.N1	$yTransformers.power.N1 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N1/100)$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
yTransformers.power.own.N2	$yTransformers.power.N2 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N2/100)$	
yTransformers.power.own.N3	$yTransformers.power.N3 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N3/100)$	
yTransformers.power.own.N4	$yTransformers.power.N4 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N4/100)$	
yTransformers.power.own.N5	$yTransformers.power.N5 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N5/100)$	
yTransformers.power.own.N6	$yTransformers.power.N6 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N6/100)$	
yTransformers.power.own.N7	$yTransformers.power.N7 * (1 - yTransformers.power.share.external.use.N7/100)$	
yTransformers.power.ront.N1	yTransformers.power.ront.N1	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Transformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.power.ront.N2	yTransformers.power.ront.N2	
yTransformers.power.ront.N3	yTransformers.power.ront.N3	
yTransformers.power.ront.N4	yTransformers.power.ront.N4	
yTransformers.power.ront.N5	yTransformers.power.ront.N5	
yTransformers.power.ront.N6	yTransformers.power.ront.N6	
yTransformers.power.ront.N7	yTransformers.power.ront.N7	
yTransformers.power.ront.own.N1	$yTransformers.power.ront.N1 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N1/100)$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
yTransformers.power.ront.own.N2	$yTransformers.power.ront.N2 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N2/100)$	
yTransformers.power.ront.own.N3	$yTransformers.power.ront.N3 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N3/100)$	
yTransformers.power.ront.own.N4	$yTransformers.power.ront.N4 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N4/100)$	

yTransformers.power.ront.own.N5	$yTransformers.power.ront.N5 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N5/100)$	
yTransformers.power.ront.own.N6	$yTransformers.power.ront.N6 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N6/100)$	
yTransformers.power.ront.own.N7	$yTransformers.power.ront.N7 * (1 - yTransformers.power.ront.share.external.use.N7/100)$	
yTransformers.power.reserve.N1	yTransformers.power.reserve.N1	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.power.reserve.N2	yTransformers.power.reserve.N2	
yTransformers.power.reserve.N3	yTransformers.power.reserve.N3	
yTransformers.power.reserve.N4	yTransformers.power.reserve.N4	
yTransformers.power.reserve.N5	yTransformers.power.reserve.N5	
yTransformers.power.reserve.N6	yTransformers.power.reserve.N6	
yTransformers.power.reserve.N7	yTransformers.power.reserve.N7	
yTransformers.power.reserve.own.N1	$yTransformers.power.reserve.N1 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N1/100)$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
yTransformers.power.reserve.own.N2	$yTransformers.power.reserve.N2 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N2/100)$	
yTransformers.power.reserve.own.N3	$yTransformers.power.reserve.N3 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N3/100)$	
yTransformers.power.reserve.own.N4	$yTransformers.power.reserve.N4 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N4/100)$	
yTransformers.power.reserve.own.N5	$yTransformers.power.reserve.N5 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N5/100)$	
yTransformers.power.reserve.own.N6	$yTransformers.power.reserve.N6 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N6/100)$	
yTransformers.power.reserve.own.N7	$yTransformers.power.reserve.N7 * (1 - yTransformers.power.reserve.share.external.use.N7/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.N1	yTransformers.power.ront.reserve.N1	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (mit Fremdnutzungsanteilen)
yTransformers.power.ront.reserve.N2	yTransformers.power.ront.reserve.N2	
yTransformers.power.ront.reserve.N3	yTransformers.power.ront.reserve.N3	
yTransformers.power.ront.reserve.N4	yTransformers.power.ront.reserve.N4	
yTransformers.power.ront.reserve.N5	yTransformers.power.ront.reserve.N5	
yTransformers.power.ront.reserve.N6	yTransformers.power.ront.reserve.N6	
yTransformers.power.ront.reserve.N7	yTransformers.power.ront.reserve.N7	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N1	$yTransformers.power.ront.reserve.N1 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N1/100)$	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
yTransformers.power.ront.reserve.own.N2	$yTransformers.power.ront.reserve.N2 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N2/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N3	$yTransformers.power.ront.reserve.N3 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N3/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N4	$yTransformers.power.ront.reserve.N4 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N4/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N5	$yTransformers.power.ront.reserve.N5 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N5/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N6	$yTransformers.power.ront.reserve.N6 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N6/100)$	
yTransformers.power.ront.reserve.own.N7	$yTransformers.power.ront.reserve.N7 * (1 - yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N7/100)$	
yTransformers.power.own.tot	sum(yTransformers.power.own.NWL)	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Transformatoren (ohne Fremdnutzungsanteile)
<b>Schaltstationen und Kabelverteilerschränke</b>		
ySwitchingstations.N1	ySwitchingstations.N1	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke (mit Fremdnutzungsanteilen)
ySwitchingstations.N3	ySwitchingstations.N3	
ySwitchingstations.N5	ySwitchingstations.N5	
ySwitchingstations.N7	ySwitchingstations.N7	
<b>Dezentrale Erzeugung (für jeweils alle Spannungsebenen)</b>		
yInstalledPower.N1	yInstalledPower.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen



yInstalledPower.N2	yInstalledPower.N2	
yInstalledPower.N3	yInstalledPower.N3	
yInstalledPower.N4	yInstalledPower.N4	
yInstalledPower.N5	yInstalledPower.N5	
yInstalledPower.N6	yInstalledPower.N6	
yInstalledPower.N7	yInstalledPower.N7	
yInstalledPower.renewables.N1	yInstalledPower.renewables.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renewables.N2	yInstalledPower.renewables.N2	
yInstalledPower.renewables.N3	yInstalledPower.renewables.N3	
yInstalledPower.renewables.N4	yInstalledPower.renewables.N4	
yInstalledPower.renewables.N5	yInstalledPower.renewables.N5	
yInstalledPower.renewables.N6	yInstalledPower.renewables.N6	
yInstalledPower.renewables.N7	yInstalledPower.renewables.N7	
yInstalledPower.renewables.solar.N1	yInstalledPower.renewables.solar.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInstalledPower.renewables.solar.N2	yInstalledPower.renewables.solar.N2	
yInstalledPower.renewables.solar.N3	yInstalledPower.renewables.solar.N3	
yInstalledPower.renewables.solar.N4	yInstalledPower.renewables.solar.N4	
yInstalledPower.renewables.solar.N5	yInstalledPower.renewables.solar.N5	
yInstalledPower.renewables.solar.N6	yInstalledPower.renewables.solar.N6	
yInstalledPower.renewables.solar.N7	yInstalledPower.renewables.solar.N7	
yInstalledPower.renewables.wind.N1	yInstalledPower.renewables.wind.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInstalledPower.renewables.wind.N2	yInstalledPower.renewables.wind.N2	
yInstalledPower.renewables.wind.N3	yInstalledPower.renewables.wind.N3	
yInstalledPower.renewables.wind.N4	yInstalledPower.renewables.wind.N4	
yInstalledPower.renewables.wind.N5	yInstalledPower.renewables.wind.N5	
yInstalledPower.renewables.wind.N6	yInstalledPower.renewables.wind.N6	
yInstalledPower.renewables.wind.N7	yInstalledPower.renewables.wind.N7	
yInstalledPower.renewables.biomass.N1	yInstalledPower.renewables.biomass.N1	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.renewables.biomass.N2	yInstalledPower.renewables.biomass.N2	
yInstalledPower.renewables.biomass.N3	yInstalledPower.renewables.biomass.N3	
yInstalledPower.renewables.biomass.N4	yInstalledPower.renewables.biomass.N4	
yInstalledPower.renewables.biomass.N5	yInstalledPower.renewables.biomass.N5	
yInstalledPower.renewables.biomass.N6	yInstalledPower.renewables.biomass.N6	
yInstalledPower.renewables.biomass.N7	yInstalledPower.renewables.biomass.N7	
yInstalledPower.renewables.hydro.N1	yInstalledPower.renewables.hydro.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInstalledPower.renewables.hydro.N2	yInstalledPower.renewables.hydro.N2	
yInstalledPower.renewables.hydro.N3	yInstalledPower.renewables.hydro.N3	
yInstalledPower.renewables.hydro.N4	yInstalledPower.renewables.hydro.N4	
yInstalledPower.renewables.hydro.N5	yInstalledPower.renewables.hydro.N5	

yInstalledPower.renewables.hydro.N6	yInstalledPower.renewables.hydro.N6	
yInstalledPower.renewables.hydro.N7	yInstalledPower.renewables.hydro.N7	
yInstalledPower.KWKG.N1	yInstalledPower.KWKG.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.KWKG.N2	yInstalledPower.KWKG.N2	
yInstalledPower.KWKG.N3	yInstalledPower.KWKG.N3	
yInstalledPower.KWKG.N4	yInstalledPower.KWKG.N4	
yInstalledPower.KWKG.N5	yInstalledPower.KWKG.N5	
yInstalledPower.KWKG.N6	yInstalledPower.KWKG.N6	
yInstalledPower.KWKG.N7	yInstalledPower.KWKG.N7	
yInstalledPower.other.N1	yInstalledPower.other.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.other.N2	yInstalledPower.other.N2	
yInstalledPower.other.N3	yInstalledPower.other.N3	
yInstalledPower.other.N4	yInstalledPower.other.N4	
yInstalledPower.other.N5	yInstalledPower.other.N5	
yInstalledPower.other.N6	yInstalledPower.other.N6	
yInstalledPower.other.N7	yInstalledPower.other.N7	
yInstalledPower.renewables2.N1	yInstalledPower.renewables.solar.N1 + yInstalledPower.renewables.wind.N1 + yInstalledPower.renewables.biomass.N1 + yInstalledPower.renewables.hydro.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renewables2.N2	yInstalledPower.renewables.solar.N2 + yInstalledPower.renewables.wind.N2 + yInstalledPower.renewables.biomass.N2 + yInstalledPower.renewables.hydro.N2	
yInstalledPower.renewables2.N3	yInstalledPower.renewables.solar.N3 + yInstalledPower.renewables.wind.N3 + yInstalledPower.renewables.biomass.N3 + yInstalledPower.renewables.hydro.N3	
yInstalledPower.renewables2.N4	yInstalledPower.renewables.solar.N4 + yInstalledPower.renewables.wind.N4 + yInstalledPower.renewables.biomass.N4 + yInstalledPower.renewables.hydro.N4	
yInstalledPower.renewables2.N5	yInstalledPower.renewables.solar.N5 + yInstalledPower.renewables.wind.N5 + yInstalledPower.renewables.biomass.N5 + yInstalledPower.renewables.hydro.N5	
yInstalledPower.renewables2.N6	yInstalledPower.renewables.solar.N6 + yInstalledPower.renewables.wind.N6 + yInstalledPower.renewables.biomass.N6 + yInstalledPower.renewables.hydro.N6	
yInstalledPower.renewables2.N7	yInstalledPower.renewables.solar.N7 + yInstalledPower.renewables.wind.N7 + yInstalledPower.renewables.biomass.N7 + yInstalledPower.renewables.hydro.N7	
yInstalledPower.tot	sum(yInstalledPower.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renewables.tot	sum(yInstalledPower.renewables.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.renewables.solar.tot	sum(yInstalledPower.renewables.solar.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInstalledPower.renewables.wind.tot	sum(yInstalledPower.renewables.wind.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInstalledPower.renewables.biomass.tot	sum(yInstalledPower.renewables.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.renewables.hydro.tot	sum(yInstalledPower.renewables.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.N6to7.sum	yInstalledPower.N6 + yInstalledPower.N7	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 6-7)
yInstalledPower.N5to7.sum	yInstalledPower.N6to7.sum + yInstalledPower.N5	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInstalledPower.N4to7.sum	yInstalledPower.N5to7.sum + yInstalledPower.N4	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 4-7)
yInstalledPower.N3to7.sum	yInstalledPower.N4to7.sum + yInstalledPower.N3	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 3-7, analog RP2)
yInstalledPower.N2to7.sum	yInstalledPower.N3to7.sum + yInstalledPower.N2	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 2-7)

yInstalledPower.N1to4.sum	yInstalledPower.N1 + yInstalledPower.N2 + yInstalledPower.N3 + yInstalledPower.N4	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 2-7)
yInstalledPower.dec.sum	yInstalledPower.N5to7.sum + yInstalledPower.renewables.solar.N3 + yInstalledPower.renewables.solar.N4 + yInstalledPower.renewables.wind.N3 + yInstalledPower.renewables.wind.N4	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
yInstalledPower.N5to6.sum	yInstalledPower.N6 + yInstalledPower.N5	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-6)
yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot	yInstalledPower.renewables.biomass.tot + yInstalledPower.renewables.hydro.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft und aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	yInstalledPower.renewables.wind.tot + yInstalledPower.renewables.solar.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie und Windenergie
yInstalledPower.KWKG.other.tot	yInstalledPower.KWKG.tot + yInstalledPower.other.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInstalledPower.bio.hydro.KWKG.tot	yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot + yInstalledPower.KWKG.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen ausser Solarenergie und Windenergie
yInstalledPower.non.solar.wind.tot	yInstalledPower.tot - yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen ausser Solarenergie und Windenergie
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N1	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N2	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N2	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N3	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N3	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N4	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N4	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N5	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N5	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N6	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N6	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N7	yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N7	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N1	yInstalledPower.renewables.N1 - yInstalledPower.renewables.solar.N1 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N1	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N2	yInstalledPower.renewables.N2 - yInstalledPower.renewables.solar.N2 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N2	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N3	yInstalledPower.renewables.N3 - yInstalledPower.renewables.solar.N3 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N3	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N4	yInstalledPower.renewables.N4 - yInstalledPower.renewables.solar.N4 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N4	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N5	yInstalledPower.renewables.N5 - yInstalledPower.renewables.solar.N5 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N5	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N6	yInstalledPower.renewables.N6 - yInstalledPower.renewables.solar.N6 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N6	
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.N7	yInstalledPower.renewables.N7 - yInstalledPower.renewables.solar.N7 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N7	
yInstalledPower.reducedAPFI.N1	yInstalledPower.N1 - yInstalledPower.renewables.solar.N1 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N1	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N2	yInstalledPower.N2 - yInstalledPower.renewables.solar.N2 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N2	
yInstalledPower.reducedAPFI.N3	yInstalledPower.N3 - yInstalledPower.renewables.solar.N3 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N3	
yInstalledPower.reducedAPFI.N4	yInstalledPower.N4 - yInstalledPower.renewables.solar.N4 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N4	
yInstalledPower.reducedAPFI.N5	yInstalledPower.N5 - yInstalledPower.renewables.solar.N5 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N5	
yInstalledPower.reducedAPFI.N6	yInstalledPower.N6 - yInstalledPower.renewables.solar.N6 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N6	
yInstalledPower.reducedAPFI.N7	yInstalledPower.N7 - yInstalledPower.renewables.solar.N7 + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.N7	
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.tot	sum(yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen

yInstalledPower.reducedAPFI.tot	yInstalledPower.tot - yInstalledPower.renewables.solar.tot + yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFI.tot	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.tot	sum(yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.NWL)	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N6 + yInstalledPower.reducedAPFI.N7	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 6-7) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum + yInstalledPower.reducedAPFI.N5	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum + yInstalledPower.reducedAPFI.N4 + yInstalledPower.reducedAPFI.N5	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 4-7) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum + yInstalledPower.reducedAPFI.N3	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 3-7, analog RP2) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N2to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum + yInstalledPower.reducedAPFI.N2	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 2-7) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N1 + yInstalledPower.reducedAPFI.N2 + yInstalledPower.reducedAPFI.N3 + yInstalledPower.reducedAPFI.N3	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 1-4) unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen
<u>Zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung (für jeweils alle Spannungsebenen)</u>		
yInstalledPower.simcurt.N1to2	yInstalledPower.simcurt.N1to2	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-2)
yInstalledPower.simcurt.N3to7	yInstalledPower.simcurt.N3to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 3-7)
yInstalledPower.simcurt.N1to3	yInstalledPower.simcurt.N1to3	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-3)
yInstalledPower.simcurt.N4to7	yInstalledPower.simcurt.N4to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 4-7)
yInstalledPower.simcurt.N1to4	yInstalledPower.simcurt.N1to4	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-4)
yInstalledPower.simcurt.N5to7	yInstalledPower.simcurt.N5to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 5-7)
yInstalledPower.simcurt.N1to5	yInstalledPower.simcurt.N1to5	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-5)
yInstalledPower.simcurt.N6to7	yInstalledPower.simcurt.N6to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 6-7)
yInstalledPower.simcurt.N1to6	yInstalledPower.simcurt.N1to6	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-6)
yInstalledPower.simcurt.N7	yInstalledPower.simcurt.N7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) (NE 7)
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to2	yInstalledPower.simcurt.solar.N1to2	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-2)
yInstalledPower.simcurt.solar.N3to7	yInstalledPower.simcurt.solar.N3to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 3-7)
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to3	yInstalledPower.simcurt.solar.N1to3	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-3)
yInstalledPower.simcurt.solar.N4to7	yInstalledPower.simcurt.solar.N4to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 4-7)
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to4	yInstalledPower.simcurt.solar.N1to4	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-4)
yInstalledPower.simcurt.solar.N5to7	yInstalledPower.simcurt.solar.N5to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 5-7)
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to5	yInstalledPower.simcurt.solar.N1to5	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-5)

yInstalledPower.simcurt.solar.N6to7	yInstalledPower.simcurt.solar.N6to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 6-7)	
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to6	yInstalledPower.simcurt.solar.N1to6	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-6)	
yInstalledPower.simcurt.solar.N7	yInstalledPower.simcurt.solar.N7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 7)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N1to2	yInstalledPower.simcurt.wind.N1to2	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-2)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N3to7	yInstalledPower.simcurt.wind.N3to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 3-7)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N1to3	yInstalledPower.simcurt.wind.N1to3	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-3)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N4to7	yInstalledPower.simcurt.wind.N4to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 4-7)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N1to4	yInstalledPower.simcurt.wind.N1to4	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-4)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N5to7	yInstalledPower.simcurt.wind.N5to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 5-7)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N1to5	yInstalledPower.simcurt.wind.N1to5	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-5)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N6to7	yInstalledPower.simcurt.wind.N6to7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 6-7)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N1to6	yInstalledPower.simcurt.wind.N1to6	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 1-6)	
yInstalledPower.simcurt.wind.N7	yInstalledPower.simcurt.wind.N7	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) (NE 7)	
yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.tot - yInstalledPower.simcurt.N1to2 - yInstalledPower.simcurt.N3to7	Installierte Erzeugungsleistung reduziert um maximal zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung	
yInstalledPower.reducedAPFI.renewables.nonsimcurt.tot	yInstalledPower.renewables.reducedAPFI.tot - yInstalledPower.simcurt.N1to2 - yInstalledPower.simcurt.N3to7		
yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N6to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum - yInstalledPower.simcurt.N6to7		
yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N4to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum - yInstalledPower.simcurt.N4to7		
yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N3to7.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum - yInstalledPower.simcurt.N3to7		
yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum	yInstalledPower.N1to4.sum - yInstalledPower.simcurt.N1to4		
yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum	yInstalledPower.N5to7.sum - yInstalledPower.simcurt.N5to7		
<b>Einspeisung aus Erzeugung</b>			
yInjection.generation.N1	yInjection.generation.N1		Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.generation.N2	yInjection.generation.N2		
yInjection.generation.N3	yInjection.generation.N3		
yInjection.generation.N4	yInjection.generation.N4		
yInjection.generation.N5	yInjection.generation.N5		
yInjection.generation.N6	yInjection.generation.N6		
yInjection.generation.N7	yInjection.generation.N7		
yInjection.renewables.N1	yInjection.renewables.N1	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen	
yInjection.renewables.N2	yInjection.renewables.N2		
yInjection.renewables.N3	yInjection.renewables.N3		

