

**PROJEKT GERNER IV**  
**Ergebnisdokumentation:**  
**Bestimmung der Effizienzwerte**  
**Verteilernetzbetreiber Strom**  
**- ENDFASSUNG -**

Per J. Agrell  
Peter Bogetoft  
Astrid Cullmann  
Christian von Hirschhausen  
Anne Neumann  
Matthias Walter

14.11.2008, Version 2

## Hinweis

Diese Ergebnisdokumentation entstand unter der Leitung der Autoren Prof. Dr. Per Agrell und Prof. Dr. Peter Bogetoft (SUMICSID AB) sowie Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, Technische Universität Dresden) im Rahmen des Projekts zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Strom und Gas, das von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegeben wurde.

Diese Ergebnisdokumentation stellt die Resultate aus dem Effizienzvergleich dar, die auf Basis der Anreizregulierungsverordnung berechnet wurden. Durch die Erläuterung der Vorgehensweise und die Benennung der verwendeten Methoden ist es hiermit möglich, den Effizienzvergleich nachzuvollziehen und zu verstehen.

Die Empfehlungen der Ergebnisdokumentation drücken alleinig die Sichtweise der Autoren aus und sind nicht der Standpunkt der Bundesnetzagentur. Die Verantwortung für eventuelle Fehler liegt alleine bei den Autoren.

Titel: Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom

Projektnummer: 733

Veröffentlichungsdatum: 14.11.2008

Technische Universität Dresden  
Fakultät Wirtschaftswissenschaften  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management  
Prof. Dr. Christian von Hirschhausen  
D-01062 Dresden

Sumicsid AB  
Tunbyn 502  
S-85590 SUNDSVALL, SWEDEN  
[www.sumicsid.com](http://www.sumicsid.com)

Urheberrechte © 2008 SUMICSID AB.

## Zusammenfassung

*Die Bundesnetzagentur hat in Deutschland einen Reformprozess für die Regulierung der Strom- und Gasnetze begonnen. Die neue Anreizregulierung setzt auf individuelle Anreize zur Kostenminimierung. Hierbei stützt sie sich auf die in der Vergangenheit gezeigten Effizienzen der Netzbetreiber unter Berücksichtigung exogener Betriebsbedingungen. Die Effizienz der Netzbetreiber wird mit zwei verschiedenen Modellinstrumenten ermittelt: Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) und stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA).*

*Die vorliegende Ergebnisdokumentation stellt die Resultate des Effizienzvergleichs Verteilernetzbetreiber Strom (VNB Strom) dar, welche auf Basis der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) berechnet wurden. Die Erläuterung der Vorgehensweise und die Benennung der verwendeten Methoden ermöglichen es, den Effizienzvergleich nachzuvollziehen und zu verstehen. Die Dokumentation baut auf den im Detail dargestellten Methoden und Ansätzen des öffentlich zugänglichen Gerner Final Reports (Agrell und Bogetoft, 2007) sowie der öffentlich zugänglichen Untersuchung zu möglichen Kostentreibern für Strom- und Gasverteilernetzbetreibern (Consentec, 2006) und dem für die Bundesnetzagentur zugänglichen Weißbuch zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gassektor auf.*

*Alle Analysen basieren auf aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnissen der Methoden der Effizienzanalyse. Der hier dokumentierte Effizienzvergleich fasst den Ablauf sowie die für die Umsetzung der Effizienzwerte relevanten Ergebnisse für die VNB Strom zusammen.*

*Der Bericht enthält die Beschreibung der einzelnen Berechnungsschritte zur Herleitung eines robusten und konsistenten Effizienzvergleichsmodells mit geeigneten Vergleichsparametern für die VNB Strom. Die Spezifikationen der nichtparametrischen (DEA) und parametrischen (SFA) Methoden werden beschrieben. Die*

*Modellspezifikation sowie die errechneten individuellen Effizienzwerte werden hinsichtlich ihrer Konsistenz anhand von „Second Stage“-Analysen überprüft und übersichtlich zusammengefasst.*

*Ausreißer werden durch die in Anlage 3 zu § 12 der ARegV dargestellten Ansätze identifiziert und behandelt. Das relevante nichtparametrische DEA Modell stellt folglich die Analyse unter Ausschluss der Ausreißer und unter der Annahme nicht-fallender Skalenerträge dar. Für die SFA wird ein linearer Funktionstyp in der normierten Variante unter Annahme konstanter Skalenerträge unterstellt.*

*Zur Bestimmung der individuellen Effizienzwerte wird ein „Best-of-Four“ Ansatz angewendet. Hierbei wird für jedes Unternehmen das Maximum der Effizienzwerte aus dem nichtparametrischen DEA-Modell mit Aufwandsparametern, dem DEA-Modell mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten, dem parametrischen SFA-Modell mit Aufwandsparametern, dem SFA-Modell mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten sowie einer unteren Effizienzgrenze von 0.60 ermittelt.*

# Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung .....	1
1.1	Hintergrund.....	1
1.2	Ziele .....	2
1.3	Ergebnisse.....	3
1.4	Projektinteraktionen .....	4
2.	Rechtliche und ökonomische Grundlagen .....	5
3.	Allgemeine Beschreibung der Modellbildung .....	8
3.1	Modellstruktur.....	9
3.2	Besonderheiten bei der Modellumsetzung der VNB Strom .....	20
3.3	Modellspezifikation und Effizienzwerte .....	27
4.	Das bestmögliche Modell VNB Strom .....	34
4.1	Herleitung der im Modell berücksichtigten Vergleichsparameter .....	34
4.2	Datengrundlage.....	46
4.3	Verwendete Methoden.....	48
5.	Analyse der Effizienzwerte .....	51
5.1	Überblick Effizienzwerte.....	51
5.2	Analyse der DEA Effizienzwerte .....	53
5.3	Analyse der SFA Effizienzwerte.....	63
5.4	„Best-of-Four“ Ergebnisse .....	67
5.5	Konsistenzbetrachtungen der Modelle.....	72
5.6	„Second Stage“ Analyse .....	75
6.	Fazit/Ergebnisse .....	92
7.	Referenzen .....	94
Anhang A: Englische Bezeichnung und deutsche Übersetzung der Parameter Strom und deren kategorische Einordnung.....		96
Anhang B: Schätzergebnisse der Kostentreiberanalyse .....		103
Anhang C: Ergebnisse der Kruskal–Wallis Tests .....		118
Anhang D: Bezeichnung der Variablen für die „Second Stage“ Tobit Schätzung .....		124
Anhang E: Ergebnisse der Tobit Schätzungen .....		131



# 1. Einleitung

## 1.1 Hintergrund

1.01 Dieser Bericht über den Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber im Stromsektor wurde von der Bundesnetzagentur (BNetzA) innerhalb des Beratungsprojektes „Durchführung von Effizienzvergleichen der Verteilernetzbetreiber Strom und Gas sowie der Fernleitungsnetzbetreiber Gas“ (Gerner IV) in Auftrag gegeben. Er integriert Elemente aus dem für die BNetzA zugänglichen Weißbuch zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gassektor (im Folgenden Weißbuch VNB 2008), dem öffentlich zugänglichen Abschlussbericht zur Entwicklung von Effizienzvergleichsmodellen (im Folgenden Gerner Final Report 2007) und der Untersuchung zu möglichen Kostentreibern für Strom- und Gasverteilernetzbetreibern (Consentec, 2006). Gesetzliche Grundlagen des Effizienzvergleichs sind die deutsche Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

1.02 Die Arbeit wird von Herrn Dr. Bodo Herrmann geleitet, betreuender Projektkoordinator seitens der BNetzA ist Dipl.-Vw. Stefan Albrecht. Die Sammlung und Aufarbeitung der Daten erfolgte mit Unterstützung durch mehrere Organisationseinheiten der Energieabteilung der Bundesnetzagentur. Projektleiter seitens SUMICSID ist Prof. Dr. Per Agrell, Senior Associate. Das Projektteam umfasst außerdem Prof. Dr. Peter Bogetoft, Senior Associate und Dipl.-Wirt.-Ing. Mathias Lorenz von SUMICSID



sowie Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, Dipl.-Vw. Astrid Cullmann, Dr. Anne Neumann und Dipl.-Wirt.-Ing. Matthias Walter vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management (EE<sup>2</sup>) an der Technischen Universität Dresden.

- 1.03 Die Richtlinie zum Energiebinnenmarkt 2003/54/EU wurde mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in deutsches Recht umgesetzt und trat am 13.07.2005 in Kraft. Demnach ist es Ziel, i) die Kosten *eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers* zu bestimmen und ii) Anreize durch Effizienzvorgaben zu setzen, die *angemessen, erreichbar und übertreffbar* sind (§ 21a Absatz 5 EnWG). Diese Vorgaben werden durch die am 06.11.2007 in Kraft getretene ARegV bestimmt. Gemäß § 12 Absatz 1 Satz 1 ARegV führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber durch.

## 1.2 Ziele

- 1.04 Ziel des Beratungsprojektes ist die ordnungskonforme Bestimmung der Effizienzwerte, die für die Ermittlungen der Erlösobergrenzen (§ 4 ARegV) für die erste Regulierungsperiode vom 01.01.2009 bis zum 31.12.2013 benötigt werden (§ 3 ARegV). Das aktuelle Projekt bezieht sich auf alle Verteilernetzbetreiber Strom und Gas (im Folgenden VNB Strom und Gas) ausgenommen jener, die das vereinfachte Verfahren (§ 24 ARegV) gewählt haben.



## 1.3 Ergebnisse

- 1.05 Dieses Projekt beinhaltet drei Arten von Ergebnissen: Berichte, Datensätze und Präsentationen. Die Berichte dienen zum einen der Beschreibung der Methodik (R1, R2), zum anderen dokumentieren und erklären sie die Analysen und Ergebnisse in einer Kurzfassung (R3) und einer Langfassung (R4). Die Datensätze (D1 und D2) beinhalten umfangreiche Effizienzschätzungen für alle VNB und FLNB, deren Daten durch die Datenfilterroutinen als verwendbar erklärt wurden. Die Abschlusspräsentation P1 dient der Zusammenfassung der Projektergebnisse, der Evaluierung der Erkenntnisse in den Sektoren, und der Diskussion der Auswirkungen der Erlösobergrenzenregulierung und der Unsicherheiten in den Schätzungen.

**Tabelle 1-1: Projektleistungen**

Leistung	Kurzbeschreibung	Meilenstein
R1	Effizienzvergleich von Verteilernetzen Strom und Gas: Weißbuch	M1
R2	Effizienzvergleich von Fernleitungsnetzbetreibern Gas: Weißbuch	M1
D1	Ergebnisse Verteilernetzen Strom und Gas	M5
D2	Ergebnisse Fernleitungsnetzbetreibern Gas	M5
R3	Endbericht (Kurzfassung)	M5
R4	Endbericht (Langfassung)	M6
P1	Abschlusspräsentation	M8

**Tabelle 1-2: Projektmeilensteine**

Leistung	Kurzbeschreibung	Meilenstein
	Projektbeginn (Teil I)	M0
R1, R2	Methodendefinition	M1
	Datenplausibilitätsprüfung (in Abstimmung mit BNetzA)	M2
	Beginn Effizienzwertberechnungen	M3
D1, D2	Interne Veröffentlichung Effizienzwerte	M4
R3	Interne Veröffentlichung Endbericht	M5
R4	Endbericht (Ende Teil I)	M6
	Beginn Unterstützung der BNetzA (Teil II)	M7
	Ende Unterstützung der BNetzA (Teil II)	M8

## 1.4 Projektinteraktionen

- 1.06 Die Projektinteraktionen mit der BNetzA waren elementar und wurden durch persönliche Treffen, ein abgestimmtes Vorgehen, eine Online-Zusammenarbeit mittels einer Projektplattform und die Nutzung von Telefon und Email vereinfacht. Es waren neben der Abschlusspräsentation verschiedene Projekttreffen in Bonn (siehe Tabelle 1-3) erforderlich.

**Tabelle 1-3: Projekttreffen**

Treffen	Thema	Datum	Meilenstein
1	Kick-Off (Projektplanung)	05/03/2008	M0
2	Diskussion Aufgaben B1-B2	04/04/2008	
3	TSO Workshop (R2)	03/04/2008	M1
4	DSO Workshop (R1)	05/2008	M3
5	Diskussion von D1, D2	06/2008	M4
6	Report pre-review	06/2008	M5

- 1.07 Das vorliegende Dokument entspricht dem Endbericht in seiner Langfassung (R4) für die VNB Strom.



## 2. Rechtliche und ökonomische Grundlagen

- 2.01 Netzentgelte werden ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt (§ 1 Satz 2 ARegV). Die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) werden gemäß § 4 Abs.1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22 und 25 ARegV bestimmt. Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist neben der um den sektoralen Produktivitätsfortschritt ( $PF_t$ ) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV und dem Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV die durch den Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) gleichmäßig abzubauen individuelle Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs.1 S.2 ARegV). Die Bestimmung des individuellen Effizienzwertes nach § 12 Abs.1 S.1 ARegV erfolgt für Netzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.
- 2.02 § 12 ARegV gibt in Verbindung mit Anlage 3 der ARegV die folgenden Methoden vor, die für den Effizienzvergleich anzuwenden sind:
- (a) Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)
  - (b) Stochastische Effizienzgrenze Analyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)



- 2.03 Die DEA im Sinne der ARegV ist *„eine nichtparametrische Methode, in der die bestmöglichen 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“* (ARegV – Anlage 3).
- 2.04 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“* (ARegV – Anlage 3).
- 2.05 Verteilernetzbetreiber mit weniger als 15.000 (Gas) bzw. 30.000 (Strom) unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden, die bis zum 15.12.2007 einen Antrag auf Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV gestellt haben, nehmen nicht am Effizienzvergleich teil.
- 2.06 Nach § 12 Absatz 3 ARegV ist der jeweils höhere Effizienzwert aus den zugrunde liegenden Ergebnissen aus DEA und SFA zu verwenden, die sowohl mit Aufwandsparametern gemäß § 12 Absatz 4a (Kosten) und Aufwandsparametern gemäß § 14 Absatz 1 Nr. 3 i.V.m. Absatz 2 (Kosten mit standardisierten Kapitalkosten) durchgeführt werden. Folglich sieht die ARegV einen vorsichtigen Ansatz zum Vorteil der Verteilernetzbetreiber vor.



- 2.07 Gemäß § 12 Absatz 4 Satz 1 ARegV beträgt die Mindesteffizienz, auf die ein Unternehmen angehoben wird, wenn der Effizienzvergleich einen niedrigeren Wert ergibt, 60 Prozent.
- 2.08 Verordnungskonformität wurde in allen Schritten zur Herleitung des Modells sowie bei der Umsetzung zur Ermittlung der Effizienzwerte sichergestellt. Die Herleitung des Modells wird im nachfolgenden schrittweise dargestellt. Bei der Auswahl des relevanten Effizienzvergleichsmodells wurde insbesondere darauf geachtet, dass die statistisch bedeutsamsten Vergleichsparameter den Vorgaben des § 13 ARegV entsprechen.



### 3. Allgemeine Beschreibung der Modellbildung

- 3.01 Um die einzelnen Berechnungsschritte zur Ermittlung der Effizienzwerte nachvollziehen zu können wird der Ablauf der Modellbildung zusammenfassend dargestellt. Die Berichterstattung basiert auf dem Gerner Final Report 2007, dem Weißbuch VNB 2008, der Untersuchung zu möglichen Kostentreibern für Strom- und Gasverteilernetzbetreibern (Consentec, 2006) sowie dem Effizienzvergleich Kapitel „Konzeption und Durchführung des Effizienzvergleichs“ für den Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG (im Folgenden: Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung).
- 3.02 Die Herleitung eines Effizienzvergleichsmodells erfolgt zum einen durch die Auswahl von Vergleichsparametern und zum anderen durch die Spezifikation der Methode. In dem vorliegenden Abschnitt wird zunächst die allgemeine Herleitung eines zuverlässigen und bestmöglichen Effizienzvergleichsmodells mit geeigneten Vergleichsparametern für die VNB Strom beschrieben (siehe Abschnitt 3.2 Modellstruktur). Die Besonderheiten der Umsetzung werden in Abschnitt 3.3 hervorgehoben. Anschließend werden allgemein die Modellspezifikation (Wahl der Methoden) und die Ermittlung der Effizienzwerte erläutert (siehe 3.3 Modellspezifikation und Effizienzwerte).



- 3.03 Kapitel 4 stellt zusammenfassend die durchgeführten empirischen Rechnungen für die VNB Strom dar.

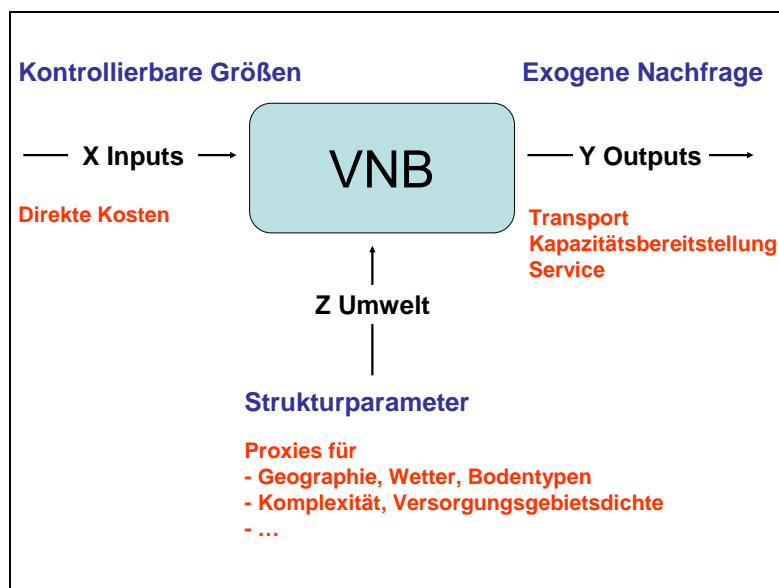
### 3.1 Modellstruktur

- 3.04 Vergleichsparameter sind gemäß § 13 Absatz 3 Satz 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften; insbesondere sind hierunter die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und die strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe aufgrund eines demografischen Wandels des versorgten Gebiets zu verstehen. Ein ausgewogenes Effizienzvergleichsmodell der VNB Strom ist dadurch gekennzeichnet, dass die Outputs die regulatorische Aufgabe der Darstellung des Produktionsprozesses unter Berücksichtigung struktureller Vergleichbarkeit widerspiegeln.
- 3.05 Die Klassifikation von Variablen und Parametern für die Modelle ist entsprechend den Ausführungen des Weißbuches VNB 2008 durchgeführt und in Abbildung 3-1 illustriert.
- 3.06 Unter Aufwand  $X$  bzw. kontrollierbaren Ressourcen sind hauptsächlich die Kosten  $C(X)$  des Unternehmens, der geschätzten Netzebene oder der Aktivität zu verstehen. In der Regel werden sämtliche Variablen, die sich auf die Betriebskosten und eingesetzten Anlagen beziehen (z.B. Netzlänge) zu den Aufwandparametern gezählt.
- 3.07 Wie lassen sich nun generell die Vergleichsparameter von Energienetzbetreibern charakterisieren? In einem liberalisierten Markt kaufen die Endverbraucher Energie von einem Vertriebsunternehmen ihrer Wahl. Um die Energie zu erhalten, nimmt der Endverbraucher einen Netzbetreiber für den Transport der Energie vom Vertriebsunternehmen zum



Endverbraucher in Anspruch. Dies zeigt die drei wesentlichen Aufgaben des Netzbetreibers auf: Transport der Energie, Bereitstellung von Kapazität und Kundenanbindung (Service). Der Transport von Energie verursacht dabei Netzverluste. Wenn der Kunde einmal angeschlossen ist, benötigt er außerdem einerseits spezielle Sachanlagen (z.B. Leitungsnetz, Zählpunkte), welche mit entsprechenden Kosten verbunden sind (Kategorie Kundenanbindung). Netzbetreiber müssen ihre Netze derart dimensionieren, dass die Nachfrage der Kunden zu Spitzenlastzeiten erfüllt werden kann (Bereitstellung von Kapazität). Die im Effizienzvergleich verwendeten Leistungsparameter  $Y$  sollten deshalb diese Dimensionen adäquat repräsentieren. Zusätzlich sind Strukturparameter ( $Z$ ) zu berücksichtigen, die die Erbringung der Leistung (Output) erschweren oder erleichtern können. In dieser Klasse finden sich Indikatoren für Geologie, Geographie und Topologie. Die drei Leistungsdimensionen und die Strukturparameter beschreiben somit die Versorgungsaufgabe. Reichen die vorliegenden exogenen Faktoren nicht aus, um die Versorgungsaufgabe hinreichend zu beschreiben, können alternativ oder ergänzend die eingesetzten Anlagen (z.B. Leitungslängen) als Vergleichsparameter verwendet werden.

Abbildung 3-1: Variablenklassifikation



3.08 Eine Liste potentieller Vergleichsparameter (englische Bezeichnung und deutsche Übersetzung) findet sich in Anhang A. Bei der Herleitung des Effizienzvergleichsmodells werden die bestmöglichen Vergleichsparameter im Sinne der ARegV bestimmt.

3.09 Bei der Auswahl der relevanten Vergleichsparameter sind die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung zu berücksichtigen. Nach § 13 Abs.4 ARegV hat die Regulierungsbehörde in der ersten und zweiten Regulierungsperiode die Vergleichsparameter

1. Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen,
2. Fläche des versorgten Gebietes,
- 2a. Leitungslänge (Systemlänge) und
3. zeitgleiche Jahreshöchstlast



zu verwenden.

3.10 Darüber hinaus können weitere Parameter nach Maßgabe des § 13 Abs.3 ARegV verwendet werden. Entsprechend § 13 Abs. 3 S.4 Nr.4 ARegV können dies insbesondere die Jahresarbeit oder nach § 13 Abs. 3 S.4 Nr.6 ARegV die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie, sein. Die Vergleichsparameter sind in ihrer Funktion als Kostentreiber Teil des Rechenmodells, mit dem die Effizienzwerte bestimmt werden. Es gilt, eine Auswahl an Vergleichsparametern zu ermitteln, die im Zusammenspiel mit den Aufwandparametern (Kosten) die Berechnung von Effizienzwerten ermöglicht.

3.11 Aus einer großen Anzahl theoretisch möglicher Vergleichsparameterkombinationen sind jedoch die meisten ohne praktische Relevanz. Die Ermittlung sinnvoller Vergleichsparameterkombinationen muss somit unter Berücksichtigung von bisher von der BNetzA durchgeführten Kostentreiberanalysen, von ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen und von den Schlussfolgerungen bisher untersuchter Effizienzvergleichsmodelle abgeleitet werden (vgl. Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung). Folgende Anforderungen müssen bei der Auswahl der Vergleichsparameter erfüllt werden:

1) Es sind Parameterkombinationen zu vermeiden, die eine zu hohe Korrelation aufweisen, d.h. dass das Verhalten der einen Variablen mit dem Verhalten der anderen Variablen stark übereinstimmt (vgl. § 13 Abs. 3 S.3).

2) Ein Vergleichsparameter einer bestimmten Netz- und Umspannebene darf nur dann verwendet werden, wenn er



auch für alle restlichen Netz- und Umspannebenen verwendet wird.

3.12 Im Folgenden werden die vier Phasen der statistischen Modellspezifikation dargestellt, die im Wesentlichen auf der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares, im Weiteren OLS) basieren:

- Die erste Phase (OLS 1) untersucht die Beziehung zwischen den Ressourcen, den endogenen Variablen  $X$  (Anlagen-Mengengerüst) und den Kosten  $C(X)$ . Diese Modelle sind von begrenztem Interesse für den Effizienzvergleich, sie helfen aber die Daten zu validieren. Auf die erste Phase wird im weiteren Verlauf nicht näher eingegangen.
- Die zweite Phase (OLS 2) zielt auf die Validierung der Erklärung der endogenen Variablen  $X$  durch die exogenen Variablen  $Y$  ab. Dieser Schritt soll im Wesentlichen sicherstellen, dass die endogenen Variablen – das Anlagen-Mengengerüst – durch die exogenen Variablen  $Y$ , die die Versorgungsaufgabe darstellen, hinreichend abgebildet werden können. Auf diese Weise können bereits Parameter für die weitere Modellspezifikation ausgeschlossen werden.
- In der dritten Phase (OLS/SFA) wird nunmehr ein direkter funktionaler Zusammenhang zwischen den Aufwandparametern und den exogenen Variablen  $Y$  hergestellt. In diesem Zusammenhang wurden auch Modellspezifikationen auf Basis von Modellnetzanalysen (MNA) für bestimmte Variablen untersucht, welche die Versorgungsaufgabe charakterisieren, und zusätzlich prüfbare Hypothesen für die Beziehung zwischen den Variablen untereinander liefern.



Dieses Vorgehen gibt zunächst darüber Aufschluss, welche Variablen eine hohe Erklärungskraft in einem möglichen Effizienzvergleichsmodell haben können.

Die so ermittelten Ergebnisse der OLS vermitteln einen sehr guten Eindruck über den durchschnittlichen Zusammenhang zwischen der abhängigen Variable (Aufwandsparameter) und den potenziell Kosten verursachenden Merkmalen. Die so identifizierten Merkmale und deren ermittelte Koeffizienten beschreiben aber nicht zwingend den gesuchten Benchmark; die Ergebnisse der OLS-Analysen sind lediglich Indikatoren für mögliche Parameter. Dennoch ist es wichtig, diese durchzuführen, da sie dazu dienen, mit vertretbarem Rechenaufwand eine Vorstellung über mögliche Vergleichsparameter und deren Zusammenwirken in einem Effizienzvergleichsmodell zu entwickeln.

- Die vierte Phase erweitert das Modell aus der dritten Phase um die Strukturparameter (Z Variablen), um insbesondere gebietsstrukturelle Unterschiede, die sich auf die Versorgungsaufgabe auswirken, zu untersuchen. In dieser Phase werden die zur Verfügung stehenden potenziellen Strukturvariablen dahingehend getestet, ob durch das Hinzufügen der entsprechenden Variablen der Erklärungsgehalt des Modells verbessert wird oder sich signifikante Unterschiede in den Effizienzwerten erklären lassen.

***Validierung der Netzbetreiberdaten***

- 3.13 Für die Ermittlung von Effizienzwerten ist die Datenvalidierung unabdingbar und Grundvoraussetzung zur Generierung korrekter Werte. Hierbei werden in dem durchgeführten Effizienzvergleich zwei Aspekte beachtet. Der erste Aspekt betrifft die Datenvalidierung auf Basis von OLS-Rechnungen (siehe Phase 1). Dabei werden mögliche Unplausibilitäten der übermittelten Daten identifiziert. Der zweite Aspekt in der vorliegenden Ergebnisdokumentation betrifft den Ausschluss der Unternehmen, welche einen sehr starken Einfluss auf die Effizienzwerte eines großen Teils der anderen Beobachtungen haben, die statistische *Ausreißeranalyse*.
- 3.14 Die statistische *Ausreißeranalyse* zielt darauf ab, extreme Beobachtungen aus dem Effizienzvergleichsmodell herauszunehmen (vgl. Anlage 3 zu § 12 ARegV). Abhängig von der gewählten Methode (OLS, DEA, SFA) haben Ausreißer unterschiedliche Einflüsse. In der SFA beispielsweise verzerren Ausreißer die Schätzung der Koeffizienten, erhöhen die Dimension des eigenen Fehlerterms und steigern u.U. die durchschnittliche Effizienz. Zur Ermittlung der Ausreißer in parametrischen Modellen werden folgende Kenngrößen verwendet: Cooksche Distanz, DFFits, DFBetas and Kovarianzverhältnisse. Jede dieser Funktionen normalisiert die Residuen (gegeben durch die Abweichung von der Durchschnittsgeraden) dadurch, dass sie einmal die Schätzungen mit allen Beobachtungen ausführt und dann erneut die gleiche Schätzung durchführt, wobei eine Beobachtung aus dem Datensatz entfernt wird. Diese Schätzungen werden dann für das Maß der Fehlervarianz verwendet.



- 3.15 Auf diese Weise wird die zugrunde liegende Datenbasis validiert. Netzbetreiber, bei denen eine Datenvalidierung nicht möglich ist, werden aus der Datenbasis und den folgenden Analysen ausgeschlossen. Die Daten könnten aus folgenden zwei Gründen nicht validiert werden:
- 1) Ein Netzbetreiber hat sehr ungewöhnliche strukturelle Rahmenbedingungen. Eine Berücksichtigung dieses einzelnen Netzbetreibers würde die Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells zu stark beeinflussen. Dieser Netzbetreiber wird dann durch die BNetzA als Sonderfall klassifiziert und vom Effizienzvergleich ausgeschlossen. Die Daten des Netzbetreibers können dann zwar korrekt sein, werden aber zur Vereinfachung der Bewertung als nicht validiert bezeichnet.
  - 2) Ein Netzbetreiber kann auffällige Daten nicht erläutern. Auch dieser Netzbetreiber wird durch die BNetzA aus der folgenden Modellbildung ausgeschlossen.
- 3.16 Nachdem die Ausreißer innerhalb der parametrischen Ansätze eliminiert wurden, kommt es, nach Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells, zur Identifikation von Ausreißern innerhalb der nichtparametrischen Ansätze. Bei diesen ist die Datenqualität der Elemente auf der Effizienzgrenze von besonderer Bedeutung, da diese ansonsten möglicherweise einen falschen Effizienzmaßstab vorgeben.
- 3.17 Bei nichtparametrischen Methoden sind extreme Beobachtungen solche, die einen großen Teil des Datensatzes direkt dominieren (d.h. den effizienten Vergleichspunkt darstellen). Die ARegV gibt die zu wählenden Maßnahmen zur Identifikation und Behandlung von Ausreißern vor (siehe



Anlage 3 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern sind statistische Tests durchzuführen.

*Einfluss auf durchschnittliche Effizienz:*

3.18 Ein Wert gilt dann als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde. Dabei ist die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber zu vergleichen, die sich bei Ausschluss des potenziellen Ausreißers ergeben würde. Mit den statistischen Tests zur Ausreißerbestimmung soll demzufolge sichergestellt werden, dass einzelne Unternehmen  $i$  keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienzen  $E$  der anderen Unternehmen  $k$  haben.  $I$  bezeichnet dabei die Grundgesamtheit aller Unternehmen.  $E(k;I)$  gibt die Effizienz von Verteilernetzbetreiber  $k$  wieder, wenn alle Verteilernetzbetreiber in den Effizienzvergleich mit einbezogen werden.  $E(k;I|i)$  ist die errechnete Effizienz von Verteilernetzbetreiber  $k$ , wenn Verteilernetzbetreiber  $i$  nicht in den Effizienzvergleich miteinbezogen wird. Das Verhältnis der quadrierten Abweichungen

$$3.19 \quad \frac{\sum_{k \in I \setminus i} (E(k;I \setminus i) - 1)^2}{\sum_{k \in I} (E(k;I) - 1)^2}$$

3.20 wird dann anhand der F-Verteilung evaluiert (vgl. Banker (1996)). Weicht bei der Eliminierung einer Beobachtung dieses Verhältnis signifikant von Eins ab, handelt es sich bei dieser Beobachtung um einen Ausreißer.

3.21 Die Anzahl der Freiheitsgrade der F-Verteilung entspricht dabei der Anzahl der Beobachtungen minus Eins. Ein



Wahrscheinlichkeitswert von über 0.95 indiziert nach Absatz 5, Anlage 3 der ARegV einen Ausreißer. Die auf diese Weise festgestellten Ausreißer sind aus dem Datensatz zu entfernen.

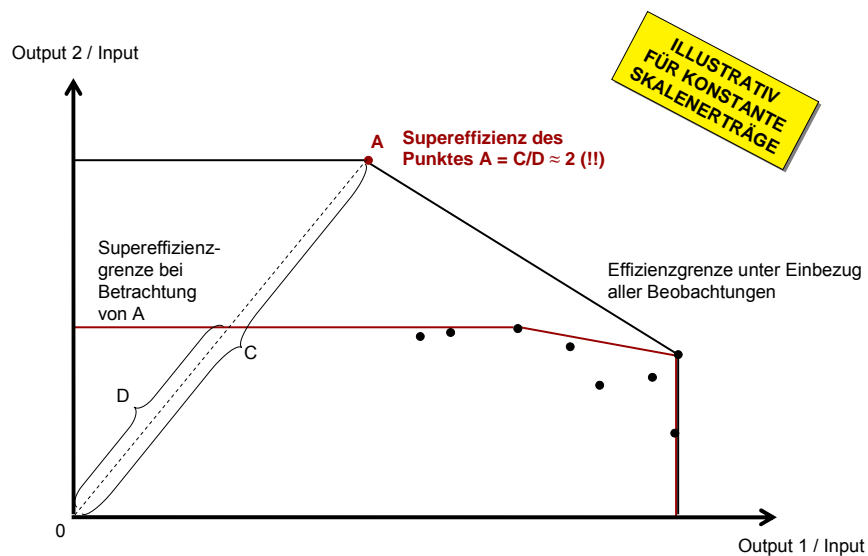
*Super-Effizienzkriterium:*

3.22 Zusätzlich ist eine Analyse der Supereffizienzwerte durchzuführen. Bei der Analyse der Supereffizienz sind diejenigen Beobachtungen aus dem Datensatz zu entfernen, deren Supereffizienzwerte den oberen Quartilwert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als Spannweite der zentralen 50 Prozent der Supereffizienzwerte des Datensatzes. Da der Supereffizienzwert eines Unternehmens berechnet wird, indem dieses nur mit den anderen Unternehmen und nicht mit sich selbst verglichen wird, kann der ermittelte Supereffizienzwert größer als Eins sein (vgl. Abbildung 3-2). Die Supereffizienz einer Beobachtung kann sogar sehr hoch sein, während andere Beobachtungen trotzdem effizient sein können. Die Bedingung zur Eliminierung als Ausreißer lautet mathematisch wie folgt:

3.23 
$$E(k; I \setminus i) > q(0,75) + 1,5 \times [q(0,75) - q(0,25)]$$

3.24 wobei  $q(a)$  das  $a$ -Quartil der Supereffizienzwerte darstellt. So ist  $q(0,75)$  und  $q(0,25)$  der Supereffizienzwert, der von 75 Prozent bzw. 25 Prozent der beobachteten Elemente nicht überschritten wird.

Abbildung 3-2: Grafische Darstellung der Supereffizienzberechnung



### Validierung der Effizienzvergleichsmodelle

3.25 Für jede Vergleichsparameterkombination werden die Korrelationen der Effizienzwerte zwischen den verschiedenen Effizienzmethoden berechnet, d.h. für die Korrelationen zwischen den verschiedenen DEA- und SFA-Effizienzwerten. Die vorliegende Modellierungserfahrung zeigt, dass eine Spezifizierung von Inputs und Outputs, die vergleichbare Ergebnisse in alternativen Schätzansätzen liefern, besonders plausibel und robust ist. Handelt es sich um ein schlecht spezifiziertes Modell, wird die SFA große statistische Fehlerterme für die Netzbetreiber ergeben und dadurch Abweichungen zur Effizienzgrenze eher durch dieses „Rauschen“ als durch Ineffizienz erklären. Die resultierenden Effizienzwerte sind dann sehr hoch. Im Gegensatz unterscheidet die DEA nicht zwischen „Rauschen“ und Ineffizienz. Somit wird die DEA den untersuchten



Unternehmen einen hohen Grad an Ineffizienz bescheinigen. Eine große Diskrepanz zwischen den ermittelten Effizienzwerten aus der SFA und der DEA kann somit auf eine schlechte Modellspezifikation hinweisen.

- 3.26 Die wesentlichen von uns analysierten Korrelationen sind vom Typ Pearson, Spearman und Kendall, um lineare Zusammenhänge sowie die Robustheit der Rangfolge zu messen.

## 3.2 Besonderheiten bei der Modellumsetzung der VNB Strom

- 3.27 Die Probleme und Schwierigkeiten der Umsetzung der vier Phasen bei der Herleitung des bestmöglichen Effizienzvergleichsmodells der VNB Strom sind im Folgenden dargestellt:

### **Vielfältige Kriterien der Modellspezifikation**

- 3.28 Es existiert aus wissenschaftlicher Perspektive kein alleiniges Kriterium, anhand dessen das beste Modell für die Regulierungspraxis abgeleitet werden kann. Die bestehende Literatur schlägt diverse (auch widersprüchliche) Einzelkriterien als Leitfaden zur Wahl eines geeigneten Modells vor. Dies trifft insbesondere für lineare Modelle mit normalverteilten Störtermen (z.B. Akaike Kriterium) zu. Eine solide wissenschaftliche Arbeit wird sich nicht auf ein alleiniges Kriterium beschränken. Sie wird vielmehr den Fokus auf eine saubere Anwendung statistischer Methoden basierend auf einer theoretisch fundierten Modellspezifikation legen. Hierbei wird sie insbesondere die speziellen Eigenschaften des Datensatzes berücksichtigen.



3.29 Zusätzlich stellen rechtliche Vorgaben aus der ARegV spezifische Anforderungen an den Modellierungsprozess.

3.30 Die aufgeführten Punkte erfordern es, den spezifischen Modellierungsprozess als Mehrfachkriterienproblem zu betrachten und zu verstehen. Bei der vorliegenden Untersuchung zur Bestimmung alternativer Modellspezifikationen wurden insbesondere folgende Gruppen von Anforderungskriterien berücksichtigt.

#### 1) Grundsätzliches

3.31 Das zugrunde liegende Modell muss sowohl theoretisch fundiert als auch praktisch umsetzbar sein. Die Ergebnisse sollten daher einfach ablesbar und interpretierbar sein. Somit ist gewährleistet, dass es zu keinen Scheinregressionen kommt. Dies bedeutet, dass die Wahl der Outputs auf „natürlichen“ erklärbaren Kostentreibern beruhen sollte. Zusätzlich müssen korrekte und plausible Annahmen bezüglich der zugrunde liegenden Skaleneffekte sowie des funktionalen Zusammenhanges durch das zugrunde liegende Modell erfüllt sein.

#### 2) Statistisches

3.32 Die Wahl eines geeigneten Modells muss durch klassische statistische Methoden bestätigt werden. Grundsätzlich sollte deshalb ein Modell spezifiziert werden, welches nicht unterspezifiziert ist und wesentliche Kostentreiber vernachlässigt. Ebenso darf das Modell nicht sämtliche möglichen erklärenden Variablen beinhalten, um die gesamte Variation zwischen den betrachteten Unternehmen zu erklären. Eine solche Überspezifizierung führt sehr wahrscheinlich zu



Scheinbeziehungen und liefert folglich schlechte Parameterschätzungen.

3.33 Das zu bestimmende Modell muss folglich einen großen Teil der Variation der Daten erklären und statistisch signifikante Größen mit dem „richtigen“ Vorzeichen liefern.

### 3) Intuition und Erfahrung

3.34 Erfahrung und Intuition liefern weniger greifbare, jedoch überaus wichtige Absicherungen gegen falsche Modellspezifikationen und Fehlinterpretationen durch Über- bzw. Unterbeanspruchung der Daten. Die Ergebnisse sollten ähnlich und vergleichbar mit denen sein, die in anderen Ländern oder Industriezweigen errechnet wurden.

3.35 Die in anderen Ländern oder Industrien gemachte Modellierungserfahrung zeigt, dass eine Spezifizierung von Inputs und Outputs, die vergleichbare Ergebnisse in alternativen Schätzansätzen liefern (DEA und SFA), weniger zweifelhaft ist. Eine große Diskrepanz zwischen den ermittelten Effizienzwerten aus der SFA und DEA kann auf eine schlechte Modellspezifikation hinweisen. Eine angemessene Korrelation und vergleichbare Effizienzwerte aus DEA und SFA sollten Hinweise zur Modellspezifikation liefern und diese unterstützen.



#### 4) Einfluss regulatorischer Vorgaben

3.36 Die Anwendung multipler Auswahlkriterien stellt einen Zielkonflikt dar. Im Folgenden wird der Zusammenhang zwischen den vorab genannten Kriterien und den spezifischen Anforderungen der ARegV exemplarisch dargestellt.

3.37 Die ARegV schreibt die Anwendung der „Best-of-Four“ Methode vor (§ 12 ARegV). Dies schützt die Unternehmen ganz klar gegen die mit Modellanalysen einhergehenden Risiken. Gleichzeitig schränkt sie die Modellspezifikation ein, denn sie berücksichtigt nicht, dass bestimmte Variablen in einigen Modellen potentielle Kostentreiber sind und in anderen nicht. Für diese Fälle haben wir die Variablen in der gesamten Analyse einbezogen. Dadurch erhöht sich jedoch das Risiko der Überspezifikation des Modells.

3.38 Die ARegV schreibt explizit spezifische Variablen für die Effizienzwertbestimmung vor (§ 13 ARegV). Diese sind allgemein hoch korreliert (z.B. Fläche, Netzlänge sowie Anschlusspunkte) und verursachen folglich Kollinearität im parametrischen Modell. Im Ergebnis sind somit einige Parameter nicht signifikant, müssen aber dennoch berücksichtigt werden, um ein verordnungskonformes Modell zu garantieren. Darüber hinaus können die Vorzeichen der geschätzten Parameter auf den ersten Blick nicht eingängig sein. So kann beispielsweise die Variable „versorgtes Gebiet“ ein negatives Vorzeichen haben. Die korrespondierende Fehlinterpretation lautet, dass ein größeres Versorgungsgebiet die Kosten sinken lässt. Vielmehr ist dies aber korrekterweise so zu interpretieren, dass unter der Vorgabe der ARegV die Variablen der Netzlänge zu berücksichtigen sind, die



„versorgte Fläche“ also als hoch korrelierte Variable den Gesamteinfluss aller Variablen (versorgte Fläche, Netzlänge sowie Anschlüsse) nach unten korrigiert.

3.39 Die spezifischen Vorgaben der ARegV zur Ausreißerbestimmung in den nichtparametrischen DEA-Modellen (ARegV Anlage 3, Abs.3) wirken in einem großen Maße auf die Modellfindung ein. Die anzuwendenden Vorgaben definieren grundsätzlich wesentlich mehr Unternehmen als Ausreißer als rein statistische Herangehensweisen wie z.B. in Banker und Chang (2006). Die Berücksichtigung der Vorgaben der ARegV schützt auch hier die Unternehmen vor extremen Beobachtungen, welche in Folge die Kosten zu niedrig ansetzen würden.

### **Iterativer Prozess der Modellspezifikation**

3.40 Allein die Anwendung der aufgezählten multiplen Kriterien zeigt, dass es sich bei der Modellfindung nicht um einen linearen Prozess handelt. Vielmehr handelt es sich um eine Abfolge von Modellierungsschritten, auf die bei Bedarf iterativ zurückgesprungen wird:

- a) Modellspezifikation unter Einbezug von Durchschnittsmodellen
- b) Dimensionsreduktion, d.h. Ausschluss oder Aggregation hochkorrelierter Variablen
- c) Durchführung des eigentlichen Effizienzvergleichs
- d) „Second Stage“ Analysen



3.41 Bei der praktischen Umsetzung ist es u.U. notwendig, einzelne Stufen mehrmals zu durchlaufen und zwar immer dann, wenn einzelne Beobachtungen die Schätzergebnisse der Effizienzvergleiche verzerren. Oftmals lässt sich dies auf Fehler in den Daten zurückführen. In der Folge bedeutet dies eine Wiederholung aller bereits erfolgten Modellierungsschritte mit neuen, korrigierten Daten.

3.42 Ein anderes Beispiel ist die Anwendung der Durchschnittsmodelle. Im Ergebnis konnten einige Variablen als potentielle Kostentreiber identifiziert werden und andere nicht. Im Effizienzvergleich kann es aber durchaus vorkommen, dass nicht alle der potentiellen Kostentreiber für die Schätzung der Effizienzgrenze relevant sind. Gleichzeitig können andere, bisher in den OLS-Schätzungen nicht signifikante Variablen, einen Einfluss haben (auch solche werden im Effizienzvergleich noch einmal getestet). In diesem Fall wird zum Schritt der Durchschnittsmodelle zurückgekehrt und diese Schätzungen wiederholt. Dabei werden die ursprünglichen Variablen, welche in den Durchschnittsmodellen als Kostentreiber identifiziert worden sind und in den Effizienzvergleichsmodellen nicht signifikant waren, ausgelassen und die anderen einbezogen. Im Anschluss können dann die verbleibenden Variablen zur wiederholten Prüfung hinsichtlich eines systematischen Einflusses analysiert werden.

3.43 Abschließend sei exemplarisch darauf hingewiesen, dass Variablen im Durchschnittsmodell, aber nicht im parametrischen Effizienzvergleichsmodell enthalten sind. In diesem Fall versuchen wir für das Effizienzvergleichsmodell einige der Variablen zu aggregieren (Dimensionsreduktion).



### Behandlung von Datenaktualisierungen

3.44 Die Ermittlung valider Effizienzwerte setzt eine valide Datenbasis voraus. Im Laufe des Projekts wurden durch die Netzbetreiber Anpassungen der Daten vorgenommen. Das hat zur Folge, dass grundsätzlich alle Analyseschritte erneut durchlaufen werden müssen, da die Auswirkungen der Datenänderungen sowohl in Bezug auf die Parameterauswahl als auch in Bezug auf die Effizienzwertermittlung nicht abzuschätzen sind. Dies bedeutet, dass Ausreißer neu bestimmt, potentielle Kostentreiber mit Hilfe der Durchschnittsmodelle identifiziert, alternative Effizienzvergleichsmodelle analysiert und die erzielten Ergebnisse anhand der „Second Stage“ Analyse überprüft werden müssen.

3.45 Um den Anforderungen der Modellselektion gerecht zu werden und trotzdem den Zeitrahmen einhalten zu können, wurden teilweise die Erkenntnisse aus vorherigen Analysen genutzt. Die endgültigen Modellspezifikationen entsprechen dabei stets allen oben dargelegten Kriterien.

### Zwischenfazit

3.46 Dem Prozess der Modellfindung liegt kein geradliniger Ablauf zugrunde, in dem ein singuläres Kriterium entscheiden könnte oder das Abarbeiten einer Liste diverser Kriterien in einem mechanischen Prozess eine richtige Spezifikation garantiert.

3.47 Eine wissenschaftlich fundierte Entwicklung einer Modellspezifikation kann und darf kein einfacher Prozess sein, da multiple Aspekte bei der Modellwahl berücksichtigt werden

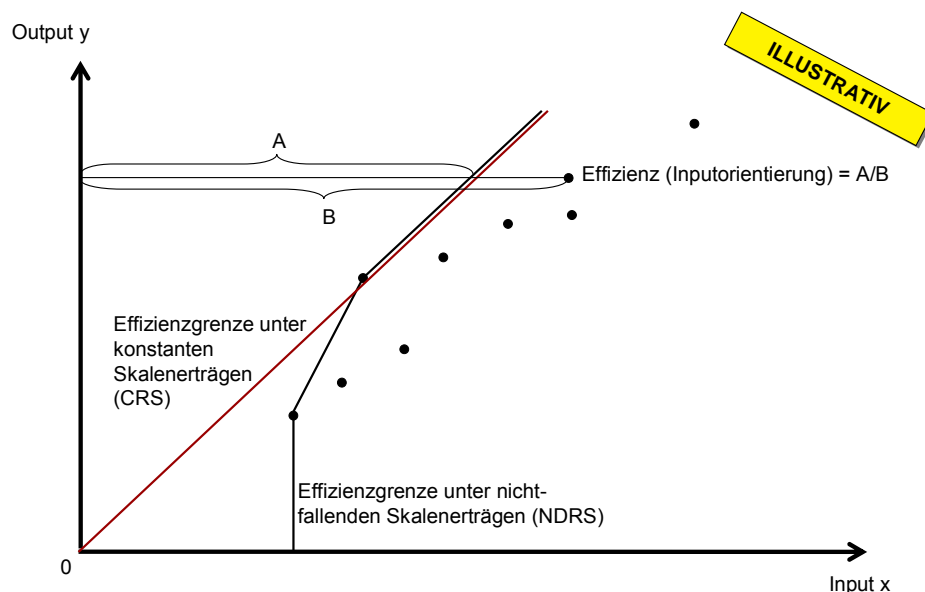


müssen. Unter Regulierungsvorgaben trifft dies in besonderem Maße zu und spiegelt sich in mehreren Kriterien und dargestellten Zielkonflikten wider.

- 3.48 Die konkrete Darstellung des iterativen Prozesses, d.h. eine Darstellung, zu welchem Zeitpunkt im Prozess welche Variable signifikant war, sprengt den Rahmen dieses Berichts. Der Bericht konzentriert sich dabei auf die grundsätzliche Erläuterung des iterativen Prozesses und der Darstellung der endgültigen Variablen.

### 3.3 Modellspezifikation und Effizienzwerte

- 3.49 Den Erläuterungen zur Auswahl von Vergleichsparametern schließt sich nun die Darstellung der Methodenspezifikation an. Konform zur ARegV werden deterministische nichtparametrische DEA-Modelle und stochastische parametrische SFA-Modelle verwendet (für eine Erklärung der Begriffsbildung deterministisch/ stochastisch/ parametrisch vgl. Agrell und Bogetoft 2007). Gemäß Anlage 3 ARegV gilt für die DEA-Modelle die Annahme nicht fallender Skalenerträge („*non decreasing returns to scale*“, *NDRS*). Dabei werden, wie in Abbildung 3-3 ersichtlich, kleinere Unternehmen nur mit kleineren Unternehmen verglichen. Die DEA für die VNB Strom wurde unter Inputorientierung durchgeführt, d.h. bei konstantem Output wird untersucht, wie viel der verwendeten Inputs bei effizientem Einsatz eingespart werden könnten.

**Abbildung 3-3: Nicht-fallende Skalenerträge in der DEA**


- 3.50 Der Ausgangspunkt der Schätzung einer Kostenfunktion mit einer SFA ist die folgende Formel:

$$C(x_i) = C^*(y_i) + u_i + v_i, i = 1, \dots, N$$

mit  $C(x_i)$  als die tatsächlich beobachtbaren Kosten des Unternehmens  $i$ , mit  $C^*(y_i)$  als die effizienten minimalen Kosten um den Output  $y_i$  zu produzieren,  $u_i$  als Ineffizienzterm und  $v_i$  als Rauschen.  $C^*(y_i)$  ist dabei der deterministische Teil der geschätzten Funktion und  $u_i$  sowie  $v_i$  repräsentieren stochastische Komponenten.

- 3.51 Die SFA erfordert nun a priori Annahmen über die Verteilung des Ineffizienztermes  $u_i$  und über die Verteilung des Rauschens. Wir unterstellen hierbei eine flexible Spezifikation, die davon ausgeht, dass der Ineffizienzterm  $u_i$  die der Verteilung einer gestutzten Normalverteilung mit  $N_+(\mu, \sigma_u^2)$  folgt, d.h. einer Normalverteilung die um den Mittelwert  $\mu$  zentriert ist, die Varianz  $\sigma_u^2$  besitzt und durch die Stutzung nur positive Werte annimmt. Der Vorteil dieser flexiblen Annahme



gegenüber einer a priori Annahme einer halb-normalverteilten Ineffizienz mit Mittelwert 0 (oder einer exponentiell verteilten Ineffizienz) ist, dass der Mittelwert der der Ineffizienz zugrundeliegenden Normalverteilung nicht exogen angenommen wird, sondern sich automatisch aus den Daten und damit aus der tatsächlichen Verteilung der Ineffizienz ergibt. Da die Ineffizienz somit auf Basis einer Verteilung geschätzt wird, muss es nicht zwangsläufig ein 100% effizientes Unternehmen geben. Es ist also ein maximaler Effizienzwert von unter 100% möglich. Die Annahme einer gestutzten Normalverteilung bedeutet auch nicht, dass die effizientesten Unternehmen stärker von 100% abweichen als beispielsweise bei einer Halbnormalverteilung, da  $\mu$  auch negative Werte annehmen kann.

- 3.52 Das Rauschen  $v_i$  wird wie üblich als unabhängig und identisch normalverteilt um den Mittelwert 0 angenommen, d.h.  $N(0, \sigma_v^2)$  und sowohl positive als auch negative Werte können angenommen werden.
- 3.53 Da man somit zwei stochastische Komponenten im SFA-Modell besitzt, ist es nicht möglich die Ineffizienz direkt zu bestimmen. Hierzu verwendet man den Jondrow et al. (1982)-Schätzer:

$$\hat{E}(u|\varepsilon) = \frac{\sigma\lambda}{1+\lambda^2} \left[ \frac{\phi(z)}{1-\Phi(z)} - z \right], \varepsilon = v + u, z = \varepsilon\lambda / \sigma$$

wobei  $\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$ ,  $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$  und im Zähler der eckigen Klammern die Dichte der Standardnormalverteilung und im Nenner die Verteilungsfunktion der Standardnormalverteilung verwendet wird.  $\sigma^2$  gibt folglich die Varianz der gesamten stochastischen Komponente an,  $\lambda$  das Verhältnis der Standardabweichung der Ineffizienz zu der des



Rauschens. Weiter kann man  $\gamma = \sigma_u^2 / \sigma^2$  als Anteil der Variation der Ineffizienz an der Gesamtvariation definieren. Ein Wert von 0 würde ein Modell ohne Ineffizienz beschreiben und ein Wert von 1 würde hingegen ein Modell ohne Rauschen beschreiben. Die Effizienz eines Unternehmens ergibt sich dann als Verhältnis der optimalen Kosten geteilt durch die Summe aus optimalen Kosten sowie der ineffizienten Kosten (bedingt durch die gesamte stochastische Komponente und berechnet durch den Jondrow et. al-Schätzer):

$$\frac{C^*(y_i)}{C^*(y_i) + E(u_i | u_i + v_i)}$$

- 3.54 Zudem muss bei einem parametrischen Effizienzvergleich eine Annahme bezüglich der funktionalen Form (beispielsweise linear, Cobb-douglas, Translog, quadratisch etc.) getroffen werden. Die funktionale Form soll ausreichend flexibel sein, da der tatsächliche funktionale Zusammenhang unbekannt ist. Die einfachste Form und ein guter Ausgangspunkt ist die lineare Form, wie sie aus einfachen linearen Regressionen bekannt ist. Sie wird zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte in einer normierten Variante unterstellt.
- 3.55 Bei normierten Funktionstypen besteht das Modell aus absoluten Kosten und absoluten Vergleichsparametern (nicht logarithmiert). Vor der ökonometrischen Regression werden sowohl die Kosten als auch alle verwendeten Vergleichsparameter durch einen „Größen“-Vergleichsparameter geteilt, der als Maß für die „Größe“ der Versorgungsaufgabe interpretiert werden kann, z.B. die Anzahl der Hausanschlüsse. Die normierten linearen Modelle sind durch gute ökonometrische Eigenschaften gekennzeichnet. Sie



sind leichter zu interpretieren als loglineare Modelle und vermeiden mögliche Krümmungsprobleme der geschätzten Funktion. Zusätzlich können durch die Normalisierung Heteroskedastizitätsprobleme vermieden werden, ohne die Variablen in logarithmierter Form zu benötigen. Heteroskedastizitätsprobleme entstehen, wenn das Ausmaß der Abweichung von der Durchschnittsgeraden oder Effizienzgrenze von der Größe des Outputs des Verteilnetzes abhängt. Durch die Normierung wird es sowohl der Ineffizienz als auch dem Rauschen (gemessen in absoluter Abweichung der Kosten von den effizienten Kosten) erlaubt bei einem höheren Wert für den „Größen-Vergleichsparameter“ auch größere Werte anzunehmen. Dies ist insbesondere plausibel, wenn man bedenkt dass die Kosten durch ineffizientes Management in einer großen Firma in absoluten Beträgen viel höher sein werden als in einer kleinen Firma. Durch die Normierung dürfen diese Abweichungen in relativen Werten ähnliche Ausmaße für verschieden große Firmen annehmen.