yInjection.renewables.N4	yInjection.renewables.N4	
yInjection.renewables.N5	yInjection.renewables.N5	
yInjection.renewables.N6	yInjection.renewables.N6	
yInjection.renewables.N7	yInjection.renewables.N7	
yInjection.renewables.solar.N1	yInjection.renewables.solar.N1	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie
yInjection.renewables.solar.N2	yInjection.renewables.solar.N2	
yInjection.renewables.solar.N3	yInjection.renewables.solar.N3	
yInjection.renewables.solar.N4	yInjection.renewables.solar.N4	
yInjection.renewables.solar.N5	yInjection.renewables.solar.N5	
yInjection.renewables.solar.N6	yInjection.renewables.solar.N6	
yInjection.renewables.solar.N7	yInjection.renewables.solar.N7	
yInjection.renewables.wind.N1	yInjection.renewables.wind.N1	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie
yInjection.renewables.wind.N2	yInjection.renewables.wind.N2	
yInjection.renewables.wind.N3	yInjection.renewables.wind.N3	
yInjection.renewables.wind.N4	yInjection.renewables.wind.N4	
yInjection.renewables.wind.N5	yInjection.renewables.wind.N5	
yInjection.renewables.wind.N6	yInjection.renewables.wind.N6	
yInjection.renewables.wind.N7	yInjection.renewables.wind.N7	
yInjection.renewables.biomass.N1	yInjection.renewables.biomass.N1	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie
yInjection.renewables.biomass.N2	yInjection.renewables.biomass.N2	
yInjection.renewables.biomass.N3	yInjection.renewables.biomass.N3	
yInjection.renewables.biomass.N4	yInjection.renewables.biomass.N4	
yInjection.renewables.biomass.N5	yInjection.renewables.biomass.N5	
yInjection.renewables.biomass.N6	yInjection.renewables.biomass.N6	
yInjection.renewables.biomass.N7	yInjection.renewables.biomass.N7	
yInjection.renewables.hydro.N1	yInjection.renewables.hydro.N1	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft
yInjection.renewables.hydro.N2	yInjection.renewables.hydro.N2	
yInjection.renewables.hydro.N3	yInjection.renewables.hydro.N3	
yInjection.renewables.hydro.N4	yInjection.renewables.hydro.N4	
yInjection.renewables.hydro.N5	yInjection.renewables.hydro.N5	
yInjection.renewables.hydro.N6	yInjection.renewables.hydro.N6	
yInjection.renewables.hydro.N7	yInjection.renewables.hydro.N7	
yInjection.KWKG.N1	yInjection.KWKG.N1	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen
yInjection.KWKG.N2	yInjection.KWKG.N2	
yInjection.KWKG.N3	yInjection.KWKG.N3	
yInjection.KWKG.N4	yInjection.KWKG.N4	
yInjection.KWKG.N5	yInjection.KWKG.N5	
yInjection.KWKG.N6	yInjection.KWKG.N6	
yInjection.KWKG.N7	yInjection.KWKG.N7	
yInjection.other.N1	yInjection.other.N1	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen
yInjection.other.N2	yInjection.other.N2	
yInjection.other.N3	yInjection.other.N3	
yInjection.other.N4	yInjection.other.N4	
yInjection.other.N5	yInjection.other.N5	
yInjection.other.N6	yInjection.other.N6	
yInjection.other.N7	yInjection.other.N7	
<b>Einspeisung aus Kaskadierung</b>		
yInjection.N1	yInjection.N1	Summe Einspeisung
yInjection.N2	yInjection.N2	
yInjection.N3	yInjection.N3	
yInjection.N4	yInjection.N4	
yInjection.N5	yInjection.N5	
yInjection.N6	yInjection.N6	
yInjection.N7	yInjection.N7	

yInjection.other.dso.N1	yInjection.other.dso.N1	Einspeisung aus gleicher Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yInjection.other.dso.N2	yInjection.other.dso.N2	
yInjection.other.dso.N3	yInjection.other.dso.N3	
yInjection.other.dso.N4	yInjection.other.dso.N4	
yInjection.other.dso.N5	yInjection.other.dso.N5	
yInjection.other.dso.N6	yInjection.other.dso.N6	
yInjection.upper.nets.N2	yInjection.upper.nets.N2	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netzebene
yInjection.upper.nets.N3	yInjection.upper.nets.N3	
yInjection.upper.nets.N4	yInjection.upper.nets.N4	
yInjection.upper.nets.N5	yInjection.upper.nets.N5	
yInjection.upper.nets.N6	yInjection.upper.nets.N6	
yInjection.upper.nets.N7	yInjection.upper.nets.N7	
yInjection.upper.nets.other.dso.N2	yInjection.upper.nets.other.dso.N2	
yInjection.upper.nets.other.dso.N3	yInjection.upper.nets.other.dso.N3	
yInjection.upper.nets.other.dso.N4	yInjection.upper.nets.other.dso.N4	
yInjection.upper.nets.other.dso.N5	yInjection.upper.nets.other.dso.N5	
yInjection.upper.nets.other.dso.N6	yInjection.upper.nets.other.dso.N6	
yInjection.upper.nets.other.dso.N7	yInjection.upper.nets.other.dso.N7	
yInjection.tot	sum(yInjection.NWL)	Summe Einspeisung
yInjection.generation.tot	sum(yInjection.generation.NWL)	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen
yInjection.renewables.tot	sum(yInjection.renewables.NWL)	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen
yInjection.N57.sum	yInjection.generation.N5 + yInjection.generation.N6 + yInjection.generation.N7	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)
yInjection.dec.sum	yInjection.N57.sum + yInjection.renewables.wind.N3 + yInjection.renewables.wind.N4 + yInjection.renewables.solar.N3 + yInjection.renewables.solar.N4	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7 und NE 3-4 für Solar/Wind, dezentral Variante 2)
<u>Ausspeisung aus Kaskardierung</u>		
yEnergy.delivered.N1	yEnergy.delivered.N1	Summe Ausspeisung
yEnergy.delivered.N2	yEnergy.delivered.N2	
yEnergy.delivered.N3	yEnergy.delivered.N3	
yEnergy.delivered.N4	yEnergy.delivered.N4	
yEnergy.delivered.N5	yEnergy.delivered.N5	
yEnergy.delivered.N6	yEnergy.delivered.N6	
yEnergy.delivered.N7	yEnergy.delivered.N7	
yEnergy.delivered.to.customers.N1	yEnergy.delivered.to.customers.N1	Ausspeisung an Letztverbraucher
yEnergy.delivered.to.customers.N2	yEnergy.delivered.to.customers.N2	
yEnergy.delivered.to.customers.N3	yEnergy.delivered.to.customers.N3	
yEnergy.delivered.to.customers.N4	yEnergy.delivered.to.customers.N4	
yEnergy.delivered.to.customers.N5	yEnergy.delivered.to.customers.N5	
yEnergy.delivered.to.customers.N6	yEnergy.delivered.to.customers.N6	
yEnergy.delivered.to.customers.N7	yEnergy.delivered.to.customers.N7	
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N1	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N1	Ausspeisung in nachgelagerte Umspannebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2	
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3	
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4	



yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5	
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6	
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N1	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N1	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Umspannebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N2	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N2	Ausspeisung in eigene nachgelagerte Netzebene
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N3	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N3	
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N4	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N4	
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N5	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N5	
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N6	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N6	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N1	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N1	Ausspeisung in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6	
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N1	yEnergy.recovered.from.higher.net.N1	Rückspeisung in vorgelagerte Netzebene
yEnergy.recovered.from.higher.net.N2	yEnergy.recovered.from.higher.net.N2	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N3	yEnergy.recovered.from.higher.net.N3	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N4	yEnergy.recovered.from.higher.net.N4	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N5	yEnergy.recovered.from.higher.net.N5	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N6	yEnergy.recovered.from.higher.net.N6	
yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	
yEnergy.recovered.from.lower.net.N1	yEnergy.recovered.from.lower.net.N1	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N2	yEnergy.recovered.from.lower.net.N2	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N3	yEnergy.recovered.from.lower.net.N3	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N4	yEnergy.recovered.from.lower.net.N4	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N5	yEnergy.recovered.from.lower.net.N5	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N6	yEnergy.recovered.from.lower.net.N6	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netzebene
yEnergy.recovered.from.lower.net.N7	yEnergy.recovered.from.lower.net.N7	Rückspeisungen aus nachgelagerter Umspannebene (nicht vorhanden, aus programmieretechnischer Sicht)
yEnergy.losses.N1	yEnergy.losses.N1	Physikalisch bedingte Netzverluste
yEnergy.losses.N2	yEnergy.losses.N2	
yEnergy.losses.N3	yEnergy.losses.N3	
yEnergy.losses.N4	yEnergy.losses.N4	
yEnergy.losses.N5	yEnergy.losses.N5	
yEnergy.losses.N6	yEnergy.losses.N6	
yEnergy.losses.N7	yEnergy.losses.N7	

yEnergy.other.N1	yEnergy.other.N1	Sonstige entnommene Energiemengen
yEnergy.other.N2	yEnergy.other.N2	
yEnergy.other.N3	yEnergy.other.N3	
yEnergy.other.N4	yEnergy.other.N4	
yEnergy.other.N5	yEnergy.other.N5	
yEnergy.other.N6	yEnergy.other.N6	
yEnergy.other.N7	yEnergy.other.N7	
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.N1357.sum	yEnergy.delivered.N1 + yEnergy.delivered.N3 + yEnergy.delivered.N5 + yEnergy.delivered.N7	Summe Ausspeisung Spannungsebenen
yEnergy.delivered.net.tot	yEnergy.delivered.to.customers.N2 + yEnergy.delivered.to.customers.N3 + yEnergy.delivered.to.customers.N4 + yEnergy.delivered.to.customers.N5 + yEnergy.delivered.to.customers.N6 + yEnergy.delivered.to.customers.N7 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N2 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N3 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N4 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N5 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N6 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene
yEnergy.delivered.net.N67.sum	yEnergy.delivered.to.customers.N6 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N6 + yEnergy.delivered.to.customers.N7 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene
yEnergy.delivered.net.N45.sum	yEnergy.delivered.to.customers.N4 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N4 + yEnergy.delivered.to.customers.N5 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N5	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene
yEnergy.delivered.net.N23.sum	yEnergy.delivered.to.customers.N2 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N2 + yEnergy.delivered.to.customers.N3 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N3	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene
yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	yEnergy.delivered.to.customers.N2 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N2 + yEnergy.delivered.to.customers.N3 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N3 + yEnergy.delivered.to.customers.N4 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N4	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene
yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	yEnergy.delivered.to.customers.N5 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N5 + yEnergy.delivered.to.customers.N6 + yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N6 + yEnergy.delivered.to.customers.N7 + yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7 + yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	Ausspeisung an Letztverbraucher, in nachgelagerte Netzebene eines fremden Netzbetreibers und in gleiche Netzebene eines fremden Netzbetreibers und Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene

yInjection.net.N2to4.sum	yInjection.upper.nets.other.dso.N2 + yInjection.other.dso.N2 + yInjection.renewables.N2 + yInjection.KWKG.N2 + yInjection.other.N2 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N2 + yInjection.upper.nets.other.dso.N3 + yInjection.other.dso.N3 + yInjection.renewables.N3 + yInjection.KWKG.N3 + yInjection.other.N3 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N3 + yInjection.upper.nets.other.dso.N4 + yInjection.other.dso.N4 + yInjection.renewables.N4 + yInjection.KWKG.N4 + yInjection.other.N4 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N4	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers, aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers, aus EEG-Erzeugungsanlagen, aus KWKG-Erzeugungsanlagen, aus sonstigen Erzeugungsanlagen und Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene
yInjection.net.N5to7.sum	yInjection.upper.nets.other.dso.N5 + yInjection.other.dso.N5 + yInjection.renewables.N5 + yInjection.KWKG.N5 + yInjection.other.N5 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N5 + yInjection.upper.nets.other.dso.N6 + yInjection.other.dso.N6 + yInjection.renewables.N6 + yInjection.KWKG.N6 + yInjection.other.N6 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N6 + yInjection.upper.nets.other.dso.N7 + yInjection.other.dso.N7 + yInjection.renewables.N7 + yInjection.KWKG.N7 + yInjection.other.N7 + yEnergy.recovered.from.lower.net.N7	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers, aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers, aus EEG-Erzeugungsanlagen, aus KWKG-Erzeugungsanlagen, aus sonstigen Erzeugungsanlagen und Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene
<u>Last</u>		
yPeakload.N1	yPeakload.N1	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.N2	yPeakload.N2	
yPeakload.N3	yPeakload.N3	
yPeakload.N4	yPeakload.N4	
yPeakload.N5	yPeakload.N5	
yPeakload.N6	yPeakload.N6	
yPeakload.N7	yPeakload.N7	
yPeakload.2.N1	yPeakload.2.N1	Zeitgleiche zweithöchste Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.2.N2	yPeakload.2.N2	
yPeakload.2.N3	yPeakload.2.N3	
yPeakload.2.N4	yPeakload.2.N4	
yPeakload.2.N5	yPeakload.2.N5	
yPeakload.2.N6	yPeakload.2.N6	
yPeakload.2.N7	yPeakload.2.N7	
yPeakload.3.N1	yPeakload.3.N1	Zeitgleiche dritthöchste Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.3.N2	yPeakload.3.N2	
yPeakload.3.N3	yPeakload.3.N3	
yPeakload.3.N4	yPeakload.3.N4	
yPeakload.3.N5	yPeakload.3.N5	
yPeakload.3.N6	yPeakload.3.N6	
yPeakload.3.N7	yPeakload.3.N7	
yPeakload.4.N1	yPeakload.4.N1	Zeitgleiche vierthöchste Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.4.N2	yPeakload.4.N2	
yPeakload.4.N3	yPeakload.4.N3	
yPeakload.4.N4	yPeakload.4.N4	
yPeakload.4.N5	yPeakload.4.N5	
yPeakload.4.N6	yPeakload.4.N6	
yPeakload.4.N7	yPeakload.4.N7	
yPeakload.5.N1	yPeakload.5.N1	Zeitgleiche fünfhöchste Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.5.N2	yPeakload.5.N2	
yPeakload.5.N3	yPeakload.5.N3	
yPeakload.5.N4	yPeakload.5.N4	
yPeakload.5.N5	yPeakload.5.N5	
yPeakload.5.N6	yPeakload.5.N6	
yPeakload.5.N7	yPeakload.5.N7	
yPeakload.injection.N1	yPeakload.injection.N1	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.injection.N2	yPeakload.injection.N2	
yPeakload.injection.N3	yPeakload.injection.N3	
yPeakload.injection.N4	yPeakload.injection.N4	
yPeakload.injection.N5	yPeakload.injection.N5	
yPeakload.injection.N6	yPeakload.injection.N6	
yPeakload.injection.N7	yPeakload.injection.N7	
yPeakload.abs.nonsim.N2	yPeakload.abs.nonsim.N2	

yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.abs.nonsim.N4	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene
yPeakload.into.higher.nonsim.N2	yPeakload.into.higher.nonsim.N2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.nonsim.N4	yPeakload.into.higher.nonsim.N4	
yPeakload.into.higher.sim.N2	yPeakload.into.higher.sim.N2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.sim.N4	yPeakload.into.higher.sim.N4	
yPeakload.from.higher.nonsim.N2	yPeakload.from.higher.nonsim.N2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.from.higher.nonsim.N4	yPeakload.from.higher.nonsim.N4	
yPeakload.from.higher.sim.N2	yPeakload.from.higher.sim.N2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.from.higher.sim.N4	yPeakload.from.higher.sim.N4	
yPeakload.abs.sim.N2	yPeakload.abs.sim.N2	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Belastung aller Stationen der Umspannebene
yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.abs.sim.N4	
yPeakload.into.higher.sim.nett.N2	yPeakload.into.higher.sim.nett.N2*(-1)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.into.higher.sim.nett.N4	yPeakload.into.higher.sim.nett.N4*(-1)	
yPeakload.into.higher.sim.nett.N6	yPeakload.into.higher.sim.nett.N6*(-1)	
yPeakload.max	df\$yPeakload.max<pmax(df\$yPeakload.N1, df\$yPeakload.N2, df\$yPeakload.N3, df\$yPeakload.N4, df\$yPeakload.N5, df\$yPeakload.N6, df\$yPeakload.N7, na.rm = TRUE)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
yPeakload.injection.max	df\$yPeakload.injection.max<pmax(df\$yPeakload.injection.N1, df\$yPeakload.injection.N2, df\$yPeakload.injection.N3, df\$yPeakload.injection.N4, df\$yPeakload.injection.N5, df\$yPeakload.injection.N6, df\$yPeakload.injection.N7, na.rm = TRUE)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen
yPeakload.N246.max	df\$yPeakload.N246.max<pmax(df\$yPeakload.N2, df\$yPeakload.N4, df\$yPeakload.N6, na.rm = TRUE)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen auf der Umspannebene
yPeakload.corr.N2	yPeakload.N2 / (1-(yMeters.unoccupied.N3+yMeters.unoccupied.N2)/(yMeters.read.N3+yMeters.read.N2))	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
yPeakload.corr.N4	yPeakload.N4 / (1-(yMeters.unoccupied.N5+yMeters.unoccupied.N4)/(yMeters.read.N5+yMeters.read.N4))	
yPeakload.corr.N6	yPeakload.N6 / (1-(yMeters.unoccupied.N7+yMeters.unoccupied.N6)/(yMeters.read.N7+yMeters.read.N6))	
yPeakload.corr.max	df\$yPeakload.corr.max<pmax(df\$yPeakload.corr.N2, df\$yPeakload.corr.N4, df\$yPeakload.corr.N6, na.rm = TRUE)	
yPeakload.abs.nonsim.sum	yPeakload.abs.nonsim.N2 + yPeakload.abs.nonsim.N4	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene
yPeakload.into.higher.nonsim.sum	yPeakload.into.higher.nonsim.N2 + yPeakload.into.higher.nonsim.N4	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.from.higher.nonsim.sum	yPeakload.from.higher.nonsim.N2 + yPeakload.from.higher.nonsim.N4	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene
yPeakload.abs.sim.max	max(yPeakload.abs.sim.N2, yPeakload.abs.sim.N4)	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Belastung aller Stationen der Umspannebene
yPeakload.into.higher.sim.max	max(yPeakload.into.higher.sim.N2, yPeakload.into.higher.sim.N4)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
yPeakload.into.higher.sim.nett.max	max(yPeakload.into.higher.sim.nett.N2, yPeakload.into.higher.sim.nett.N4, yPeakload.into.higher.sim.nett.N6)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert)
yPeakload.from.higher.sim.max	max(yPeakload.from.higher.sim.N2, yPeakload.from.higher.sim.N4)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene
<b>Einspeisemanagement Massnahmen</b>		
yIssues.num	yIssues.num	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.N7	yArea.N7	Angabe des Konzessionsgebiets (inkl. gemeindefreie Gebiete)
yArea.supplied.N7	yArea.supplied.N7	Versorgte Fläche (= 11000 + 12000 + 16000 + 17000 + 18000 -18400 + 21000 + 22000 + 23000)
yArea.residential.N7	yArea.residential.N7	Fläche 11000 Wohnbaufläche

yArea.industry.N7	yArea.industry.N7	Fläche 12000 Industrie- und Gewerbefläche
yArea.mixed.N7	yArea.mixed.N7	Fläche 16000 Fläche gemischter Nutzung
yArea.other.N7	yArea.other.N7	Fläche 17000 Fläche besonderer funktionaler Prägung
yArea.sport.N7	yArea.sport.N7	Fläche 18000 Sport-, Freizeit- und Erholungsfläche
yArea.park.N7	yArea.park.N7	Fläche 18400 Grünanlage
yArea.traffic.N7	yArea.traffic.N7	Fläche 21000 Straßenverkehr
yArea.roads.N7	yArea.roads.N7	Fläche 22000 Weg
yArea.plaza.N7	yArea.plaza.N7	Fläche 23000 Platz
yArea.supply.N1	yArea.supply.N1	Geographische Fläche der Versorgung
yArea.supply.N3	yArea.supply.N3	
yArea.supply.N5	yArea.supply.N5	
yArea.network.N1	yArea.network.N1	Geographische Fläche der Netzausdehnung
yArea.network.N3	yArea.network.N3	
yArea.network.N5	yArea.network.N5	
yArea.agr.sum	AREA_GA	Aus File BNetzA Dichteparameter
yArea.GSD	Area_Netzgebiet	Aus File BNetzA gebietsstrukturelle Daten
<u>Diverse Eigenschaften der Netzbetreiber</u>		
zResources.excl.transformer.N2	zResources.excl.transformer.N2	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben
zResources.excl.transformer.N4	zResources.excl.transformer.N4	
zResources.excl.transformer.N6	zResources.excl.transformer.N6	
zOther.Population	zOther.Population	Bevölkerungszahl am letzten Tag des Basisjahres
zOther.Changes	zOther.Changes	Im Netzgebiet Netzzugänge und/oder Netzabgänge im Basisjahr
zOther.Peakshaving	zOther.Peakshaving	Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG berücksichtigt bei Netzplanung
zOperator.Streetlights	zOperator.Streetlights	Betreiber eines Straßenbeleuchtungsnetzes
zOther.Testat	zOther.Testat	Testat
<u>Gebietseigenschaften</u>		
zSoil.BK456	$(BK\_VOR\_01\_4 + BK\_VOR\_01\_5 + BK\_VOR\_01\_6) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Bodenklassen 4,5,6 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.BK26	$(BK\_VOR\_01\_2 + BK\_VOR\_01\_6) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Bodenklassen 2,6 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.BK0267	$(BK\_VOR\_01\_0 + BK\_VOR\_01\_2 + BK\_VOR\_01\_6 + BK\_VOR\_01\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Bodenklassen 0,2,6,7 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB567	$(GBK\_VOR\_01\_5 + GBK\_VOR\_01\_6 + GBK\_VOR\_01\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 5,6,7 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB37	$(GBK\_VOR\_01\_3 + GBK\_VOR\_01\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 3,7 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB0378	$(GBK\_VOR\_01\_0 + GBK\_VOR\_01\_3 + GBK\_VOR\_01\_7 + GBK\_VOR\_01\_8) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 0,3,7,8 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB567	$(GBK\_VOR\_01\_5 + GBK\_VOR\_01\_6 + GBK\_VOR\_01\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 5,6,7 gewichtet mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB37	$(GBK\_VOR\_01\_3 + GBK\_VOR\_01\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 3,7 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.GB0378	$(GBK\_VOR\_01\_0 + GBK\_VOR\_01\_3 + GBK\_VOR\_01\_7 + GBK\_VOR\_01\_8) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Grabbarkeit 0,3,7,8 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.AK4567	$(AK\_GBK01\_WH02\_4 + AK\_GBK01\_WH02\_5 + AK\_GBK01\_WH02\_6 + AK\_GBK01\_WH02\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Aufwandklassen 4,5,6,7 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
zSoil.AK67	$(AK\_GBK01\_WH02\_6 + AK\_GBK01\_WH02\_7) / yArea.GSD * yCables.all.tot$	Aufwandklassen 6,7 mit Stromkreislänge Kabel (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel), Tiefe 0-1 Meter
<u>Weitere Parameter</u>		
zDensity.connections	APD	Dichtemass Anschlüsse
zDensity.meters	ZPD	Dichtemass Zählpunkte

zDensity.addresses	ADD	Dichtemass Adressen
zOther.addresses	ADR	Anzahl Adressen
zSoil.aBK456	BK_VOR_01_4 + BK_VOR_01_5 + BK_VOR_01_6	AGS-Flächen Bodenklassen 4,5,6
zSoil.aBK26	BK_VOR_01_2 + BK_VOR_01_6	AGS-Flächen Bodenklassen 2,6
zSoil.aBK0267	BK_VOR_01_0 + BK_VOR_01_2 + BK_VOR_01_6 + BK_VOR_01_7	AGS-Flächen Bodenklassen 0,2,6,7
zSoil.aGB567	GBK_VOR_01_5 + GBK_VOR_01_6 + GBK_VOR_01_7	AGS-Flächen Grabbarkeit 5,6,7
zSoil.aGB37	GBK_VOR_01_3 + GBK_VOR_01_7	AGS-Flächen Grabbarkeit 3,7
zSoil.aGB0378	GBK_VOR_01_0 + GBK_VOR_01_3 + GBK_VOR_01_7 + GBK_VOR_01_8	AGS-Flächen Grabbarkeit 0,3,7,8
zSoil.aAK4567	AK_GBK01_WH02_4 + AK_GBK01_WH02_5 + AK_GBK01_WH02_6 + AK_GBK01_WH02_7	AGS-Flächen Aufwandklassen 4,5,6,7, Tiefe 0-1 Meter
zSoil.aAK67	AK_GBK01_WH02_6 + AK_GBK01_WH02_7	AGS-Flächen Aufwandklassen 6,7, Tiefe 0-1 Meter
zPowered.net.level.N1	Ermittelt in R Code	Netzebene betrieben während dem Basisjahr
zPowered.net.level.N2	Ermittelt in R Code	
zPowered.net.level.N3	Ermittelt in R Code	
zPowered.net.level.N4	Ermittelt in R Code	
zPowered.net.level.N5	Ermittelt in R Code	
zPowered.net.level.N6	Ermittelt in R Code	
zPowered.net.level.N7	Ermittelt in R Code	
zPowered.nets.level.tot	Ermittelt in R Code	Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen während des Basisjahres
<b>Input Netzbetreiber RP3</b>		
yRelativeLowerPower.N4	$yInstalledPower.N4to7.sum / yPeakload.N4$	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last
yRelativeLowerPower.N6	$yInstalledPower.N6to7.sum / yPeakload.N6$	
yRelativeLowerPower.scaled.N4	$yRelativeLowerPower.N4 * (yCables.circuit.N5 + yLines.circuit.N5 + yCables.circuit.N7 + yLines.circuit.N7)$	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last skaliert mit unterlagerter Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)
yRelativeLowerPower.scaled.N6	$yRelativeLowerPower.N6 * (yCables.circuit.N7 + yLines.circuit.N7)$	
yRelativeLowerPower.scaled.corr.N4	$\max(yRelativeLowerPower.scaled.N4, yRelativeLowerPower.scaled.N6)$	Anteil unterlagerter dezentraler Erzeugung an Last skaliert mit unterlagerter Stromkreislänge (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen)

Quelle: Eigene Darstellung

## II Zuordnung Variablenamen zu Erhebungsbogen

Tabelle 26 bildet die Zuordnung der englischen Variablenamen zu den Feldern des Erhebungsbogens ab. Ebenfalls angegeben ist die zugehörige Beschreibung gemäß EHB.

**Tabelle 26: Überführung Erhebungsbogen**

Parametername	EHB	Beschreibung
yConnections.cus.N1	F27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS
yConnections.cus.N2	H27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS/HS
yConnections.cus.N3	J27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS
yConnections.cus.N4	L27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS/MS
yConnections.cus.N5	N27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS
yConnections.cus.N6	P27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS/NS
yConnections.cus.N7	R27	Anzahl von Anschlusspunkten an Letztverbraucher (ohne Straßenbeleuchtung und ohne geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - NS
yConnections.other.dso.lower.N1	F28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS
yConnections.other.dso.lower.N2	H28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS/HS
yConnections.other.dso.lower.N3	J28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS
yConnections.other.dso.lower.N4	L28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS/MS
yConnections.other.dso.lower.N5	N28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS
yConnections.other.dso.lower.N6	P28	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde nachgelagerte Netz- und Umspannebenen (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS/NS
yConnections.other.dso.same.N1	F29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS
yConnections.other.dso.same.N2	H29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HöS/HS
yConnections.other.dso.same.N3	J29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS
yConnections.other.dso.same.N4	L29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - HS/MS
yConnections.other.dso.same.N5	N29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS
yConnections.other.dso.same.N6	P29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - MS/NS
yConnections.other.dso.same.N7	R29	Anzahl von Anschlusspunkten an fremde Netz- und Umspannebenen auf der gleichen Netz- und Umspannebene (inkl. geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 Abs. 2 EnWG) - NS
yConnections.own.lower.N1	F30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - HöS
yConnections.own.lower.N2	H30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - HöS/HS
yConnections.own.lower.N3	J30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - HS
yConnections.own.lower.N4	L30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - HS/MS
yConnections.own.lower.N5	N30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - MS
yConnections.own.lower.N6	P30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - MS/NS
yConnections.own.lower.N7	R30	Anzahl von Anschlusspunkten an eigene nachgelagerte Netz- und Umspannebenen - NS
yConnections.streetlights.dir.N7	R31	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die direkt am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 1) - NS
yConnections.streetlights.N7	R32	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die indirekt über einen Schaltkasten am eigenen Netz der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 2) - NS
yConnections.streetlights.N6	P33	Anzahl von Anschlusspunkten an Straßenbeleuchtungen die über ein Beleuchtungskabel/ eine Beleuchtungsfreileitung an die eigene Umspannebene MS/NS der öffentlichen Versorgung angebunden sind (Variante 3) - MS/NS
yMeters.N1	F37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - HöS
yMeters.N2	H37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - HöS/HS



yMeters.N3	J37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - HS
yMeters.N4	L37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - HS/MS
yMeters.N5	N37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - MS
yMeters.N6	P37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - MS/NS
yMeters.N7	R37	Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet - NS
yMeters.unoccupied.N1	F38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - H6S
yMeters.unoccupied.N2	H38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - H6S/HS
yMeters.unoccupied.N3	J38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - HS
yMeters.unoccupied.N4	L38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - HS/MS
yMeters.unoccupied.N5	N38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - MS
yMeters.unoccupied.N6	P38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - MS/NS
yMeters.unoccupied.N7	R38	davon Anzahl der Messlokationen mit Leerstand - NS
yMeters.flatrate.N1	F39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - H6S
yMeters.flatrate.N2	H39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - H6S/HS
yMeters.flatrate.N3	J39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - HS
yMeters.flatrate.N4	L39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - HS/MS
yMeters.flatrate.N5	N39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - MS
yMeters.flatrate.N6	P39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - MS/NS
yMeters.flatrate.N7	R39	Anzahl von Pauschalanlagen nach § 72 Messstellenbetriebsgesetz (MsBG) - NS
yMeters.read.op.N1	F40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - H6S
yMeters.read.op.N2	H40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - H6S/HS
yMeters.read.op.N3	J40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - HS
yMeters.read.op.N4	L40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - HS/MS
yMeters.read.op.N5	N40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - MS
yMeters.read.op.N6	P40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - MS/NS
yMeters.read.op.N7	R40	Anzahl vom Netzbetreiber betriebenen Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen und Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern) - NS
yMeters.read.ext.N1	F41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - H6S
yMeters.read.ext.N2	H41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - H6S/HS
yMeters.read.ext.N3	J41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - HS
yMeters.read.ext.N4	L41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - HS/MS
yMeters.read.ext.N5	N41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - MS
yMeters.read.ext.N6	P41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - MS/NS
yMeters.read.ext.N7	R41	Anzahl von Dritten betriebenen Messlokationen gemäß § 5 MsBG im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, inkl. Messlokationen von Erzeugungsanlagen) - NS
yMeters.cp.ctrl.N1	F44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - H6S
yMeters.cp.ctrl.N2	H44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - H6S/HS
yMeters.cp.ctrl.N3	J44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - HS
yMeters.cp.ctrl.N4	L44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - HS/MS
yMeters.cp.ctrl.N5	N44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - MS

yMeters.cp.ctrl.N6	P44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - MS/NS
yMeters.cp.ctrl.N7	R44	Anzahl der Messlokationen von steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - NS
yMeters.cp.nonctrl.N1	F45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - H6S
yMeters.cp.nonctrl.N2	H45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - H6S/HS
yMeters.cp.nonctrl.N3	J45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - HS
yMeters.cp.nonctrl.N4	L45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - HS/MS
yMeters.cp.nonctrl.N5	N45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - MS
yMeters.cp.nonctrl.N6	P45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - MS/NS
yMeters.cp.nonctrl.N7	R45	Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG, die ausschließlich dem nicht steuerbaren Ladepunkt zugeordnet sind - NS
yMeters.house.N1	F46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - H6S
yMeters.house.N2	H46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - H6S/HS
yMeters.house.N3	J46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - HS
yMeters.house.N4	L46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - HS/MS
yMeters.house.N5	N46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - MS
yMeters.house.N6	P46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - MS/NS
yMeters.house.N7	R46	Anzahl der Messlokationen nach § 3 Satz 1 Nr. 22 EnWG (Haushaltskunden), welche nicht zu 2.2.5 und 2.2.6 zählen (Jahresverbrauch bis 10.000 kWh unabhängig davon, ob RLM oder nicht) - NS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N1	F47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - H6S
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N2	H47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - H6S/HS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N3	J47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - HS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N4	L47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - HS/MS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N5	N47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - MS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N6	P47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - MS/NS
yMeters.o-ver10MWh.noRPM.N7	R47	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh ohne RLM - NS
yMeters.over10MWh.RPM.N1	F48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - H6S
yMeters.over10MWh.RPM.N2	H48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - H6S/HS
yMeters.over10MWh.RPM.N3	J48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - HS
yMeters.over10MWh.RPM.N4	L48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - HS/MS
yMeters.over10MWh.RPM.N5	N48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - MS
yMeters.over10MWh.RPM.N6	P48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - MS/NS
yMeters.over10MWh.RPM.N7	R48	Anzahl der Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.7 fallen, mit Jahresverbrauch über 10.000 kWh mit RLM (ohne Pauschalanlagen) - NS
yMeters.others.N1	F49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - H6S
yMeters.others.N2	H49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5 - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - H6S/HS

yMeters.others.N3	J49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - HS
yMeters.others.N4	L49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - HS/MS
yMeters.others.N5	N49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - MS
yMeters.others.N6	P49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - MS/NS
yMeters.others.N7	R49	Anzahl der sonstigen Messlokationen, welche nicht unter 2.2.5. - 2.2.9 genannt wurden (Insbesondere sind dies reine Messlokationen von Erzeugungsanlagen und die Messlokationen/Zählpunkte an Netzkopplungspunkten zu fremden Netzbetreibern; ohne Pauschalanlagen) - NS
yCables.circuit.N1	F53	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) - HöS
yCables.circuit.N3	J53	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) - HS
yCables.circuit.N5	N53	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) - MS
yCables.circuit.N7	R53	Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) - NS
yCables.house.N7	R54	Stromkreislänge der Kabel-Hausanschlüsse - NS
yCables.streetlights.N7	R55	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungskabel - NS
yLines.circuit.N1	F56	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) - HöS
yLines.circuit.N3	J56	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) - HS
yLines.circuit.N5	N56	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) - MS
yLines.circuit.N7	R56	Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) - NS
yLines.house.N7	R57	Stromkreislänge der Freileitungs-Hausanschlüsse - NS
yLines.streetlights.N7	R58	Stromkreislänge der Straßenbeleuchtungsfreileitungen - NS
ySubstations.N1	F62	Anzahl der Umspannstationen - HöS
ySubstations.N2	H62	Anzahl der Umspannstationen - HöS/HS
ySubstations.N3	J62	Anzahl der Umspannstationen - HS
ySubstations.N4	L62	Anzahl der Umspannstationen - HS/MS
ySubstations.N5	N62	Anzahl der Umspannstationen - MS
ySubstations.N6	P62	Anzahl der Umspannstationen - MS/NS
ySubstations.N7	R62	Anzahl der Umspannstationen - NS
ySubstations.share.external.use.N1	F63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - HöS
ySubstations.share.external.use.N2	H63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - HöS/HS
ySubstations.share.external.use.N3	J63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - HS
ySubstations.share.external.use.N4	L63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - HS/MS
ySubstations.share.external.use.N5	N63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - MS
ySubstations.share.external.use.N6	P63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - MS/NS
ySubstations.share.external.use.N7	R63	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der Umspannstationen - NS
yTransformers.N1	F67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - HöS
yTransformers.N2	H67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - HöS/HS
yTransformers.N3	J67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - HS
yTransformers.N4	L67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - HS/MS
yTransformers.N5	N67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - MS
yTransformers.N6	P67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - MS/NS
yTransformers.N7	R67	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Transformatoren - NS
yTransformers.ront.N1	F68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - HöS
yTransformers.ront.N2	H68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - HöS/HS
yTransformers.ront.N3	J68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - HS
yTransformers.ront.N4	L68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - HS/MS
yTransformers.ront.N5	N68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - MS
yTransformers.ront.N6	P68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - MS/NS
yTransformers.ront.N7	R68	Anzahl unter Last regelbarer Transformatoren - NS
yTransformers.reserve.N1	F69	Anzahl nicht regelbarer sowie nicht unter Last regelbarer Reservetransformatoren - HöS



yTransformers.power.reserve.N1	F78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS
yTransformers.power.reserve.N2	H78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS/HS
yTransformers.power.reserve.N3	J78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS
yTransformers.power.reserve.N4	L78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS/MS
yTransformers.power.reserve.N5	N78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS
yTransformers.power.reserve.N6	P78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS/NS
yTransformers.power.reserve.N7	R78	Installierte Bemessungsscheinleistung aller nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - NS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N1	F79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N2	H79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS/HS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N3	J79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N4	L79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS/MS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N5	N79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N6	P79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS/NS
yTransformers.power.reserve.share.external.use.N7	R79	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der nicht regelbaren sowie nicht unter Last regelbaren Reservetransformatoren - NS
yTransformers.power.ront.reserve.N1	F80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS
yTransformers.power.ront.reserve.N2	H80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS/HS
yTransformers.power.ront.reserve.N3	J80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS
yTransformers.power.ront.reserve.N4	L80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS/MS
yTransformers.power.ront.reserve.N5	N80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS
yTransformers.power.ront.reserve.N6	P80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS/NS
yTransformers.power.ront.reserve.N7	R80	Installierte Bemessungsscheinleistung aller unter Last regelbaren Reservetransformatoren - NS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N1	F81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N2	H81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HöS/HS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N3	J81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N4	L81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - HS/MS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N5	N81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N6	P81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - MS/NS
yTransformers.power.ront.reserve.share.external.use.N7	R81	Davon prozentualer Fremdnutzunganteil der installierten Bemessungsscheinleistung der unter Last regelbaren Reservetransformatoren - NS
ySwitchingstations.N1	F85	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke am letzten Tag des Basisjahres - HöS
ySwitchingstations.N3	J85	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke am letzten Tag des Basisjahres - HS
ySwitchingstations.N5	N85	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke am letzten Tag des Basisjahres - MS
ySwitchingstations.N7	R85	Anzahl aller Schaltstationen und Kabelverteilerschränke am letzten Tag des Basisjahres - NS
yInjectionPoints.N1	F89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - HöS
yInjectionPoints.N2	H89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjectionPoints.N3	J89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - HS
yInjectionPoints.N4	L89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjectionPoints.N5	N89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - MS

yInjectionPoints.N6	P89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjectionPoints.N7	R89	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen - NS
yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	R90	Anzahl aller Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen, die auch Anschlusspunkte an Letztverbraucher in der Niederspannungsebene sind - NS
yInjectionPoints.renewables.N1	F91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - H6S
yInjectionPoints.renewables.N2	H91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - H6S/HS
yInjectionPoints.renewables.N3	J91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjectionPoints.renewables.N4	L91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjectionPoints.renewables.N5	N91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjectionPoints.renewables.N6	P91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjectionPoints.renewables.N7	R91	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjectionPoints.renewables.solar.N1	F92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - H6S
yInjectionPoints.renewables.solar.N2	H92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - H6S/HS
yInjectionPoints.renewables.solar.N3	J92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS
yInjectionPoints.renewables.solar.N4	L92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS/MS
yInjectionPoints.renewables.solar.N5	N92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS
yInjectionPoints.renewables.solar.N6	P92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS/NS
yInjectionPoints.renewables.solar.N7	R92	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - NS
yInjectionPoints.renewables.wind.N1	F93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - H6S
yInjectionPoints.renewables.wind.N2	H93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - H6S/HS
yInjectionPoints.renewables.wind.N3	J93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS
yInjectionPoints.renewables.wind.N4	L93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS/MS
yInjectionPoints.renewables.wind.N5	N93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS
yInjectionPoints.renewables.wind.N6	P93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS/NS
yInjectionPoints.renewables.wind.N7	R93	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - NS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N1	F94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - H6S
yInjectionPoints.renewables.biomass.N2	H94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - H6S/HS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N3	J94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N4	L94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS/MS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N5	N94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N6	P94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS/NS
yInjectionPoints.renewables.biomass.N7	R94	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - NS
yInjectionPoints.renewables.hydro.N1	F95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - H6S
yInjectionPoints.renewables.hydro.N2	H95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - H6S/HS



yInjectionPoints.renewables.hydro.N3	J95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS
yInjectionPoints.renewables.hydro.N4	L95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS/MS
yInjectionPoints.renewables.hydro.N5	N95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS
yInjectionPoints.renewables.hydro.N6	P95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS/NS
yInjectionPoints.renewables.hydro.N7	R95	Anzahl aller Einspeisepunkte von EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - NS
yInjectionPoints.KWKG.N1	F96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInjectionPoints.KWKG.N2	H96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjectionPoints.KWKG.N3	J96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjectionPoints.KWKG.N4	L96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjectionPoints.KWKG.N5	N96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjectionPoints.KWKG.N6	P96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjectionPoints.KWKG.N7	R96	Anzahl aller Einspeisepunkte von KWKG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjectionPoints.other.N1	F97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - HöS
yInjectionPoints.other.N2	H97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - HöS/HS
yInjectionPoints.other.N3	J97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - HS
yInjectionPoints.other.N4	L97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - HS/MS
yInjectionPoints.other.N5	N97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - MS
yInjectionPoints.other.N6	P97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - MS/NS
yInjectionPoints.other.N7	R97	Anzahl aller Einspeisepunkte von sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisepunkte, die nicht unter 2.8.4 - 2.8.8 genannt wurden) - NS
yInstalledPower.N1	F103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - HöS
yInstalledPower.N2	H103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInstalledPower.N3	J103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - HS
yInstalledPower.N4	L103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInstalledPower.N5	N103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - MS
yInstalledPower.N6	P103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInstalledPower.N7	R103	Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen - NS
yInstalledPower.renewables.N1	F104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInstalledPower.renewables.N2	H104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInstalledPower.renewables.N3	J104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HS
yInstalledPower.renewables.N4	L104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInstalledPower.renewables.N5	N104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - MS
yInstalledPower.renewables.N6	P104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInstalledPower.renewables.N7	R104	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen - NS
yInstalledPower.renewables.solar.N1	F105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HöS
yInstalledPower.renewables.solar.N2	H105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HöS/HS
yInstalledPower.renewables.solar.N3	J105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS
yInstalledPower.renewables.solar.N4	L105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS/MS
yInstalledPower.renewables.solar.N5	N105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS
yInstalledPower.renewables.solar.N6	P105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS/NS
yInstalledPower.renewables.solar.N7	R105	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - NS
yInstalledPower.renewables.wind.N1	F106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HöS
yInstalledPower.renewables.wind.N2	H106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HöS/HS



yInstalledPower.renewables.wind.N3	J106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS
yInstalledPower.renewables.wind.N4	L106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS/MS
yInstalledPower.renewables.wind.N5	N106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS
yInstalledPower.renewables.wind.N6	P106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS/NS
yInstalledPower.renewables.wind.N7	R106	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - NS
yInstalledPower.renewables.biomass.N1	F107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HöS
yInstalledPower.renewables.biomass.N2	H107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HöS/HS
yInstalledPower.renewables.biomass.N3	J107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS
yInstalledPower.renewables.biomass.N4	L107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS/MS
yInstalledPower.renewables.biomass.N5	N107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS
yInstalledPower.renewables.biomass.N6	P107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS/NS
yInstalledPower.renewables.biomass.N7	R107	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - NS
yInstalledPower.renewables.hydro.N1	F108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HöS
yInstalledPower.renewables.hydro.N2	H108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HöS/HS
yInstalledPower.renewables.hydro.N3	J108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS
yInstalledPower.renewables.hydro.N4	L108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS/MS
yInstalledPower.renewables.hydro.N5	N108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS
yInstalledPower.renewables.hydro.N6	P108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS/NS
yInstalledPower.renewables.hydro.N7	R108	Installierte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - NS
yInstalledPower.KWKG.N1	F109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInstalledPower.KWKG.N2	H109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInstalledPower.KWKG.N3	J109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HS
yInstalledPower.KWKG.N4	L109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInstalledPower.KWKG.N5	N109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - MS
yInstalledPower.KWKG.N6	P109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInstalledPower.KWKG.N7	R109	Installierte Erzeugungsleistung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - NS
yInstalledPower.other.N1	F110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - HöS
yInstalledPower.other.N2	H110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - HöS/HS
yInstalledPower.other.N3	J110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - HS
yInstalledPower.other.N4	L110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - HS/MS
yInstalledPower.other.N5	N110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - MS
yInstalledPower.other.N6	P110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - MS/NS
yInstalledPower.other.N7	R110	Installierte Erzeugungsleistung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Erzeugungsleistung, die nicht unter 3.1.3 - 3.1.7 genannt wurde) - NS

yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N1	F112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - HöS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N2	H112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - HöS/HS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N3	J112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - HS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N4	L112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - HS/MS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N5	N112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - MS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N6	P112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - MS/NS
yInstalledPower.renewables.solar.reducedAPFL.N7	R112	Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG - NS
yInjection.generation.N1	F116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.generation.N2	H116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.generation.N3	J116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.generation.N4	L116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.generation.N5	N116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.generation.N6	P116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjection.generation.N7	R116	Einspeisung aller Erzeugungsanlagen - NS
yInjection.renewables.N1	F117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.renewables.N2	H117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.renewables.N3	J117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.renewables.N4	L117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.renewables.N5	N117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.renewables.N6	P117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjection.renewables.N7	R117	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjection.renewables.solar.N1	F118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HöS
yInjection.renewables.solar.N2	H118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HöS/HS
yInjection.renewables.solar.N3	J118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS
yInjection.renewables.solar.N4	L118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - HS/MS
yInjection.renewables.solar.N5	N118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS
yInjection.renewables.solar.N6	P118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - MS/NS
yInjection.renewables.solar.N7	R118	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie - NS
yInjection.renewables.wind.N1	F119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HöS
yInjection.renewables.wind.N2	H119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HöS/HS
yInjection.renewables.wind.N3	J119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS
yInjection.renewables.wind.N4	L119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - HS/MS
yInjection.renewables.wind.N5	N119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS
yInjection.renewables.wind.N6	P119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - MS/NS
yInjection.renewables.wind.N7	R119	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie - NS
yInjection.renewables.bio-mass.N1	F120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HöS
yInjection.renewables.bio-mass.N2	H120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HöS/HS
yInjection.renewables.bio-mass.N3	J120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS
yInjection.renewables.bio-mass.N4	L120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - HS/MS
yInjection.renewables.bio-mass.N5	N120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS
yInjection.renewables.bio-mass.N6	P120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - MS/NS
yInjection.renewables.bio-mass.N7	R120	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Geothermie sowie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie - NS
yInjection.renewables.hydro.N1	F121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HöS
yInjection.renewables.hydro.N2	H121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HöS/HS
yInjection.renewables.hydro.N3	J121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS
yInjection.renewables.hydro.N4	L121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - HS/MS
yInjection.renewables.hydro.N5	N121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS
yInjection.renewables.hydro.N6	P121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - MS/NS

yInjection.renewables.hydro.N7	R121	Einspeisung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Wasserkraft - NS
yInjection.KWKG.N1	F122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.KWKG.N2	H122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.KWKG.N3	J122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.KWKG.N4	L122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.KWKG.N5	N122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.KWKG.N6	P122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjection.KWKG.N7	R122	Einspeisung aller KWKG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjection.other.N1	F123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - HöS
yInjection.other.N2	H123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - HöS/HS
yInjection.other.N3	J123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - HS
yInjection.other.N4	L123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - HS/MS
yInjection.other.N5	N123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - MS
yInjection.other.N6	P123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - MS/NS
yInjection.other.N7	R123	Einspeisung aller sonstigen Erzeugungsanlagen (Einspeisung, die nicht unter 3.2.3 - 3.2.7 genannt wurde) - NS
yInjection.N1	F128	Summe Einspeisung - HöS
yInjection.N2	H128	Summe Einspeisung - HöS/HS
yInjection.N3	J128	Summe Einspeisung - HS
yInjection.N4	L128	Summe Einspeisung - HS/MS
yInjection.N5	N128	Summe Einspeisung - MS
yInjection.N6	P128	Summe Einspeisung - MS/NS
yInjection.N7	R128	Summe Einspeisung - NS
yInjection.upper.nets.N2	H129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HöS/HS
yInjection.upper.nets.N3	J129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HS
yInjection.upper.nets.N4	L129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HS/MS
yInjection.upper.nets.N5	N129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - MS
yInjection.upper.nets.N6	P129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - MS/NS
yInjection.upper.nets.N7	R129	Einspeisung aus eigener vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - NS
yInjection.upper.nets.other.dso.N2	H130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS/HS
yInjection.upper.nets.other.dso.N3	J130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS
yInjection.upper.nets.other.dso.N4	L130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS/MS
yInjection.upper.nets.other.dso.N5	N130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS
yInjection.upper.nets.other.dso.N6	P130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS/NS
yInjection.upper.nets.other.dso.N7	R130	Einspeisung aus vorgelagerter Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - NS
yInjection.other.dso.N1	F131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS
yInjection.other.dso.N2	H131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS/HS
yInjection.other.dso.N3	J131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS
yInjection.other.dso.N4	L131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS/MS
yInjection.other.dso.N5	N131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS
yInjection.other.dso.N6	P131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS/NS
yInjection.other.dso.N7	R131	Einspeisung aus gleicher Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - NS
yInjection.renewables.N1	F132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.renewables.N2	H132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.renewables.N3	J132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.renewables.N4	L132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.renewables.N5	N132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.renewables.N6	P132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjection.renewables.N7	R132	Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjection.KWKG.N1	F133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.KWKG.N2	H133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.KWKG.N3	J133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.KWKG.N4	L133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.KWKG.N5	N133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.KWKG.N6	P133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - MS/NS

yInjection.KWKG.N7	R133	Einspeisung aus KWKG-Erzeugungsanlagen - NS
yInjection.other.N1	F134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - HöS
yInjection.other.N2	H134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - HöS/HS
yInjection.other.N3	J134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - HS
yInjection.other.N4	L134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - HS/MS
yInjection.other.N5	N134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - MS
yInjection.other.N6	P134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - MS/NS
yInjection.other.N7	R134	Einspeisung aus sonstigen Erzeugungsanlagen - NS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N1	F135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HöS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N2	H135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HöS/HS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N3	J135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N4	L135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - HS/MS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N5	N135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - MS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N6	P135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - MS/NS
yEnergy.recovered.from.lower.net.N7	R135	Rückspeisungen aus nachgelagerter Netz- bzw. Umspannebene - NS
yEnergy.delivered.N1	F138	Summe Entnahme - HöS
yEnergy.delivered.N2	H138	Summe Entnahme - HöS/HS
yEnergy.delivered.N3	J138	Summe Entnahme - HS
yEnergy.delivered.N4	L138	Summe Entnahme - HS/MS
yEnergy.delivered.N5	N138	Summe Entnahme - MS
yEnergy.delivered.N6	P138	Summe Entnahme - MS/NS
yEnergy.delivered.N7	R138	Summe Entnahme - NS
yEnergy.losses.N1	F139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - HöS
yEnergy.losses.N2	H139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - HöS/HS
yEnergy.losses.N3	J139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - HS
yEnergy.losses.N4	L139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - HS/MS
yEnergy.losses.N5	N139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - MS
yEnergy.losses.N6	P139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - MS/NS
yEnergy.losses.N7	R139	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) nach § 10 Abs. 1 StromNEV - NS
yEnergy.other.N1	F140	Sonstige entnommene Energiemengen - HöS
yEnergy.other.N2	H140	Sonstige entnommene Energiemengen - HöS/HS
yEnergy.other.N3	J140	Sonstige entnommene Energiemengen - HS
yEnergy.other.N4	L140	Sonstige entnommene Energiemengen - HS/MS
yEnergy.other.N5	N140	Sonstige entnommene Energiemengen - MS
yEnergy.other.N6	P140	Sonstige entnommene Energiemengen - MS/NS
yEnergy.other.N7	R140	Sonstige entnommene Energiemengen - NS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N2	H141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HöS/HS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N3	J141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N4	L141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HS/MS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N5	N141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - MS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N6	P141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - MS/NS
yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	R141	Rückspeisung in vorgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - NS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N1	F142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2	H142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS/HS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3	J142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4	L142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS/MS

yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5	N142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6	P142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS/NS
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7	R142	Entnahme durch die gleiche Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - NS
yEnergy.delivered.to.customers.N1	F143	Entnahme durch Letztverbraucher - HöS
yEnergy.delivered.to.customers.N2	H143	Entnahme durch Letztverbraucher - HöS/HS
yEnergy.delivered.to.customers.N3	J143	Entnahme durch Letztverbraucher - HS
yEnergy.delivered.to.customers.N4	L143	Entnahme durch Letztverbraucher - HS/MS
yEnergy.delivered.to.customers.N5	N143	Entnahme durch Letztverbraucher - MS
yEnergy.delivered.to.customers.N6	P143	Entnahme durch Letztverbraucher - MS/NS
yEnergy.delivered.to.customers.N7	R143	Entnahme durch Letztverbraucher - NS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N1	F144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2	H144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HöS/HS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3	J144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4	L144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - HS/MS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5	N144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6	P144	Entnahme durch die nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene eines fremden Netzbetreibers - MS/NS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N1	F145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HöS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N2	H145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HöS/HS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N3	J145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N4	L145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - HS/MS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N5	N145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - MS
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N6	P145	Entnahme durch die eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene - MS/NS
yPeakload.N1	F149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - HöS
yPeakload.N2	H149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - HöS/HS
yPeakload.N3	J149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - HS
yPeakload.N4	L149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - HS/MS
yPeakload.N5	N149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - MS
yPeakload.N6	P149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - MS/NS
yPeakload.N7	R149	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen - NS
dPeakload.date.N1	F150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - HöS
dPeakload.date.N2	H150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - HöS/HS
dPeakload.date.N3	J150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - HS
dPeakload.date.N4	L150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - HS/MS
dPeakload.date.N5	N150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - MS
dPeakload.date.N6	P150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - MS/NS
dPeakload.date.N7	R150	Datum an dem die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aufgetreten ist - NS
yPeakload.2.N1	F151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - HöS
yPeakload.2.N2	H151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - HöS/HS
yPeakload.2.N3	J151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - HS
yPeakload.2.N4	L151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - HS/MS
yPeakload.2.N5	N151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - MS
yPeakload.2.N6	P151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - MS/NS

yPeakload.2.N7	R151	Zeitgleicher zweithöchster Lastwert aller Entnahmen - NS
dPeakload.2.date.N1	F152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös
dPeakload.2.date.N2	H152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös/HS
dPeakload.2.date.N3	J152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS
dPeakload.2.date.N4	L152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS/MS
dPeakload.2.date.N5	N152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS
dPeakload.2.date.N6	P152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS/NS
dPeakload.2.date.N7	R152	Datum an dem der zeitgleiche zweithöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - NS
yPeakload.3.N1	F153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös
yPeakload.3.N2	H153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös/HS
yPeakload.3.N3	J153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - HS
yPeakload.3.N4	L153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - HS/MS
yPeakload.3.N5	N153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - MS
yPeakload.3.N6	P153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - MS/NS
yPeakload.3.N7	R153	Zeitgleicher dritthöchster Lastwert aller Entnahmen - NS
dPeakload.3.date.N1	F154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös
dPeakload.3.date.N2	H154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös/HS
dPeakload.3.date.N3	J154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS
dPeakload.3.date.N4	L154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS/MS
dPeakload.3.date.N5	N154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS
dPeakload.3.date.N6	P154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS/NS
dPeakload.3.date.N7	R154	Datum an dem der zeitgleiche dritthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - NS
yPeakload.4.N1	F155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös
yPeakload.4.N2	H155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös/HS
yPeakload.4.N3	J155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - HS
yPeakload.4.N4	L155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - HS/MS
yPeakload.4.N5	N155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - MS
yPeakload.4.N6	P155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - MS/NS
yPeakload.4.N7	R155	Zeitgleicher vierthöchster Lastwert aller Entnahmen - NS
dPeakload.4.date.N1	F156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös
dPeakload.4.date.N2	H156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös/HS
dPeakload.4.date.N3	J156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS
dPeakload.4.date.N4	L156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS/MS
dPeakload.4.date.N5	N156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS
dPeakload.4.date.N6	P156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS/NS
dPeakload.4.date.N7	R156	Datum an dem der zeitgleiche vierthöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - NS
yPeakload.5.N1	F157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös
yPeakload.5.N2	H157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - Hös/HS
yPeakload.5.N3	J157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - HS
yPeakload.5.N4	L157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - HS/MS
yPeakload.5.N5	N157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - MS
yPeakload.5.N6	P157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - MS/NS
yPeakload.5.N7	R157	Zeitgleicher fünfhöchster Lastwert aller Entnahmen - NS
dPeakload.5.date.N1	F158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös
dPeakload.5.date.N2	H158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - Hös/HS
dPeakload.5.date.N3	J158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS
dPeakload.5.date.N4	L158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - HS/MS
dPeakload.5.date.N5	N158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS
dPeakload.5.date.N6	P158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - MS/NS
dPeakload.5.date.N7	R158	Datum an dem der zeitgleiche fünfhöchste Lastwert aller Entnahmen aufgetreten ist - NS
yPeakload.injection.N1	F160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - Hös
yPeakload.injection.N2	H160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - Hös/HS
yPeakload.injection.N3	J160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - HS
yPeakload.injection.N4	L160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - HS/MS
yPeakload.injection.N5	N160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - MS
yPeakload.injection.N6	P160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - MS/NS
yPeakload.injection.N7	R160	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen - NS
yPeakload.into.higher.sim.N2	H161	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene - Hös/HS
yPeakload.into.higher.sim.N4	L161	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene - HS/MS



yPeakload.from.higher.sim.N2	H162	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene - HöS/HS
yPeakload.from.higher.sim.N4	L162	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene - HS/MS
yPeakload.into.higher.sim.nett.N2	H163	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert) - HöS/HS
yPeakload.into.higher.sim.nett.N4	L163	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert) - HS/MS
yPeakload.into.higher.sim.nett.N6	P163	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene (saldiert) - MS/NS
yPeakload.abs.sim.N2	H164	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen der Umspannebene - HöS/HS
yPeakload.abs.sim.N4	L164	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen der Umspannebene - HS/MS
yPeakload.abs.nonsim.N2	H168	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene - HöS/HS
yPeakload.abs.nonsim.N4	L168	Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen aus einer Umspannebene - HS/MS
yPeakload.into.higher.nonsim.N2	H169	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene - HöS/HS
yPeakload.into.higher.nonsim.N4	L169	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Rückspeisungen aus der Umspannebene in die vorgelagerte Netzebene - HS/MS
yPeakload.from.higher.nonsim.N2	H170	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene - HöS/HS
yPeakload.from.higher.nonsim.N4	L170	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene - HS/MS
yIssues.num	F174	Anzahl aller Einspeisemanagementmaßnahmen (Ursache im eigenen Netz) - Netz- und Umspannebenenunabhängig
yIssues.energy.lost.own.N1	F178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS
yIssues.energy.lost.own.N2	H178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS/HS
yIssues.energy.lost.own.N3	J178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS
yIssues.energy.lost.own.N4	L178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS
yIssues.energy.lost.own.N5	N178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS
yIssues.energy.lost.own.N6	P178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS
yIssues.energy.lost.own.N7	R178	Ausfallarbeit aller Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - NS
yIssues.energy.lost.own.solar.N1	F179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS
yIssues.energy.lost.own.solar.N2	H179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS/HS
yIssues.energy.lost.own.solar.N3	J179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS
yIssues.energy.lost.own.solar.N4	L179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS
yIssues.energy.lost.own.solar.N5	N179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS
yIssues.energy.lost.own.solar.N6	P179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS
yIssues.energy.lost.own.solar.N7	R179	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Solarenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - NS
yIssues.energy.lost.own.wind.N1	F180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS
yIssues.energy.lost.own.wind.N2	H180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HöS/HS
yIssues.energy.lost.own.wind.N3	J180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS
yIssues.energy.lost.own.wind.N4	L180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS
yIssues.energy.lost.own.wind.N5	N180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS
yIssues.energy.lost.own.wind.N6	P180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS



y-Issues.energy.lost.own.wind.N7	R180	davon Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen Windenergie gemäß § 13a Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG alte Fassung (Ursache im eigenen Netz) - NS
yInstalled-Power.simcurt.N1to2.cum	F184	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HöS/HS
yInstalled-Power.simcurt.N3to7.cum	J184	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.N1to3.cum	F185	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS
yInstalled-Power.simcurt.N4to7.cum	L185	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.N1to4.cum	F186	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS/MS
yInstalled-Power.simcurt.N5to7.cum	N186	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - MS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.N1to5.cum	F187	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS
yInstalled-Power.simcurt.N6to7.cum	P187	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.N1to6.cum	F188	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS/NS
yInstalled-Power.simcurt.N7.cum	R188	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz) - NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to2	F190	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HöS/HS
yInstalledPower.simcurt.solar.N3to7	J190	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HS bis NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to3	F191	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS
yInstalledPower.simcurt.solar.N4to7	L191	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS bis NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to4	F192	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS/MS
yInstalledPower.simcurt.solar.N5to7	N192	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - MS bis NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to5	F193	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS
yInstalledPower.simcurt.solar.N6to7	P193	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS bis NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N1to6	F194	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS/NS
yInstalledPower.simcurt.solar.N7	R194	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Ursache im eigenen Netz) - NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N1to2	F196	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HöS/HS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N3to7	J196	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N1to3	F197	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N4to7	L197	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HS/MS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N1to4	F198	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis HS/MS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N5to7	N198	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - MS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N1to5	F199	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N6to7	P199	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - MS/NS bis NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N1to6	F200	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - HöS bis MS/NS
yInstalled-Power.simcurt.wind.N7	R200	Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Windenergie (Ursache im eigenen Netz) - NS
yArea.N7	R206	Konzessionsfläche (inkl. gemeindefreie Gebiete) - NS
yArea.supplied.N7	R208	Versorgte Fläche (= 11000 + 12000 + 16000 + 17000 + 18000 - 18400 + 21000 + 22000 + 23000) - NS
yArea.residential.N7	R209	11000 Wohnbaufläche - NS
yArea.industry.N7	R210	12000 Industrie- und Gewerbefläche - NS

yArea.mixed.N7	R211	16000 Fläche gemischter Nutzung - NS
yArea.other.N7	R212	17000 Fläche besonderer funktionaler Prägung - NS
yArea.sport.N7	R213	18000 Sport-, Freizeit- und Erholungsfläche (inkl. der 18400 Grünanlage) - NS
yArea.park.N7	R214	18400 Grünanlage - NS
yArea.traffic.N7	R215	21000 Straßenverkehr - NS
yArea.roads.N7	R216	22000 Weg - NS
yArea.plaza.N7	R217	23000 Platz - NS
yArea.supply.N1	F221	Geographische Fläche der Versorgung - HÖS
yArea.supply.N3	J221	Geographische Fläche der Versorgung - HS
yArea.supply.N5	N221	Geographische Fläche der Versorgung - MS
yArea.network.N1	F222	Geographische Fläche der Netzausdehnung - HÖS
yArea.network.N3	J222	Geographische Fläche der Netzausdehnung - HS
yArea.network.N5	N222	Geographische Fläche der Netzausdehnung - MS
zResources.excl.transformer.N2	H229	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen. - HÖS/HS
zResources.excl.transformer.N4	L229	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen. - HS/MS
zResources.excl.transformer.N6	P229	Betreiben Sie eine Sammelschiene oder andere Betriebsmittel in der Umspannebene, ohne einen Transformator in der gleichen Umspannebene zu betreiben, so ist "Ja" auszuwählen. - MS/NS
zOther.Population	F233	Bevölkerungszahl am letzten Tag des Basisjahres - Netz- und Umspannebenenunabhängig
zOther.Changes	F237	Gab es in Ihrem Netzgebiet unterjährige Netzübergänge im Basisjahr? - Netz- und Umspannebenenunabhängig
zOther.Peakshaving	F239	Anzugeben ist, ob bei der Netzplanung die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG berücksichtigt wurde - Netz- und Umspannebenenunabhängig
zOperator.Streetlights	F241	Sind Sie Betreiber eines Straßenbeleuchtungsnetzes? (nur mit „Ja“ antworten, wenn die Kosten dieses Straßenbeleuchtungsnetzes auch Teil des Ausgangsniveaus 2021 und damit Teil der Erlösobergrenze der vierten Regulierungsperiode werden) - Netz- und Umspannebenenunabhängig
zOther.Testat	F243	Liegt Ihnen das EEG- und KWKG-Testat bereits vor und sind somit Ihre Angaben zu den EEG- und KWKG betroffenen Abfragen abschließend? - Netz- und Umspannebenenunabhängig