- 3.56 Die normalisierten linearen Funktionen können sowohl die Annahme von konstanten als auch variablen Skalenerträgen abdecken. Unterstellt man konstante Skalenerträge, beinhaltet die ökonometrische Schätzgleichung keine Konstante.

### ***Robustheit der Modelle***

- 3.57 Die Invarianz der Modelle gegenüber stochastischen Veränderungen in den Inputdaten bestimmt die numerische Robustheit des Modells. In einem numerisch robusten Modell verändern sich bei kleinen Änderungen der Referenzdaten die Effizienzwerte nicht. Des Weiteren ist bei der Regulierung auch die Robustheit der Modellspezifikation gegenüber Veränderungen der Prozesse, Buchhaltungsstandards und



Finanzierungspraxen wichtig. Dieser Aspekt der Robustheit impliziert natürlich die Aggregation der Inputseite, um gegenüber möglichen Veränderungen unabhängig zu bleiben. Die Outputseite sollte aber disaggregiert sein, um die Versorgungsaufgabe richtig zu erfassen, und um die Abhängigkeit von einer speziellen Spezifikation zu vermeiden. Ein robustes Modell für die Regulierung ist ein Modell, das konsistente und zuverlässige Schätzer der Effizienz mit Modellspezifikationen (z.B. Variablen, Methoden, Parameter) liefert. Die hier vorzuschlagenden Modelle sind robust in dem Sinne, dass

- i) die Inputkosten aggregiert sind und den vollständigen relevanten Kosten entsprechen;
- ii) der Modellumfang allen Netz- und Umspannebenen (Nieder, Mittel- und Hochspannung), die von den Verteilernetzbetreibern betrieben werden, entspricht;
- iii) der Output der Modelle vollständig exogen und messbar im physischen Sinne ist;
- iv) die kombinierte Nutzung von deterministischen und stochastischen Methoden bei der Bewertung der Effizienz gegen mögliche Fehler in den Daten und gegen mögliche Fehler in der Modellspezifikation gesichert ist.

3.58 Um vollständig sicherzustellen, dass das hergeleitete Effizienzvergleichsmodell robust und konsistent ist, erfolgt eine Analyse der zweiten Stufe („Second Stage“). Bei dieser Analyse wird eine Regression der Effizienzwerte auf die umweltspezifischen Vergleichsparameter durchgeführt. Die Vergleichsparameter können dabei einzeln oder in Gruppen in die Regression eingehen.

### *Ermittlung der Effizienzwerte*



- 3.59 Der individuelle Effizienzwert für einen Netzbetreiber wird aus den DEA- und den SFA-Effizienzwerten abgeleitet. Gemäß § 12 Abs. 3 ARegV wird das Maximum beider Werte gewählt. Zusätzlich wird gemäß § 12 Abs. 4a Satz 3 ARegV das Maximum bezüglich der unterstellten Kosten beider Modelle gewählt. Sowohl die DEA als auch die SFA Modelle werden mit Aufwandsparemtern und Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten gerechnet. Dadurch wird die Wahl des individuellen Effizienzwertes auch als „Best-of-Four“-Kriterium bezeichnet. Auf diese Art und Weise verfolgt die ARegV einen vorsichtigen Ansatz zum Vorteil der VNB im Falle von Unsicherheiten bei den Schätzungen. Verteilernetzbetreiber, für die sich ein Effizienzwert von unter 0.60 ergibt, wird ein Effizienzwert von 0.60 zugewiesen (§ 12 ARegV).
- 3.60 Für die Netzbetreiber, die nicht in der validierten Datenbasis sind, wird eine separate Effizienzbestimmung durchgeführt.



## 4. Das bestmögliche Modell VNB Strom

- 4.01 In den beiden nachfolgenden Kapiteln 4 und 5 werden Rechnungen für die VNB Strom zur Ermittlung eines robusten Modells sowie der individuellen Effizienzwerte vorgestellt. Hierzu gehören die Herleitung eines bestmöglichen Modells (siehe Abschnitt 4.1), die Darstellung der Datengrundlage (Abschnitt 4.2) und die Spezifikation der Methoden zur Ermittlung der Effizienzwerte (siehe Abschnitt 4.3). Die Modellentwicklung erfolgte dabei gemäß der in Kapitel 3 dargestellten Konzeption.
- 4.02 Die Ergebnisdokumentation enthält ausschließlich die zum Verständnis benötigten Modellspezifikationen und die methodischen Ansätze für das endgültige bestmögliche robuste Effizienzvergleichsmodell. Alle weiteren Rechnungen und Ergebnisse befinden sich auf der für die Bundesnetzagentur zugänglichen Sumicsid Projektplattform.

### 4.1 Herleitung der im Modell berücksichtigten Vergleichsparameter

- 4.03 Für die Herleitung eines bestmöglichen Modells benötigen wir sechs separate Schritte, die im Folgenden zusammenfassend beschrieben werden. Es wird eine logische Gruppierung der Vergleichsparameter abgeleitet und daraus eine Anzahl von plausiblen Modellen generiert. Die vorgeschriebenen Parameter für den Effizienzvergleich der ARegV wurden berücksichtigt (§ 13 ARegV).



## 1. Allgemeines zur Modellspezifikation

- 4.04 Die Herleitung des Modells wird anhand der Durchschnittskostenmodelle durch eine Kostentreiberanalyse vorgenommen. Wir führen OLS Schätzungen durch, um den Einfluss von Variablengruppen auf die Aufwandsparameter zu testen (Kostentreiberanalyse). Die Schätzungen basieren auf den zwei unterschiedlichen Definitionen der Aufwandsparameter als abhängige Variable. Zunächst fassen wir die vorliegenden Variablen in Gruppen zusammen, um überschaubare Tests auf den Einfluss dieser Variablen durchführen zu können. In separaten OLS Schätzungen ermitteln wir dann schrittweise deren Einfluss (Signifikanz) anhand von t-Werten auf die Aufwandsparameter. Der t-Wert ist dabei definiert als der geschätzte Koeffizient eines Parameters geteilt durch die zugehörige Standardabweichung. Dadurch können wir Variablen ermitteln, die potentielle Kandidaten für Kostentreiber in den verschiedenen Gruppen von Variablen darstellen. Die einzelnen Schätzungen sind im Anhang B wiedergegeben. Signifikante Variablen und somit potentielle Kandidaten von Kostentreibern sind beispielsweise peakload, substations.tot, und yConnections.cus.ns.

## 2. Bestmögliche Anzahl der Parameter des Modells

- 4.05 Das Akaike und das Bayessche Informationskriterium (im Folgenden AIC und BIC) werden verwendet, um die optimale Variablenanzahl für das bestmögliche Modell zu bestimmen. AIC und BIC zählen zu den traditionellen Informationskriterien zur Auswahl eines geeigneten Modells. Es fließt hierbei die Anpassungsgüte des geschätzten Modells an die vorliegenden empirischen Daten und Komplexität des Modells, gemessen an der Anzahl der Parameter, in die Beurteilung ein. Die Anzahl

der Parameter wird dabei "strafend" berücksichtigt, da sonst umfassende Modelle mit vielen Parametern bevorzugt würden. Das Maß für die Anpassungsgüte ist als die minimale Varianz der Residuen formuliert. Unter Verwendung der minimalen Varianz der Residuen ergibt sich im klassischen Regressionsmodell mit normalverteilten Fehlern für das AIC folgende Notation:

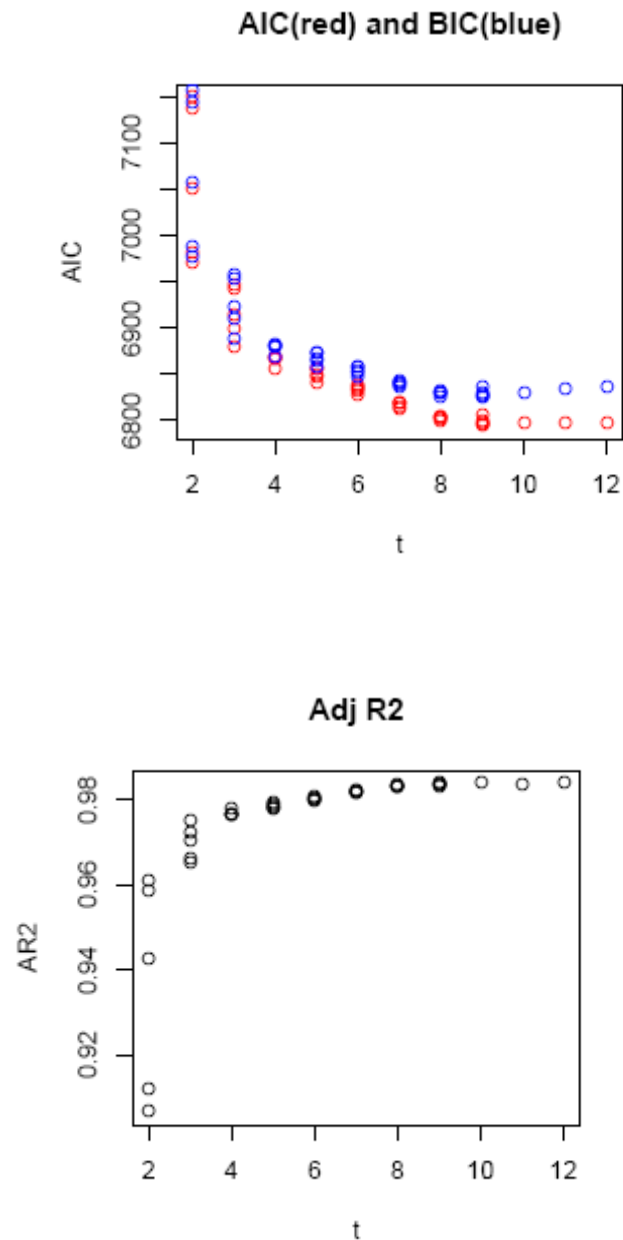
$$AIC = \ln(\hat{\sigma}_z^2) + \frac{M}{N} * 2$$

- 4.06 mit  $\hat{\sigma}_z^2$  als die Varianz der Residuen,  $M$  als Anzahl der geschätzten Parameter und  $N$  als Anzahl der beobachteten Stichprobenwerte. Der Nachteil des Informationskriteriums von Akaike ist, dass der Strafterm von der Stichprobengröße unabhängig ist. Das Kriterium lässt bei großen Stichproben tendenziell Modelle mit verhältnismäßig vielen Parametern vorteilhaft erscheinen. Deshalb empfiehlt sich die Verwendung des BIC. Bei diesem Kriterium wächst der Faktor des Strafterms logarithmisch mit der Anzahl der Beobachtungen  $N$ . Bereits ab acht Beobachtungen bestraft das BIC zusätzliche Parameter schärfer als das AIC.

$$BIC = \ln(\hat{\sigma}_z^2) + \frac{M}{N} * \ln N$$

- 4.07 Abbildung 4-1 illustriert den Informationsgewinn durch beide Kriterien (AIC und BIC). Das Optimum ist durch 8 bis 12 Parameter gegeben.

Abbildung 4-1: Informationskriterien zur Ermittlung der Variablenanzahl des Modells



- 4.08 Das angepasste Gütemaß  $R^2$  (Adj  $R^2$ ) gibt an, wie gut die Daten durch das gewählte Modell erklärt werden und zeigt bereits gute Resultate für ein kompaktes Modell (> drei Parameter); bei 12 Parametern stellt sich eine gewisse Sättigung ein (das



angepasste Gütemaß  $R^2$  bleibt auf konstant hohem Niveau). Die abgebildeten Kurven basieren auf den bestmöglichen Durchschnittskostenmodellen der relevanten Gruppen von Variablen. Wir konnten demnach sicherstellen, dass eine Durchschnittskostenfunktion anhand von elf Variablen mit einem sehr hohen Maß an Präzision abgebildet werden kann.

### 3. Schätzung des Modells $C(Y)$ und $C(Y,Z)$

4.09 Nachdem mögliche relevante Strukturparameter durch die Kostentreiberanalyse ermittelt wurden, stellt sich das maximale bestmögliche Modell mit den in Tabelle 4-1 aufgeführten Vergleichsparametern dar.

**Tabelle 4-1: Vergleichsparameter des bestmöglichen Modells**

Vergleichsparameter	Vergleichsparameter (deutsche Übersetzung)
yCables.circuit.hs	Kabelleitungslänge HS in km
yCables.circuit.ns	Kabelleitungslänge NS in km
yCables.circuit.hs.1	Kabelleitungslänge HS.1 in km
yConnections.cus.hs	Anzahl Anschlüsse Letztverbraucher HS
yConnections.cus.ms	Anzahl Anschlüsse Letztverbraucher MS
yConnections.cus.ms_ns	Anzahl Anschlüsse Letztverbraucher MS_NS
yConnections.cus.ns	Anzahl Anschlüsse Letztverbraucher NS
zArea.hs	Geografische Fläche HS in km <sup>2</sup>
zArea.ms	Geografische Fläche MS in km <sup>2</sup>
zArea.geografic.ns	Geografische Fläche NS in km <sup>2</sup>
zArea.streets	Fläche der Straßen in km <sup>2</sup>
zArea.farming	Fläche der Landwirtschaft in km <sup>2</sup>
zArea.forest	Fläche der Wälder in km <sup>2</sup>
yPeakload.hs	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS in KW
yPeakload.hs_ms	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS_MS in KW
yPeakload.ms	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS in KW
yPeakload.ms_ns	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS_NS in KW
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS_MS korrigiert um Leerstand in KW
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS_NS korrigiert um Leerstand in KW
yEnergy.delivered.to.customers.hs	Entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher HS in kWh



yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	Entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher HS_MS in kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ms	Entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher MS in kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	Entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher MS_NS in kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ns	Entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher NS in kWh
zWater.nets	Betreiber von Wassernetzen
ySubstations.hs_ms	Anzahl Umspannstationen HS_MS
ySubstations.ms_ns	Anzahl Umspannstationen MS_NS
ySubstations.hs_hs	Anzahl Umspannstationen HS_HS
yLines.circuit.hs	Freileitungslänge HS in km
yLines.circuit.ms	Freileitungslänge MS in km
yLines.circuit.ns	Freileitungslänge NS in km
yLines.tot	Kabelleitungslänge gesamt in km
yModelnet.ns	Leitungslänge gesamt in km
yConnections.hs.ms.ns	Anzahl Anschlüsse HS, MS und NS

Im Folgenden wird eine detaillierte Analyse auf Basis dieses Modells durchgeführt, um das ergebnisrelevante Effizienzvergleichsmodell herzuleiten.

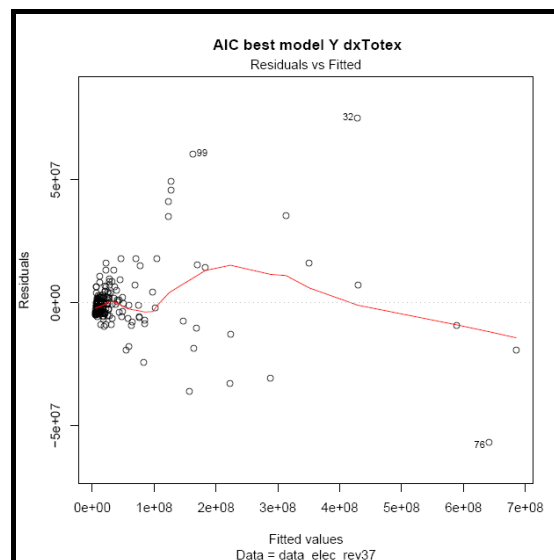
#### 4. Herleitung des ergebnisrelevanten Modells

4.10 Abbildung 4–2 zeigt Schätzergebnisse der Regression der abhängigen Variablen (TOTEX) auf die geeigneten Vergleichsparameter. Es sind die geschätzten Fehlerterme zusammen mit der abhängigen Variablen abgetragen. Anhand der Cookschen Distanz werden hierbei Beobachtungen ermittelt, die einen starken Einfluss auf die geschätzten Koeffizienten aufweisen. Je größer der geschätzte Fehlerterm, desto größer ist die ermittelte Cooksche Distanz und demzufolge auch der Einfluss auf das Modell. Drei potentielle Ausreißer werden in den Durchschnittskostenmodellen ermittelt und sind in der Abbildung durch die Nummern (99, 32, 76) gekennzeichnet. Bei diesen Beobachtungen muss von einem signifikanten Einfluss auf das Modell ausgegangen werden. Dies wird auch in Abbildung 4–2 verdeutlicht, in

welcher die rote Linie die Sensibilität des Modells bezüglich der Beobachtungen zeigt. Die Ausreißer werden schrittweise aus dem Modell entfernt, bis keine Beobachtung mehr einen signifikanten Einfluss auf das Modell aufweist.

- 4.11 Darüber hinaus weisen die Variablen `yPeakload`, `yEnergy.delivered.to.customers`, `ySubstations`, `yLines.circuit` über die verschiedenen Netzebenen sowie `yConnections.hs.ms.ns` und `zWater.nets` Multikollinearitätsprobleme mit den übrigen in Tabelle 4-1 aufgeführten Variablen auf. In einem Durchschnittskostenmodell wären sie folglich nicht von weiterem Nutzen, da die entsprechenden Koeffizienten nicht interpretiert werden können. Somit muss eine Reduktion der zu verwendenden Parameter erfolgen (vgl. hierzu den Test auf den Varianzeinfluss in Absatz 4.15 ff der zusätzlich auf das Vorliegen von Multikollinearität getestet).

Abbildung 4-2: Eigenschaften des geschätzten Modells



- 4.12 Die Parameter `yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor` `ySubstations.hs_hs` weisen bei einer Fehlerwahrscheinlichkeit



von 10 Prozent keine Signifikanz auf. Die Durchschnittskostenmodelle zeigen demnach, dass diese Variablen nicht zusätzlich in das Modell aufgenommen werden müssen. Die restlichen Parameter weisen einen signifikanten Einfluss auf.

## 5. Bestmögliche C(Y) OLS Modelle

- 4.13 Im Anschluss wird das bestmögliche C(Y) Model auf Robustheit und Konsistenz getestet. Nach und nach werden die einzelnen Variablen aus dem Modell ausgeschlossen und eine neue OLS-Schätzung durchgeführt. Das Bayessche Informationskriterium wird genutzt, um das bestmögliche Modell mit dem höchsten Informationsgehalt zu ermitteln.
- 4.14 Die Ergebnisse in Tabelle 4-2 zeigen, dass das minimale Modell mit den folgenden acht Variablen den größten Informationsgehalt liefert. Alle Parameter weisen einen signifikanten Einfluss auf, was an den hohen t-Werten zu erkennen ist. Es wird folglich gegenüber dem Modell aus Tabelle 4-1 bevorzugt.

**Tabelle 4-2: Bestmögliche Modell mit dem größten Informationsgehalt**

Variable	Estimate	Standard Error	t-value	Pr(> t )
Konstante	4774155.15	1028053.19	4.64	0.00
yCables.circuit.ms	5734.73	1712.82	3.35	0.00
yLines.circuit.ms	8302.97	1262.28	6.58	0.00
yConnections.hs.ms.ns	291.83	36.65	7.96	0.00
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	38.61	9.29	4.15	0.00
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	46.46	11.20	4.15	0.00
ySubstations.tot	-10234.73	1410.22	-7.26	0.00
yDR.tot	22.55	4.28	5.27	0.00
y.net.length.ns	-1931.85	751.63	-2.57	0.01



## 6. Test auf den Varianzeinfluss

4.15 Zusätzlich wird ein statistischer Test durchgeführt, der auch überprüft, ob einzelne Variablen miteinander korreliert sind. Sind mehrere Variablen hoch miteinander korreliert, spricht man von Multikollinearität. Liegt Multikollinearität vor, so wird die Ermittlung von individuellen Schätzwerten erschwert, auch wenn das geschätzte Modell als solches gute Schätzeigenschaften aufweist.

4.16 Multikollinearität hat zur Folge, dass die geschätzte Varianz der Regressionskoeffizienten im Vergleich zu Modellen ohne Multikollinearität deutlich größer ist. Ein Maß zur Aufdeckung von Multikollinearität ist der Varianzaufblähungsfaktor (Varianz Inflation Factor, VIF). Dieser berechnet sich als

$$\text{VIF} = 1 / (1 - R^2).$$

4.17 Dabei stellt  $R^2$  das Bestimmtheitsmaß dar. Für jede erklärende Variable des Effizienzvergleichsmodells wird eine Regressionsgleichung geschätzt, welche diese Variable durch alle anderen im Modell enthaltenen Variablen erklärt. Für jede dieser Regressionsgleichungen wird das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  und anschließend der Varianzaufblähungsfaktor nach obiger Formel berechnet.

4.18 Bei Vorliegen von Multikollinearität wird das Bestimmtheitsmaß relativ hoch sein (nahe Eins) und der VIF wird dementsprechend schnell sehr hohe Werte annehmen. Der aus schätztheoretischer Sicht bestmögliche Fall ist erreicht, wenn alle erklärenden Variablen orthogonal zueinander stehen, d.h. keinerlei Korrelation zwischen ihnen existiert. Dann nimmt  $R^2$  in diesen Regressionsgleichungen den Wert Null an und der Wert von VIF ist somit gleich Eins. In der Regel wird von



Multikollinearität ausgegangen, wenn der VIF Werte größer als zehn annimmt. Die ermittelten VIF Werte der Parameter sind in Anhang B dargestellt.

- 4.19 Dieses bedeutet für die weitere Vorgehensweise folgendes: Das Modell aus Tabelle 4-1 beinhaltet mehr Variablen in den Durchschnittskostenmodellen als notwendig. Hierbei ist der Erklärungsgehalt (das angepasste  $R^2$ ) künstlich hoch. Dies zeigt, dass nicht genügend Variation in den partiellen Residuen vorhanden ist, um die Koeffizienten gut zu schätzen. Dadurch fangen manche Variablen mehr von der Variation auf als andere im Modell berücksichtigter Variablen. Dadurch sind kleinere Modelle mit einer geringeren Anzahl von Variablen zu bevorzugen (siehe Tabelle 4-2).
- 4.20 Im Vergleich zu dem Modell aus Tabelle 4-2 enthält das ergebnisrelevante Effizienzvergleichsmodell (vgl. Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4) zusätzlich die Parameter versorgte Fläche, Kabellänge HS und Freileitungslänge HS. Dies ist bedingt durch die Anforderungen an logische Vergleichsparameterkombinationen (siehe Abschnitt 3.2) und zum anderen durch die Vorgaben der ARegV (Vgl. hierzu § 13 Abs. 4).
- 4.21 Aus den aufgezeigten statistischen Tests sowie der Vorgabe obligatorischer Vergleichsparameter durch § 13 ARegV wurde das in Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4 dargestellte Modell als robust und konsistent identifiziert. Auf diesem Modell beruht der durchgeführte Effizienzvergleich mit parametrischen und nichtparametrischen Methoden. Aufwandparameter sind hierbei die beiden relevanten Kostendefinitionen (Input): Die Aufwandparameter (Tabelle 4-3) und die Aufwandparameter mit standardisierten Kapitalkosten (Tabelle 4-4). In den



Tabellen ist zunächst die ursprüngliche Bezeichnung der Inputs und der exogenen Vergleichsparameter angegeben. In Spalte 2 erfolgt eine deutsche Übersetzung.

- 4.22 Die Aufgabenbereiche, welche durch die Variablen abgedeckt werden, sind in der ganz rechten Spalte wiedergegeben: „Versorgung der Kunden“ und „Bereitstellung von Kapazität“. „Transport von Energie“ ist in dem Modell nicht abgedeckt (siehe zum Vergleich Gerner Final Report 2007, Bundesnetzagentur 2007). Ein Hinzufügen von verschiedenen Variationen der Entnahme (Jahresarbeit) führte zu einer Verringerung der Robustheit. Die Gesamtabdeckung der drei Bereiche „Versorgung der Kunden“, „Bereitstellung von Kapazität“ und „Transport von Energie“ ist hier zwar nicht erfüllt, bleibt jedoch ohne Auswirkung. Im Gerner Final Report 2007 wurde gezeigt, dass die zusätzliche Berücksichtigung der Entnahme (Jahresarbeit) bei gleichzeitiger Berücksichtigung der zeitgleichen Jahreshöchstlast über alle Netz- und Umspannebenen nur einen geringen Effekt hat. Die Effizienzvergleichsanalysen haben ergeben, dass dieser Effekt statistisch nicht signifikant ist und die Robustheit des Modells verringert.
- 4.23 Als Normierungsvariable für die SFA Modelle wird die gesamte Anzahl der Anschlüsse verwendet. Es wurden in vorherigen Schätzungen andere im Modell enthaltene Outputparameter getestet. Es stellte sich heraus, dass die gesamte Anzahl der Anschlüsse ( $y_{Connections.hs.ms.ns}$ ) die bestmögliche Normierungsvariable in Bezug auf Signifikanz und Vorzeichen der anderen Parameter ist.