Quelle: Eigene Darstellung

### III Gruppenanalyse

Tabelle 27: Gruppenanalyse: Ein- und Ausspeisepunkte

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs			t
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC	
yConnections	yConnections.incl.inj.N5	80.2	97.1%	7'186	83.7	97.3%	7'165	
yConnections	yConnections.N5	77.8	96.9%	7'198	80.2	97.1%	7'181	
yConnections	yConnections.incl.inj.tot	49.4	92.7%	7'365	49.3	92.7%	7'360	
yConnections	yConnections.tot	49.4	92.7%	7'365	49.3	92.6%	7'361	
yConnections	yConnections.incl.inj.excl.streetlights.sum	49.3	92.6%	7'366	49.2	92.6%	7'361	
yConnections	yConnections.excl.streetlights.tot	49.3	92.6%	7'366	49.1	92.6%	7'362	
yConnections	yConnections.incl.inj.N1357.sum	48.4	92.4%	7'373	48.0	92.3%	7'371	
yConnections	yConnections.cus.tot	47.8	92.2%	7'377	47.4	92.1%	7'375	
yConnections	yConnections.N7	47.5	92.1%	7'379	47.0	92.0%	7'378	
yConnections	yConnections.incl.inj.N7	47.3	92.1%	7'381	46.8	91.9%	7'379	
yConnections	yConnections.cus.N7	47.3	92.1%	7'381	46.8	91.9%	7'379	
yConnections	yConnections.N6	34.2	85.9%	7'493	35.3	86.6%	7'477	
yConnections	yConnections.incl.inj.N6	33.2	85.1%	7'503	34.3	85.9%	7'487	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N7	33.3	85.2%	7'502	33.2	85.1%	7'498	
yConnections	yConnections.cus.N5	32.5	84.5%	7'510	32.2	84.3%	7'508	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.N5	31.4	83.6%	7'521	31.0	83.3%	7'520	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N5	30.0	82.3%	7'536	29.8	82.1%	7'533	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.tot	26.0	77.8%	7'580	26.5	78.5%	7'569	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.dec.sum	26.0	77.8%	7'581	26.5	78.5%	7'569	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N5to7.sum	25.9	77.7%	7'581	26.5	78.4%	7'570	
yConnections	yConnections.N3	26.5	78.4%	7'575	25.9	77.6%	7'577	
yConnections	yConnections.N7.that.are.also.InjectionPoints.N7	25.6	77.2%	7'585	26.0	77.8%	7'575	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N7	25.5	77.0%	7'587	25.9	77.7%	7'576	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.N7	25.3	76.8%	7'589	25.7	77.4%	7'578	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.tot	25.3	76.7%	7'589	25.7	77.4%	7'578	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N7	25.2	76.7%	7'590	25.7	77.3%	7'579	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.tot	25.2	76.6%	7'590	25.6	77.2%	7'580	
yConnections	yConnections.N4	25.1	76.5%	7'591	25.0	76.4%	7'587	
yConnections	yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum	25.0	76.4%	7'592	24.6	75.8%	7'591	
yConnections	yConnections.incl.inj.N4	24.7	75.9%	7'596	24.7	75.9%	7'591	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N5	25.0	76.4%	7'592	24.0	74.8%	7'599	
yConnections	yConnections.incl.inj.N3	21.8	71.0%	7'632	21.6	70.7%	7'629	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N5	20.1	67.6%	7'654	20.3	68.1%	7'645	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.biomass.N5	20.0	67.3%	7'655	20.3	68.0%	7'646	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.hydro.N5	16.6	58.7%	7'701	16.8	59.3%	7'692	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.biomass.N3	15.9	56.6%	7'710	15.8	56.3%	7'706	
yConnections	yConnections.cus.N3	14.8	52.9%	7'726	14.8	53.2%	7'720	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N4	14.4	51.5%	7'732	14.3	51.5%	7'727	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N5	14.3	51.2%	7'733	14.1	50.6%	7'730	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.biomass.N4	13.4	48.2%	7'744	13.7	49.1%	7'736	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.biomass.N7	12.9	46.3%	7'752	13.4	48.0%	7'740	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.tot	12.1	43.1%	7'763	12.1	43.1%	7'758	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N3	11.8	41.8%	7'767	12.0	42.4%	7'760	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.hydro.N3	11.0	38.2%	7'779	11.3	39.5%	7'769	
yConnections	yConnections.streetlights.sum	10.7	37.2%	7'782	10.9	37.8%	7'775	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.hydro.N7	10.5	36.3%	7'785	10.9	37.9%	7'775	
yConnections	yConnections.streetlights.N7	10.4	35.6%	7'787	10.4	35.8%	7'781	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N4	10.1	34.5%	7'790	10.3	35.3%	7'782	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.N4	9.9	33.3%	7'794	10.2	35.0%	7'783	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N3	9.5	31.8%	7'798	9.5	31.6%	7'793	
yConnections	yConnections.other.dso.same.tot	9.3	30.9%	7'800	9.5	31.5%	7'793	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N4	9.2	30.0%	7'803	9.3	30.8%	7'796	
yConnections	yConnections.streetlights.dir.N7	9.4	30.9%	7'800	9.0	29.5%	7'799	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.biomass.N6	8.3	26.1%	7'814	8.7	27.8%	7'804	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N6	8.2	25.6%	7'815	8.6	27.2%	7'805	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N3	8.3	25.8%	7'814	8.3	26.2%	7'808	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N6	8.1	24.9%	7'817	8.4	26.5%	7'807	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.N6	8.0	24.7%	7'817	8.4	26.3%	7'808	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.hydro.N6	7.9	23.9%	7'819	8.2	25.4%	7'810	
yConnections	yConnections.cus.N4	7.6	22.8%	7'822	7.7	23.3%	7'815	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N6	7.5	22.2%	7'823	7.5	22.0%	7'819	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N3	7.3	21.2%	7'826	7.4	21.6%	7'820	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N7	7.1	20.4%	7'828	7.2	20.8%	7'822	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.hydro.N4	6.9	19.5%	7'830	7.2	20.8%	7'822	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N4	6.9	19.3%	7'831	6.9	19.6%	7'825	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.solar.N3	6.5	17.6%	7'835	6.7	18.3%	7'828	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.KWKG.N2	6.4	17.1%	7'836	6.7	18.4%	7'827	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N3	6.5	17.5%	7'835	6.5	17.7%	7'829	
yConnections	yConnections.cus.N6	6.0	15.3%	7'840	6.2	16.4%	7'832	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N2	5.2	12.0%	7'847	5.4	12.6%	7'841	
yConnections	yConnections.streetlights.N6	5.0	11.0%	7'850	5.2	11.9%	7'842	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N2	4.5	9.0%	7'854	4.6	9.6%	7'847	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.N2	4.3	8.3%	7'855	4.4	8.7%	7'849	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N2	4.3	8.3%	7'855	4.4	8.7%	7'849	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N4	4.3	8.2%	7'856	4.4	8.6%	7'849	
yConnections	yConnections.cus.N2	3.9	6.7%	7'859	4.0	7.1%	7'853	
yConnections	yConnections.incl.inj.N2	3.8	6.6%	7'859	3.9	6.9%	7'853	
yConnections	yConnections.N2	3.8	6.6%	7'859	3.9	6.9%	7'853	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N5	2.3	2.2%	7'868	2.4	2.5%	7'862	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N7	2.3	2.1%	7'868	2.4	2.4%	7'862	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.renewables.wind.N6	2.2	1.8%	7'869	2.3	2.1%	7'863	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N6	1.7	1.0%	7'870	1.8	1.2%	7'865	
yConnections	yConnections.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867	
yConnections	yConnections.incl.inj.N1	0.9	-0.1%	7'872	0.9	-0.1%	7'867	
yConnections	yConnections.cus.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yInjectionPoints	yInjectionPoints.other.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 28: Messlokationen

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs			
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC	
yMeters	yMeters.all.tot	41.6	90.0%	7'426	41.1	89.7%	7'425	
yMeters	yMeters.read.noncp.sum	41.6	89.9%	7'427	41.1	89.8%	7'425	
yMeters	yMeters.read.tot	41.5	89.9%	7'427	41.1	89.7%	7'425	
yMeters	yMeters.noncp.ctrl.tot	41.5	89.9%	7'427	41.1	89.7%	7'425	
yMeters	yMeters.all.N7	41.3	89.8%	7'428	40.8	89.6%	7'428	
yMeters	yMeters.read.N7	41.3	89.8%	7'429	40.8	89.6%	7'427	
yMeters	yMeters.read.op.N7	41.2	89.8%	7'430	40.8	89.6%	7'428	
yMeters	yMeters.active.tot	39.5	89.0%	7'444	38.9	88.7%	7'444	
yMeters	yMeters.active.N7	39.2	88.8%	7'447	38.6	88.5%	7'447	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.tot	39.0	88.7%	7'449	37.7	88.1%	7'455	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.tot	38.5	88.5%	7'453	38.0	88.2%	7'453	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N7	38.5	88.5%	7'453	37.9	88.2%	7'453	
yMeters	yMeters.house.tot	38.1	88.3%	7'456	37.7	88.1%	7'455	
yMeters	yMeters.house.N7	38.1	88.3%	7'456	37.7	88.1%	7'455	
yMeters	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	33.9	85.6%	7'496	34.2	85.8%	7'488	
yMeters	yMeters.read.N5	33.1	85.0%	7'504	34.1	85.7%	7'489	
yMeters	yMeters.read.op.N5	31.3	83.5%	7'523	32.2	84.3%	7'508	
yMeters	yMeters.all.N5	28.1	80.4%	7'556	28.9	81.2%	7'542	
yMeters	yMeters.active.N5	28.0	80.3%	7'557	28.8	81.1%	7'543	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N7	28.1	80.3%	7'557	27.3	79.4%	7'560	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N5	23.2	73.6%	7'614	23.1	73.3%	7'610	
yMeters	yMeters.others.N7	22.2	71.9%	7'626	22.5	72.4%	7'617	
yMeters	yMeters.read.ext.N5	22.1	71.6%	7'628	22.2	71.8%	7'622	
yMeters	yMeters.others.tot	21.9	71.2%	7'631	22.2	71.8%	7'621	
yMeters	yMeters.read.N3	16.9	59.5%	7'697	16.7	59.1%	7'693	
yMeters	yMeters.all.N3	16.9	59.5%	7'697	16.7	59.1%	7'693	
yMeters	yMeters.active.N3	16.8	59.2%	7'698	16.6	58.8%	7'695	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N3	16.7	59.2%	7'698	16.1	57.3%	7'702	
yMeters	yMeters.read.op.N3	16.4	58.2%	7'703	16.3	57.7%	7'700	
yMeters	yMeters.others.N5	12.2	43.3%	7'762	12.5	44.5%	7'753	
yMeters	yMeters.unoccupied.N7	11.4	40.1%	7'773	11.7	41.4%	7'763	
yMeters	yMeters.read.ext.N3	11.1	39.0%	7'776	11.3	39.6%	7'769	
yMeters	yMeters.flatrate.N7	10.7	37.2%	7'782	10.3	35.2%	7'783	
yMeters	yMeters.active.N4	8.0	24.5%	7'818	8.4	26.3%	7'808	
yMeters	yMeters.all.N4	8.0	24.5%	7'818	8.3	26.2%	7'808	
yMeters	yMeters.read.N4	8.0	24.5%	7'818	8.3	26.2%	7'808	
yMeters	yMeters.read.op.N4	8.0	24.4%	7'818	8.3	26.2%	7'808	
yMeters	yMeters.unoccupied.N3	8.1	24.9%	7'817	8.2	25.7%	7'809	
yMeters	yMeters.others.N4	7.7	23.3%	7'821	8.1	24.9%	7'811	
yMeters	yMeters.others.N3	7.7	23.3%	7'821	7.9	23.9%	7'814	
yMeters	yMeters.others.N6	6.7	18.5%	7'832	7.0	19.9%	7'824	
yMeters	yMeters.unoccupied.N4	6.5	17.8%	7'834	6.8	19.1%	7'826	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N3	6.8	19.0%	7'831	6.6	17.9%	7'829	
yMeters	yMeters.house.N4	6.5	17.5%	7'835	6.8	18.8%	7'826	
yMeters	yMeters.read.ext.N4	6.4	17.3%	7'835	6.7	18.6%	7'827	
yMeters	yMeters.unoccupied.N2	6.4	17.1%	7'836	6.7	18.4%	7'827	
yMeters	yMeters.house.N2	6.4	17.1%	7'836	6.7	18.4%	7'827	
yMeters	yMeters.house.N5	6.1	15.8%	7'839	6.3	16.7%	7'831	
yMeters	yMeters.cp.nonctrl.N5	5.9	14.9%	7'841	5.8	14.4%	7'837	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N6	5.6	13.4%	7'844	5.8	14.5%	7'837	
yMeters	yMeters.read.op.N6	5.5	13.2%	7'845	5.8	14.3%	7'837	
yMeters	yMeters.read.N6	5.5	13.1%	7'845	5.7	14.2%	7'837	
yMeters	yMeters.all.N6	5.5	13.1%	7'845	5.7	14.2%	7'837	
yMeters	yMeters.active.N6	5.5	13.1%	7'845	5.7	14.2%	7'837	
yMeters	yMeters.cp.tot	4.9	10.5%	7'851	4.8	10.3%	7'846	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N4	4.7	9.8%	7'852	4.9	10.6%	7'845	
yMeters	yMeters.read.ext.N7	4.7	9.9%	7'852	4.7	9.8%	7'847	
yMeters	yMeters.cp.nonctrl.tot	4.5	9.2%	7'853	4.5	9.2%	7'848	
yMeters	yMeters.cp.nonctrl.N7	4.5	9.0%	7'854	4.5	9.1%	7'848	
yMeters	yMeters.unoccupied.N6	3.9	6.9%	7'858	4.0	7.3%	7'852	
yMeters	yMeters.read.op.N2	3.9	6.7%	7'859	3.9	6.9%	7'853	
yMeters	yMeters.read.N2	3.9	6.7%	7'859	3.9	6.9%	7'853	
yMeters	yMeters.all.N2	3.9	6.7%	7'859	3.9	6.9%	7'853	
yMeters	yMeters.active.N2	3.8	6.5%	7'859	3.9	6.8%	7'853	
yMeters	yMeters.others.N2	3.7	6.2%	7'860	3.8	6.4%	7'854	
yMeters	yMeters.read.ext.N6	3.4	5.1%	7'862	3.5	5.5%	7'856	
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N2	3.1	4.4%	7'863	3.2	4.6%	7'858	
yMeters	yMeters.house.N3	2.7	3.1%	7'866	2.8	3.3%	7'860	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N5	2.5	2.5%	7'867	2.4	2.4%	7'862	
yMeters	yMeters.unoccupied.N5	2.4	2.4%	7'868	2.4	2.4%	7'862	
yMeters	yMeters.flatrate.N5	2.2	2.0%	7'868	2.3	2.2%	7'863	
yMeters	yMeters.cp.ctrl.tot	1.9	1.3%	7'870	1.8	1.2%	7'865	
yMeters	yMeters.cp.ctrl.N7	1.9	1.3%	7'870	1.8	1.2%	7'865	
yMeters	yMeters.house.N6	1.6	0.8%	7'871	1.7	0.9%	7'865	
yMeters	yMeters.flatrate.N4	1.1	0.1%	7'872	1.1	0.1%	7'867	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N6	0.8	-0.2%	7'873	0.9	-0.1%	7'867	
yMeters	yMeters.flatrate.N6	-0.4	-0.4%	7'873	-0.4	-0.4%	7'868	
yMeters	yMeters.cp.ctrl.N6	-0.3	-0.5%	7'873	-0.3	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.read.op.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.read.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.active.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.all.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.others.N1	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.cp.nonctrl.N6	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.cp.ctrl.N5	0.0	-0.5%	7'873	0.0	-0.5%	7'868	
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N4	-0.0	-0.5%	7'873	-0.0	-0.5%	7'868	

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 29: Fläche und Netzlängen

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yNet	yNet.length.excl.house.tot	53.2	93.6%	7'338	54.2	93.8%	7'327
yNet	yNet.length.circuit.tot	52.9	93.6%	7'340	53.8	93.7%	7'329
yNet	yNet.length.all.tot	48.2	92.3%	7'374	49.6	92.7%	7'358
yNet	yNet.length.N5	43.8	90.8%	7'408	45.2	91.3%	7'392
yNet	yCables.circuit.N5	41.6	90.0%	7'426	42.3	90.2%	7'415
yArea	yArea.other.N7	37.8	88.1%	7'459	39.2	88.8%	7'442
yNet	yNet.length.N7	38.2	88.3%	7'456	38.8	88.6%	7'445
yNet	yNet.length.circuit.N7	38.3	88.4%	7'455	38.2	88.3%	7'451
yNet	yNet.length.excl.house.N7	38.1	88.2%	7'457	38.0	88.2%	7'452
yArea	yArea.plaza.N7	37.7	88.0%	7'460	37.9	88.2%	7'453
yNet	yCables.circuit.tot	37.7	88.0%	7'461	38.0	88.2%	7'453
yNet	yCables.all.tot	36.4	87.3%	7'472	37.1	87.7%	7'460
yNet	yCables.all.N57.sum	36.2	87.2%	7'474	36.9	87.6%	7'462
yArea	yArea.supplied.N7	34.3	85.9%	7'492	35.4	86.6%	7'476
yArea	yArea.residential.N7	34.2	85.8%	7'493	35.2	86.5%	7'479
yNet	yLines.circuit.tot	34.5	86.0%	7'491	34.7	86.2%	7'483
yNet	yLines.all.tot	33.7	85.5%	7'498	33.8	85.6%	7'491
yNet	yCables.excl.house.N7	33.3	85.2%	7'502	33.5	85.3%	7'495
yNet	yCables.all.N7	33.0	84.9%	7'505	33.7	85.4%	7'493
yNet	yCables.circuit.N7	33.0	85.0%	7'505	33.2	85.1%	7'498
yArea	yArea.roads.N7	31.4	83.6%	7'521	31.5	83.7%	7'515
yArea	yArea.traffic.N7	30.0	82.4%	7'536	31.1	83.3%	7'520
yArea	yArea.industry.N7	29.8	82.1%	7'538	30.4	82.7%	7'527
yNet	yCables.house.N7	27.3	79.4%	7'565	28.4	80.6%	7'548
yArea	yArea.network.N5	27.1	79.1%	7'568	28.0	80.2%	7'553
yArea	yArea.GSD	26.5	78.4%	7'575	27.3	79.4%	7'560
yArea	yArea.supply.N5	26.1	77.9%	7'580	26.6	78.6%	7'568
yNet	yLines.all.N57.sum	25.0	76.4%	7'592	25.0	76.3%	7'587
yArea	yArea.N7	23.0	73.3%	7'616	23.7	74.4%	7'602
yArea	yArea.ags.sum	22.9	73.0%	7'618	23.6	74.3%	7'604
yArea	yArea.mixed.N7	22.8	73.0%	7'618	23.5	74.1%	7'605
yArea	yArea.network.N3	21.5	70.4%	7'636	21.8	71.0%	7'627
yNet	yLines.circuit.N5	20.7	69.0%	7'645	21.2	69.9%	7'634
yNet	yNet.length.N3	20.7	68.8%	7'646	20.8	69.1%	7'639
yArea	yArea.sport.N7	20.6	68.8%	7'647	20.8	69.1%	7'639
yNet	yLines.all.N13.sum	19.5	66.2%	7'662	19.6	66.5%	7'654
yNet	yLines.circuit.N3	19.5	66.2%	7'662	19.6	66.5%	7'655
yArea	yArea.supply.N3	15.6	55.7%	7'714	15.7	56.0%	7'707
yNet	yLines.circuit.N7	15.8	56.1%	7'712	15.5	55.2%	7'711
yNet	yLines.all.N7	15.7	56.0%	7'713	15.5	55.2%	7'711
yNet	yLines.house.N7	15.1	54.2%	7'721	15.0	53.7%	7'718
yArea	yArea.park.N7	14.9	53.4%	7'724	14.9	53.5%	7'718
yNet	yLines.excl.house.N7	15.0	53.8%	7'722	14.8	53.0%	7'721
yNet	yCables.circuit.N3	13.8	49.4%	7'740	13.7	49.1%	7'736
yNet	yCables.all.N13.sum	13.7	49.3%	7'740	13.7	49.1%	7'736
yNet	yCables.streetlights.N7	1.5	0.6%	7'871	1.5	0.6%	7'866
yNet	yLines.streetlights.N7	1.3	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
yNet	yCables.circuit.N1	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
yArea	yArea.network.N1	0.9	-0.1%	7'872	0.9	-0.1%	7'867
yNet	yNet.length.N1	0.9	-0.1%	7'872	0.9	-0.1%	7'867
yNet	yLines.circuit.N1	0.9	-0.1%	7'872	0.9	-0.1%	7'867
yArea	yArea.supply.N1	0.5	-0.4%	7'873	0.5	-0.4%	7'868

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 30: Höchstlast und Höchstbelastung