**Tabelle 4-3: Effizienzvergleichsmodell für VNB Strom (Aufwandsparameter)**

Bezeichnung in den Modellen	Deutsche Übersetzung	Aufgabenbereich
Input		
xTotex	Aufwandsparameter	
Vergleichsparameter		
yConnections.hs.ms.ns	Anzahl Anschlusspunkte HS, MS und NS	Versorgung der Kunden
yCables.circuit.ms	Kabelleitung MS	Versorgung der Kunden
yLines.circuit.ms	Freileitungen MS	Versorgung der Kunden
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS korrigiert um den Leerstand	Bereitstellung von Kapazität
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS korrigiert um den Leerstand	Bereitstellung von Kapazität
ySubstations.tot	Anzahl der Umspannstationen (alle Netz und Umspannstationen)	Bereitstellung von Kapazität
yDR.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen ( über alle Netz und Umspannebenen)	Bereitstellung von Kapazität
yArea.supplied.ns	Versorgte Fläche NS	Versorgung der Kunden
yCablesCircuit.HS.share.cor	Kabelleitung HS, um Bruchteilseigentum korrigiert	Versorgung der Kunden
yLinesCircuit.HS.share.cor	Freileitung HS, um Bruchteilseigentum korrigiert	Versorgung der Kunden
y.net.length.ns	Netzlänge NS	Versorgung der Kunden
Normierungsvariable		
yConnections.hs.ms.ns	Anzahl aller Anschlüsse	Versorgung der Kunden

**Tabelle 4-4: Effizienzvergleichsmodell für VNB Strom (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Bezeichnung in den Modellen	Deutsche Übersetzung	Aufgabenbereich
<b>Input</b>		
xTotex.standard	Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten	
<b>Vergleichsparameter</b>		
yConnections.hs.ms.ns	Anzahl Anschlusspunkte HS, MS und NS	Versorgung der Kunden
yCables.circuit.ms	Kabelleitung MS	Versorgung der Kunden
yLines.circuit.ms	Freileitungen MS	Versorgung der Kunden
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS korrigiert um den Leerstand	Bereitstellung von Kapazität
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS korrigiert um den Leerstand	Bereitstellung von Kapazität
ySubstations.tot	Anzahl der Umspannstationen (alle Netz und Umspannstationen)	Bereitstellung von Kapazität
yDR.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen (über alle Netz und Umspannebenen)	Bereitstellung von Kapazität
yArea.supplied.ns	Versorgte Fläche NS	Versorgung der Kunden
yCablesCircuit.HS.share.cor	Kabelleitung HS, um Bruchteilseigentum korrigiert	Versorgung der Kunden
yLinesCircuit.HS.share.cor	Freileitung HS, um Bruchteilseigentum korrigiert	Versorgung der Kunden
y.net.length.ns	Netzlänge NS	Versorgung der Kunden
<b>Normierungsvariable</b>		
yConnections.hs.ms.ns	Anzahl aller Anschlüsse	Versorgung der Kunden

## 4.2 Datengrundlage

- 4.24 Basis für alle Rechnungen dieser Ergebnisdokumentation ist der Datensatz data.elec.rev.base mit Angaben über 199 VNB Strom. Daten sind zu den drei verschiedenen Netzebenen Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS), sowie zu den Umspannebenen HS/MS und MS/NS angegeben. Die für den Effizienzvergleich relevanten Kosten



(Aufwandsparameter) wurden nach §§ 13, 14, 6 ARegV (23a EnWG) gebildet. Struktur- und Outputdefinitionen sind in den Veröffentlichungen Anlage 1 „Strom-Parameter und Definition für Anreizregulierung“ (BNetzA 2008) angegeben.

- 4.25 Die Berechnungen unterstellen zwei verschiedene Kostendefinitionen: i) Aufwandsparameter (TOTEX) und ii) Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten (Standardisierte TOTEX (STOTEX)).
- 4.26 Zunächst erfolgt die Durchführung von ökonometrischen Ausreißeranalysen, um eine robuste und konsistente Datenbasis für den Effizienzvergleich zu erhalten. Die Validierung der Netzbetreiberdaten basiert auf den beschriebenen Diagnosefunktionen in Kapitel 2. Diese Ausreißeranalyse ist jedoch von der Validierung der DEA Modelle zu unterscheiden.
- 4.27 Anhand der Cookschen Distanzfunktion wird der Einfluss einzelner Beobachtungen auf die Koeffizientenschätzungen der Regression bestimmt. Bei vier der 199 betrachteten Unternehmen übersteigt der Einfluss den kritischen Wert der F-Verteilung. Sie werden folglich aus dem Sample ausgeschlossen. Die Unternehmen sind in Tabelle 4-5 dargestellt. Bei den Berechnungen mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kosten werden zwei weitere Beobachtungen als Ausreißer identifiziert. Somit liegt den Berechnungen mit Aufwandsparametern ein Datensatz mit 195 Beobachtungen und den Berechnungen mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten ein Datensatz mit 193 Beobachtungen zugrunde.

**Tabelle 4-5: Ermittelte Datenausreißer**

Anzahl	Betriebsnummer
--------	----------------



1	████████
2	████████
3	████████
4	████████
Zusätzliche Ausreißer für Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten	
5	████████
6	████████

### 4.3 Verwendete Methoden

- 4.28 Die individuellen Effizienzwerte der VNB Strom werden anhand beider Ansätze, der nichtparametrischen DEA sowie parametrischen SFA, ermittelt.
- 4.29 Die DEA Ergebnisse wurden gemäß Anlage 3 ARegV unter der Annahme nicht fallender Skalenerträge berechnet (siehe hierzu Agrell and Bogetoft 2004a und 2004b). Dies ist gleichbedeutend damit, dass die Hypothese der steigenden Skaleneffekte akzeptiert, die Hypothese der sinkenden Skaleneffekte jedoch verworfen wird. Die DEA für die VNB Strom wurde unter Inputorientierung durchgeführt, d.h. bei konstantem Output wird untersucht, wie viel der verwendeten Inputs bei effizientem Einsatz eingespart werden könnten. Zusätzlich zu den ergebnisrelevanten Effizienzwerten werden auch Skaleneffizienzwerte betrachtet, die dann ausdrücklich als solche gekennzeichnet sind.
- 4.30 Unter der Annahme fallender Skalenerträge wurde ein Basis-Modell berechnet: DEA Modell 1. Dieses Basis-Modell haben wir für die Berechnung der Supereffizienz verwendet (DEA Modell 2), um Ausreißer zu ermitteln (Banker und Chang (2006)). DEA Modell 3 bestimmt die individuellen Effizienzen der Netzbetreiber unter Ausschluss der ermittelten Ausreißer.



Zusätzlich wurden durch Bootstrapping (vgl. Simar und Wilson 1998, 2000) die *BIAS* korrigierten (bevorzugungskorrigierten) Effizienzwerte (DEA Modell 4) und die Konfidenzintervalle (DEA Modell 5 gibt die untere Grenze an, DEA Modell 6 gibt die obere Grenze an) ermittelt. DEA Modell 7 zeigt die Skaleneffizienz der Netzbetreiber. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die ARegV weder Korrekturen bei den Verzerrungen der DEA-Effizienzwerte vorschreibt noch die Konstruktion von Konfidenzintervallen vorsieht, wie sie sowohl für die DEA (durch Bootstrapping) als auch für die SFA (direkt durch die geschätzte Variation von Rauschen und Ineffizienzterm) informationshalber dargestellt werden.

- 4.31 Für das Modell der VNB Strom wird bei den parametrischen SFA-Modellen von einem linearen Funktionstyp ausgegangen. Der lineare Funktionstyp wird in der normierten Variante unter der Annahme von konstanten Skalenerträgen (CRS) verwendet (SFA Modell 1), indem keine Konstante im Modell geschätzt wurde. Als Normierungsvariable wurde die Anzahl aller Anschlusspunkte verwendet.
- 4.32 Tabelle 4-6 fasst die verschiedenen Spezifikationen der Methoden zusammen und bildet zum besseren Verständnis gleichzeitig die Bezeichnungen der ursprünglichen Ergebnistabellen ab.

**Tabelle 4-6: Modellspezifikation und verwendete Methoden**

<b>Modell</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Bezeichnung in den Ergebnistabellen</b>
DEA Modell 1	DEA Modell mit NDRS mit Ausreißern	D_dea_far_ndrs
DEA Modell 2	DEA Modell mit NDRS sowie Annahme der Supereffizienz zur Ermittlung der Ausreißer	D_dea_sup_far_ndrs
DEA Modell 3	DEA Modell NDRS unter Ausschluss der Ausreißer	D_dea_far_ndrs_ex_out
DEA Modell 4	DEA Modell mit NDRS korrigiert mit dem durch Bootstrapping ermittelten Bias	D_dea_far_ndrs_biascorr
DEA Modell 5	DEA Modell mit NDRS untere Grenze des durch Bootstrapping ermittelten Konfidenzintervalls	D_dea_far_ndrs_biascorr_c1
DEA Modell 6	DEA Modell mit NDRS obere Grenze des durch Bootstrapping ermittelten Konfidenzintervalls	D_dea_far_ndrs_biascorr_c2
DEA Modell 7	Skaleneffizienz (Verhältnis der Effizienzwerte unter Annahme von CRS und VRS)	D_dea_far_se
SFA Modell 1	SFA Modell linearer funktionaler Zusammenhang mit normalisierten Daten (CRS Annahme)	D_sfa_normedlinear_crs_far

4.33 Gemäß § 12 Abs. 4 und 4a ARegV ergeben sich die entscheidungsrelevanten Effizienzwerte aus dem maximalen individuellen Effizienzwert über vier verschiedene Modelle: DEA und SFA jeweils mit Aufwandsparemtern und Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten. Auf diese Art und Weise verfolgt die ARegV, wie bereits erwähnt, einen vorsichtigen Ansatz zum Vorteil der VNB. Folglich kommt es zu höheren durchschnittlichen Effizienzwerten im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, die nicht den maximalen Wert aus vier Modellen bestimmt haben. Die maximalen Effizienzwerte aus beiden Ansätzen werden im weiteren Verlauf als „Best-of-Modelle“ bezeichnet. Einheiten, die einen Effizienzwert von unter 0.60 aufweisen, wird ein Effizienzwert von 0.60 zugewiesen (§ 12 ARegV).



## 5. Analyse der Effizienzwerte

- 5.01 In diesem Kapitel werden die Effizienzwerte für das Modell der nichtparametrischen DEA und der parametrischen SFA für beide Aufwandsparemeterdefinitionen gegenübergestellt und statistisch analysiert. Zunächst werden deskriptive Statistiken der verschiedenen Modellspezifikationen aufgezeigt. Im Anschluss werden Ausreißer identifiziert, welche von der weiteren Analyse ausgeschlossen werden. Alle Schätzungen basieren auf dem in Abschnitt 4 entwickelten Effizienzvergleichsmodell mit den dargestellten Vergleichsparemetern. Zunächst werden allgemeine deskriptive Statistiken der Modelle wiedergegeben. Darauf aufbauend wird die auf den plausibilitätsgeprüften Daten basierende Ausreißeranalyse anhand nichtparametrischer Methoden im Detail erläutert.
- 5.02 Ähnliche Ineffizienzen aus verschiedenen Ansätzen implizieren Anzeichen für einen robusten Regulierungsansatz. Dementsprechend wurde die Konsistenz zwischen den deterministischen DEA-Modellen und den stochastischen SFA-Modellen anhand verschiedener Korrelations- und Rangkorrelationskoeffizienten überprüft.

### 5.1 Überblick Effizienzwerte

- 5.03 Deskriptive Statistiken der ermittelten Effizienzwerte der verschiedenen Modelle für die zwei verschiedenen Aufwandsparemeter (Kosten, Kosten mit standardisierten Kapitalkosten) sind in Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 zusammengefasst. Die Rechnungen wurden auf dem



plausibilitätsgeprüften Datensatz mit 195 (bzw. 193) Netzbetreibern durchgeführt.

**Tabelle 5-1: Deskriptive Statistiken der ermittelten Effizienzwerte für die verschiedenen Modellspezifikationen (Aufwandsparameter)**

Modelle mit Aufwandsparametern			Anzahl der Unternehmen, die einen Effizienzwert kleiner als 0.6 aufweisen	Minimum	Anzahl der Unternehmen, die auf der Effizienzgrenze liegen ( $\geq 1$ )
	Mittelwert	Standardabweichung			
DEA Modell 1	0.771	0.154	29	0.448	31
DEA Modell 2	0.800	0.221	29	0.448	31
<b>DEA Modell 3</b>	<b>0.790</b>	<b>0.159</b>	<b>28</b>	<b>0.450</b>	<b>40</b>
DEA Modell 4	0.701	0.125	43	0.415	0
DEA Modell 5	0.652	0.109	61	0.397	0
DEA Modell 6	0.764	0.153	31	0.441	0
DEA Modell 7	0.985	0.030	0	0.781	33
<b>SFA Modell 1</b>	<b>0.865</b>	<b>0.055</b>	<b>0</b>	<b>0.704</b>	<b>0</b>

**Tabelle 5-2: Deskriptive Statistiken der ermittelten Effizienzwerte für die verschiedenen Modellspezifikationen (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Modelle mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten			Anzahl der Unternehmen, die einen Effizienzwert kleiner als 0.6 aufweisen	Minimum	Anzahl der Unternehmen, die auf der Effizienzgrenze liegen ( $\geq 1$ )
	Mittelwert	Standardabweichung			
DEA Modell 1	0.802	0.140	15	0.504	32
DEA Modell 2	0.834	0.214	15	0.504	32
<b>DEA Modell 3</b>	<b>0.836</b>	<b>0.134</b>	<b>9</b>	<b>0.522</b>	<b>43</b>
DEA Modell 4	0.736	0.116	24	0.469	0
DEA Modell 5	0.686	0.102	45	0.445	0
DEA Modell 6	0.795	0.139	15	0.498	0
DEA Modell 7	0.978	0.036	0	0.739	32
<b>SFA Modell 1</b>	<b>0.892</b>	<b>0.041</b>	<b>0</b>	<b>0.770</b>	<b>0</b>



- 5.04 Die DEA Modelle 4 bis 6 sind hier nur zur Vollständigkeit angegeben. Die gebootstrappten Modelle bleiben in dem endgültigen Effizienzvergleich unberücksichtigt. Sie liefern lediglich einen Überblick über die Verzerrung der deterministisch ermittelten Effizienzwerte und dienen zum besseren Verständnis für den Leser. Eine Nichtbetrachtung der unter Bootstrapping ermittelten Effizienzwerte kommt den Unternehmen zugute, da hierbei per Definition niedrigere Effizienzwerte ermittelt werden. Bei den verzerrkorrigierten Schätzungen weisen in Modell 4 insgesamt 43 (24 für Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten) Netzbetreiber einen Effizienzwert von kleiner als 0.60 auf; kein Netzbetreiber liegt auf der Effizienzgrenze.
- 5.05 Des Weiteren dient die Ermittlung der Skaleneffizienz (DEA Modell 7) ausschließlich zur Konsistenzprüfung der angewandten Modelle. Sie fließt nicht in die direkte Ermittlung der Effizienzwerte ein. DEA Modell 2 dient auf Basis der Supereffizienzmethode zur Ausreißeranalyse. DEA Modell 3 beinhaltet die Ermittlungen der Effizienzwerte ohne die signifikanten Ausreißer und wird als ergebnisrelevantes nichtparametrisches DEA Modell angesehen, da es die durch die ARegV festgelegten Bedingungen erfüllt. Es unterstellt nicht fallende Skalenerträge, schließt die signifikanten Ausreißer aus der Ermittlung der Effizienzwerte für die anderen Unternehmen aus und bezieht sich nicht auf korrigierte Effizienzwerte.

## 5.2 Analyse der DEA Effizienzwerte

- 5.06 Die Ausreißeranalyse in DEA Modell 2 wurde anhand der im zweiten Kapitel dargestellten Methoden durchgeführt:



1) Einfluss einer Beobachtung auf die Durchschnittseffizienz der anderen Beobachtungen;

2) Supereffizienzkriterium.

Beide Ansätze sind eindeutig in der Verordnung festgelegt (ARegV, Anlage 3). Sie dienen ausschließlich dazu, den Effizienzmaßstab für ineffiziente Unternehmen im Sinne der ARegV abzumildern, in dem eine – durch die beiden Ansätze ermittelte – Gruppe von Unternehmen, die zunächst die Effizienzgrenze bildet, im Ergebnis nicht als Effizienzmaßstab herangezogen wird. Die Anwendung von Kriterium 1 ermittelt keinen Ausreißer. Bei der Analyse der Supereffizienz (Banker und Chang 2006) sind diejenigen Beobachtungen aus dem Datensatz zu entfernen, deren Supereffizienzwerte den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5fachen Quartilsabstand übersteigen.

5.07 Tabelle 5–3 und Tabelle 5–4 stellen die Supereffizienzwerte für das DEA Modell mit Aufwandsparemtern und Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten für die VNB dar, die einen Supereffizienzwert von über Eins erhalten. Die mit einem Stern (\*) gekennzeichneten Netzbetreiber sind als Ausreißer identifiziert worden, d.h. deren Supereffizienzwert übersteigt den oberen Quartilswert um mehr als den 1.5fachen Quartilsabstand.



Tabelle 5-3: Supereffizienzwerte des DEA Modells 2 zur Ermittlung der Ausreißer (Aufwandparameter)

Betriebsnummer	DEA Modell 2 Supereffizienzwerte	Als Ausreißer definiert
██████████	1.005	
██████████	1.039	
██████████	1.258	*
██████████	1.112	
██████████	1.221	
██████████	1.184	
██████████	1.186	
██████████	1.397	*
██████████	1.269	*
██████████	1.247	*
██████████	1.139	
██████████	1.039	
██████████	1.008	
██████████	1.132	
██████████	1.103	
██████████	1.067	
██████████	1.166	
██████████	1.173	
██████████	1.201	
██████████	1.071	
██████████	1.009	
██████████	1.097	
██████████	1.049	
██████████	1.091	
██████████	1.019	
██████████	1.690	*
██████████	1.080	
██████████	1.040	
██████████	1.781	*
██████████	1.136	
██████████	1.764	*
Mittelwert	1.186	









Standardabweichung	0.207
Min	1.005
<b>Kritischer Wert</b>	<b>1.238</b>
Max	1.781

**Tabelle 5-4: Supereffizienzwerte des DEA Modells 2 zur Ermittlung der Ausreißer (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Betriebsnummer	DEA Modell 2 Supereffizienzwerte	als Ausreißer definiert
██████████	1.025	
██████████	1.127	
██████████	1.004	
██████████	1.334	*
██████████	1.002	
██████████	1.079	
██████████	1.163	
██████████	1.064	
██████████	1.384	*
██████████	1.170	
██████████	1.213	
██████████	1.289	*
██████████	1.241	
██████████	1.286	*
██████████	1.012	
██████████	1.009	
██████████	1.125	
██████████	1.106	
██████████	1.192	
██████████	1.115	
██████████	1.050	
██████████	1.246	
██████████	1.044	
██████████	1.158	
██████████	1.074	
██████████	1.067	



	1.943	*
	1.023	
	1.808	*
	1.022	
	1.200	
	1.642	*
Mittelwert	1.194	
Standardabweichung	0.225	
Min	1.002	
<b>Kritischer Wert</b>	<b>1.282</b>	
Max	1.943	

5.08 Aus Tabelle 5–3 für Aufwandsparemeter geht hervor, dass insgesamt 31 Unternehmen Supereffizienzwerte zwischen 1.005 und 1.781 aufweisen. Bei sieben Unternehmen übersteigen die Supereffizienzwerte aller Netzbetreiber den kritischen Wert von 1.238 und damit den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5fachen Quartilsabstand. Daher sind diese Unternehmen für die Bestimmung der endgültigen Effizienzwerte zu eliminieren. Die Supereffizienzwerte aller anderen Unternehmen sind deutlich geringer. Als Ergebnis der Ausreißeranalyse lässt sich feststellen, dass die durch einen Stern gekennzeichneten Unternehmen für die weiteren Berechnungen nicht relevant sind und ihnen gemäß Anlage 3 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von Eins zugewiesen wird. Die sechs Unternehmen werden daher von den weiteren DEA Berechnungen (DEA Modell 3) ausgeschlossen. Das DEA Modell 3 stellt folglich das ergebnisrelevante Modell zur Bestimmung der Effizienzwerte der verbleibenden Unternehmen dar.

5.09 Aus Tabelle 5–4 für Aufwandsparemeter mit standardisierten Kapitalkosten ist erkenntlich, dass hier insgesamt 32 Netzbetreiber Supereffizienzwerte zwischen 1.002 und 1.943



aufweisen. Die Supereffizienzwerte von sieben Netzbetreibern übersteigen den kritischen Wert von 1.282 und somit den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5fachen Quartilsabstand. Daher sind diese sieben Unternehmen für die Bestimmung der endgültigen Effizienzwerte zu eliminieren. Ihnen wird ein Effizienzwert von Eins zugewiesen. Das DEA Modell 3 stellt folglich das relevante Modell zur Bestimmung der Effizienzwerte der verbleibenden Unternehmen dar.

- 5.10 Folglich werden alle weiteren Berechnungen mit unterschiedlichen Datensätzen für die Modelle mit Aufwandsparemtern und die Modelle mit Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten berechnet, da unterschiedliche Ausreißer identifiziert worden sind.
- 5.11 Die Ergebnisse der VNB Strom für das DEA Modell 3 sind in Abbildung 5-1 bis Abbildung 5-6 jeweils für die Aufwandsparemter und die Aufwandsparemter mit standardisierten Kapitalkosten wiedergegeben. Die Histogramme in Abbildung 5-1 und 5-4 stellen die Häufigkeitsverteilung der errechneten Effizienzwerte graphisch dar. Zusätzlich zu den in Tabelle 5-1 und 5-2 angegebenen deskriptiven Statistiken wird hierdurch der tatsächliche Verlauf der Häufigkeitsverteilungen wiedergegeben. Man erkennt sowohl für die Aufwandsparemter als auch die Aufwandsparemter mit standardisierten Kapitalkosten eine angemessene Verteilung der Effizienzwerte. In den Histogrammen zeigt sich eine außerordentliche Häufung im mittleren Effizienzbereich um 0.78. Extreme Verläufe an den Randpunkten der Verteilung sind nicht zu erkennen (abgesehen von der DEA-typischen von Unternehmen mit



Effizienzwert 1). Die Verteilungen der Effizienzwerte sind vergleichbar mit internationalen Erfahrungen und Ergebnissen.

- 5.12 Die Salter-Diagramme in Abbildung 5-2 und 5-5 ordnen die errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 der Betriebsgröße der Verteilernetzbetreiber zu. Als Maß der Betriebsgröße werden hierbei die Aufwandparameter und Aufwandparameter mit standardisierten Kapitalkosten unterstellt. Die Betriebsgröße ist dabei erkennbar als Breite des Balkens auf der x-Achse. Die Unternehmen sind zusätzlich nach den erreichten Effizienzen geordnet. Das Salter-Diagramm zeigt in beiden Abbildungen eine gleichmäßige Mischung der Betriebsgröße über die gesamten Effizienzwerte.
- 5.13 Abbildungen 5-3 und 5-6 geben die geordneten individuellen Effizienzwerte wieder. Für jeden VNB ist der errechnete Effizienzwert abgetragen. Die Effizienzwerte sind hierbei aufsteigend angeordnet. Die Abbildungen bestätigen die Plausibilität und internationale Vergleichbarkeit der errechneten Effizienzwerte. Unterstellen wir Aufwandparameter (siehe Abbildung 5-3), erhalten 40 Unternehmen einen Effizienzwert von 1 und 28 Unternehmen einen Effizienzwerte unterhalb von 0.6. Unterstellen wir Aufwandparameter mit standardisierten Kapitalkosten (siehe Abbildung 5-6), erhalten 43 Unternehmen einen Effizienzwert von 1 und 9 Unternehmen einen Effizienzwerte unterhalb von 0.6. Im inneren Bereich nimmt die Verteilung bis auf wenige kleine Sprungstellen einen stetigen Verlauf an.



Abbildung 5-1: Histogramm der errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 (Aufwandspareparameter)

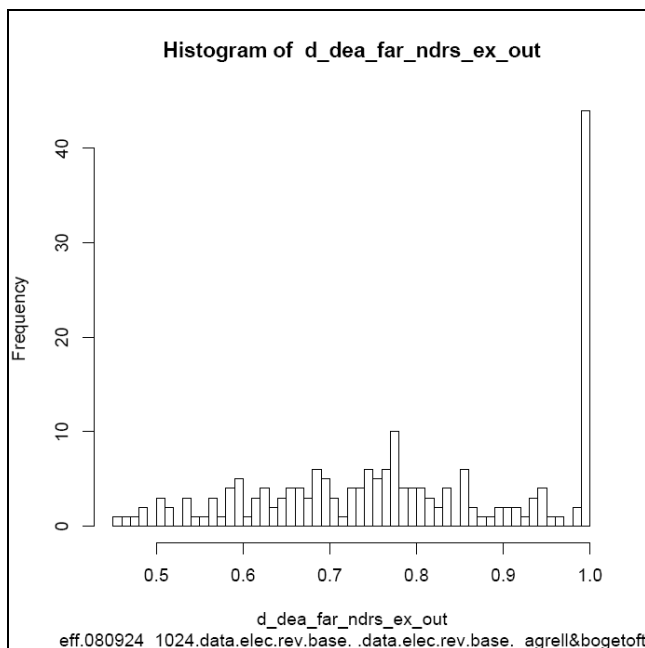


Abbildung 5-2: Salter-Diagramm der errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 (Aufwandspareparameter)

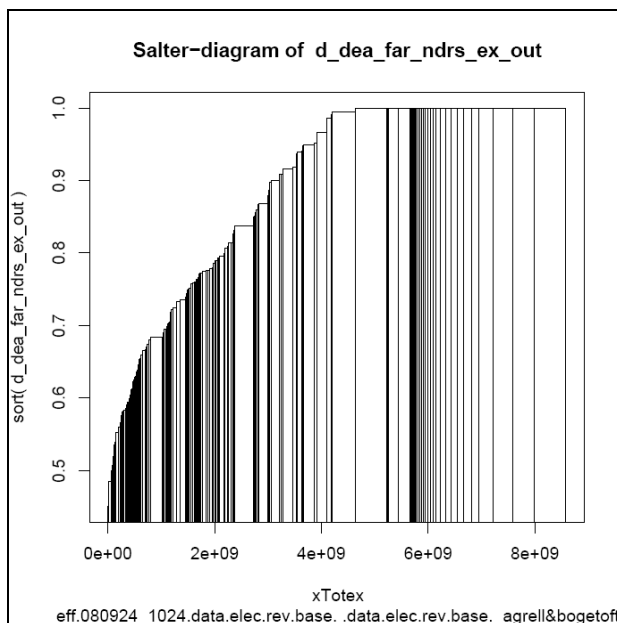




Abbildung 5-3: Geordnete Verteilung der Effizienzwerte im DEA Modell 3 (Aufwandsparameter)

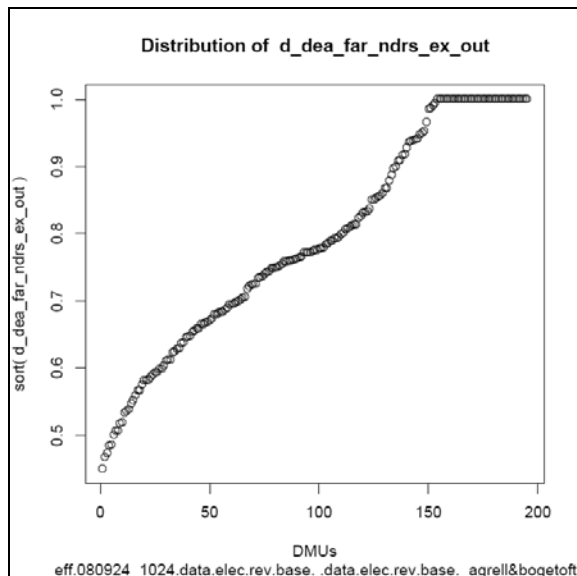


Abbildung 5-4: Histogramm der errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)

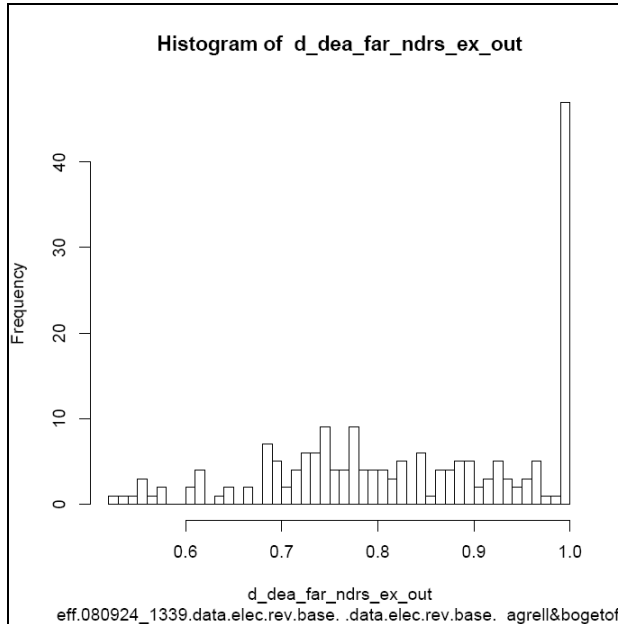




Abbildung 5-5: Salter-Diagramm der errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)

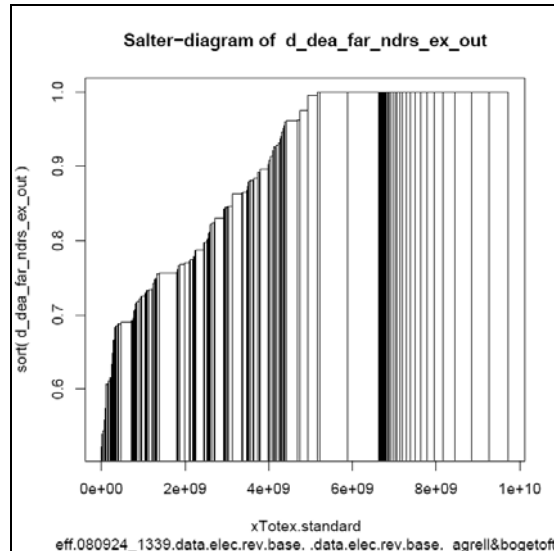
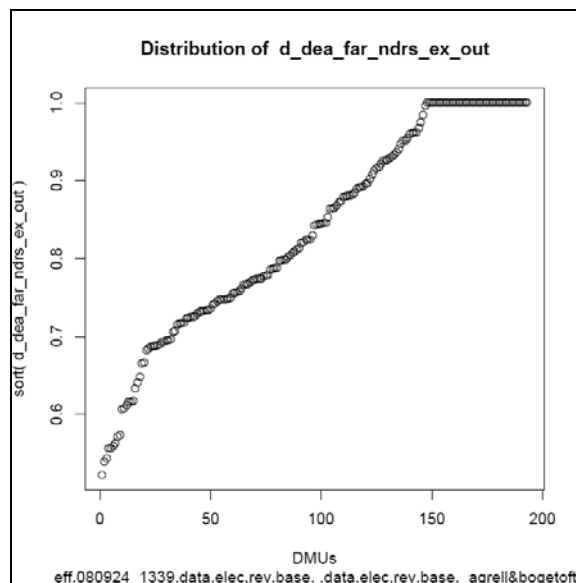


Abbildung 5-6: Geordnete Verteilung der Effizienzwerte im DEA Modell 3 (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)



### 5.3 Analyse der SFA Effizienzwerte

- 5.14 Bei der SFA Analyse wird ein linearer Funktionstyp unterstellt. Die SFA Modelle werden in der normierten Variante unter der Annahme konstanter Skaleneffekte (constant returns to scale (CRS)) geschätzt. Die normalisierten linearen Modelle erleichtern zum einen die Interpretation der Modelle und berücksichtigen zum anderen gegenüber den linearen Modellen ohne Normalisierung Heteroskedastizitätsprobleme. Zusätzlich werden die Variablen nicht in logarithmierter Form benötigt, was zumindest einen verminderten Rechenaufwand darstellt. Des Weiteren zeigen die linearen normalisierten Funktionen eine höhere Pearson sowie Spearman Rangkorrelation mit den nichtparametrischen DEA Ergebnissen im Vergleich zu den linearen Modellen auf. Dieses lässt auf eine größere Robustheit beider Ansätze und somit der erzielten Ergebnisse schließen. Dadurch werden sie hier gegenüber den linearen und loglinearen Modellen bevorzugt.