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yPeakload	yPeakload.injection.N5	57.1	94.4%	7'313	58.8	94.7%	7'296
yPeakload	yPeakload.N5	58.8	94.7%	7'302	54.6	93.9%	7'324
yPeakload	yPeakload.2.N5	58.8	94.7%	7'302	54.5	93.9%	7'324
yPeakload	yPeakload.3.N5	58.7	94.7%	7'302	54.5	93.9%	7'325
yPeakload	yPeakload.4.N5	58.7	94.7%	7'303	54.4	93.9%	7'325
yPeakload	yPeakload.5.N5	58.6	94.7%	7'303	54.4	93.9%	7'325
yPeakload	yPeakload.corr.N6	54.4	93.9%	7'331	54.1	93.8%	7'327
yPeakload	yPeakload.N7	52.4	93.4%	7'344	51.7	93.3%	7'343
yPeakload	yPeakload.N6	52.3	93.4%	7'344	51.7	93.3%	7'343
yPeakload	yPeakload.2.N7	52.2	93.4%	7'345	51.5	93.2%	7'345
yPeakload	yPeakload.2.N6	52.2	93.4%	7'346	51.5	93.2%	7'345
yPeakload	yPeakload.3.N6	52.0	93.3%	7'347	51.4	93.2%	7'346
yPeakload	yPeakload.4.N6	52.0	93.3%	7'347	51.3	93.2%	7'346
yPeakload	yPeakload.3.N7	51.9	93.3%	7'347	51.3	93.2%	7'346
yPeakload	yPeakload.4.N7	51.9	93.3%	7'348	51.2	93.1%	7'347
yPeakload	yPeakload.5.N7	51.8	93.3%	7'348	51.1	93.1%	7'348
yPeakload	yPeakload.abs.sim.N4	47.7	92.2%	7'378	45.2	91.3%	7'392
yPeakload	yPeakload.abs.sim.max	47.6	92.2%	7'378	45.1	91.3%	7'392
yPeakload	yPeakload.injection.N4	45.8	91.6%	7'392	43.8	90.8%	7'403
yPeakload	yPeakload.from.higher.sim.max	45.9	91.6%	7'391	43.1	90.6%	7'409
yPeakload	yPeakload.from.higher.sim.N4	45.6	91.5%	7'394	42.7	90.4%	7'412
yPeakload	yPeakload.max	44.9	91.3%	7'400	41.9	90.1%	7'418
yPeakload	yPeakload.injection.N7	40.4	89.4%	7'436	41.9	90.1%	7'418
yPeakload	yPeakload.N246.max	40.3	89.4%	7'437	37.9	88.1%	7'453
yPeakload	yPeakload.corr.max	40.1	89.3%	7'439	37.6	88.0%	7'455
yPeakload	yPeakload.N3	40.1	89.3%	7'439	37.6	88.0%	7'456
yPeakload	yPeakload.4.N3	40.1	89.3%	7'439	37.6	88.0%	7'456
yPeakload	yPeakload.2.N3	40.1	89.3%	7'439	37.6	88.0%	7'456
yPeakload	yPeakload.N4	40.0	89.2%	7'440	37.6	88.0%	7'456
yPeakload	yPeakload.3.N4	40.0	89.2%	7'440	37.6	88.0%	7'456
yPeakload	yPeakload.3.N3	40.0	89.2%	7'440	37.5	87.9%	7'457
yPeakload	yPeakload.4.N4	39.9	89.2%	7'440	37.5	87.9%	7'457
yPeakload	yPeakload.5.N4	39.9	89.2%	7'441	37.5	87.9%	7'457
yPeakload	yPeakload.2.N4	39.9	89.2%	7'441	37.5	87.9%	7'457
yPeakload	yPeakload.corr.N4	39.8	89.1%	7'441	37.4	87.9%	7'457
yPeakload	yPeakload.5.N3	39.6	89.0%	7'443	37.2	87.7%	7'460
yPeakload	yPeakload.injection.N6	36.9	87.6%	7'467	38.3	88.3%	7'450
yPeakload	yPeakload.from.higher.nonsim.N4	36.9	87.6%	7'467	34.9	86.3%	7'481
yPeakload	yPeakload.from.higher.nonsim.sum	36.0	87.1%	7'476	34.2	85.8%	7'488
yPeakload	yPeakload.abs.nonsim.N4	35.1	86.4%	7'485	33.7	85.5%	7'493
yPeakload	yPeakload.abs.nonsim.sum	34.9	86.3%	7'486	33.7	85.4%	7'493
yPeakload	yPeakload.injection.max	33.8	85.6%	7'497	32.9	84.8%	7'501
yPeakload	yPeakload.injection.N3	31.5	83.7%	7'520	30.5	82.8%	7'525
yPeakload	yPeakload.into.higher.nonsim.N4	23.1	73.4%	7'615	23.1	73.5%	7'609
yPeakload	yPeakload.into.higher.nonsim.sum	23.0	73.3%	7'616	23.1	73.3%	7'610
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.max	22.2	71.7%	7'627	22.7	72.7%	7'615
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.N4	21.9	71.2%	7'631	22.4	72.2%	7'619
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.nett.max	11.7	41.2%	7'769	12.2	43.4%	7'756
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.nett.N4	11.2	39.4%	7'775	11.8	41.6%	7'762
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.nett.N6	9.3	30.7%	7'801	9.6	32.2%	7'791
yPeakload	yPeakload.from.higher.sim.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.6%	7'866
yPeakload	yPeakload.from.higher.nonsim.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.6%	7'866
yPeakload	yPeakload.abs.nonsim.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.6%	7'866
yPeakload	yPeakload.5.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.4.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.3.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.2.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.injection.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.abs.sim.N2	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.corr.N2	1.3	0.4%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.nett.N2	1.3	0.3%	7'872	1.3	0.4%	7'866
yPeakload	yPeakload.into.higher.sim.N2	1.3	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
yPeakload	yPeakload.into.higher.nonsim.N2	1.2	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
yPeakload	yPeakload.4.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867
yPeakload	yPeakload.5.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867
yPeakload	yPeakload.3.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867
yPeakload	yPeakload.2.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867
yPeakload	yPeakload.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867
yPeakload	yPeakload.injection.N1	0.9	-0.1%	7'872	1.0	0.0%	7'867

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 31: Gruppenanalyse: Einspeisung

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
ynInjection	ynInjection.N5	68.4	96.0%	7'246	65.8	95.7%	7'255
ynInjection	ynInjection.tot	66.4	95.8%	7'257	64.4	95.6%	7'263
ynInjection	ynInjection.N7	51.9	93.3%	7'348	52.3	93.4%	7'340
ynInjection	ynInjection.N6	46.5	91.8%	7'387	47.2	92.0%	7'376
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N7	45.9	91.6%	7'391	45.3	91.4%	7'391
ynInjection	ynInjection.N4	46.1	91.7%	7'390	43.9	90.9%	7'402
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N6	44.9	91.3%	7'400	44.2	91.0%	7'399
ynInjection	ynInjection.N3	43.5	90.8%	7'410	40.8	89.6%	7'428
ynInjection	ynInjection.net.N2to4.sum	38.4	88.4%	7'454	37.6	88.0%	7'456
ynInjection	ynInjection.generation.tot	32.7	84.7%	7'508	33.4	85.2%	7'496
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N5	32.6	84.6%	7'509	31.6	83.8%	7'514
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N4	32.8	84.8%	7'507	31.0	83.3%	7'520
ynInjection	ynInjection.N57.sum	29.7	82.0%	7'540	30.3	82.6%	7'527
ynInjection	ynInjection.net.N5to7.sum	27.8	80.0%	7'560	28.7	81.0%	7'545
ynInjection	ynInjection.generation.N5	24.4	75.5%	7'599	24.6	75.8%	7'592
ynInjection	ynInjection.renewables.tot	22.6	72.5%	7'622	23.0	73.2%	7'611
ynInjection	ynInjection.renewables.N5	22.5	72.4%	7'622	22.6	72.6%	7'616
ynInjection	ynInjection.dec.sum	21.8	71.2%	7'631	22.1	71.6%	7'622
ynInjection	ynInjection.generation.N3	21.9	71.3%	7'630	21.9	71.3%	7'625
ynInjection	ynInjection.KWKG.N7	21.5	70.5%	7'636	21.6	70.6%	7'629
ynInjection	ynInjection.renewables.solar.N7	20.8	69.1%	7'644	21.3	70.0%	7'633
ynInjection	ynInjection.renewables.biomass.N5	20.9	69.3%	7'643	21.2	69.9%	7'634
ynInjection	ynInjection.generation.N7	20.2	67.8%	7'652	20.7	68.9%	7'640
ynInjection	ynInjection.renewables.hydro.N5	20.5	68.5%	7'648	20.3	68.0%	7'646
ynInjection	ynInjection.renewables.N7	19.4	66.1%	7'662	19.9	67.1%	7'651
ynInjection	ynInjection.renewables.solar.N5	16.9	59.7%	7'696	17.4	61.0%	7'684
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N3	16.5	58.6%	7'701	15.7	55.8%	7'708
ynInjection	ynInjection.renewables.biomass.N3	14.6	52.2%	7'729	14.8	52.9%	7'721
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N5	14.2	50.9%	7'734	14.0	50.3%	7'731
ynInjection	ynInjection.renewables.N3	13.9	50.1%	7'737	14.1	50.6%	7'730
ynInjection	ynInjection.renewables.biomass.N7	12.3	43.7%	7'761	12.7	45.2%	7'750
ynInjection	ynInjection.renewables.solar.N4	10.8	37.6%	7'781	11.1	38.9%	7'771
ynInjection	ynInjection.renewables.biomass.N4	10.7	37.0%	7'783	10.6	36.7%	7'778
ynInjection	ynInjection.renewables.hydro.N7	10.4	35.6%	7'787	10.7	37.0%	7'777
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N3	10.2	34.8%	7'789	10.2	34.7%	7'784
ynInjection	ynInjection.generation.N4	9.9	33.5%	7'793	10.0	34.1%	7'786
ynInjection	ynInjection.other.N3	9.7	32.7%	7'795	9.6	32.0%	7'792
ynInjection	ynInjection.renewables.N4	9.6	32.0%	7'797	9.7	32.6%	7'790
ynInjection	ynInjection.renewables.solar.N6	9.3	30.6%	7'801	9.7	32.6%	7'790
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N7	9.5	31.5%	7'799	9.5	31.5%	7'794
ynInjection	ynInjection.generation.N6	8.8	28.6%	7'807	9.3	30.5%	7'796
ynInjection	ynInjection.renewables.hydro.N3	8.8	28.5%	7'807	9.1	30.0%	7'798
ynInjection	ynInjection.renewables.N6	8.8	28.2%	7'808	9.2	30.1%	7'797
ynInjection	ynInjection.renewables.biomass.N6	8.1	25.2%	7'816	8.5	26.9%	7'806
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N3	7.8	23.9%	7'819	8.2	25.3%	7'810
ynInjection	ynInjection.other.dso.N2	7.6	22.7%	7'822	7.9	24.1%	7'813
ynInjection	ynInjection.renewables.solar.N3	7.6	22.6%	7'822	7.8	23.8%	7'814
ynInjection	ynInjection.N2	7.5	22.4%	7'823	7.8	23.6%	7'815
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N4	7.6	22.6%	7'823	7.6	22.9%	7'816
ynInjection	ynInjection.renewables.hydro.N6	7.3	21.3%	7'826	7.6	22.7%	7'817
ynInjection	ynInjection.generation.N2	6.9	19.6%	7'830	7.2	21.1%	7'821
ynInjection	ynInjection.renewables.hydro.N4	6.6	17.9%	7'834	6.8	19.2%	7'826
ynInjection	ynInjection.other.N2	6.4	17.4%	7'835	6.7	18.7%	7'827
ynInjection	ynInjection.KWKG.N2	6.4	17.1%	7'836	6.7	18.4%	7'827
ynInjection	ynInjection.KWKG.N3	6.5	17.5%	7'835	6.4	17.3%	7'830
ynInjection	ynInjection.renewables.N2	5.7	14.1%	7'843	5.9	14.7%	7'836
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N2	5.7	14.1%	7'843	5.9	14.7%	7'836
ynInjection	ynInjection.other.dso.N3	4.1	7.7%	7'857	4.2	8.0%	7'851
ynInjection	ynInjection.KWKG.N5	4.1	7.5%	7'857	4.0	7.3%	7'852
ynInjection	ynInjection.other.N5	4.0	7.1%	7'858	4.1	7.4%	7'852
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N7	3.3	5.0%	7'862	3.4	5.1%	7'857
ynInjection	ynInjection.KWKG.N4	3.4	5.1%	7'862	3.3	4.9%	7'857
ynInjection	ynInjection.KWKG.N6	3.2	4.7%	7'863	3.3	5.0%	7'857
ynInjection	ynInjection.other.N7	2.8	3.3%	7'866	2.9	3.6%	7'860
ynInjection	ynInjection.other.dso.N5	2.2	2.0%	7'868	2.2	2.0%	7'863
ynInjection	ynInjection.other.N4	1.9	1.4%	7'869	2.0	1.6%	7'864
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N4	1.7	1.0%	7'870	1.8	1.2%	7'865
ynInjection	ynInjection.renewables.wind.N6	1.7	0.9%	7'870	1.8	1.1%	7'865
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N5	-1.3	0.3%	7'872	-1.3	0.3%	7'866
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N2	1.1	0.1%	7'872	1.1	0.1%	7'867
ynInjection	ynInjection.upper.nets.N2	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
ynInjection	ynInjection.other.dso.N1	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
ynInjection	ynInjection.N1	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
ynInjection	ynInjection.other.N6	0.5	-0.4%	7'873	0.5	-0.4%	7'868
ynInjection	ynInjection.upper.nets.other.dso.N6	-0.4	-0.4%	7'873	-0.4	-0.4%	7'868
ynInjection	ynInjection.other.dso.N6	-0.3	-0.5%	7'873	-0.3	-0.5%	7'868
ynInjection	ynInjection.other.dso.N4	-0.0	-0.5%	7'873	-0.0	-0.5%	7'868

Quelle: Eigene Darstellung



Tabelle 32: Gruppenanalyse: Ausspeisung

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	79.2	97.0%	7'191	79.6	97.0%	7'184
yEnergy	yEnergy.delivered.N1357.sum	79.2	97.0%	7'191	70.6	96.3%	7'229
yEnergy	yEnergy.delivered.N5	68.4	96.0%	7'246	65.8	95.7%	7'255
yEnergy	yEnergy.delivered.tot	66.4	95.8%	7'257	64.4	95.6%	7'263
yEnergy	yEnergy.losses.N6	56.0	94.2%	7'320	55.2	94.0%	7'320
yEnergy	yEnergy.losses.N7	54.1	93.8%	7'332	56.2	94.2%	7'313
yEnergy	yEnergy.delivered.N7	51.9	93.3%	7'348	52.3	93.4%	7'340
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N7	50.3	92.9%	7'358	49.5	92.7%	7'359
yEnergy	yEnergy.delivered.N6	46.5	91.8%	7'387	47.2	92.0%	7'376
yEnergy	yEnergy.losses.tot	45.0	91.3%	7'399	47.3	92.1%	7'375
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N6	45.9	91.6%	7'391	45.3	91.4%	7'391
yEnergy	yEnergy.delivered.N4	46.1	91.7%	7'390	43.9	90.9%	7'402
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N67.sum	44.0	90.9%	7'407	45.2	91.4%	7'391
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N5	44.9	91.3%	7'400	44.2	91.0%	7'399
yEnergy	yEnergy.delivered.net.tot	42.6	90.4%	7'418	42.2	90.2%	7'416
yEnergy	yEnergy.delivered.N3	43.5	90.8%	7'410	40.8	89.6%	7'428
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N45.sum	38.4	88.4%	7'454	37.5	87.9%	7'457
yEnergy	yEnergy.losses.N4	33.1	85.0%	7'504	33.6	85.4%	7'494
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N4	32.6	84.6%	7'509	31.6	83.8%	7'514
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N3	32.8	84.8%	7'507	31.0	83.3%	7'520
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N5	27.0	79.0%	7'569	26.5	78.4%	7'570
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	24.2	75.2%	7'602	24.1	75.0%	7'598
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N4	24.0	74.8%	7'605	24.3	75.4%	7'595
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N3	21.7	70.9%	7'632	21.8	71.0%	7'626
yEnergy	yEnergy.losses.N5	20.2	67.9%	7'652	20.8	69.1%	7'639
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4	19.0	65.2%	7'668	18.2	63.2%	7'673
yEnergy	yEnergy.losses.N3	18.0	62.5%	7'682	18.3	63.3%	7'672
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N7	16.9	59.7%	7'696	17.2	60.5%	7'686
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3	16.8	59.2%	7'698	16.3	57.9%	7'699
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N23.sum	15.9	56.6%	7'710	15.9	56.6%	7'705
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6	13.2	47.2%	7'748	13.0	46.4%	7'746
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N4	12.0	42.7%	7'764	12.4	44.4%	7'753
yEnergy	yEnergy.recovered.tot	11.9	42.1%	7'766	12.3	43.7%	7'755
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N5	11.0	38.3%	7'778	11.4	39.8%	7'768
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5	11.2	39.4%	7'775	10.7	37.2%	7'777
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N3	9.9	33.3%	7'794	10.2	34.8%	7'784
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N7	9.7	32.5%	7'796	10.0	34.0%	7'786
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N5	9.7	32.3%	7'796	10.0	34.1%	7'786
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N6	9.7	32.4%	7'796	10.0	33.9%	7'787
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N6	9.4	31.3%	7'799	9.8	32.9%	7'789
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N3	9.1	29.6%	7'804	9.1	30.0%	7'798
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N4	8.8	28.6%	7'807	9.2	30.2%	7'797
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N3	8.6	27.4%	7'810	8.6	27.4%	7'805
yEnergy	yEnergy.other.N7	8.2	25.4%	7'815	8.4	26.3%	7'808
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N2	7.8	23.9%	7'819	8.2	25.3%	7'810
yEnergy	yEnergy.delivered.N2	7.5	22.4%	7'823	7.8	23.6%	7'815
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N5	7.5	22.3%	7'823	7.6	22.5%	7'817
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2	6.7	18.6%	7'832	6.9	19.6%	7'825
yEnergy	yEnergy.other.N5	6.4	17.4%	7'835	6.2	16.2%	7'833
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N6	5.3	12.5%	7'846	5.4	12.8%	7'840
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N2	4.4	8.9%	7'854	4.5	9.2%	7'848
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N2	4.4	8.6%	7'855	4.5	8.9%	7'849
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N2	4.1	7.7%	7'857	4.3	8.2%	7'850
yEnergy	yEnergy.other.N6	4.3	8.1%	7'856	4.1	7.5%	7'852
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N6	1.9	1.4%	7'870	2.0	1.6%	7'864
yEnergy	yEnergy.losses.N2	1.3	0.4%	7'871	1.4	0.5%	7'866
yEnergy	yEnergy.recovered.from.higher.net.N2	1.1	0.1%	7'872	1.1	0.2%	7'867
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N1	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
yEnergy	yEnergy.delivered.N1	1.0	0.0%	7'872	1.1	0.1%	7'867
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N4	0.7	-0.3%	7'873	0.7	-0.3%	7'867
yEnergy	yEnergy.losses.N1	0.6	-0.4%	7'873	0.6	-0.4%	7'868
yEnergy	yEnergy.other.N3	-0.3	-0.5%	7'873	-0.3	-0.5%	7'868
yEnergy	yEnergy.recovered.from.lower.net.N1	0.3	-0.5%	7'873	0.2	-0.5%	7'868
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.N1	0.2	-0.5%	7'873	0.2	-0.5%	7'868
yEnergy	yEnergy.other.N4	-0.2	-0.5%	7'873	-0.2	-0.5%	7'868

Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 33: Gruppenanalyse: Umspann- und Schaltstationen, Transformatoren**

Gruppe	Parameter	cTOTEXn			cTOTEXs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yTransformers	yTransformers.tot	50.5	93.0%	7'358	51.5	93.2%	7'345
yTransformers	yTransformers.N6	49.3	92.7%	7'366	50.3	92.9%	7'353
ySubstations	ySubstations.own.tot	47.6	92.1%	7'379	48.6	92.4%	7'366
ySubstations	ySubstations.N6	46.8	91.9%	7'384	47.9	92.2%	7'371
ySubstations	ySubstations.own.N6	46.8	91.9%	7'385	47.9	92.2%	7'371
ySubstations	ySubstations.own.N4	43.2	90.6%	7'413	41.2	89.8%	7'424
ySubstations	ySubstations.N4	37.4	87.9%	7'463	35.6	86.8%	7'475
yTransformers	yTransformers.ront.N4	35.5	86.7%	7'480	33.6	85.4%	7'494
ySwitchingstations	ySwitchingstations.N7	17.9	62.4%	7'682	18.5	64.0%	7'669
ySubstations	ySubstations.N5	13.1	46.8%	7'750	12.5	44.5%	7'753
ySubstations	ySubstations.own.N5	13.1	46.8%	7'750	12.5	44.5%	7'753
yTransformers	yTransformers.ront.N5	12.1	43.1%	7'763	11.6	40.9%	7'765
ySwitchingstations	ySwitchingstations.N5	11.6	41.0%	7'770	12.0	42.6%	7'759
ySubstations	ySubstations.N7	10.8	37.6%	7'781	10.4	35.9%	7'781
ySubstations	ySubstations.own.N7	10.8	37.6%	7'781	10.4	35.9%	7'781
yTransformers	yTransformers.N7	10.8	37.5%	7'781	10.4	35.8%	7'781
yTransformers	yTransformers.ront.reserve.N4	6.3	16.8%	7'837	6.5	17.8%	7'829
yTransformers	yTransformers.ront.N6	5.2	11.8%	7'848	5.4	12.6%	7'841
yTransformers	yTransformers.reserve.N5	4.9	10.8%	7'850	5.2	11.7%	7'843
ySwitchingstations	ySwitchingstations.N3	5.0	10.9%	7'850	5.0	11.2%	7'844
yTransformers	yTransformers.N5	4.2	8.0%	7'856	4.3	8.4%	7'850
yTransformers	yTransformers.N3	2.2	2.0%	7'868	2.3	2.2%	7'863
yTransformers	yTransformers.reserve.N3	2.2	2.0%	7'868	2.3	2.2%	7'863
yTransformers	yTransformers.reserve.N4	2.2	2.0%	7'868	2.3	2.2%	7'863
yTransformers	yTransformers.N4	2.2	2.0%	7'868	2.3	2.2%	7'863
ySubstations	ySubstations.N3	2.2	1.9%	7'868	2.3	2.2%	7'863
ySubstations	ySubstations.own.N3	2.2	1.9%	7'868	2.3	2.2%	7'863
yTransformers	yTransformers.ront.reserve.N2	1.5	0.7%	7'871	1.6	0.8%	7'865
yTransformers	yTransformers.ront.N2	1.2	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
ySubstations	ySubstations.N2	1.2	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
ySubstations	ySubstations.own.N2	1.2	0.3%	7'872	1.3	0.3%	7'866
yTransformers	yTransformers.ront.reserve.N5	1.1	0.1%	7'872	1.1	0.1%	7'867
yTransformers	yTransformers.reserve.N6	-0.6	-0.3%	7'873	-0.6	-0.3%	7'868
yTransformers	yTransformers.ront.N7	-0.1	-0.5%	7'873	-0.1	-0.5%	7'868
yTransformers	yTransformers.ront.reserve.N3	0.1	-0.5%	7'873	0.1	-0.5%	7'868
yTransformers	yTransformers.ront.N3	-0.0	-0.5%	7'873	-0.0	-0.5%	7'868
yTransformers	yTransformers.ront.reserve.N6	-0.0	-0.5%	7'873	-0.0	-0.5%	7'868