#### *Robustheit der Modelle*

- 5.15 Zunächst werden die Parameterschätzungen untersucht (siehe dritte Phase (OLS), Kapitel 2). Anschließend wird die Sensitivität der Modelle getestet. Hierzu werden zusätzliche Strukturvariablen in das entsprechende Modell aufgenommen (siehe vierte Phase (Strukturparameter), Kapitel 2) und hinsichtlich ihrer Signifikanz überprüft.
- 5.16 Die Signifikanz von Vergleichsparametern wurde mit dem t-Test in einer OLS-Regression bestimmt. In dem SFA-Kontext kamen Likelihood Ratio-Tests zur Anwendung. Bei Likelihood Ratio-Tests wird das Modell ohne zusätzliche Variablen mit dem Modell inklusive der zusätzlichen Variablen verglichen.



- 5.17 Das in Kapitel 4 vorgestellte Effizienzvergleichsmodell konnte anhand von Signifikanztests betätigt werden. Tabelle 5-5 und Tabelle 5-6 zeigen die geschätzten Koeffizienten der Maximum Likelihood Schätzung. Hierbei wurde für den Ineffizienzterm eine gestutzte Normalverteilung angenommen.  $\mu$  ( $\mu$ ) ist die Schätzung des Mittelwertes dieser gestutzten Normalverteilung,  $\sigma^2$  bezeichnet die Variation des zusammengesetzten Fehlerterms der SFA Spezifizierung mit  $(v_i - u_i)$ , wobei  $v_i$  das „Rauschen“ wiedergibt und  $u_i$  die Ineffizienz definiert.  $\gamma$ , gegeben durch  $(\gamma = \sigma_u^2 / \sigma^2)$  mit  $\sigma_u^2$  als Variation der Ineffizienzverteilung, ist der Anteil der Variation der Ineffizienzen an der Variation des gesamten zusammengesetzten Fehlerterms.  $\gamma$  ist in beiden normierten SFA-Modellen relativ hoch (0.55 und 0.48), was darauf hindeutet dass tatsächlich Ineffizienzen und nicht nur „Rauschen“ vorhanden sind.

**Tabelle 5-5: Maximum Likelihood Schätzergebnisse des linearen normierten SFA Modells (CRS  
Annahme, Aufwandparameter als Input)**

sfa.normedlinear.crs			
Aufwandparameter als abhängige Variable	Koeffizient	Standardfehler	T-Ratio
yConnections.hs.ms.ns	-62.27	35.56	-1.75
yCables.circuit.ms	4468.49	1.81	2462.26
yLines.circuit.ms	-6686.67	1.20	-5585.66
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	5.17	3.71	1.39
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	93.84	9.48	9.90
ySubstations.tot	8153.27	3.48	2343.47
yDR.tot	3.97	4.10	0.97
yArea.supplied.ns	11388.32	1.07	10616.45
yCablesCircuit.HS.share.cor	36155.18	1.04	34676.25
yLinesCircuit.HS.share.cor	10737.93	1.41	7607.68
ynet.length.ns	501.20	1.41	356.57
sigma-squared	16799.61	1.93	8707.94
Gamma	0.55	0.13	4.08
Mu	-9.37	79.15	-0.12

**Tabelle 5-6: Maximum Likelihood Schätzergebnisse des linearen normierten SFA Modells (CRS Annahme, Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten als Input)**

sfa.normedlinear.crs			
Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten als abhängige Variable	Koeffizient	Standardfehler	T-Ratio
yConnections.hs.ms.ns	-12.70	36.64	-0.35
yCables.circuit.ms	3845.99	1.14	3377.70
yLines.circuit.ms	-5777.29	1.08	-5349.10
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	10.73	3.76	2.86
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	93.89	9.37	10.02
ySubstations.tot	8553.55	1.83	4673.63
yDR.tot	4.10	4.21	0.97
yArea.supplied.ns	9336.05	1.03	9041.58
yCablesCircuit.HS.share.cor	65429.20	1.00	65306.10
yLinesCircuit.HS.share.cor	11023.56	1.31	8402.66
y.net.length.ns	337.16	2.42	139.27
sigma-squared	16086.23	1.33	12084.98
gamma	0.48	0.14	3.50
mu	-18.92	85.49	-0.24

5.18 Die geschätzten Koeffizienten weisen plausible Werte als Kostentreiber auf. Für den überwiegenden Anteil der Variablen wie z.B. yPeakload wird ein positives Vorzeichen ermittelt. Wenn sich die Kostentreiber erhöhen, steigen auch die Aufwandsparameter. In beiden Modelle weisen zwei Variablen ein negatives Vorzeichen auf: yConnections.hs.ms.ns und yLines.circuit.ms. yConnections.hs.ms.ns ist nicht signifikant, erkennbar am niedrigen t-Wert. Das negative Vorzeichen der anderen Variablen ist durch die hohe Korrelation unter den im Modell enthaltenen Parametern zu erklären (siehe 3.3 Punkt 4).

5.19 Die deskriptiven Statistiken des SFA Modells für jeweils beide Aufwandsparameter sind in Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 dargestellt. Das relevante SFA Modell 1 weist eine Durchschnittseffizienz von 0.865 (bei Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten 0.892) auf.



## 5.4 „Best-of-Four“ Ergebnisse

- 5.20 Für jedes Unternehmen wird das Maximum der Effizienzwerte aus dem DEA-Modell mit Aufwandsparemtern, aus dem DEA-Modell mit Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten, dem parametrischen SFA-Modell mit Aufwandsparemtern und dem SFA-Modell mit Aufwandsparemtern mit standardisierten Kapitalkosten gebildet („Best-of-Four“-Methode). Weist ein Unternehmen einen Effizienzwert von weniger als 0.6 auf, bekommt es automatisch einen Wert von 0.6 zugewiesen.
- 5.21 Zunächst wurden die maximalen Effizienzwerte getrennt nach Kostendefinitionen ermittelt. Hierbei wurde das Maximum aus dem DEA-Modell ohne Ausreißer (DEA Modell 3) sowie dem SFA Modell 1 gebildet („Best-of“-Modell). Anschließend wurde das Maximum aus beiden Kostendefinitionen gebildet („Best-of-Four“-Modell). Für die getrennten Kostenbetrachtungen sowie das „Best-of-Four“-Modell ergeben sich die in Tabelle 5-7 folgenden deskriptiven Statistiken für die individuellen Effizienzwerte. Aufgrund dieser Vorgehensweise erhöht sich die ergebnisrelevante Durchschnittseffizienz auf 0.922.

**Tabelle 5-7: Maximale Effizienzwerte aus dem DEA 3 Modell sowie SFA Modell 1**

	Mittelwert	Standard- Abweichung	Minimum	Anzahl der Unternehmen, die einen Effizienzwert kleiner als 0.6 aufweisen	Anzahl der Unternehmen, die auf der Effizienzgrenze liegen (inkl. supereffiziente Unternehmen)
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1 (Aufwandsparameter als Input)	0.898	0.074	0.729	0	40
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1 (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten als Input)	0.920	0.058	0.795	0	43
„Best-of-Four“: Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1 (jeweils mit Aufwandsparametern und Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten)	0.922	0.059	0.795	0	49

5.22 Die individuellen Effizienzwerte im „Best-of-Four“ des linearen normierten SFA Modells und DEA-Modell 3 für beide Kostendefinitionen sind in den folgenden sechs Abbildungen Abbildung 5-7 bis Abbildung 5-12 dargestellt. Die Histogramme, die Salter-Diagramme und die Verteilung der Effizienzwerte weisen dabei zwischen der Betrachtung mit Aufwandsparametern und der Betrachtung mit Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten eine hohe Ähnlichkeit auf.

5.23 Das Histogramm (siehe Abbildungen 5-7 und 5-10) stellt graphisch die Häufigkeitsverteilung der errechneten Effizienzwerte dar. Wir erkennen sowohl bei den Aufwandsparametern als auch Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten eine angemessene Verteilung der Effizienzwerte. In den Histogrammen zeigt sich eine außerordentliche Häufung im oberen mittleren Effizienzbereich um 0.87. Extreme Verläufe an den Randpunkten der Verteilung

sind nicht zu erkennen (abgesehen von der DEA-typischen von Unternehmen mit Effizienzwert 1). Die hohen Effizienzwerte sind durch den „Best-of“-Ansatz bedingt.

- 5.24 Die geordnete Verteilung der Effizienzwerte verläuft weitgehend stetig mit Steilstellen im linken Ineffizienzbereich und im rechten Effizienzbereich und einer relativ flachen Ausprägung im mittleren Effizienzbereich.

**Abbildung 5-7: Histogramm des „Best-of“ Modells (DEA Modell 3 und SFA Modell 1) (Aufwandsparameter)**

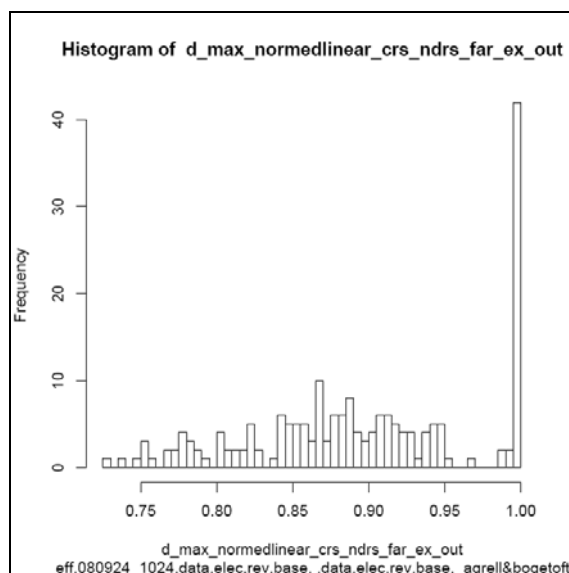




Abbildung 5-8: Salter Diagramm des „Best-of“ Modells (DEA Modell 3 und SFA Modell 1) (Aufwandsparameter)

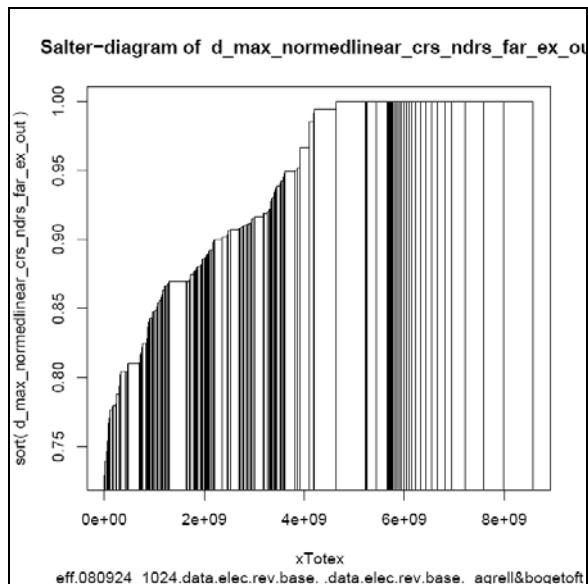
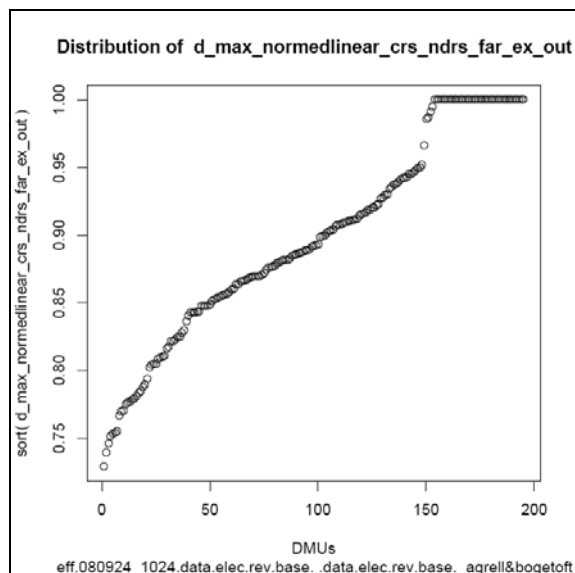
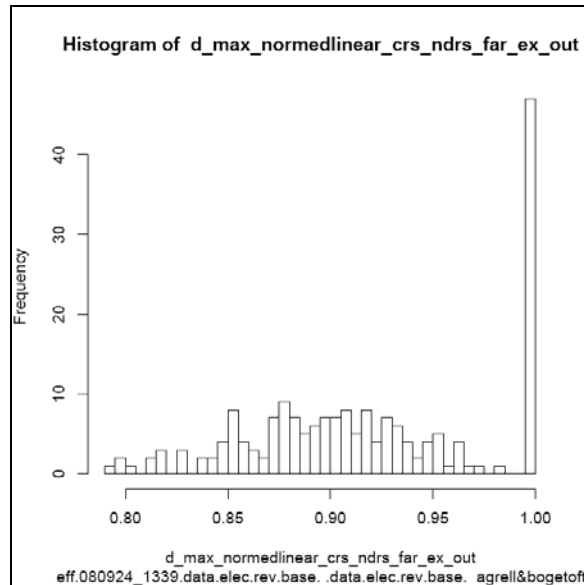


Abbildung 5-9: Geordnete Verteilung der Effizienzwerte im „Best-of“ von (DEA Modell 3 und SFA Modell 1) (Aufwandsparameter)



**Abbildung 5-10: Histogramm des „Best-of“ Modells (DEA Modell 3 und SFA Modell 1)  
(Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**



**Abbildung 5-11: Salter Diagramm des „Best-of“ Modells (DEA Modell 3 und SFA Modell 1)  
(Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

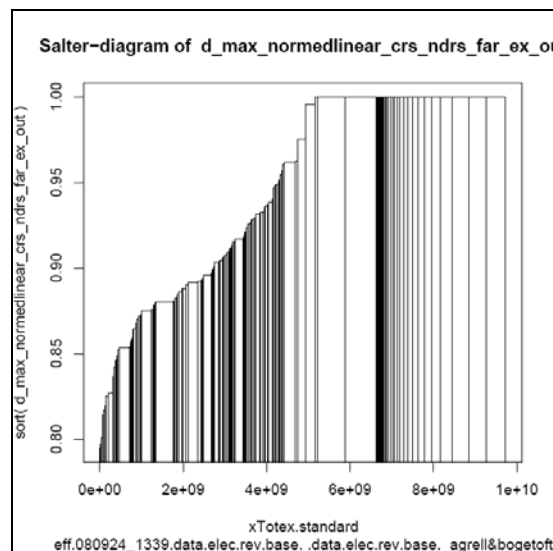
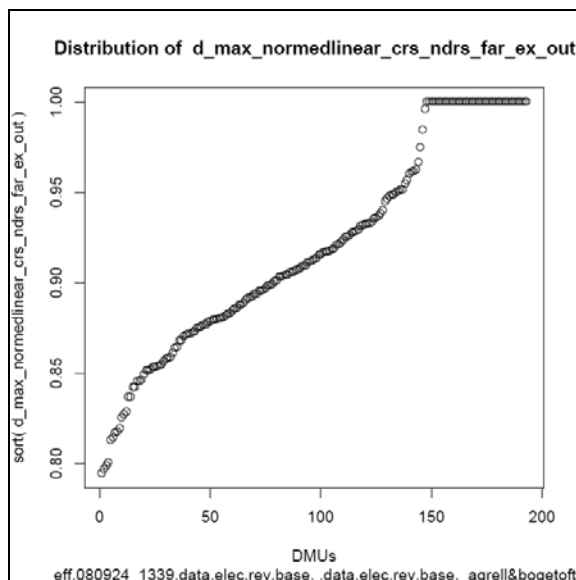


Abbildung 5-12: Geordnete Verteilung der Effizienzwerte im „Best-of“ von DEA Modell 3 und SFA Modell 1 (Aufwandsparametern mit standardisierten Kapitalkosten)



## 5.5 Konsistenzbetrachtungen der Modelle

- 5.25 Als allgemeiner Beweis für die Belastbarkeit und Robustheit eines Modells zählen die Beständigkeit und Invarianz der ermittelten Effizienzwerte gegenüber verschiedenen methodischen Ansätzen. Dies entspricht einer Konsistenz zwischen den ermittelten nichtparametrischen DEA und parametrischen SFA Effizienzwerten. Folgende Kriterien wurden zur Überprüfung angewandt: Pearson Korrelationskoeffizient, Spearman Rangkorrelationskoeffizient und Kendall Rangkorrelationskoeffizient.
- 5.26 Die Korrelations- und Rangkorrelationskoeffizienten der relevanten Modelle sind in Tabelle 5-8 bis Tabelle 5-13 dargestellt und beziehen sich auf das relevante DEA Modell 3 und das normalisierte lineare SFA Modell (SFA Modell 1).

**Tabelle 5-8: Pearson Rangkorrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter)**

Pearson	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.606	0.855
SFA Modell 1		1.000	0.401
DEA Modell 3			1.000

**Tabelle 5-9: Kendall Rangkorrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter)**

Kendall	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.607	0.671
SFA Modell 1		1.000	0.284
DEA Modell 3			1.000

**Tabelle 5-10: Spearman Korrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter)**

Spearman	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.640	0.834
SFA Modell 1		1.000	0.399
DEA Modell 3			1.000

**Tabelle 5-11: Pearson Rangkorrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Pearson	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.610	0.883
SFA Modell 1		1.000	0.485
DEA Modell 3			1.000

**Tabelle 5-12: Kendall Rangkorrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Kendall	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.607	0.724
SFA Modell 1		1.000	0.337
DEA Modell 3			1.000

**Tabelle 5-13: Spearman Korrelationskoeffizient ausgewählter Modelle (Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten)**

Spearman	Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	SFA Modell 1	DEA Modell 3
Maximum aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1	1.000	0.654	0.874
SFA Modell 1		1.000	0.456
DEA Modell 3			1.000

5.27 Der jeweilige Pearson Korrelationskoeffizient ist ein Maß für den Zusammenhang der Effizienzniveaus. Kendall sowie Spearman geben die Rangkorrelationen an, d.h. den Zusammenhang zwischen der Rangfolge der Unternehmen. Hier werden zwei Rangkorrelationskoeffizienten verwendet, da diese unterschiedlich definiert sind und beide allgemein akzeptiert sind. Die Korrelationen zwischen den verschiedenen unterstellten Methoden bewegen sich im Rahmen internationaler Erfahrungen (beispielsweise wurde für Schweden zwischen dem parametrischen SFA Ansatz und dem nichtparametrischen DEA Ansatz ein Pearson Korrelationskoeffizient von 40 Prozent für das Jahr 2001 ermittelt). Die Korrelationen sowie Rangkorrelationen des Maximums aus DEA Modell 3 und SFA Modell 1 mit dem DEA Modell 3 steigen, wenn die Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten als Inputgröße berücksichtigt werden. Die vorhandenen Unterschiede in den Werten und Rängen lassen sich durch die Divergenz der beiden Ansätze



(nichtparametrisch vs. parametrisch und stochastisch vs. deterministisch) erklären. Es werden auch aus diesem Grunde nach dem „Best-of“ die maximalen Werte aus den beiden Modellen gewählt.

## 5.6 „Second Stage“ Analyse

5.28 Die relative Evaluierung der Effizienzen der VNB muss idealerweise um verschiedene strukturelle Bedingungen korrigiert werden. Anhand von „Second Stage“-Analysen wird der Einfluss der Strukturvariablen auf das Modell und somit die Konsistenz und Robustheit der Modellstrukturen und Spezifikationen geprüft. „Second Stage“ bedeutet hierbei, dass im zweiten Schritt, also *nachdem* die Effizienzwerte ermittelt wurden, diese hinsichtlich ihrer Konsistenz überprüft werden. Es finden zwei verschiedene Verfahren Anwendung:

1) Zunächst wird mit Hilfe eines Kruskal-Wallis-Tests analysiert, ob die Effizienzwerte sich innerhalb verschiedener Gruppen signifikant voneinander unterscheiden (vgl. Gerner Final Report 2007; Kruskal und Wallis 1952).

2) Anschließend werden die ermittelten Effizienzwerte auf Struktur- und Outputparameter regressiert, welche in dem hergeleiteten Effizienzvergleichsmodell nicht berücksichtigt wurden. Diese Analyse beruht auf einer Tobit-Schätzung (vgl. Tobin 1958; Gerner Final Report 2007). Hierbei soll überprüft werden, ob diese zusätzlichen Parameter einen signifikanten Einfluss haben und somit Variationen in den individuellen Effizienzen erklären können bzw. ob diese auf strukturelle Unterschiede zurückzuführen sind. Dies würde bedeuten, dass entscheidende Variablen im hergeleiteten Modell nicht berücksichtigt wurden.

***Kruskal-Wallis-Test***

- 5.29 Bei dem Kruskal-Wallis-Test (Kruskal und Wallis 1952) handelt es sich um einen statistischen Test, mit dem im Rahmen einer Varianzanalyse verglichen wird, ob sich verschiedene unabhängige Stichproben (Gruppen) hinsichtlich einer ordinal-skalierten Variable unterscheiden. Die Nullhypothese ist, dass die Gruppen sich nicht unterscheiden und die Effizienzen in beiden Gruppen somit gleich verteilt sind.
- 5.30 Für die VNB Strom wurden folgende Kriterien getestet:

**Tabelle 5-14: Definitionen der Kruskal-Wallis-Tests**

<b>Test</b>	<b>Beschreibung der Variablen die anhand des Kruskal-Wallis-Tests überprüft werden</b>
Test 1	Belegenheit der Netze, Netzebene Hochspannung (Ost vs. West). Wenn die Leitungen ihrer Länge nach zu mehr als 50 Prozent auf dem Gebiet der neuen Bundesländer liegen, werden sie Ost zugeordnet
Test 2	Belegenheit der Netze, Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (Ost vs. West)
Test 3	Belegenheit der Netze, Netzebene Mittelspannung (Ost vs. West)
Test 4	Belegenheit der Netze, Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung (Ost vs. West)
Test 5	Belegenheit der Netze, Netzebene Niederspannung (Ost vs. West)
Test 6	Betreiber von Wassernetzen (ja vs. nein)
Test 7	Betreiber von Abwassernetzen (ja vs. nein)
Test 8	Betreiber von Fernwärmenetzen (ja vs. nein)
Test 9	Betreiber von Gasspeichern (ja vs. nein)
Test 10	Betreiber von Telekommunikationsnetzen (ja vs. nein)
Test 11	Betreiber von Gasnetzen (ja vs. nein)



5.31 Wir unterstellen für die Analyse drei verschiedene Modelle:

- 1) Das „Best-of“-Modell (der maximale Wert aus dem DEA Modell und dem SFA Modell) für die Aufwandsparameter;
- 2) Das „Best-of“-Modell (der maximale Wert aus dem DEA Modell und dem SFA Modell) für die Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten;
- 3) Das „Best-of-Four“-Modell (der maximale Wert aus beiden Kostendefinitionen).

Demnach wurden alle Tests für die drei relevanten Ergebnisse durchgeführt, um die Konsistenzprüfung vollständig abzudecken. Die Ergebnisse der Kruskal-Wallis-Tests sind im Anhang C für das „Best-of-Four“ Modell wiedergegeben (Tabellen C.1–C.11). Wir beschränken uns auf die Darstellung dieser Ergebnisse. Die Tests bezüglich der Effizienzwerte der getrennten Kostendefinitionen liefern identische Ergebnisse.

5.32 Für die Tests 1 bis 7 und den Test 11 kann die Hypothese der Gleichverteilung nicht verworfen werden, denn der p-Wert nimmt Werte weit über 0.05 an (Tabelle C.1–C.7 und Tabelle C.11). Demnach sind die ermittelten Effizienzwerte nicht abhängig davon,

- ob die verschiedenen Netzebenen sowie Umspannebenen sich in Ost- oder Westdeutschland befinden;
- ob die VNB Strom Betreiber von Wassernetzen sind;
- ob die VNB Strom Betreiber von Abwassernetzen sind;
- ob die VNB Strom Betreiber von Gasnetzen sind;



- 5.33 Bei den Tests 8–10 muss die Hypothese der Gleichverteilung abgelehnt werden. Hier liegt der p-Wert bei allen Modellen unter 0.05 (Tabelle C.8–C.10). Die Kruskal–Wallis–Tests zeigen demnach, dass das Betreiben von Fernwärmenetzen (vgl. Test 8), von Gasspeicherung (vgl. Test 9) sowie das Betreiben von Telekommunikationsnetzen (vgl. Test 10) die Effizienzwerte signifikant in zwei verschiedene Gruppen teilen. Die Hypothese der Gleichverteilung muss hier abgelehnt werden. Daher wird im Weiteren anhand einer Tobit Schätzung im globalen Modell der Einfluss dieser strukturellen Gegebenheiten auf die Effizienzwerte quantifiziert und getestet (Tabelle E.21).