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 34: Gruppenanalyse: Z-Parameter

Gruppe	Parameter	cTOTEKn			cTOTEKs		
		t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
zProperties	zOther.addresses	48.4	92.4%	7'373	49.0	92.6%	7'363
zProperties	zDensity.meters	42.3	90.3%	7'420	43.7	90.8%	7'404
zProperties	zOther.Population	42.8	90.5%	7'416	42.6	90.4%	7'413
zProperties	zDensity.connections	36.0	87.0%	7'476	37.0	87.7%	7'461
zProperties	zDensity.addresses	35.0	86.4%	7'485	36.2	87.2%	7'468
zSoil	zSoil.BK456	35.1	86.4%	7'485	35.4	86.6%	7'477
zSoil	zSoil.aAK4567	34.8	86.2%	7'488	35.7	86.8%	7'474
zSoil	zSoil.aGB37	33.4	85.2%	7'501	33.6	85.4%	7'494
zSoil	zSoil.GB567	31.4	83.6%	7'522	31.5	83.7%	7'515
zSoil	zSoil.aGB567	30.8	83.1%	7'527	31.8	83.9%	7'512
zSoil	zSoil.aBK456	30.5	82.8%	7'530	31.6	83.8%	7'514
zSoil	zSoil.aGB0378	30.6	82.9%	7'529	31.3	83.6%	7'517
zSoil	zSoil.AK4567	30.0	82.3%	7'536	29.9	82.3%	7'531
zSoil	zSoil.GB37	25.2	76.6%	7'590	24.9	76.2%	7'588
zSoil	zSoil.GB0378	23.1	73.3%	7'616	23.1	73.5%	7'609
zSoil	zSoil.aAK67	12.1	42.9%	7'764	12.5	44.8%	7'752
zProperties	zOther.Peakshaving	9.7	32.7%	7'795	9.8	33.1%	7'789
zSoil	zSoil.aBK0267	8.4	26.7%	7'812	8.7	27.7%	7'804
zSoil	zSoil.aBK26	7.5	22.1%	7'824	7.6	22.9%	7'816
zSoil	zSoil.AK67	6.7	18.7%	7'832	6.9	19.6%	7'825
zSoil	zSoil.BK0267	5.7	14.1%	7'843	5.8	14.7%	7'836
zSoil	zSoil.BK26	4.9	10.8%	7'850	5.1	11.3%	7'844
zProperties	zPowered.net.level.N3	4.6	9.5%	7'853	4.7	9.7%	7'847
zProperties	zPowered.nets.level.tot	4.4	8.7%	7'854	4.5	9.0%	7'849
zProperties	zPowered.net.level.N4	3.6	5.8%	7'861	3.6	6.0%	7'855
zProperties	zResources.excl.transformer.N2	3.5	5.4%	7'861	3.6	5.7%	7'855
zProperties	zOther.Testat	1.9	1.4%	7'869	1.9	1.4%	7'864
zProperties	zResources.excl.transformer.N4	-1.6	0.9%	7'870	-1.7	0.9%	7'865
zProperties	zOperator.Streetlights	1.4	0.5%	7'871	1.4	0.6%	7'866
zProperties	zPowered.net.level.N2	1.0	0.0%	7'872	1.0	0.0%	7'867
zProperties	zPowered.net.level.N5	0.7	-0.3%	7'873	0.7	-0.3%	7'867
zProperties	zPowered.net.level.N7	0.7	-0.3%	7'873	0.7	-0.3%	7'867
zProperties	zPowered.net.level.N1	0.6	-0.3%	7'873	0.6	-0.3%	7'867
zProperties	zPowered.net.level.N6	0.6	-0.3%	7'873	0.6	-0.3%	7'868
zProperties	zOther.Changes	0.3	-0.5%	7'873	0.3	-0.5%	7'868

Quelle: Eigene Darstellung

## IV Effizienzwerte finales Modell

Tabelle 35 dokumentiert je Netzbetreiber aus dem gewählten Effizienzvergleichsmodell resultierenden Parameter sortiert nach bestabgerechneten Werten. Unterstrichene Werte bedeuten, dass der Netzbetreiber in der jeweiligen Rechnung als Ausreißer identifiziert worden ist.

Tabelle 35: Effizienzwerte nach Methode und Bestabrechnung

	Totex		sTotex			Best of 2			Best of 4		
	DEA	SFA	SFA skaliert	DEA	SFA	SFA skaliert	DEA	SFA	SFA skaliert	Bo4	Bo4 skaliert
<b>Durchschnitt</b>	<b>85.61%</b>	<b>93.43%</b>	<b>95.04%</b>	<b>85.07%</b>	<b>93.39%</b>	<b>95.00%</b>	<b>86.11%</b>	<b>93.63%</b>	<b>95.24%</b>	<b>94.76%</b>	<b>95.86%</b>
10000110_1	88.69%	91.14%	92.76%	87.95%	91.29%	92.90%	88.69%	91.29%	92.90%	91.29%	<u>92.90%</u>
10000127_1	67.91%	89.34%	90.93%	68.85%	89.38%	90.96%	68.85%	89.38%	90.96%	89.38%	<u>90.96%</u>
10000140_1	81.50%	93.20%	94.85%	81.10%	92.76%	94.40%	81.50%	93.20%	94.85%	93.20%	<u>94.85%</u>
10000148_1	74.90%	90.21%	91.81%	75.33%	89.99%	91.59%	75.33%	90.21%	91.81%	90.21%	<u>91.81%</u>
10000150_1	71.89%	91.24%	92.86%	69.92%	89.13%	90.70%	71.89%	91.24%	92.86%	91.24%	<u>92.86%</u>
10000172_1	69.36%	90.55%	92.16%	70.04%	90.57%	92.17%	70.04%	90.57%	92.17%	90.57%	<u>92.17%</u>
10000191_1	95.11%	95.88%	97.58%	96.18%	96.12%	97.83%	96.18%	96.12%	97.83%	96.18%	<u>97.83%</u>
10000202_1	73.31%	92.08%	93.71%	73.19%	92.34%	93.97%	73.31%	92.34%	93.97%	92.34%	<u>93.97%</u>
10000219_1	100.00%	95.78%	97.48%	100.00%	95.17%	96.86%	100.00%	95.78%	97.48%	100.00%	<u>100.00%</u>
10000241_1	100.00%	96.92%	98.63%	100.00%	96.67%	98.38%	100.00%	96.92%	98.63%	100.00%	<u>100.00%</u>
10000272_1	98.60%	95.52%	97.22%	99.16%	95.61%	97.30%	99.16%	95.61%	97.30%	99.16%	<u>99.16%</u>
10000283_1	100.00%	92.88%	94.53%	96.15%	92.16%	93.79%	100.00%	92.88%	94.53%	100.00%	<u>100.00%</u>
10000302_1	65.92%	89.37%	90.96%	68.15%	89.45%	91.04%	68.15%	89.45%	91.04%	89.45%	<u>91.04%</u>
10000310_1	76.61%	91.94%	93.57%	74.49%	91.69%	93.31%	76.61%	91.94%	93.57%	91.94%	<u>93.57%</u>
10000314_1	74.42%	91.87%	93.50%	73.94%	91.90%	93.53%	74.42%	91.90%	93.53%	91.90%	<u>93.53%</u>
10000326_1	76.05%	90.09%	91.68%	77.60%	90.87%	92.48%	77.60%	90.87%	92.48%	90.87%	<u>92.48%</u>
10000341_1	64.77%	86.27%	87.80%	64.49%	87.20%	88.74%	64.77%	87.20%	88.74%	87.20%	<u>88.74%</u>
10000349_1	76.46%	87.93%	89.49%	78.43%	89.42%	91.00%	78.43%	89.42%	91.00%	89.42%	<u>91.00%</u>
10000351_1	84.87%	93.59%	95.25%	84.54%	93.25%	94.90%	84.87%	93.59%	95.25%	93.59%	<u>95.25%</u>
10000368_1	74.07%	92.65%	94.29%	75.49%	92.33%	93.96%	75.49%	92.65%	94.29%	92.65%	<u>94.29%</u>
10000391_1	100.00%	96.49%	98.20%	100.00%	96.59%	98.30%	100.00%	96.59%	98.30%	100.00%	<u>100.00%</u>
10000414_1	92.36%	96.03%	97.73%	94.97%	96.34%	98.05%	94.97%	96.34%	98.05%	96.34%	<u>98.05%</u>
10000431_1	74.15%	91.13%	92.75%	74.78%	91.94%	93.57%	74.78%	91.94%	93.57%	91.94%	<u>93.57%</u>
10000434_1	69.20%	92.50%	94.14%	67.33%	92.05%	93.68%	69.20%	92.50%	94.14%	92.50%	<u>94.14%</u>
10000443_1	89.43%	93.69%	95.35%	91.90%	93.14%	94.78%	91.90%	93.69%	95.35%	93.69%	<u>95.35%</u>
10000448_1	95.23%	94.24%	95.91%	94.89%	94.39%	96.06%	95.23%	94.39%	96.06%	95.23%	<u>96.06%</u>
10000462_1	73.51%	87.89%	89.45%	71.20%	86.50%	88.03%	73.51%	87.89%	89.45%	87.89%	<u>89.45%</u>
10000469_1	73.76%	93.11%	94.76%	72.48%	92.92%	94.57%	73.76%	93.11%	94.76%	93.11%	<u>94.76%</u>
10000495_1	99.23%	96.15%	97.85%	100.00%	95.89%	97.58%	100.00%	96.15%	97.85%	100.00%	<u>100.00%</u>
10000514_1	97.90%	95.56%	97.25%	94.23%	95.43%	97.12%	97.90%	95.56%	97.25%	97.90%	<u>97.90%</u>

10000523_1	100.00%	96.88%	98.60%	100.00%	96.92%	98.63%	100.00%	96.92%	98.63%	100.00%	<b>100.00%</b>
10000538_1	65.44%	88.38%	89.95%	65.28%	87.76%	89.31%	65.44%	88.38%	89.95%	88.38%	<b>89.95%</b>
10000540_1	72.76%	90.59%	92.19%	73.02%	90.83%	92.44%	73.02%	90.83%	92.44%	90.83%	<b>92.44%</b>
10000543_1	74.25%	89.78%	91.37%	73.97%	89.91%	91.50%	74.25%	89.91%	91.50%	89.91%	<b>91.50%</b>
10000564_1	87.74%	94.72%	96.39%	88.79%	94.48%	96.15%	88.79%	94.72%	96.39%	94.72%	<b>96.39%</b>
10000603_1	79.24%	91.55%	93.17%	80.67%	92.26%	93.89%	80.67%	92.26%	93.89%	92.26%	<b>93.89%</b>
10000616_1	84.34%	93.33%	94.98%	80.39%	92.70%	94.34%	84.34%	93.33%	94.98%	93.33%	<b>94.98%</b>
10000619_1	100.00%	97.41%	99.14%	100.00%	97.58%	99.30%	100.00%	97.58%	99.30%	100.00%	<b>100.00%</b>
10000623_1	79.25%	93.05%	94.70%	78.13%	92.91%	94.55%	79.25%	93.05%	94.70%	93.05%	<b>94.70%</b>
10000628_1	90.78%	95.54%	97.23%	96.66%	95.86%	97.56%	96.66%	95.86%	97.56%	96.66%	<b>97.56%</b>
10000698_1	98.00%	97.00%	98.72%	95.57%	96.89%	98.60%	98.00%	97.00%	98.72%	98.00%	<b>98.72%</b>
10000719_1	98.83%	95.68%	97.38%	100.00%	95.66%	97.35%	100.00%	95.68%	97.38%	100.00%	<b>100.00%</b>
10000726_1	83.70%	94.32%	95.99%	83.28%	93.94%	95.61%	83.70%	94.32%	95.99%	94.32%	<b>95.99%</b>
10000738_1	75.16%	94.05%	95.71%	74.00%	94.04%	95.70%	75.16%	94.05%	95.71%	94.05%	<b>95.71%</b>
10000766_1	100.00%	95.97%	97.67%	100.00%	95.76%	97.46%	100.00%	95.97%	97.67%	100.00%	<b>100.00%</b>
10000796_1	71.21%	83.31%	84.78%	71.37%	83.56%	85.04%	71.37%	83.56%	85.04%	83.56%	<b>85.04%</b>
10000831_1	62.39%	89.76%	91.35%	61.10%	90.10%	91.69%	62.39%	90.10%	91.69%	90.10%	<b>91.69%</b>
10000843_1	76.17%	89.54%	91.12%	79.16%	91.36%	92.97%	79.16%	91.36%	92.97%	91.36%	<b>92.97%</b>
10000873_1	80.90%	92.86%	94.50%	76.73%	92.12%	93.75%	80.90%	92.86%	94.50%	92.86%	<b>94.50%</b>
10000900_1	80.54%	93.35%	95.01%	84.15%	93.34%	94.99%	84.15%	93.35%	95.01%	93.35%	<b>95.01%</b>
10000917_1	91.11%	95.74%	97.43%	92.36%	95.89%	97.59%	92.36%	95.89%	97.59%	95.89%	<b>97.59%</b>
10000923_1	92.45%	95.98%	97.68%	86.39%	95.26%	96.94%	92.45%	95.98%	97.68%	95.98%	<b>97.68%</b>
10000930_1	54.91%	78.44%	79.83%	54.93%	76.08%	77.43%	54.93%	78.44%	79.83%	78.44%	<b>79.83%</b>
10000933_1	97.77%	95.73%	97.43%	92.94%	95.46%	97.14%	97.77%	95.73%	97.43%	97.77%	<b>97.77%</b>
10000996_1	77.64%	92.93%	94.58%	75.10%	92.42%	94.06%	77.64%	92.93%	94.58%	92.93%	<b>94.58%</b>
10001002_1	100.00%	96.57%	98.28%	100.00%	96.69%	98.40%	100.00%	96.69%	98.40%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001013_1	100.00%	96.58%	98.29%	100.00%	96.63%	98.34%	100.00%	96.63%	98.34%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001016_1	86.42%	95.15%	96.83%	83.96%	94.84%	96.52%	86.42%	95.15%	96.83%	95.15%	<b>96.83%</b>
10001033_1	57.37%	74.59%	75.92%	57.15%	73.88%	75.19%	57.37%	74.59%	75.92%	74.59%	<b>75.92%</b>
10001043_1	86.17%	95.27%	96.96%	88.04%	95.01%	96.69%	88.04%	95.27%	96.96%	95.27%	<b>96.96%</b>
10001064_1	74.12%	93.02%	94.67%	71.53%	92.82%	94.47%	74.12%	93.02%	94.67%	93.02%	<b>94.67%</b>
10001087_1	76.79%	93.36%	95.02%	78.60%	93.76%	95.42%	78.60%	93.76%	95.42%	93.76%	<b>95.42%</b>
10001102_1	81.62%	94.61%	96.29%	81.11%	94.04%	95.71%	81.62%	94.61%	96.29%	94.61%	<b>96.29%</b>
10001113_1	99.89%	96.10%	97.80%	94.38%	95.71%	97.40%	99.89%	96.10%	97.80%	99.89%	<b>99.89%</b>
10001129_1	100.00%	96.36%	98.07%	100.00%	96.51%	98.22%	100.00%	96.51%	98.22%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001152_1	75.03%	91.52%	93.14%	76.18%	90.99%	92.60%	76.18%	91.52%	93.14%	91.52%	<b>93.14%</b>
10001177_1	100.00%	94.84%	96.52%	100.00%	94.91%	96.59%	100.00%	94.91%	96.59%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001196_1	75.98%	93.86%	95.53%	75.19%	93.96%	95.63%	75.98%	93.96%	95.63%	93.96%	<b>95.63%</b>
10001204_1	100.00%	95.04%	96.72%	100.00%	95.20%	96.89%	100.00%	95.20%	96.89%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001248_1	88.48%	95.22%	96.91%	85.83%	95.03%	96.71%	88.48%	95.22%	96.91%	95.22%	<b>96.91%</b>
10001254_1	80.52%	94.97%	96.65%	76.31%	94.64%	96.31%	80.52%	94.97%	96.65%	94.97%	<b>96.65%</b>
10001285_1	91.15%	95.55%	97.25%	86.61%	95.16%	96.84%	91.15%	95.55%	97.25%	95.55%	<b>97.25%</b>

10001294_1	81.89%	94.58%	96.26%	79.30%	94.14%	95.81%	81.89%	94.58%	96.26%	94.58%	96.26%
10001322_1	99.19%	96.60%	98.32%	94.69%	96.44%	98.14%	99.19%	96.60%	98.32%	99.19%	99.19%
10001344_1	84.97%	94.34%	96.01%	82.44%	94.22%	95.89%	84.97%	94.34%	96.01%	94.34%	96.01%
10001350_1	100.00%	96.35%	98.06%	96.13%	95.97%	97.67%	100.00%	96.35%	98.06%	100.00%	100.00%
10001365_1	85.28%	94.38%	96.05%	83.27%	94.28%	95.95%	85.28%	94.38%	96.05%	94.38%	96.05%
10001411_1	90.05%	93.21%	94.86%	89.83%	93.69%	95.35%	90.05%	93.69%	95.35%	93.69%	95.35%
10001423_1	87.37%	95.64%	97.34%	86.88%	95.65%	97.34%	87.37%	95.65%	97.34%	95.65%	97.34%
10001432_1	75.43%	91.41%	93.03%	77.08%	91.95%	93.58%	77.08%	91.95%	93.58%	91.95%	93.58%
10001441_1	81.44%	93.68%	95.35%	79.25%	93.21%	94.86%	81.44%	93.68%	95.35%	93.68%	95.35%
10001443_1	66.19%	88.05%	89.61%	65.31%	87.95%	89.51%	66.19%	88.05%	89.61%	88.05%	89.61%
10001457_1	80.93%	93.61%	95.27%	80.00%	92.97%	94.61%	80.93%	93.61%	95.27%	93.61%	95.27%
10001462_1	80.55%	94.35%	96.02%	83.63%	94.44%	96.12%	83.63%	94.44%	96.12%	94.44%	96.12%
10001471_1	65.48%	79.05%	80.45%	67.62%	81.44%	82.88%	67.62%	81.44%	82.88%	81.44%	82.88%
10001481_1	100.00%	99.99%	100.00%	100.00%	99.99%	100.00%	100.00%	99.99%	100.00%	100.00%	100.00%
10001488_1	74.73%	92.71%	94.35%	77.00%	92.76%	94.40%	77.00%	92.76%	94.40%	92.76%	94.40%
10001495_1	75.70%	92.99%	94.63%	75.74%	93.17%	94.82%	75.74%	93.17%	94.82%	93.17%	94.82%
10001497_1	100.00%	96.78%	98.49%	100.00%	96.56%	98.27%	100.00%	96.78%	98.49%	100.00%	100.00%
10001503_1	66.65%	87.68%	89.23%	67.78%	88.79%	90.36%	67.78%	88.79%	90.36%	88.79%	90.36%
10001550_1	81.11%	94.87%	96.55%	81.85%	95.15%	96.83%	81.85%	95.15%	96.83%	95.15%	96.83%
10001577_1	100.00%	95.47%	97.16%	98.71%	95.32%	97.01%	100.00%	95.47%	97.16%	100.00%	100.00%
10001607_1	100.00%	96.65%	98.36%	100.00%	97.00%	98.71%	100.00%	97.00%	98.71%	100.00%	100.00%
10001624_1	100.00%	96.08%	97.78%	100.00%	95.98%	97.68%	100.00%	96.08%	97.78%	100.00%	100.00%
10001645_1	98.45%	94.65%	96.33%	96.88%	93.83%	95.50%	98.45%	94.65%	96.33%	98.45%	98.45%
10001669_1	100.00%	97.51%	99.24%	100.00%	97.25%	98.97%	100.00%	97.51%	99.24%	100.00%	100.00%
10001738_1	90.75%	94.68%	96.36%	82.92%	94.65%	96.32%	90.75%	94.68%	96.36%	94.68%	96.36%
10001747_1	100.00%	96.87%	98.59%	100.00%	96.88%	98.59%	100.00%	96.88%	98.59%	100.00%	100.00%
10001757_1	78.97%	92.65%	94.29%	79.38%	91.80%	93.43%	79.38%	92.65%	94.29%	92.65%	94.29%
10001781_1	100.00%	96.73%	98.45%	100.00%	96.82%	98.53%	100.00%	96.82%	98.53%	100.00%	100.00%
10001788_1	85.33%	95.15%	96.83%	87.65%	95.12%	96.81%	87.65%	95.15%	96.83%	95.15%	96.83%
10001791_1	100.00%	95.72%	97.42%	100.00%	95.97%	97.67%	100.00%	95.97%	97.67%	100.00%	100.00%
10001795_1	73.95%	89.59%	91.18%	69.19%	86.73%	88.27%	73.95%	89.59%	91.18%	89.59%	91.18%
10001798_1	68.60%	90.48%	92.08%	69.26%	90.09%	91.69%	69.26%	90.48%	92.08%	90.48%	92.08%
10001806_1	67.91%	88.13%	89.69%	64.58%	84.36%	85.85%	67.91%	88.13%	89.69%	88.13%	89.69%
10001813_1	99.29%	93.65%	95.31%	100.00%	93.95%	95.61%	100.00%	93.95%	95.61%	100.00%	100.00%
10001817_1	77.07%	93.60%	95.26%	77.42%	93.89%	95.55%	77.42%	93.89%	95.55%	93.89%	95.55%
10001821_1	84.55%	93.88%	95.55%	83.99%	93.83%	95.49%	84.55%	93.88%	95.55%	93.88%	95.55%
10001826_1	84.66%	93.80%	95.46%	84.82%	93.74%	95.40%	84.82%	93.80%	95.46%	93.80%	95.46%
10001832_1	100.00%	95.11%	96.80%	100.00%	94.80%	96.48%	100.00%	95.11%	96.80%	100.00%	100.00%
10001834_1	100.00%	96.02%	97.72%	100.00%	96.08%	97.78%	100.00%	96.08%	97.78%	100.00%	100.00%
10001835_1	80.12%	93.82%	95.49%	81.58%	94.39%	96.07%	81.58%	94.39%	96.07%	94.39%	96.07%
10001836_1	93.50%	95.91%	97.61%	85.14%	95.72%	97.42%	93.50%	95.91%	97.61%	95.91%	97.61%
10001846_1	100.00%	97.65%	99.38%	100.00%	97.45%	99.18%	100.00%	97.65%	99.38%	100.00%	100.00%

10001858_1	100.00%	95.49%	97.18%	100.00%	95.56%	97.25%	100.00%	95.56%	97.25%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001863_1	95.00%	95.48%	97.18%	89.73%	94.73%	96.41%	95.00%	95.48%	97.18%	95.48%	<b>97.18%</b>
10001870_1	74.84%	91.09%	92.70%	73.63%	91.01%	92.62%	74.84%	91.09%	92.70%	91.09%	<b>92.70%</b>
10001874_1	100.00%	97.26%	98.99%	100.00%	97.25%	98.97%	100.00%	97.26%	98.99%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001880_1	87.82%	94.17%	95.84%	86.88%	94.27%	95.94%	87.82%	94.27%	95.94%	94.27%	<b>95.94%</b>
10001882_1	83.40%	93.53%	95.19%	84.13%	93.92%	95.58%	84.13%	93.92%	95.58%	93.92%	<b>95.58%</b>
10001891_1	80.31%	93.38%	95.03%	79.20%	93.21%	94.86%	80.31%	93.38%	95.03%	93.38%	<b>95.03%</b>
10001893_1	87.72%	92.88%	94.53%	87.62%	93.33%	94.99%	87.72%	93.33%	94.99%	93.33%	<b>94.99%</b>
10001904_1	100.00%	96.87%	98.59%	100.00%	96.96%	98.68%	100.00%	96.96%	98.68%	100.00%	<b>100.00%</b>
10001913_1	82.15%	93.77%	95.44%	83.49%	94.16%	95.82%	83.49%	94.16%	95.82%	94.16%	<b>95.82%</b>
10001915_1	100.00%	98.20%	99.94%	100.00%	98.16%	99.90%	100.00%	98.20%	99.94%	100.00%	<b>100.00%</b>
10002798_1	76.28%	92.68%	94.32%	75.96%	93.03%	94.68%	76.28%	93.03%	94.68%	93.03%	<b>94.68%</b>
10002813_1	90.06%	93.32%	94.97%	89.08%	94.20%	95.86%	90.06%	94.20%	95.86%	94.20%	<b>95.86%</b>
10002846_1	84.42%	90.96%	92.57%	82.51%	90.01%	91.61%	84.42%	90.96%	92.57%	90.96%	<b>92.57%</b>
10002915_1	88.42%	94.19%	95.86%	87.78%	94.51%	96.18%	88.42%	94.51%	96.18%	94.51%	<b>96.18%</b>
10002941_1	80.42%	90.64%	92.24%	80.15%	90.98%	92.60%	80.42%	90.98%	92.60%	90.98%	<b>92.60%</b>
10002954_1	84.75%	94.76%	96.44%	80.27%	93.90%	95.57%	84.75%	94.76%	96.44%	94.76%	<b>96.44%</b>
10002966_1	79.61%	92.59%	94.23%	82.46%	93.70%	95.35%	82.46%	93.70%	95.35%	93.70%	<b>95.35%</b>
10002974_1	100.00%	92.37%	94.01%	100.00%	92.60%	94.24%	100.00%	92.60%	94.24%	100.00%	<b>100.00%</b>
10002977_1	70.39%	91.60%	93.22%	69.36%	91.77%	93.40%	70.39%	91.77%	93.40%	91.77%	<b>93.40%</b>
10002992_1	100.00%	97.43%	99.15%	100.00%	97.16%	98.88%	100.00%	97.43%	99.15%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003005_1	71.66%	92.80%	94.45%	67.51%	91.79%	93.42%	71.66%	92.80%	94.45%	92.80%	<b>94.45%</b>
10003007_1	96.95%	81.75%	83.20%	95.04%	83.41%	84.89%	96.95%	83.41%	84.89%	96.95%	<b>96.95%</b>
10003010_1	100.00%	95.40%	97.09%	100.00%	95.53%	97.22%	100.00%	95.53%	97.22%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003011_1	82.55%	94.08%	95.75%	78.88%	93.97%	95.64%	82.55%	94.08%	95.75%	94.08%	<b>95.75%</b>
10003013_1	77.27%	91.59%	93.22%	75.08%	91.26%	92.88%	77.27%	91.59%	93.22%	91.59%	<b>93.22%</b>
10003021_1	86.94%	95.05%	96.73%	88.58%	95.04%	96.73%	88.58%	95.05%	96.73%	95.05%	<b>96.73%</b>
10003031_1	74.00%	89.45%	91.04%	73.58%	90.07%	91.67%	74.00%	90.07%	91.67%	90.07%	<b>91.67%</b>
10003039_1	77.09%	93.11%	94.76%	77.41%	93.56%	95.22%	77.41%	93.56%	95.22%	93.56%	<b>95.22%</b>
10003047_1	85.25%	94.14%	95.81%	84.85%	94.18%	95.84%	85.25%	94.18%	95.84%	94.18%	<b>95.84%</b>
10003055_1	94.68%	95.94%	97.64%	95.22%	96.02%	97.72%	95.22%	96.02%	97.72%	96.02%	<b>97.72%</b>
10003071_1	98.69%	96.80%	98.52%	94.62%	96.60%	98.31%	98.69%	96.80%	98.52%	98.69%	<b>98.69%</b>
10003074_1	95.19%	95.33%	97.02%	90.82%	94.97%	96.65%	95.19%	95.33%	97.02%	95.33%	<b>97.02%</b>
10003079_1	100.00%	96.75%	98.46%	100.00%	96.87%	98.58%	100.00%	96.87%	98.58%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003091_1	64.40%	85.14%	86.65%	67.72%	87.87%	89.43%	67.72%	87.87%	89.43%	87.87%	<b>89.43%</b>
10003101_1	100.00%	91.43%	93.05%	100.00%	91.72%	93.34%	100.00%	91.72%	93.34%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003102_1	80.90%	93.04%	94.69%	81.01%	93.23%	94.88%	81.01%	93.23%	94.88%	93.23%	<b>94.88%</b>
10003105_1	93.25%	92.72%	94.36%	94.73%	93.58%	95.23%	94.73%	93.58%	95.23%	94.73%	<b>95.23%</b>
10003164_1	88.82%	92.30%	93.94%	85.48%	91.95%	93.57%	88.82%	92.30%	93.94%	92.30%	<b>93.94%</b>
10003223_1	71.29%	87.97%	89.53%	70.18%	87.24%	88.79%	71.29%	87.97%	89.53%	87.97%	<b>89.53%</b>
10003230_1	72.78%	91.42%	93.04%	78.47%	92.49%	94.12%	78.47%	92.49%	94.12%	92.49%	<b>94.12%</b>
10003295_1	100.00%	96.06%	97.76%	95.91%	96.03%	97.73%	100.00%	96.06%	97.76%	100.00%	<b>100.00%</b>



10003299_1	100.00%	94.89%	96.57%	100.00%	94.49%	96.16%	100.00%	94.89%	96.57%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003384_1	84.64%	94.83%	96.51%	85.28%	94.75%	96.42%	85.28%	94.83%	96.51%	94.83%	<b>96.51%</b>
10003386_1	71.30%	91.14%	92.76%	71.19%	91.53%	93.15%	71.30%	91.53%	93.15%	91.53%	<b>93.15%</b>
10003434_1	77.54%	91.80%	93.42%	76.50%	91.89%	93.52%	77.54%	91.89%	93.52%	91.89%	<b>93.52%</b>
10003465_1	75.96%	94.45%	96.13%	74.27%	94.32%	95.99%	75.96%	94.45%	96.13%	94.45%	<b>96.13%</b>
10003486_1	100.00%	99.97%	100.00%	100.00%	99.97%	100.00%	100.00%	99.97%	100.00%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003506_1	79.83%	93.69%	95.35%	74.23%	93.38%	95.03%	79.83%	93.69%	95.35%	93.69%	<b>95.35%</b>
10003572_1	97.13%	95.33%	97.02%	97.19%	95.59%	97.28%	97.19%	95.59%	97.28%	97.19%	<b>97.28%</b>
10003601_1	77.16%	92.74%	94.39%	76.73%	92.76%	94.40%	77.16%	92.76%	94.40%	92.76%	<b>94.40%</b>
10003622_1	66.20%	88.22%	89.79%	65.14%	86.37%	87.90%	66.20%	88.22%	89.79%	88.22%	<b>89.79%</b>
10003707_1	79.64%	92.10%	93.74%	78.57%	92.00%	93.63%	79.64%	92.10%	93.74%	92.10%	<b>93.74%</b>
10003748_1	79.77%	90.77%	92.37%	81.65%	91.65%	93.27%	81.65%	91.65%	93.27%	91.65%	<b>93.27%</b>
10003756_1	68.65%	90.16%	91.76%	69.97%	89.90%	91.49%	69.97%	90.16%	91.76%	90.16%	<b>91.76%</b>
10003764_1	94.50%	96.34%	98.05%	100.00%	97.10%	98.82%	100.00%	97.10%	98.82%	100.00%	<b>100.00%</b>
10003767_1	80.43%	93.26%	94.92%	78.90%	93.18%	94.83%	80.43%	93.26%	94.92%	93.26%	<b>94.92%</b>
10003782_1	66.70%	86.61%	88.15%	68.78%	88.66%	90.23%	68.78%	88.66%	90.23%	88.66%	<b>90.23%</b>
10003890_1	82.63%	94.34%	96.01%	85.09%	94.54%	96.22%	85.09%	94.54%	96.22%	94.54%	<b>96.22%</b>
10003897_1	90.11%	96.16%	97.87%	87.79%	95.87%	97.57%	90.11%	96.16%	97.87%	96.16%	<b>97.87%</b>
10003990_1	100.00%	96.55%	98.26%	92.09%	96.35%	98.05%	100.00%	96.55%	98.26%	100.00%	<b>100.00%</b>
10006789_1	100.00%	95.64%	97.33%	100.00%	96.00%	97.70%	100.00%	96.00%	97.70%	100.00%	<b>100.00%</b>
10006794_1	100.00%	99.98%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	100.00%	<b>100.00%</b>
10006804_1	79.10%	92.79%	94.43%	76.55%	92.90%	94.55%	79.10%	92.90%	94.55%	92.90%	<b>94.55%</b>
10006808_1	93.63%	96.74%	98.45%	93.53%	96.72%	98.43%	93.63%	96.74%	98.45%	96.74%	<b>98.45%</b>
10007066_1	73.31%	92.92%	94.56%	71.96%	92.83%	94.47%	73.31%	92.92%	94.56%	92.92%	<b>94.56%</b>
10007117_1	83.85%	89.61%	91.19%	83.97%	90.10%	91.70%	83.97%	90.10%	91.70%	90.10%	<b>91.70%</b>
10007735_1	68.62%	89.77%	91.36%	67.42%	87.82%	89.37%	68.62%	89.77%	91.36%	89.77%	<b>91.36%</b>
10008552_1	87.23%	94.24%	95.91%	84.97%	93.47%	95.12%	87.23%	94.24%	95.91%	94.24%	<b>95.91%</b>
10010250_1	94.11%	94.90%	96.58%	97.81%	95.33%	97.01%	97.81%	95.33%	97.01%	97.81%	<b>97.81%</b>
10010461_1	100.00%	98.26%	100.00%	100.00%	98.26%	100.00%	100.00%	98.26%	100.00%	100.00%	<b>100.00%</b>
10010463_1	100.00%	96.48%	98.19%	100.00%	96.27%	97.97%	100.00%	96.48%	98.19%	100.00%	<b>100.00%</b>
10010465_1	100.00%	95.90%	97.60%	100.00%	95.81%	97.51%	100.00%	95.90%	97.60%	100.00%	<b>100.00%</b>
10010580_1	79.57%	93.35%	95.00%	77.42%	92.80%	94.44%	79.57%	93.35%	95.00%	93.35%	<b>95.00%</b>
10011292_1	70.23%	100.00%	100.00%	69.84%	100.00%	100.00%	70.23%	100.00%	100.00%	100.00%	<b>100.00%</b>
10011648_1	100.00%	99.90%	100.00%	100.00%	99.90%	100.00%	100.00%	99.90%	100.00%	100.00%	<b>100.00%</b>
10012047_1	81.82%	93.72%	95.38%	83.27%	94.28%	95.95%	83.27%	94.28%	95.95%	94.28%	<b>95.95%</b>
10012048_1	81.90%	94.52%	96.19%	83.89%	94.48%	96.16%	83.89%	94.52%	96.19%	94.52%	<b>96.19%</b>
10012071_1	100.00%	96.51%	98.22%	100.00%	96.82%	98.54%	100.00%	96.82%	98.54%	100.00%	<b>100.00%</b>
10012361_1	97.35%	94.18%	95.85%	98.17%	94.59%	96.26%	98.17%	94.59%	96.26%	98.17%	<b>98.17%</b>

## V Supereffizienzwerte für den Effizienzbonus

Tabelle 36: Individuelle Effizienzboni

NB	Totex			sTotex			Grundlage Bonus
	DEA	Supereff	Mit Cap	DEA	Supereff	Mit Cap	S (nur Werte >0.001)
10000219_1	1.00	1.08	0.050	1.00	1.08	0.050	0.050
10000241_1	1.00	1.14	0.050	1.00	1.12	0.050	0.050
10000391_1	1.00	1.07	0.050	1.00	1.06	0.050	0.050
10000619_1	1.00	1.19	0.050	1.00	1.23	0.050	0.050
10000766_1	1.00	1.10	0.050	1.00	1.08	0.050	0.050
10001013_1	1.00	1.29	0.050	1.00	1.29	0.050	0.050
10001204_1	1.00	1.12	0.050	1.00	1.15	0.050	0.050
10001481_1	1.00	4.89	0.050	1.00	5.07	0.050	0.050
10001497_1	1.00	1.19	0.050	1.00	1.17	0.050	0.050
10001624_1	1.00	1.11	0.050	1.00	1.08	0.050	0.050
10001669_1	1.00	1.12	0.050	1.00	1.09	0.050	0.050
10001846_1	1.00	1.29	0.050	1.00	1.24	0.050	0.050
10001915_1	1.00	1.08	0.050	1.00	1.09	0.050	0.050
10003010_1	1.00	1.13	0.050	1.00	1.12	0.050	0.050
10003299_1	1.00	1.07	0.050	1.00	1.10	0.050	0.050
10003486_1	1.00	1.68	0.050	1.00	1.64	0.050	0.050
10006794_1	1.00	2.77	0.050	1.00	2.72	0.050	0.050
10010461_1	1.00	1.10	0.050	1.00	1.12	0.050	0.050
10011648_1	1.00	1.16	0.050	1.00	1.15	0.050	0.050
10012071_1	1.00	1.05	0.050	1.00	1.11	0.050	0.050
10001607_1	1.00	1.03	0.034	1.00	1.14	0.050	0.042
10001904_1	1.00	1.03	0.029	1.00	1.05	0.048	0.038
10001747_1	1.00	1.03	0.033	1.00	1.04	0.036	0.034
10001834_1	1.00	1.04	0.038	1.00	1.03	0.029	0.033
10001129_1	1.00	1.01	0.010	1.00	1.04	0.042	0.026
10000523_1	1.00	1.00	0.000	1.00	1.03	0.032	0.016
10001781_1	1.00	1.01	0.011	1.00	1.01	0.006	0.009
10000719_1	0.99	0.99	-0.001	1.00	1.02	0.017	0.008
10001350_1	1.00	1.02	0.015	0.96	0.96	-0.003	0.006
10002974_1	1.00	1.00	-0.003	1.00	1.01	0.009	0.003
10001577_1	1.00	1.00	0.002	0.99	0.99	0.000	0.001
10000495_1	0.99	0.99	0.000	1.00	1.00	0.002	0.001

## VI Modellvalidierung

### ROLS/TOTEX

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )	
(Intercept)	22.637684	2.471207	9.161	< 2e-16	***
yCables.all.N13.sum	0.145259	0.031775	4.571	8.84e-06	***
yLines.all.N13.sum	0.097831	0.023624	4.141	5.25e-05	***
yNet.length.N57	0.003751	0.004190	0.895	0.37185	
yPeakload.N4	0.106072	0.036487	2.907	0.00409	**
yPeakload.N6	0.162250	0.031612	5.133	7.19e-07	***
yInstalledPower.N1to4.sum	0.043924	0.021466	2.046	0.04215	*
yInstalledPower.N5to6.sum	0.022928	0.007200	3.184	0.00170	**
yInstalledPower.N7	0.005065	0.001865	2.715	0.00725	**

---

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

Robust residual standard error: 6.519

Multiple R-squared: 1, Adjusted R-squared: 1

Convergence in 15 IRWLS iterations

Robustness weights: 4 observations are outliers

### ROLS/sTOTEX

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )	
(Intercept)	23.355565	2.533919	9.217	< 2e-16	***
yCables.all.N13.sum	0.146127	0.032107	4.551	9.64e-06	***
yLines.all.N13.sum	0.102125	0.026837	3.805	0.000192	***
yNet.length.N57	0.003230	0.004206	0.768	0.443466	
yPeakload.N4	0.112801	0.035985	3.135	0.002001	**
yPeakload.N6	0.166213	0.031862	5.217	4.85e-07	***
yInstalledPower.N1to4.sum	0.015134	0.102401	0.148	0.882670	
yInstalledPower.N5to6.sum	0.023731	0.007433	3.193	0.001656	**
yInstalledPower.N7	0.005265	0.001874	2.809	0.005496	**

---

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

Robust residual standard error: 6.367

Multiple R-squared: 0.7537, Adjusted R-squared: 0.743

Convergence in 17 IRWLS iterations

Robustness weights: 5 observations are outliers

### Properties OLSexCD

BIC (T) = 1245.47

BIC (sT) = 1257.29

### studentized Breusch-Pagan test

data: olsexCD /TOTEX

BP = 9.5804, df = 8, p-value = 0.2957

OK

data: olsexCD / sTOTEX

BP = 8.0712, df = 8, p-value = 0.4265  
OK

**Belsley Multicollinearity (Condition Index < 30)**

data: olsexCD / TOTEX  
Condition Number: 27.4022  
OK

data: olsexCD / sTOTEX  
Condition Number: 25.9397  
OK

**Variable Influence Factors (VIF < 10)**

olsexCD / TOTEX

Variables	VIF
yCables.all.N13.sum	1.416726
yLines.all.N13.sum	2.846134
yNet.length.N57	3.734129
yPeakload.N4	1.517187
yPeakload.N6	1.885416
yInstalledPower.N1to4.sum	2.636743
yInstalledPower.N5to6.sum	2.107163
yInstalledPower.N7	3.154642

OK

olsexCD / sTOTEX

Variables	VIF
yCables.all.N13.sum	1.419197
yLines.all.N13.sum	2.843966
yNet.length.N57	3.637069
yPeakload.N4	1.519357
yPeakload.N6	1.758711
yInstalledPower.N1to4.sum	2.639505
yInstalledPower.N5to6.sum	2.022238
yInstalledPower.N7	3.098570

OK

**D'Agostino skewness test**

data: residuals(olsexCD) / TOTEX  
skew = 0.23914, z = 1.35337, p-value = 0.1759  
alternative hypothesis: data have a skewness  
OK

data: residuals(olsexCD) /sTOTEX  
skew = 0.2441, z = 1.3842, p-value = 0.1663  
alternative hypothesis: data have a skewness  
OK

**Shapiro-Wilk normality test**

data: (olsexCD\$residuals) / TOTEX  
W = 0.98793, p-value = 0.1208  
OK

data: (olsexCD\$residuals) / sTOTEX  
W = 0.98746, p-value = 0.1023  
OK