### *Tobit-Schätzungen*

- 5.34 Im zweiten Schritt werden „Second Stage“ Tobit-Schätzungen durchgeführt, um den statistischen Einfluss von Output- und Strukturvariablen auf die Effizienzwerte zu testen, welche nicht in dem Effizienzvergleichsmodell berücksichtigt wurden.
- 5.35 Bei der Tobit-Regression handelt sich um ein Verfahren der multivariaten Regressionsanalyse, das sich auf zensierte Daten bezieht (zensiert bedeutet hierbei, dass gestutzte oder trunkierte Daten vorliegen). Die Werte sind an einer bestimmten Stelle der Verteilung abgeschnitten, wie es für die vorliegenden Effizienzwerte mit dem Wert 1 der Fall ist. Der obere Schwellenwert von 1 kann nicht überschritten werden. Solche Daten lassen sich nicht mit der gewöhnlichen linearen Regressionsanalyse modellieren, weil deren Verteilungsannahmen nicht gegeben sind. Dadurch wird für die Konsistenzprüfung des Modells das ökonometrische Modell der Tobit-Regression unterstellt. Diese Spezifikation berücksichtigt die Annahme der gestutzten Verteilung innerhalb einer Maximum-Likelihood Schätzung.



- 5.36 Wir führen die Tobit-Schätzungen in zwei verschiedenen Schritten durch:
- 5.37 Schritt 1: Wir testen zunächst in Schritt 1 zur Vermeidung von Dimensionalitätsproblemen den Einfluss verschiedener Gruppen von Variablen auf die Effizienzwerte (Tabelle E.1–E.20).
- 5.38 Schritt 2: In einem folgenden Schritt 2 werden Variablen, die einen signifikanten Einfluss in Schritt 1 aufweisen, auf ihre gemeinsame Signifikanz hin untersucht. Hierbei werden diese Variablen in das hergeleitete Effizienzvergleichsmodell integriert. Konkret werden also die als signifikant ermittelten Variablen in das Modell aufgenommen und dann ein sogenanntes globales Modell geschätzt (Tabelle E.21).
- 5.39 Um den Einfluss von Gruppen von Variablen im ersten Schritt zu bestimmen, wurden zwei Kriterien festgelegt. Zum einen wurde die Grenze für das Signifikanzniveau auf 5 Prozent (P-Wert= 0.05) festgelegt und zum anderen wurde der Wert des jeweiligen Koeffizienten betrachtet. War dieser sehr klein, so wurde die Variable nicht weiter betrachtet. Da die ermittelte Steigung der Tobit Funktion entsprechend flach verläuft, können sehr kleine Koeffizienten mit Nichtsignifikanz gleichgesetzt werden. Klein ist hierbei als solch ein Wert definiert, der in der Regel mindestens bei drei Nachkommastellen eine Null aufweist.
- 5.40 In Schritt 1 wurde der Einfluss folgender Gruppen von Variablen analysiert (Die Bezeichnungen der Variablen in den ökonometrischen Schätzungen sind im Anhang D dargestellt. Zur Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen



auf der Sumicsid Projektplattform sind die ursprünglichen englischen Bezeichnungen angegeben.):

- Kabel, Freileitungen getrennt nach Netzebenen (X1, X3–X6, X8–X10), Tabelle E.1;
- Anzahl Anschlusspunkte getrennt nach Netzebenen und Umspannebenen (X11–X28), Tabelle E.2;
- Anzahl Zählpunkte getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X29–X31, X33–X34), Tabelle E.3;
- Anzahl Transformatoren, Anzahl Umspannstationen, installierte Leistung getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X36, X38, X40, X42, X44, X46, X48, X50, X52, X53, X54, X55, X56), Tabelle E.4;
- Anzahl Leitungsmasten getrennt nach Netzebenen (X57–X59), Tabelle E.5;
- Mengenauspeisungen und Rückspeisungen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X60–X80, X82–X92), Tabelle E.6;
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X93–X97), Tabelle E.7;
- Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X98–X122), Tabelle E.8;
- Anzahl Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X123 – X128, mit Diff127\_128 (Differenz von X127 und X128)), Tabelle E.9;
- Bevölkerungswachstum (popchange1–5), Tabelle E.10;



- Bodenklassen für den ersten und zweiten Meter im Versorgungsgebiet (X168–X180), Tabelle E.11;
- Summenwerte verschiedener Variablen (X196–X198, X201–X214), Tabelle E.12;
- Höhendifferenz im Versorgungsgebiet (X183), Tabelle E.13;
- Minimale/Maximale Höhe im Versorgungsgebiet (X181, X182), Tabelle E.14;
- Hangneigung im Versorgungsgebiet (X184), Tabelle E.15;
- Straßenlänge im Versorgungsgebiet (X185), Tabelle E.16;
- Autobahnlänge im Versorgungsgebiet (X186), Tabelle E.17;
- Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen (X234), Tabelle E.18;
- Netzkomplexität (X143–X148), Tabelle E.19;
- Zählpunkte pro Anschlusspunkte, Tabelle E.20.

5.41 Die Ergebnisse der Tobit-Schätzungen sind im Anhang E für die getrennten Gruppen von Variablen (Schätzungen I, Tabelle E.1 – E.20) und die globale Modellspezifikation (Schätzungen II, Tabelle E.21) dargestellt. Der Fokus besteht hierbei auf der Signifikanz der geschätzten Koeffizienten, welche am p-Wert abgelesen werden kann. Bei den Schätzungen für die getrennten Gruppen von Variablen gehen wir von einem Signifikanzniveau von 5 Prozent aus, um möglichst viele potentielle Variablen weiter testen zu können. Liegt der p-Wert bei höchstens 0.05 muss im ersten Schritt von Signifikanz



ausgegangen werden. Das Akaike Informationskriterium ist abgebildet, um den Erklärungsgehalt der Variablen im Modell darzustellen. Das Testen von Gruppen von Variablen führt zu den im Folgenden zusammenfassend dargestellten Ergebnissen und Konsistenzbetrachtungen. Die Schätzungen wurden für die folgenden drei Modellspezifikationen durchgeführt:

- 1) Die „Best-of“ Modelle (der maximale Wert aus dem DEA Modell 3 und dem SFA Modell 2) für die Aufwandparameter.
- 2) Die „Best-of“ Modelle (der maximale Wert aus dem DEA Modell 3 und dem SFA Modell 2) für die Aufwandparameter mit standardisierten Kapitalkosten.
- 3) Das „Best-of-four“ Modell (der maximale Wert aus beiden Kostendefinitionen).

Wir beziehen uns bei der Darstellung auf die Resultate des „Best-of-Four Modells“. Die Ergebnisse der anderen zwei Modelle sind hierzu konsistent.

- Die Betrachtung von Kabel- und Freileitungen getrennt nach Netzebenen weist keinen signifikanten Einfluss auf. Der p-Wert übersteigt den kritischen Wert von 0.05. Für die restlichen Variablen ist der geschätzte Koeffizient so gering, dass er vernachlässigt werden kann (Tabelle E.1).
- Die Anzahl der Anschlusspunkte (getrennt nach Netzebenen und Umspannebenen) weist bei dem überwiegenden Anteil von Variablen keinen signifikanten Einfluss auf. Der p-Wert übersteigt den kritischen Wert von 0.05. Bei zwei Variablen (X12 und X14) wird ein p-Wert kleiner als 0.05 ermittelt. Die geschätzten Koeffizienten sind 0.033 (X12) und -0.0035



(X14) (Tabelle E.2). Sie werden folglich im globalen Modell nochmals genauer bezüglich ihrer Signifikanz untersucht (Tabelle E.21).

- Die Anzahl der Zählpunkte getrennt nach Netz- und Umspannebenen weisen keinen signifikanten Einfluss auf. Der p-Wert übersteigt den kritischen Wert von 0.05 (Tabelle E.3).
- Die Anzahl der Transformatoren, Anzahl der Umspannstationen und installierte Leistung getrennt nach Netz- und Umspannebenen weisen bis auf X54 und X46 keinen signifikanten Einfluss auf. Die p-Werte übersteigen den kritischen Wert von 0.05 (Tabelle E.4). Der geschätzte Koeffizient für X46 (Transformatoren MS/NS) ist so gering, dass er zu vernachlässigen ist. Für die Variable X54 (Umspannstationen NS/NS) wird ein Koeffizient von 0.0095, zusammen mit einem p-Wert von 0.027, geschätzt. Diese Variable wird im zweiten Schritt auf ihren Einfluss im globalen Modell erneut getestet (Tabelle E.21).
- Die Betrachtung der Anzahl der Leitungsmasten getrennt nach Netzebenen weist keinen signifikanten Einfluss auf. Die p-Werte von Leitungsmasten für Hoch- und Niederspannung übersteigt 0.05. Der Koeffizient der Leitungsmasten für die Mittelspannung zeigt, dass auch dieser Einfluss vernachlässigt werden kann (Tabelle E.5).
- Die verschiedenen Definitionen der Mengenausspeisungen und Rückspeisungen getrennt nach Netz- und Umspannebenen zeigen keinen signifikanten Einfluss. Die p-Werte übersteigen den kritischen Wert von 0.05 (Tabelle E.6) oder sind so gering, dass sie zu vernachlässigen sind (X88).



- Zeitgleiche Jahreshöchstlast getrennt nach Netz- und Umspannebenen weisen keinen signifikanten Einfluss auf. Die p-Werte übersteigen den kritischen Wert von 0.05 oder die geschätzten Koeffizienten sind so gering, dass sie vernachlässigt werden können (X94) (Tabelle E.7).
- Installierte dezentrale Erzeugungsanlagen (Solarenergie, Windenergie, KWK Anlagen, und sonstige installierte Erzeugungsanlagen) getrennt nach Netz- und Umspannebenen weisen keinen signifikanten Einfluss auf. Die p-Werte übersteigen den kritischen Wert von 0.05 oder die geschätzten Koeffizienten sind so gering, dass sie vernachlässigt werden können (X101, X118, X119) (Tabelle E.8).
- Die Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen zeigt, dass X124 (injection.points.hs\_ms) einen signifikanten Einfluss aufweist. Der Koeffizient ist von seinem geschätzten Wert her nicht zu vernachlässigen (0.022). Daher wird auch diese Variable im zweiten Schritt, dem globalen Modell, getestet. Die übrigen Variablen zeigen keinen signifikanten Einfluss (Tabelle E.9).
- Die Definitionen von Bevölkerungswachstum haben keinen signifikanten Einfluss. Die Ab- und Zuwanderung in den einzelnen Versorgungsgebieten der Netzbetreiber ist folglich in dem hergeleiteten Effizienzvergleichsmodell ausreichend berücksichtigt (Tabelle E.10).
- Die Analyse der verschiedenen Bodentypen zeigt, dass diese sowohl für den ersten als auch den zweiten Meter keinen signifikanten Einfluss aufweisen (Tabelle E.11).



- Die Summenwerte verschiedener Variablen haben keinen signifikanten Einfluss (Tabelle E. 12).
- Höhendifferenz, minimale/maximale Höhe und Hangneigung im Versorgungsgebiet haben keinen signifikanten Einfluss bzw. die geschätzten Koeffizienten sind so gering, dass sie zu vernachlässigen sind (X181–X183) (Tabelle E.13, E.14, E.15).
- Straßenlänge und Autobahnlänge im Versorgungsgebiet haben keinen signifikanten Einfluss bzw. die geschätzten Koeffizienten sind so gering, dass sie zu vernachlässigen sind (X185–X186) (Tabelle E.16, E.17).
- Die Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen (X234) zeigt einen signifikanten Einfluss. Der Koeffizient ist von seinem geschätzten Wert her nicht zu vernachlässigen (Tabelle E. 18). Somit wird diese Variable im zweiten Schritt, dem globalen Modell, getestet (Tabelle E.21).
- Die Variablen der Netzkomplexität zeigen keinen signifikanten Einfluss. Die p-Werte übersteigen den kritischen Wert von 0.05 oder die geschätzten Koeffizienten sind so gering, dass sie vernachlässigt werden können (Tabelle E.19).
- Die Kennzahl Zählpunkte pro Anschlusspunkte zeigt einen signifikanten Einfluss. Der p-Wert ist kleiner als 0.05 (Tabelle E.20)

5.42 Die Ergebnisse des globalen Modells (Schätzungen II) sind im Anhang E (Tabelle E.21) dargestellt. Global bedeutet hierbei, dass zu dem hergeleiteten Effizienzvergleichsmodell die Variablen hinzugefügt werden, die im ersten Schritt einen



signifikanten Einfluss verbunden mit einem geschätzten Koeffizienten signifikant unterschiedlich von Null aufweisen. Hiermit wird geprüft, ob diese Variablen im unterstellten Modell zusätzlich zu den bereits berücksichtigten Variablen einen signifikanten Einfluss haben. Um die Konsistenz vollständig abbilden zu können, werden auch die Dummyvariablen des Kruskal–Wallis–Tests einbezogen, welche die Effizienzwerte signifikant in zwei verschiedene Gruppen eingeteilt haben (X151, Betreiber von Fernwärme; X152, Betreiber von Gasspeichern; X153, Betreiber von Telekommunikationsnetzen).

- 5.43 Es wurde zunächst das folgende Modell für die „Best-of-Four“ Effizienzwerte geschätzt:

**Tabelle 5-15: Exogene Regressoren im globalen Modell**

<b>Exogene Regressoren in der Tobit-Schätzung</b>
yConnections.hs.ms.ns
yCables.circuit.ms
yLines.circuit.ms
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor
ySubstations.tot
yDR.tot
yArea.supplied.ns
yCablesCircuit.HS.share.cor
yLinesCircuit.HS.share.cor
y.net.length.ns
zDistrict.heating.nets (X151)
zGas.storage (X152)
zTelecom.nets (X153)
yConnections.other.dso.lower.hs (X12)
yConnections.other.dso.same.hs (X14)
ySubstations.ns_ns (X54)
yInjection.points.hs_ms (X124)
zNo.levels (X234)
density (Zählpunkte pro Anschlusspunkte)

- 5.44 Aus den Schätzergebnissen in Anhang E (Tabelle E.21) ist zu erkennen, dass die Variablen X152, X234, X12 und X124 keinen signifikanten Einfluss zum 5 Prozent Niveau aufzeigen und können somit im Modell keine weitere Varianz der Effizienzwerte erklären. Die Anzahl der Anschlusspunkte von nachgelagerten fremden Weiterverteilern mit gleicher Hochspannung (X14) und Anzahl der Umspannstationen NS/NS (X54) sind signifikant zum 5 Prozent Niveau, doch die geschätzten Koeffizienten sehr gering, so dass auch diese Variablen keine weitere Varianz der Effizienzwerte erklären können und nicht weiter berücksichtigt werden. Die restlichen

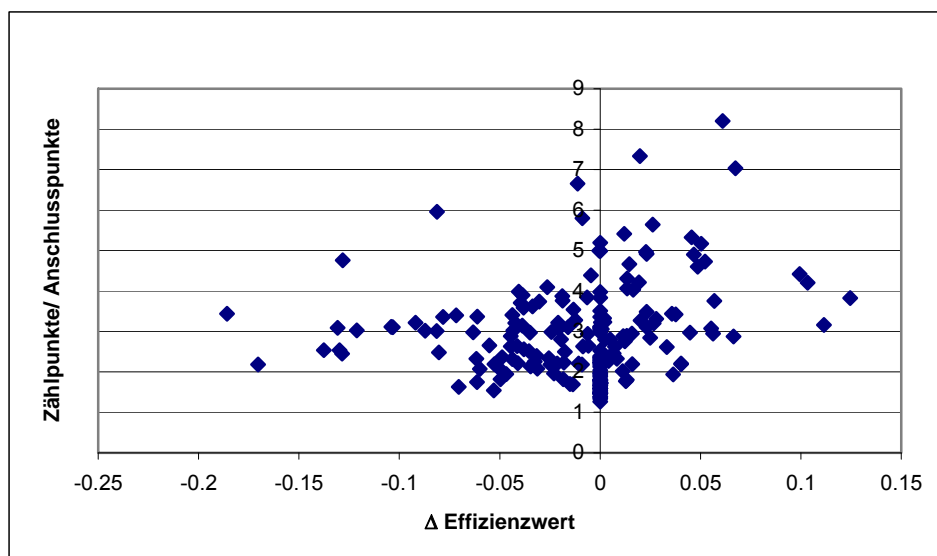


Variablen (X151, X153, den) sind signifikant zum 5 Prozent Niveau jedoch nicht zum 1 Prozent Niveau so dass auch hier von einem nicht signifikanten Einfluss ausgegangen wird. Die Annahme von einem strengeren Signifikanzniveau ist begründet durch zwei Aspekte: Das hergeleitete Effizienzvergleichsmodell erfüllt alle in Abschnitt 2 und 3 aufgezählten multidimensionalen Bedingungen, so dass es als bestmöglich angesehen werden kann. Zusätzliche Variablen müssten einen sehr hohen Erklärungsgehalt aufweisen, um ins Modell aufgenommen zu werden. Hinzu kommt, dass allgemein der Erklärungsgehalt von Dummyvariablen, die zusätzlich ins Modell aufgenommen werden, nicht so stark ist wie z.B. von metrisch gemessenen Variablen. Das erklärt, warum auch bei schwach signifikanten Variablen (nicht signifikant zum 1 Prozent Niveau jedoch signifikant zum 5 Prozent Niveau) nicht von einem signifikanten Einfluss der Variablen ausgegangen werden kann. Die zusätzlich ins Effizienzvergleichsmodell aufgenommenen Variablen besitzen somit keinen ausreichend hohen Erklärungsgehalt.

- 5.45 Aufgrund der intensiven Diskussion bezüglich eines etwaigen Einflusses der Kennzahl Zählpunkte pro Anschlusspunkte auf die Effizienz wurden weitere Analysen durchgeführt, um den Sachverhalt näher zu beleuchten. Hierzu wurde die Anzahl der Zählpunkte dem Basismodell hinzugefügt und die Auswirkungen auf die Effizienzwerte betrachtet. Diese Ergebnisse sind in nachstehender Abbildung 5.13 dargestellt, wobei auf der x-Achse die Veränderung der Effizienzwerte im Vergleich zum Basismodell abgetragen ist und auf der y-Achse die Kennzahl Zählpunkte pro Anschlusspunkte. Die Abbildung zeigt, dass durch das Hinzufügen der Zählpunkte keine systematische Verbesserung derjenigen Unternehmen eintritt, die einen besonders hohen Wert bei der Kennzahl Zählpunkte

pro Anschlusspunkte aufweisen. Dies wird untermauert durch den sinkenden Durchschnitt der Effizienz um ca. einen Prozentpunkt.

**Abbildung 5-13: Veränderung der Effizienzwerte bei Betrachtung der Kennzahl Zählpunkte zu Anschlusspunkten**



- 5.46 Um den Einfluss der Kennzahl Zählpunkte zu Anschlusspunkten weiter zu untersuchen wurde der Datensatz im Folgenden in zwei Bereiche unterteilt. Der erste Bereich enthält die Beobachtungen mit geringer und mittlerer Dichte (d.h. einem Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten vom minimalen Wert 1.27 bis höchstens 3.7). Der zweite Bereich enthält die Beobachtungen mit hoher Dichte (d.h. einem Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von mindestens 3.7 bis zum maximalen Wert von 8.3). Das Intervall 3.7–8.3 gibt die 20 Prozent der Beobachtungen wieder, die die höchste Dichte aufweisen. Unternehmen die in diesen oberen Bereich fallen, besitzen also ein Verhältnis von Zählpunkten zu Anschlusspunkten von mindestens 3.7. Es soll



hiermit getestet werden, ob sich tatsächlich ein monoton negativer Einfluss der Dichte, über beide Bereiche, ermitteln lässt.

- 5.47 Um zusätzlich etwaige Multikollinearitätsprobleme aufzudecken, und einen genauen separaten Einfluss der Dichte ermitteln zu können, wurden die Tobit-Regressionen für den gesamten Datensatz, für den „unteren und mittleren“ Teil des Datensatzes und für den „oberen“ Teil des Datensatzes ohne die anderen Parameter des ergebnisrelevanten Modells geschätzt, d.h. im Folgenden werden Tobit-Regressionen beschrieben, bei denen die Effizienzwerte nur durch die Kennzahl Zählpunkte zu Anschlusspunkte zu erklären versucht werden.
- 5.48 Für den gesamten Datensatz ergibt sich dasselbe Ergebnis wie für die vorangegangenen Schätzungen, d.h. ein signifikant negativer Einfluss. Für den unteren Bereich des geteilten Datensatzes (d.h. mit niedriger Dichte) kann der signifikant negative Einfluss in der getrennten Schätzung bestätigt werden. Für den oberen Bereich (d.h. mit hoher Dichte) ergibt sich jedoch ein Vorzeichenwechsel des geschätzten Koeffizienten. Es ergibt sich also ein positiver Einfluss der Variable auf die Effizienz für Unternehmen mit hoher Dichte. Der Koeffizient ist allerdings nur zum 7 Prozent-Niveau signifikant (p-Wert 0.069).
- 5.49 Daraus folgt, dass bei einer Betrachtung des gesamten Datensatzes der Bereich niederer Dichte (eher ländliche Gebiete) den Bereich hoher Dichte (eher städtische Gebiete) dominiert und daher der Einfluss der Kennzahl „City-Impact“ sich als negativ darstellt. Die Unterteilung der Unternehmen in



zwei Bereiche zeigt jedoch deutlich, dass ein monotoner Einfluss der Dichtevariablen nicht bestätigt werden kann.

- 5.50 Schlussfolgernd bleibt festzustellen, dass eher städtische Betreiber keine signifikant schlechteren Effizienzwerte als regionale Betreiber aufweisen. Der signifikant negative Einfluss der Dichte bei Betrachtung des gesamten Datensatzes ist daher nicht an eine erhöhte Komplexität in Gebieten mit hoher Dichte gekoppelt, sondern scheint andere Aspekte wie beispielsweise Eigentümerschaft aufzugreifen. Diese Aspekte sollen aber nicht dazu dienen, Ineffizienzen zu erklären.
- 5.51 Das hergeleitete Effizienzvergleichsmodell kann somit durch die „Second Stage“ Analyse als konsistent und robust identifiziert werden. Entscheidende Variablen wurden nicht vernachlässigt.



## 6. Fazit/Ergebnisse

- 6.01 Zur Durchführung eines Effizienzvergleichs der VNB Strom im Rahmen der Anreizregulierung bedarf es eines bestmöglichen Effizienzvergleichsmodells und einer geeigneten Spezifikation der Methoden. Beiden Anforderungen wurde zur Berechnung der individuellen Effizienzwerte vollständig entsprochen. Mit der gewählten Vorgehensweise bei der Modellspezifikation, die dem aktuellen Stand der Wissenschaft in jeder Hinsicht gerecht wird, beruht der Effizienzvergleich folglich auf einer soliden Basis.
- 6.02 Die ARegV enthält klare Anforderungen an den Effizienzvergleich. Diesen wird in jedem Aspekt der Herleitung sowie Umsetzung des Modells entsprochen, so dass von einem verordnungskonformen Effizienzvergleich ausgegangen werden kann. Die ARegV gibt zur Bestimmung der Effizienzwerte für Verteilernetzbetreiber Strom die DEA und SFA als Methoden vor. Beide Methoden entsprechen in ihrer Definition und Anwendung dem Stand der Wissenschaft. Mögliche Divergenzen bezüglich der ermittelten Effizienzwerte wurden zugunsten der Verteilernetzbetreiber interpretiert. Dieses wird an dem gewählten Ansatz der „Best-of-Four“ Modelle ersichtlich. Für jedes Unternehmen wird der höchste Effizienzwert aus den DEA und SFA Modellen sowie den unterstellten Kosten (Kosten und Kosten mit standardisierten Kapitalkosten) gewählt. Dies erklärt die hohe Durchschnittseffizienz der deutschen Verteilernetzbetreiber Strom im internationalen Vergleich. Der Durchschnitt der ermittelten individuellen Effizienzwerte des „Best-of-Four“-Modells beläuft sich auf 0.922.
- 6.03 Als wesentliche Kostentreiber wurden elf Variablen identifiziert, welche die netzwirtschaftliche Leistungserbringung und die



gebietsstrukturellen Eigenschaften der Verteilernetzbetreiber gut abdecken. Zu ihnen zählen: Anschlüsse gesamt, Kabelleitungslänge (MS), Freileitungslänge (MS), Zeitgleiche Jahreshöchstlast (HS/MS), Zeitgleiche Jahreshöchstlast (MS/NS), Anzahl der Umspannstationen, Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen, Versorgte Fläche, Kabelleitungslänge (HS), Freileitungslänge (HS) und Netzlänge (NS). Die Vergleichbarkeit und Konsistenz mit internationalen wissenschaftlichen Analysen und Erfahrungen ist gegeben.

- 6.04 Die Robustheit der Ergebnisse wurde durch Sensitivitätsanalysen validiert. Anhand einer „Second Stage“ Analyse wurden mögliche Variablen, die im gewählten Modell nicht berücksichtigt wurden, nochmals auf ihren Informationsgehalt hinsichtlich ihres potentiellen Einflusses auf die Effizienzwerte geprüft. Somit wurde sichergestellt, dass die ermittelten Effizienzwerte konsistent hinsichtlich anderer Vergleichsparameter sind.
- 6.05 Die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs ist somit sowohl aus wissenschaftlicher Perspektive als auch im Hinblick auf die Regulierungspraxis vollständig gegeben und wird durch plausible und robuste Ergebnisse bestätigt.



## 7. Referenzen

Agrell, P. J. und P. Bogetoft (2004a): NVE Note Network Cost Efficiency Model, Report Norwegian Energy Directive NVE, Sumicsid AB.

Agrell, P. J. und P. Bogetoft (2004b): Note on Methodology Ecom + Project, Note 2004-10-01, Sumicsid AB.

Agrell, P. J. und P. Bogetoft (2007): Benchmarking Models for German Electricity and Gas Distribution, Sumicsid AB. Gerner IV Final Report. <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/9598.pdf>

Agrell, P. J. und P. Bogetoft (2008): Effizienzvergleiche der Verteilernetzbetreiber für Strom und Gas, Weißbuch, 2008-04-07 Version 1.0, Sumicsid AB.

Banker, R.D. und H. Chang (2006): The Super-Efficiency Procedure for Outlier Identification, Not for Ranking Efficient Units. *European Journal of Operational Research*, 175, 1311-1321.

Bundesnetzagentur (2007): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG.

Bundesnetzagentur (2008): Veröffentlichungen Anlage 1 „Strom-Parameter und Definition für Anreizregulierung“ [http://www.bundesnetzagentur.de/enid/358c841f5c9d6cc7d00b0fb2516edf66,0/Festlegung\\_nach\\_\\_29\\_EnWG/Festlegungsverfahren\\_fuer\\_Datenerhebung-Effizienzwerte\\_4a2.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/358c841f5c9d6cc7d00b0fb2516edf66,0/Festlegung_nach__29_EnWG/Festlegungsverfahren_fuer_Datenerhebung-Effizienzwerte_4a2.html)



Consentec (2006): Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft; Abschlussbericht.

<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/9600.pdf>

Kruskal, W.H. und W.A. Wallis (1952): Use of Ranks in One-Criterion Variance Analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 47, 583–621.

Simar, L. und P.W. Wilson (1998): Sensitivity Analysis of Efficiency Scores. How to Bootstrap in Nonparametric Frontier Models. *Management Science*, 44, 49–61.

Simar, L. und P.W. Wilson (2000): A General Methodology for Bootstrapping in Nonparametric Frontier Models. *Journal of Applied Statistics* 27, 779–802.

Tobin, J. (1958): Estimation for Relationships with Limited Dependent Variables. *Econometrica*, 26, 24–36.



## Anhang A: Englische Bezeichnung und deutsche Übersetzung der Parameter Strom und deren kategorische Einordnung

<b>Area</b>	<b>Flächen</b>	
zArea.supplied.ns	Angabe der versorgten Fläche, nur NS	km <sup>2</sup>
zArea.hs	Geographische Fläche, HS, MS, NS	km <sup>2</sup>
zArea.ms		km <sup>2</sup>
zArea.geografic.ns		km <sup>2</sup>
<b>Output</b>	<b>Vergleichsgrößen (Output) zur Beschreibung der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung</b>	
yEnergy.recovered.to.upper.net.hs	Rückspeisungen in vorgelagerten Netz- oder	kWh
yEnergy.recovered.to.upper.net.hs_ms	Umspannebene, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kWh
yEnergy.recovered.to.upper.net.ms		kWh
yEnergy.recovered.to.upper.net.ms_ns		kWh
yEnergy.recovered.to.upper.net.ns		kWh
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs	Mengenentnahme aus der gleichen Netz- oder	kWh
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms	Umspannebene, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kWh
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms		kWh
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns		kWh
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns		kWh
yEnergy.others.hs	Mengenausspeisungen in die gleiche Netz- oder	kWh
yEnergy.others.hs_ms	Umspannebene, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kWh
yEnergy.others.ms		kWh
yEnergy.others.ms_ns		kWh
yEnergy.others.ns		kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ms	entnommene Jahresarbeit durch Letztverbraucher	kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	aus der Netz- oder Umspannebene,	kWh
yEnergy.delivered.to.customers.ns	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kWh
yEnergy.delivered.to.customers.hs		kWh
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms		kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.hs	entnommene Jahresarbeit	kWh



yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.hs_ms	aus der Netz- oder Umspannebene durch	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.ms_ns	nachgelagerte fremde Weiterverteiler,	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs	entnommene Jahresarbeit	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms	aus der Netz- oder Umspannebene durch eigene	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns	nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen	kWh
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms		kWh
yEnergy.delivered.tot	gesamte entnommene Jahresarbeit	kWh
yEnergy.net.losses.ns	Physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie)	kWh
yEnergy.net.losses.hs	nach § 10 Abs. 1 StromNEV,	kWh
yEnergy.net.losses.hs_ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kWh
yEnergy.net.losses.ms		kWh
yEnergy.net.losses.ms_ns		kWh
yPeakload.hs	Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen	kW
yPeakload.hs_ms	getrennt nach Netz- und Umspannebenen,	kW
yPeakload.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kW
yPeakload.ms_ns		kW
yPeakload.ns		kW
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen	kW
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	korrigiert um den Leerstand HS/MS, MS/NS	kW
yDeclnInstalled.Power.renewables.hs	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen aller	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.hs_ms	EEGANlagen getrennt nach Netz- und	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.ms	Umspannebenen, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.ms_ns		kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.ns		kVA
yDeclnInstalled.solar.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.hs	aus Solarenergie Gesamt und getrennt nach Netz	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ms	und Umspannebenen,	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ms_ns	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ns		kVA
yDeclnInstalled.wind.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.hs	aus Windenergie Gesamt und getrennt	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.hs_ms	nach Netz- und Umspannebenen,	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ms_ns		kVA
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ns		kVA
yDeclnInstalled.other.tot	Sonstige installierte Erzeugungsleistungen	kVA
yDeclnInstalled.Power.others.hs	Gesamt und getrennt nach	kVA



yDeclInstalled.Power.others.hs_ms	Netz- und Umspannebenen,	kVA
yDeclInstalled.Power.others.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kVA
yDeclInstalled.Power.others.ms_ns		kVA
yDeclInstalled.Power.others.ns		kVA
yDeclInstalled.KWK.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen aller	kVA
yDeclInstalled.Power.KWK.ns	KWK-Anlagen Gesamt und getrennt nach Netz- und	kVA
yDeclInstalled.Power.KWK.ms_ns	Umspannebenen, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	kVA
yDeclInstalled.Power.KWK.ms		kVA
yDeclInstalled.Power.KWK.hs_ms		kVA
yDeclInstalled.Power.KWK.hs		kVA
yDR.tot	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung Gesamt,	kVA
yDG.hs	HS, MS, NS	kVA
yDG.ms		kVA
yDG.ns		kVA
yInjection.points.hs	Anzahl Einspeisepunkte von dezentralen	
yInjection.points.hs_ms	Erzeugungsanlagen getrennt nach Netz- und	
yInjection.points.ms	Umspannebenen,	
yInjection.points.ms_ns	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	
yInjection.points.ns		
yInjection.points.ns.that.are.connection.points.ns.as.well	davon Einspeisepunkte NS von EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte NS sind	
yConnections.cus.hs	Anzahl Anschlusspunkte von Letztverbrauchern	
yConnections.cus.hs_ms	getrennt nach Netz- und Umspannebenen,	
yConnections.cus.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	
yConnections.cus.ms_ns		
yConnections.cus.ns		
yConnections.cus.tot.ex.ns		
yConnections.cus.tot		
yConnections.other.dso.lower.hs	Anzahl Anschlusspunkte von nachgelagerten	
yConnections.other.dso.lower.hs_ms	fremden Weiterverteilern getrennt nach Netz- und	
yConnections.other.dso.lower.ms	Umspannebenen, HS, HS/MS, MS, MS/NS	
yConnections.other.dso.lower.ms_ns		
yConnections.own.lower.hs	Anzahl Anschlusspunkte von nachgelagerten	
yConnections.own.lower.hs_ms	eigenen Netzen und Umspannebenen	
yConnections.own.lower.ms	getrennt nach Netz- und Umspannebenen,	
yConnections.own.lower.ms_ns	HS, HS/MS, MS, MS/NS	
yConnections.other.dso.same.hs	Anzahl Anschlusspunkte von gleichen fremden Netz-	
yConnections.other.dso.same.hs_ms	und Umspannebenen getrennt nach Netz- und	



yConnections.other.dso.same.ms	Umspannebenen, HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	
yConnections.other.dso.same.ms_ns		
yConnections.other.dso.same.ns		
yconnections.hs	Anzahl Anschlusspunkte getrennt nach Netz- und	
yconnections.ms	Umspannebenen, HS, MS, NS	
yconnections.ns		
yConnections.hs.ms.ns	Summe der Anschlusspunkte über alle Netzebenen	
yConnections.tot	Summe der Anschlusspunkte über alle Netz- und Umspannebenen	
yMeters.hs	Anzahl Zählpunkte getrennt nach Netz- und	
yMeters.hs_ms	Umspannebenen,	
yMeters.ms	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	
yMeters.ms_ns		
yMeters.ns		
yMeters.tot		
ZP Leerstand MS	prozentualer Anteil der	%
ZP Leerstand NS	Zählpunkte mit Leerstand, MS, NS	%
ySubstations.hs_ms	Anzahl Umspannstationen getrennt nach Netz- und	
ySubstations.ms_ns	Umspannebenen,	
ySubstations.hs_hs	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	
ySubstations.ms_ms		
ySubstations.ns_ns		
ySubstations.tot		
Nutzungsanteil	Umspannstationen im Bruchteileigentum mit dem prozentualen	%



## Effizienzvergleich VNB Strom 100(157)

	Nutzungsanteil, HS/MS, MS/NS	
yTransformers.hs_ms	Anzahl Transformatoren getrennt nach Netz- und	%
yTransformers.ms_ns	Umspannebenen,	%
yTransformers.hs_hs	HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	%
yTransformers.ms_ms		%
yTransformers.ns_ns		%
Nutzungsanteil	Anzahl Transformatoren im Bruchteileigentum mit dem prozentualen Nutzungsanteil, HS/MS, MS/NS	%
yPower.inst.hs_ms	Installierte Leistung der Umspannebenen je	kVA
yPower.inst.ms_ns	Umspannebene, HS/MS, MS/NS	kVA
yPower.tot		kVA
Nutzungsanteil	installierte Leistung der Umspannebenen je Umspannebene im Bruchteileigentum mit dem prozentualen Nutzungsanteil, HS/MS, MS/NS	%
yInstalled.Power.hs_hs	Installierte Leistung innerhalb der Netzebenen je	kVA
yInstalled.Power.ms_ms	Netzebene, HS, MS, NS	kVA
yInstalled.Power.ns_ns		kVA
share.ext.cable.hs	Stromkreislänge der Kabel im Bruchteileigentum getrennt nach Netzebenen mit dem prozentualen Nutzungsanteil/ Längenangabe, nur HS	km/%
yCables.circuit.hs.share.cor	Stromkreislänge der Kabel korrigiert um Bruchteileigentum HS	km
yCables.circuit.hs	Stromkreislänge Kabel getrennt nach Netzebenen,	km
yCables.circuit.ms	HS, MS, NS	km
yCables.circuit.ns		km
yCables.circuit.house.ns	Stromkreislänge der Kabel-Hausanschlüsse, nur NS	km
yCircuit.tot	Stromkreislänge Kabel Gesamt	km
yLinesCircuit.HS.share.cor	Stromkreislänge der Freileitung korrigiert um Bruchteileigentum HS	km
yLines.circuit.hs	Stromkreislänge der Freileitungen getrennt nach	km
yLines.circuit.ms	Netzebenen, HS, MS, NS	km
yLines.circuit.ns		km
yLines.tot	Stromkreislänge Freileitung Gesamt	km
yLines.hsms	Stromkreislänge Freileitung HS und MS	km
yLines.circuit.house.ns	Davon Stromkreislänge der Freileitungs- Hausanschlüsse, nur NS	km



yNet.length.ns	gesamte Netzlänge NS	km
yNet.length.hs	gesamte Netzlänge HS	km
yNet.length.ms	gesamte Netzlänge MS	km
yNet.length.tot	gesamte Netzlänge NS HS MS	km
yTowers.hs	Anzahl Leitungsmasten getrennt nach Netzebenen HS, MS, NS	
yTowers.ms		
yTowers.ns		
yTowers.tot		
<b>Structural Parameters</b>		<b>Strukturparameter zur Beschreibung der gebietsstrukturellen Eigenschaften</b>
zWater.nets	Betreiber von Wassernetzen,	ja/nein
zWaste.water.nets	Betreiber von Abwassernetzen,	ja/nein
zDistrict.heating.nets	Betreiber von Fernwärmenetzen	ja/nein
zGas.storage	Betreiber von Gasspeichern	ja/nein
zTelecom.nets	Betreiber von TK-Netzen	ja/nein
zGas.nets	Betreiber von Gasnetzen	ja/nein
zEast_West.hs	Belegenheit des Netzes getrennt nach Netzebenen HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS	Ost/West
zEast_West.hs_ms		Ost/West
zEast_West.ms		Ost/West
zEast_West.ms_ns		Ost/West
zEast_West.ns		Ost/West
zNet.structure.ring.ms	Netzkomplexität (Strahlen-, Ring-, Maschennetz), MS, NS	km
zNet.structure.meshed.ms		km
zNet.structure.radial.ms		km
zNet.structure.ring.ns		km
zNet.structure.meshed.ns		km
zNet.structure.radial.ns		km
zPopulation.1995	Bevölkerung 1995 und 2006	
zPopulation.2006		
zSoill.type.1.first.meter	Bodenklassen 1-7, erster Meter	
zSoill.type.2.first.meter		
zSoill.type.3.first.meter		
zSoill.type.4.first.meter		
zSoill.type.5.first.meter		
zSoill.type.6.first.meter		
zSoill.type.7.first.meter		
zSoill.type.1.second.meter	Bodenklassen 1-7, zweiter Meter	



zSoill.type.2.second.meter		
zSoill.type.3.second.meter		
zSoill.type.4.second.meter		
zSoill.type.5.second.meter		
zSoill.type.6.second.meter		
zSoill.type.7.second.meter		
zheight_min	Minimale Höhe im Versorgungsgebiet über NN	m
zheight_max	Maximale Höhe im Versorgungsgebiet über NN	m
zheight_diff	Höhendifferenz im Versorgungsgebiet	m
zslope	Durchschnittliche Hangneigung im Versorgungsgebiet	%
z.streetlength	Gesamte Straßenlänge im Versorgungsgebiet	m
z.highways	Autobahnlänge im Versorgungsgebiet	m
z.no.levels	Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen	
z.popchange1	Veränderung 2006 zu 1995	%
z.popchange2	Δ 06_95/95	%
z.popchange3	Δ 06_95/06	%
z.popchange4	Durchschnittliche Änderung im Zeitraum 95 - 06	%
z.popchange5	Wachstumsrate	%
<b>Allgemein</b>		
	HS Netzebene Hochspannung	
	MS Netzebene Mittelspannung	
	NS Netzebene Niederspannung	
	HS/MS Umspannebene Hochpannung/Mittelspannung	
	MS/NS Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung	
Die Strukturdaten beziehen sich auf den letzten Tag des in 2006 abgeschlossenen Geschäftsjahres		



## Anhang B: Schätzergebnisse der Kostentreiberanalyse

Variablenbezeichnung	Geschätzter Koeffizient	Standardfehler	T-Wert	p-Wert
	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	4735784.22	1914617.61	2.47	0.01
yCables.circuit.hs	121009.94	26380.54	4.59	0.00
yCables.circuit.ms	937.08	8761.47	0.11	0.91
yCables.circuit.ns	-6044.53	8240.25	-0.73	0.46
yCables.circuit.house.ns	-23755.05	2918.49	-8.14	0.00
yCables.circuit.hs.1	15922.44	8380.85	1.90	0.06
Adjusted R-square	0.94			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	7019.59	
	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	22501297.44	3063925.12	7.34	0.00
yLines.circuit.hs	-653341.82	594353.23	-1.10	0.27
yLines.circuit.ms	-672215.65	594977.34	-1.13	0.26
yLines.circuit.ns	-688683.55	596107.54	-1.16	0.25
yLines.circuit.house.ns	-29220.55	12686.98	-2.30	0.02
yLines.tot	694714.86	595427.18	1.17	0.24
Adjusted R-square	0.82			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	7236.80	
Estimate	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	554628.96	1887981.07	0.29	0.77
yMeters.hs	-22209.27	24817.74	-0.89	0.37
yMeters.hs_ms	70940.60	29789.56	2.38	0.02
yMeters.ms	8919.95	3534.10	2.52	0.01
yMeters.ms_ns	-9262.10	3180.56	-2.91	0.00
yMeters.ns	198.78	9.02	22.04	0.00
Adjusted R-square	0.95			



<b>EDF</b>	6.00	AIC	6983.09	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	47605.77	1414800.39	0.03	0.97
<b>yPower.inst.hs_ms</b>	-36.05	5.72	-6.31	0.00
<b>yPower.inst.ms_ns</b>	21.31	4.68	4.55	0.00
<b>yPower.tot</b>	36.25	4.78	7.58	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.97			
<b>Number of estimated coefficients</b>	4.00	AIC	6868.40	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	10535696.35	1657747.51	6.36	0.00
<b>yTransformers.hs_ms</b>	1026160.72	77115.69	13.31	0.00
<b>yTransformers.ms_ns</b>	2295.83	1199.20	1.91	0.06
<b>yTransformers.hs_hs</b>	-11730376.62	1138107.60	-10.31	0.00
<b>yTransformers.ms_ms</b>	145449.85	53161.67	2.74	0.01
<b>yTransformers.ns_ns</b>	-113125.52	150774.51	-0.75	0.45
<b>Adjusted R-square</b>	0.95			
<b>Number of estimated coefficients</b>	6.00	AIC	6961.45	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	5513020.19	1284887.31	4.29	0.00
<b>yConnections.cus.hs</b>	980649.68	101647.21	9.65	0.00
<b>yConnections.cus.hs_ms</b>	-212810.21	120561.70	-1.77	0.08
<b>yConnections.cus.ms</b>	6292.80	1500.95	4.19	0.00
<b>yConnections.cus.ms_ns</b>	6807.65	1938.28	3.51	0.00
<b>yConnections.cus.ns</b>	356.86	10.97	32.54	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.97			
<b>Number of estimated coefficients</b>	6.00	AIC	6846.48	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	1799643.39	1388948.95	1.30	0.20
<b>yPeakload.hs</b>	4.96	1.76	2.82	0.01
<b>yPeakload.hs_ms</b>	9.67	197.29	0.05	0.96
<b>yPeakload.ms</b>	117.08	16.06	7.29	0.00
<b>yPeakload.ms_ns</b>	-662.46	94.89	-6.98	0.00



yPeakload.ns	-51.51	47.66	-1.08	0.28
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	49.35	200.26	0.25	0.81
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	644.77	79.39	8.12	0.00
Adjusted R-square	0.97			
Number of estimated coefficients	8.00	AIC	6850.18	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	15643758.10	2756552.73	5.68	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.hs	2214.14	530.94	4.17	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.hs	1889245.43	644454.55	2.93	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.wind.hs	-2285.01	534.79	-4.27	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.hs_ms	-230.81	928.33	-0.25	0.80
yDecInstalled.Power.renewables.solar.hs_ms	-6949.19	2634.47	-2.64	0.01
yDecInstalled.Power.renewables.wind.hs_ms	715.65	1089.98	0.66	0.51
yDecInstalled.Power.renewables.ms	945.18	297.51	3.18	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.ms	2533.08	1536.03	1.65	0.10
yDecInstalled.Power.renewables.wind.ms	-861.38	308.35	-2.79	0.01
yDecInstalled.Power.renewables.ms_ns	-2796.23	2898.05	-0.96	0.34
yDecInstalled.Power.renewables.solar.ms_ns	-4112.28	11729.85	-0.35	0.73
yDecInstalled.Power.renewables.wind.ms_ns	-5229.27	4325.29	-1.21	0.23
yDecInstalled.Power.renewables.ns	-707.83	1460.25	-0.48	0.63
yDecInstalled.Power.renewables.solar.ns	1562.20	1786.83	0.87	0.38
yDecInstalled.Power.renewables.wind.ns	1210.33	1819.05	0.67	0.51
Adjusted R-square	0.87			
Number of estimated coefficients	16.00	AIC	7178.21	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>



(Intercept)	-2863461.22	4104270.37	-0.70	0.49
yDecInstalled.Power.KWK.hs	127.14	20.38	6.24	0.00
yDecInstalled.Power.KWK.hs_ms	1179.37	235.19	5.01	0.00
yDecInstalled.Power.KWK.ms	411.04	133.73	3.07	0.00
yDecInstalled.Power.KWK.ms_ns	13429.63	4961.82	2.71	0.01
yDecInstalled.Power.KWK.ns	25916.16	1921.54	13.49	0.00
Adjusted R-square	0.75			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	7269.50	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	20769628.68	4681523.74	4.44	0.00
yDecInstalled.Power.others.hs	213.47	28.17	7.58	0.00
yDecInstalled.Power.others.hs_ms	638.52	311.97	2.05	0.04
yDecInstalled.Power.others.ms	1715.73	218.27	7.86	0.00
yDecInstalled.Power.others.ms_ns	-1487.96	2698.23	-0.55	0.58
yDecInstalled.Power.others.ns	3202.21	1330.08	2.41	0.02
Adjusted R-square	0.59			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	7402.25	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	628735.34	1569196.98	0.40	0.69
yEnergy.delivered.to.customers.hs	0.00	0.00	0.22	0.83
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	0.00	0.00	0.42	0.67
yEnergy.delivered.to.customers.ms	0.02	0.00	5.34	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	0.01	0.02	0.63	0.53
yEnergy.delivered.to.customers.ns	0.03	0.00	11.06	0.00
Adjusted R-square	0.96			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	6916.83	



<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	6056856.63	1596740.78	3.79	0.00
<b>yEnergy.net.losses.hs</b>	0.17	0.07	2.34	0.02
<b>yEnergy.net.losses.hs_ms</b>	0.35	0.17	2.00	0.05
<b>yEnergy.net.losses.ms</b>	0.72	0.09	7.99	0.00
<b>yEnergy.net.losses.ms_ns</b>	0.80	0.18	4.35	0.00
<b>yEnergy.net.losses.ns</b>	0.46	0.08	6.10	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.96			
<b>Number of estimated coefficients</b>	6.00	AIC	6933.69	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	11529727.82	1932774.85	5.97	0.00
<b>ySubstations.hs_ms</b>	1574931.05	156540.28	10.06	0.00
<b>ySubstations.ms_ns</b>	43729.36	18895.62	2.31	0.02
<b>ySubstations.hs_hs</b>	-16277949.37	2124945.21	-7.66	0.00
<b>ySubstations.ms_ms</b>	374391.61	127031.48	2.95	0.00
<b>ySubstations.ns_ns</b>	110988.27	206943.57	0.54	0.59
<b>ySubstations.tot</b>	-38903.95	18411.85	-2.11	0.04
<b>Adjusted R-square</b>	0.93			
<b>Number of estimated coefficients</b>	7.00	AIC	7026.76	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	22053928.59	3217333.73	6.85	0.00
<b>yTowers.hs</b>	10844.38	3465.74	3.13	0.00
<b>yTowers.ms</b>	2588.08	233.20	11.10	0.00
<b>yTowers.ns</b>	285.36	88.96	3.21	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.80			
<b>Number of estimated coefficients</b>	4.00	AIC	7256.98	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	15597129.84	2980129.00	5.23	0.00
<b>yInjection.points.hs</b>	4863626.90	532536.10	9.13	0.00
<b>yInjection.points.hs_ms</b>	-3242419.10	508690.15	-6.37	0.00
<b>yInjection.points.ms</b>	185948.43	25452.90	7.31	0.00
<b>yInjection.points.ms_ns</b>	622053.50	165881.38	3.75	0.00



yInjection.points.ns	1903.87	2510.60	0.76	0.45
yInjection.points.ns.that.are.connection.points.ns.as.well	7855.75	2667.67	2.94	0.00
Adjusted R-square	0.84			
Number of estimated coefficients	7.00	AIC	7215.31	
<b>Submodel for groups of Z-var</b>				
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	10258495.42	55508702.43	0.18	0.85
zSoill.type.2.first.meter	189353271.64	116602027.05	1.62	0.11
zSoill.type.3.first.meter	64993234.33	74314820.18	0.87	0.38
zSoill.type.4.first.meter	105709157.98	65447168.64	1.62	0.11
zSoill.type.5.first.meter	121096563.15	81824840.71	1.48	0.14
zSoill.type.6.first.meter	74120183.96	90088656.48	0.82	0.41
zSoill.type.7.first.meter	185178885.37	96109173.18	1.93	0.06
zSoill.type.1.second.meter	956893419.38	318603765.16	3.00	0.00
zSoill.type.2.second.meter	-212589507.21	301773611.63	-0.70	0.48
zSoill.type.3.second.meter	-37168027.22	73376335.66	-0.51	0.61
zSoill.type.4.second.meter	-75152874.60	36213257.10	-2.08	0.04
zSoill.type.5.second.meter	-99616247.72	62983008.20	-1.58	0.12
zSoill.type.6.second.meter	-54518941.45	68775927.68	-0.79	0.43
zSoill.type.7.second.meter	-121364121.24	69573189.45	-1.74	0.08
Adjusted R-square	0.04			
Number of estimated coefficients	14.00	AIC	7586.62	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	49307865.49	29175203.81	1.69	0.09
zEast_West.hs	27244430.00	8480872.04	3.21	0.00
zEast_West.hs_ms	14970252.05	9037306.58	1.66	0.10
zEast_West.ms	-23288304.40	48726815.37	-0.48	0.63
zEast_West.ms_ns	1367995.06	46910244.51	0.03	0.98
Adjusted R-square	0.10			
Number of estimated coefficients	5.00	AIC	7564.29	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>



(Intercept)	2178487.33	1218531.62	1.79	0.08
zPopulation.1995	1805.68	1315.39	1.37	0.17
zPopulation.2006	2455.01	700.31	3.51	0.00
Adjusted R-square	0.98			
Number of estimated coefficients	13.00	AIC	6820.37	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	2966252.00	1643807.83	1.80	0.07
zArea.hs	4567.99	649.43	7.03	0.00
zArea.ms	-7323.34	11862.53	-0.62	0.54
zArea.geografic.ns	-61537.24	51863.60	-1.19	0.24
zArea.supplied.ns	-773.29	21156.41	-0.04	0.97
Adjusted R-square	0.96			
Number of estimated coefficients	12.00	AIC	6934.44	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	4258392.88	1439480.08	2.96	0.00
zNet.structure.ring.ms	11505.15	1408.53	8.17	0.00
zNet.structure.meshed.ms	2998.49	1493.59	2.01	0.05
zNet.structure.radial.ms	-8264.76	1853.66	-4.46	0.00
zNet.structure.ring.ns	5459.92	995.24	5.49	0.00
zNet.structure.meshed.ns	11636.75	847.26	13.73	0.00
zNet.structure.radial.ns	8542.97	1083.63	7.88	0.00
Adjusted R-square	0.96			
Number of estimated coefficients	7.00	AIC	6899.32	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	74501081.86	47544045.85	1.57	0.12
zGas.storage	-23336118.47	23184000.55	-1.01	0.32
zGas.nets	14030526.24	15108028.49	0.93	0.35
Adjusted R-square	0.00			
Number of estimated coefficients	3.00	AIC	7585.26	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	9127531.04	20513002.58	0.44	0.66



<b>zWater.nets</b>	28151444.08	13941047.78	2.02	0.04
<b>Adjusted R-square</b>	0.01			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7580.96	
Summary OLS for model dxTotex ~ zWaste.water.nets				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	34428228.50	46970616.21	0.73	0.46
<b>zWaste.water.nets</b>	7206521.15	24294865.85	0.30	0.77
<b>Adjusted R-square</b>	0.00			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7584.95	
Summary OLS for model dxTotex ~ zDistrict.heating.nets				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	-3113109.46	21787856.29	-0.14	0.89
<b>zDistrict.heating.nets</b>	33564714.13	13545171.49	2.48	0.01
<b>Adjusted R-square</b>	0.02			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7578.93	
Summary OLS for model dxTotex ~ zTelecom.nets				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	33467498.00	35597231.03	0.94	0.35
<b>zTelecom.nets</b>	7992841.62	18935820.92	0.42	0.67
<b>Adjusted R-square</b>	0.00			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7584.86	
Summary OLS for model dxTotex ~ zSlope				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	46492296.46	8485138.99	5.48	0.00
<b>zSlope</b>	421564.72	1006917.68	0.42	0.68
<b>Adjusted R-square</b>	0.00			
<b>Number of estimated</b>	2.00	AIC	7512.99	



coefficients				
Summary OLS for model dxTotex ~ zStreetlength				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	15412552.49	4144844.31	3.72	0.00
<b>zStreetlength</b>	3.65	0.17	21.13	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.68			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7346.19	
Summary OLS for model dxTotex ~ zHighways				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	8009384.60	3317058.21	2.41	0.02
<b>zHighways</b>	1734.84	59.46	29.17	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.81			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7246.52	
Summary OLS for model dxTotex ~ zHeight_min+zHeight_max+zHeight_diff				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	33653564.63	9260407.45	3.63	0.00
<b>zHeight_min</b>	3060407.39	1104736.27	2.77	0.01
<b>zHeight_max</b>	-3195146.61	1096530.20	-2.91	0.00
<b>zHeight_diff</b>	3305736.57	1084697.14	3.05	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.31			
<b>Number of estimated coefficients</b>	4.00	AIC	7438.47	
<b>Stepwise for selected groups of Y-var</b>				
<b>x</b>				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	5513020.19	1284887.31	4.29	0.00
<b>yConnections.cus.hs</b>	980649.68	101647.21	9.65	0.00
<b>yConnections.cus.hs_ms</b>	-212810.21	120561.70	-1.77	0.08



yConnections.cus.ms	6292.80	1500.95	4.19	0.00
yConnections.cus.ms_ns	6807.65	1938.28	3.51	0.00
yConnections.cus.ns	356.86	10.97	32.54	0.00
Adjusted R-square	0.97			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	6846.48	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	1914724.99	1382018.23	1.39	0.17
yPeakload.hs	5.40	1.71	3.17	0.00
yPeakload.ms	117.01	15.43	7.58	0.00
yPeakload.ms_ns	-716.74	79.86	-8.97	0.00
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	60.85	8.95	6.80	0.00
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	644.65	79.06	8.15	0.00
Adjusted R-square	0.97			
Number of estimated coefficients	6.00	AIC	6847.41	
<b>Estimate</b>	<b>Estimate</b>	<b>Std. Error</b>	<b>t value</b>	<b>Pr(&gt; t )</b>
(Intercept)	16264494.49	2687309.71	6.05	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.hs	2410.75	490.84	4.91	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.hs	1789174.03	633800.80	2.82	0.01
yDecInstalled.Power.renewables.wind.hs	-2472.08	495.18	-4.99	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.hs_ms	-7776.05	2241.01	-3.47	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.wind.hs_ms	394.90	118.33	3.34	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.ms	942.32	279.71	3.37	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.ms	2599.88	1353.19	1.92	0.06
yDecInstalled.Power.renewables.wind.ms	-851.65	287.26	-2.96	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.ms_ns	-5500.97	1573.10	-3.50	0.00
yDecInstalled.Power.renewables.solar.ns	700.18	219.49	3.19	0.00
Adjusted R-square	0.87			



<b>Number of estimated coefficients</b>	11.00	AIC	7170.81	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	4756726.47	1899889.67	2.50	0.01
<b>yCables.circuit.hs</b>	120221.23	25266.54	4.76	0.00
<b>yCables.circuit.ns</b>	-6887.79	2389.99	-2.88	0.00
<b>yCables.circuit.house.ns</b>	-23796.37	2885.69	-8.25	0.00
<b>yCables.circuit.hs.share.cor</b>	16798.76	1758.78	9.55	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.94			
<b>Number of estimated coefficients</b>	5.00	AIC	7017.60	
<b>Stepwise for selected groups of Z-var</b>				
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	22367818.37	8332684.73	2.68	0.01
<b>zEast_West.hs</b>	34570219.60	6998857.24	4.94	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.10			
<b>EDF</b>	2.00	AIC	7561.77	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	2412391.96	1185268.86	2.04	0.04
<b>zPopulation.1996</b>	-2709.28	453.36	-5.98	0.00
<b>zPopulation.1997</b>	2567.23	513.78	5.00	0.00
<b>zPopulation.1999</b>	2589.18	545.69	4.74	0.00
<b>zPopulation.2000</b>	-2573.68	590.20	-4.36	0.00
<b>zPopulation.2005</b>	-1800.40	518.17	-3.47	0.00
<b>zPopulation.2006</b>	2050.13	475.92	4.31	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.98			
<b>Number of estimated coefficients</b>	7.00	AIC	6812.25	
<b>Estimate</b>	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	2780679.54	1591566.85	1.75	0.08



<b>zArea.hs</b>	4542.53	590.21	7.70	0.00
<b>zArea.geografic.ns</b>	-22190.44	3651.65	-6.08	0.00
<b>zArea.buildings</b>	298712.82	27865.41	10.72	0.00
<b>zArea.streets</b>	-720113.47	96793.16	-7.44	0.00
<b>zArea.roads</b>	559917.93	74041.88	7.56	0.00
<b>zArea.spaces</b>	16253246.07	2236492.07	7.27	0.00
<b>zArea.farming</b>	12297.07	5770.23	2.13	0.03
<b>Adjusted R-square</b>	0.96			
<b>Number of estimated coefficients</b>	8.00	AIC	6928.85	
	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	15412552.49	4144844.31	3.72	0.00
<b>zStreetlength</b>	3.65	0.17	21.13	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.68			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7346.19	
	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
<b>(Intercept)</b>	8009384.60	3317058.21	2.41	0.02
<b>zHighways</b>	1734.84	59.46	29.17	0.00
<b>Adjusted R-square</b>	0.81			
<b>Number of estimated coefficients</b>	2.00	AIC	7246.52	

**OLS Schätzergebnisse maximalen bestmöglichen Modells**

Variable	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
(Intercept)	1173231.89	833546.16	1.41	0.16
yCables.circuit.hs	-94178.41	12606.15	-7.47	0.00
yCables.circuit.ns	-5663.87	1013.32	-5.59	0.00
yCables.circuit.hs.1	4783.70	862.33	5.55	0.00
yConnections.cus.hs	702178.10	89090.65	7.88	0.00
yConnections.cus.ms	-5900.98	829.08	-7.12	0.00
yConnections.cus.ms_ns	-2849.56	724.52	-3.93	0.00
yConnections.cus.ns	-820.90	274.40	-2.99	0.00
zArea.hs	1333.35	664.76	2.01	0.05
zArea.ms	9558.83	3163.35	3.02	0.00
zArea.geografic.ns	-47178.11	10500.44	-4.49	0.00
zArea.streets	97297.10	26293.74	3.70	0.00
zArea.farming	44584.53	11123.47	4.01	0.00
zArea.forest	28758.29	10072.75	2.86	0.00
yPeakload.hs	16.82	2.48	6.78	0.00
yPeakload.hs_ms	112.97	58.80	1.92	0.06
yPeakload.ms	-28.93	11.77	-2.46	0.01
yPeakload.ms_ns	-560.89	56.92	-9.85	0.00
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	-83.33	57.70	-1.44	0.15
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	502.03	54.40	9.23	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.hs	0.00	0.00	-4.24	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	0.01	0.00	3.31	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.ms	0.01	0.00	4.19	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	0.05	0.00	10.02	0.00
yEnergy.delivered.to.customers.ns	0.04	0.00	13.74	0.00
zWater.nets	931578.86	559059.28	1.67	0.10
ySubstations.hs_ms	-233335.24	62457.26	-3.74	0.00
ySubstations.ms_ns	2224.34	1253.39	1.77	0.08
ySubstations.hs_hs	-705292.56	458431.85	-1.54	0.13
yLines.circuit.hs	-309461.72	87636.48	-3.53	0.00
yLines.circuit.ms	-287975.42	87349.15	-3.30	0.00
yLines.circuit.ns	-300429.40	88246.16	-3.40	0.00
yLines.tot	299583.63	87938.93	3.41	0.00
yModelnet.ns	-2939.70	530.40	-5.54	0.00
yConnections.hs.ms.ns	1033.86	268.32	3.85	0.00

**Test auf Multikollinearität im Effizienzvergleichsmodell anhand des VIF  
(Allgemeines Modell)**

Parameter for large model	VIF
yCables.circuit.hs	23.8
yCables.circuit.ns	1922.6
yCables.circuit.hs.1	2501.3
yConnections.cus.hs	37.9
yConnections.cus.ms	29.9
yConnections.cus.ms_ns	4.3
yConnections.cus.ns	68223.1
zArea.hs	191.2
zArea.ms	4870.7
zArea.geografic.ns	52256.6
zArea.streets	1601.9
zArea.farming	16964.3
zArea.forest	4388.8
yPeakload.hs	146.0
yPeakload.hs_ms	40675.8
yPeakload.ms	950.9
yPeakload.ms_ns	12703.4
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	39385.2
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	11902.8
yEnergy.delivered.to.customers.hs	26.0
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	30.6
yEnergy.delivered.to.customers.ms	163.0
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	5.4
yEnergy.delivered.to.customers.ns	541.7
zWater.nets	1.4
ySubstations.hs_ms	224.6
ySubstations.ms_ns	700.9
ySubstations.hs_hs	16.5
yLines.circuit.hs	152715.5
yLines.circuit.ms	757026.4
yLines.circuit.ns	889992.4
yLines.tot	4208483.0



yModelnet.ns	1853.7
yConnections.hs.ms.ns	70345.8

**Test auf Multikollinearität im Effizienzvergleichsmodell anhand des VIF (Reduziertes Modell)**

Parameter for small model	VIF
yCables.circuit.ms	45.2
yLines.circuit.ms	10.7
yConnections.hs.ms.ns	89.1
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	69.3
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	34.3
ySubstations.tot	60.8
yDR.tot	9.8
yNet.length.ns	99.1



# Anhang C: Ergebnisse der Kruskal-Wallis Tests

Tabelle C.1: Lage der Netze (HS)

<b>Test 1</b>	Lage der Netze, Netzebene Hochspannung (Ost vs. West) Trennkriterium ist wenn die Rohrleitungen ihrer Länge nach zu mehr als 50% auf dem Gebiet der neuen Bundesländer liegen.
	<p>Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test)</p> <pre> +-----+   x134   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----       1    15     687.50        2    62    2315.50   +-----+ </pre> <p>chi-squared = 1.738 with 1 d.f.  probability = 0.1874  chi-squared with ties = 1.786 with 1 d.f.  probability = 0.1814** Für den Kruskal Wallis Test wurden Beobachtungen entfernt die die jeweilige Netzebene nicht betreiben</p>



Tabelle C.2: Lage der Netze (HS/MS)

<b>Test 2</b>	Lage der Netze, Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (Ost vs. West)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x135   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   21   1540.00     2   107   6716.00   +-----+ chi-squared = 1.425 with 1 d.f. probability = 0.2327 chi-squared with ties = 1.457 with 1 d.f. probability = 0.2274** Für den Kruskal Wallis Test wurden Beobachtungen entfernt die die jeweilige Netzebene nicht betreiben

Tabelle C.3: Lage der Netze (MS)

<b>Test 3</b>	Lage der Netze, Netzebene Mittelspannung (Ost vs. West)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x136   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   35   3547.00     2   160   15563.00   +-----+ chi-squared = 0.150 with 1 d.f. probability = 0.6989 chi-squared with ties = 0.152 with 1 d.f. probability = 0.6966

**Tabelle C.4: Lage der Netze (MS/NS)**

<b>Test 4</b>	Lage der Netze, Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung (Ost vs. West)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test)
	+-----+
	x137   Obs   Rank Sum
	-----+-----+-----
	1   35   3547.00
	2   160   15563.00
	+-----+
	chi-squared = 0.150 with 1 d.f.
	probability = 0.6989
	chi-squared with ties = 0.152 with 1 d.f.
	probability = 0.6966

**Tabelle C.5: Lage der Netze (NS)**

<b>Test 5</b>	Lage der Netze, Netzebene Niederspannung (Ost vs. West)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test)
	+-----+
	x138   Obs   Rank Sum
	-----+-----+-----
	1   35   3547.00
	2   160   15563.00
	+-----+
	chi-squared = 0.150 with 1 d.f.
	probability = 0.6989
	chi-squared with ties = 0.152 with 1 d.f.
	probability = 0.6966

**Tabelle C.6: Betreiber von Wassernetzen**

Test 6	Betreiber von Wassernetzen (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x149   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   121   11483.50     2   74   7626.50   +-----+ chi-squared = 0.959 with 1 d.f. probability = 0.3274 chi-squared with ties = 0.975 with 1 d.f. probability = 0.3236

**Tabelle C.7: Betreiber von Abwassernetzen**

Test 7	Betreiber von Abwassernetzen (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x150   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   18   1889.50     2   177   17220.50   +-----+ chi-squared = 0.303 with 1 d.f. probability = 0.5822 chi-squared with ties = 0.308 with 1 d.f. probability = 0.5792

**Tabelle C.8: Betreiber von Fernwärmenetzen**

Test 8	Betreiber von Fernwärmenetzen (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x151   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   93   7867.50     2   102   11242.50   +-----+ chi-squared = 10.028 with 1 d.f. probability = 0.0015 chi-squared with ties = 10.191 with 1 d.f. probability = 0.0014

**Tabelle C.9: Betreiber von Gasspeichern**

Test 9	Betreiber von Gasspeichern (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x152   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   19   2370.00     2   176   16740.00   +-----+ chi-squared = 4.725 with 1 d.f. probability = 0.0297 chi-squared with ties = 4.801 with 1 d.f. probability = 0.0284



Tabelle C.10: Betreiber von Telekommunikationsnetzen

Test 10	Betreiber von Telekommunikationsnetzen (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x153   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   32   2361.00     2   163   16749.00   +-----+ chi-squared = 7.050 with 1 d.f. probability = 0.0079 chi-squared with ties = 7.164 with 1 d.f. probability = 0.0074

Tabelle C.11: Betreiber von Gasnetzen

Test 11	Betreiber von Gasnetzen (ja vs. nein)
	Test: Equality of populations (Kruskal-Wallis test) +-----+   x154   Obs   Rank Sum    -----+-----+-----    1   141   13326.00     2   54   5784.00   +-----+ chi-squared = 1.946 with 1 d.f. probability = 0.1630 chi-squared with ties = 1.978 with 1 d.f. probability = 0.1596



## Anhang D: Bezeichnung der Variablen für die „Second Stage“ Tobit Schätzung

<b>Variablen Beschreibung</b>	<b>Bezeichnung in Tobit Schätzungen</b>
yCables.circuit.hs	x1
share.ext.cable.hs	x2
yCables.circuit.ms	x3
yCables.circuit.ns	x4
yCables.circuit.house.ns	x5
yLines.circuit.hs	x6
y.Share.ext.hs	x7
yLines.circuit.ms	x8
yLines.circuit.ns	x9
yLines.circuit.house.ns	x10
yConnections.cus.hs	x11
yConnections.other.dso.lower.hs	x12
yConnections.own.lower.hs	x13
yConnections.other.dso.same.hs	x14
yConnections.cus.hs_ms	x15
yConnections.own.lower.hs_ms	x16
yConnections.other.dso.lower.hs_ms	x17
yConnections.other.dso.same.hs_ms	x18
yConnections.cus.ms	x19
yConnections.other.dso.lower.ms	x20
yConnections.own.lower.ms	x21
yConnections.other.dso.same.ms	x22
yConnections.cus.ms_ns	x23
yConnections.own.lower.ms_ns	x24
yConnections.other.dso.lower.ms_ns	x25
yConnections.other.dso.same.ms_ns	x26
yConnections.cus.ns	x27
yConnections.other.dso.same.ns	x28



yMeters.hs	x29
yMeters.hs_ms	x30
yMeters.ms	x31
ZP Leerstand MS	x32
yMeters.ms_ns	x33
yMeters.ns	x34
ZP Leerstand NS	x35
yPower.inst.hs_ms	x36
Nutzungsanteil	x37
yPower.inst.ms_ns	x38
Nutzungsanteil	x39
ySubstations.hs_ms	x40
Nutzungsanteil	x41
ySubstations.ms_ns	x42
Nutzungsanteil	x43
yTransformers.hs_ms	x44
Nutzungsanteil	x45
yTransformers.ms_ns	x46
Nutzungsanteil	x47
ySubstations.hs_hs	x48
yTransformers.hs_hs	x49
yInstalled.Power.hs_hs	x50
ySubstations.ms_ms	x51
yTransformers.ms_ms	x52
yInstalled.Power.ms_ms	x53
ySubstations.ns_ns	x54
yTransformers.ns_ns	x55
yInstalled.Power.ns_ns	x56
yTowers.hs	x57
yTowers.ms	x58
yTowers.ns	x59
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs	x60
yEnergy.recovered.to.upper.net.hs	x61
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs	x62
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.hs	x63



yEnergy.delivered.to.customers.hs	x64
yEnergy.net.losses.hs	x65
yEnergy.others.hs	x66
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.hs_ms	x67
yEnergy.recovered.to.upper.net.hs_ms	x68
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.hs_ms	x69
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.hs_ms	x70
yEnergy.delivered.to.customers.hs_ms	x71
yEnergy.net.losses.hs_ms	x72
yEnergy.others.hs_ms	x73
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms	x74
yEnergy.recovered.to.upper.net.ms	x75
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms	x76
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.ms	x77
yEnergy.delivered.to.customers.ms	x78
yEnergy.net.losses.ms	x79
yEnergy.others.ms	x80
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ms_ns	x81
yEnergy.recovered.to.upper.net.ms_ns	x82
yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.ms_ns	x83
yEnergy.delivered.to.the.lower.net.other.DSOs.ms_ns	x84
yEnergy.delivered.to.customers.ms_ns	x85
yEnergy.net.losses.ms_ns	x86
yEnergy.others.ms_ns	x87
yEnergy.delivered.to.the.same.net.level.ns	x88
yEnergy.recovered.to.upper.net.ns	x89
yEnergy.delivered.to.customers.ns	x90
yEnergy.net.losses.ns	x91
yEnergy.others.ns	x92
yPeakload.hs	x93
yPeakload.hs_ms	x94
yPeakload.ms	x95
yPeakload.ms_ns	x96
yPeakload.ns	x97
yDeclInstalled.Power.renewables.hs	x98



yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.hs	x99
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.hs	x100
yDeclnInstalled.Power.others.hs	x101
yDeclnInstalled.Power.KWK.hs	x102
yDeclnInstalled.Power.renewables.hs_ms	x103
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.hs_ms	x104
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.hs_ms	x105
yDeclnInstalled.Power.others.hs_ms	x106
yDeclnInstalled.Power.KWK.hs_ms	x107
yDeclnInstalled.Power.renewables.ms	x108
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ms	x109
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ms	x110
yDeclnInstalled.Power.others.ms	x111
yDeclnInstalled.Power.KWK.ms	x112
yDeclnInstalled.Power.renewables.ms_ns	x113
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ms_ns	x114
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ms_ns	x115
yDeclnInstalled.Power.others.ms_ns	x116
yDeclnInstalled.Power.KWK.ms_ns	x117
yDeclnInstalled.Power.renewables.ns	x118
yDeclnInstalled.Power.renewables.solar.ns	x119
yDeclnInstalled.Power.renewables.wind.ns	x120
yDeclnInstalled.Power.others.ns	x121
yDeclnInstalled.Power.KWK.ns	x122
yInjection.points.hs	x123
yInjection.points.hs_ms	x124
yInjection.points.ms	x125
yInjection.points.ms_ns	x126
yInjection.points.ns	x127
yInjection.points.ns.that.are.connection.points.ns.as.well	x128
yModelnet.ns	x129
yArea.geografic.ns	x130
yArea.supplied.ns	x131
y.Share.ext.hs.1	x132
zYear.cost.base	x133



zEast_West.hs	x134
zEast_West.hs_ms	x135
zEast_West.ms	x136
zEast_West.ms_ns	x137
zEast_West.ns	x138
zArea.hs	x139
zArea.ms	x140
zArea.geografic.ns	x141
zArea.supplied.ns	x142
zNet.structure.ring.ms	x143
zNet.structure.meshed.ms	x144
zNet.structure.radial.ms	x145
zNet.structure.ring.ns	x146
zNet.structure.meshed.ns	x147
zNet.structure.radial.ns	x148
zWater.nets	x149
zWaste.water.nets	x150
zDistrict.heating.nets	x151
zGas.storage	x152
zTelecom.nets	x153
zGas.nets	x154
zPopulation.1995	x155
zPopulation.1996	x156
zPopulation.1997	x157
zPopulation.1998	x158
zPopulation.1999	x159
zPopulation.2000	x160
zPopulation.2001	x161
zPopulation.2002	x162
zPopulation.2003	x163
zPopulation.2004	x164
zPopulation.2005	x165
zPopulation.2006	x166
zSoill.type.1.first.meter	x167
zSoill.type.2.first.meter	x168



zSoill.type.3.first.meter	x169
zSoill.type.4.first.meter	x170
zSoill.type.5.first.meter	x171
zSoill.type.6.first.meter	x172
zSoill.type.7.first.meter	x173
zSoill.type.1.second.meter	x174
zSoill.type.2.second.meter	x175
zSoill.type.3.second.meter	x176
zSoill.type.4.second.meter	x177
zSoill.type.5.second.meter	x178
zSoill.type.6.second.meter	x179
zSoill.type.7.second.meter	x180
zHeight_min	x181
zHeight_max	x182
zHeight_diff	x183
zSlope	x184
zStreetlength	x185
zHighways	x186
zArea.buildings	x187
zArea.other.traffic	x188
zArea.streets	x189
zArea.roads	x190
zArea.spaces	x191
zArea.farming	x192
zArea.forest	x193
zArea.water	x194
yCables.circuit.hs	x195
yCircuit.tot	x196
yLines.tot	x197
yLines.hsms	x198
yConnections.cus.tot	x199
yConnections.cus.tot.ex.ns	x200
yMeters.tot	x201
yPower.tot	x202
yEnergy.delivered.tot	x203



ySubstations.tot	x204
yTowers.tot	x205
yDeclnInstalled.wind.tot	x206
yDeclnInstalled.solar.tot	x207
yDeclnInstalled.KWK.tot	x208
yDeclnInstalled.other.tot	x209
yDR.tot	x210
yDG.hs	x211
yDG.ms	x212
yDG.ns	x213
yConnections.tot	x214
yPeakload.HS_MS.unoccupied.cor	x215
yPeakload.MS_NS.unoccupied.cor	x216
zState	x217
zJurisdiction	x218
yArea.supplied.alt	x219
yConnections.hs.ms.ns	x220
yCablesCircuit.HS.share.cor	x221
yLinesCircuit.HS.share.cor	x222
ynet.length.ns	x223
ynet.length.hs	x224
ynet.length.ms	x225
yconnections.hs	x226
yconnections.ms	x227
yconnections.ns	x228
yArea.hs	x229
yArea.ms	x230
ynet.length.tot	x231
ynet.wlength.hs	x232
ynet.wlength.ms	x233
zNo.levels	x234



# Anhang E: Ergebnisse der Tobit Schätzungen

## Schätzungen I: Getrennte Betrachtung von Gruppen von Variablen

Tabelle E.1: Kabel, Freileitungen getrennt nach Netzebenen (X1, X3 – X6, X8 – X10)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(8) =		58.48		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 143.12132		Pseudo R2 =		-0.2567		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x1	.0000467	.0001073	0.44	0.664	-.000165	.0002584
x3	.000034	.0000167	2.03	0.043	1.03e-06	.000067
x4	-.0000246	.00001	-2.46	0.015	-.0000444	-4.85e-06
x5	.0000413	.0000172	2.39	0.018	7.26e-06	.0000753
x6	.000038	.0000411	0.92	0.357	-.0000432	.0001191
x8	.0000562	.0000198	2.83	0.005	.0000171	.0000954
x9	-.0000371	.0000132	-2.80	0.006	-.0000631	-.000011
x10	.0000977	.0000706	1.38	0.169	-.0000417	.000237
_cons	.9156395	.0058475	156.59	0.000	.904104	.9271751
-----						
/sigma	.0676717	.0042207			.0593454	.0759979
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	143.1213	10	-266.2426	-233.5126

**Tabelle E.2: Anzahl Anschlusspunkte getrennt nach Netzebenen und Umspannebenen (X11 – X28)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(18) =		71.38		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 149.57238		Pseudo R2 =		-0.3134		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x11	-.0002235	.0018535	-0.12	0.904	-.0038814	.0034343
x12	.0334517	.0108892	3.07	0.002	.0119623	.0549411
x13	-.0004393	.0002716	-1.62	0.107	-.0009752	.0000966
x14	-.0035786	.0013047	-2.74	0.007	-.0061533	-.0010039
x15	.0005624	.0007868	0.71	0.476	-.0009904	.0021151
x16	.0000351	.0000373	0.94	0.349	-.0000386	.0001087
x17	-.0003924	.0009717	-0.40	0.687	-.00231	.0015253
x18	.0029311	.0031718	0.92	0.357	-.0033284	.0091905
x19	-.0000116	.0000138	-0.84	0.402	-.0000388	.0000156
x20	-.0001769	.0001058	-1.67	0.096	-.0003857	.000032
x21	7.58e-06	6.41e-06	1.18	0.238	-5.07e-06	.0000202
x22	.0009189	.00068	1.35	0.178	-.000423	.0022607
x23	.000011	.0000129	0.85	0.394	-.0000144	.0000363
x24	-1.17e-06	1.85e-06	-0.64	0.526	-4.81e-06	2.47e-06
x25	.0009331	.0007905	1.18	0.239	-.000627	.0024932
x26	.0070341	.017232	0.41	0.684	-.0269726	.0410408
x27	1.41e-07	2.12e-07	0.67	0.506	-2.77e-07	5.59e-07
x28	.0000209	.0005467	0.04	0.969	-.0010579	.0010998
_cons	.9124987	.0063337	144.07	0.000	.8999994	.924998
-----						
/sigma	.0653814	.0040699			.0573497	.0734131
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	149.5724	20	-259.1448	-193.6848



Tabelle E.3: Anzahl Zählpunkte getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X29–X31, X33–X34)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(5) =		27.31		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 127.54002		Pseudo R2 =		-0.1199		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x29	.000161	.0002751	0.59	0.559	-.0003817	.0007036
x30	.0003598	.0001932	1.86	0.064	-.0000212	.0007409
x31	7.50e-06	.0000162	0.46	0.643	-.0000244	.0000394
x33	-2.97e-06	.0000118	-0.25	0.801	-.0000262	.0000203
x34	1.92e-08	3.50e-08	0.55	0.584	-4.99e-08	8.83e-08
_cons	.918378	.006568	139.83	0.000	.9054224	.9313335
-----						
/sigma	.0721648	.0045371			.0632152	.0811143
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	127.54	7	-241.08	-218.169
-----						



Tabelle E.4: Anzahl Transformatoren, Anzahl Umspannstationen, installierte Leistung getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X36, X38, X40, X42, X44, X46, X48, X50, X52- X56)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi2(13) =		58.30		
		Prob > chi2 =		0.0000		
Log likelihood = 143.03024		Pseudo R2 =		-0.2559		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x36	5.08e-09	2.94e-08	0.17	0.863	-5.30e-08	6.31e-08
x38	-4.31e-08	3.16e-08	-1.37	0.174	-1.05e-07	1.92e-08
x40	.0010428	.0014335	0.73	0.468	-.0017856	.0038713
x42	-.0000674	.0000344	-1.96	0.052	-.0001354	5.15e-07
x44	-.0004879	.0010962	-0.45	0.657	-.0026508	.0016751
x46	.0000831	.0000363	2.29	0.023	.0000115	.0001548
x48	.0141872	.0173303	0.82	0.414	-.0200069	.0483813
x50	-1.27e-07	2.02e-07	-0.63	0.531	-5.26e-07	2.72e-07
x52	.0000613	.0002435	0.25	0.802	-.0004191	.0005417
x53	2.36e-08	5.43e-08	0.43	0.664	-8.36e-08	1.31e-07
x54	.0095176	.0042565	2.24	0.027	.0011192	.017916
x55	-.0063356	.0034869	-1.82	0.071	-.0132156	.0005445
x56	3.68e-08	2.88e-07	0.13	0.899	-5.32e-07	6.05e-07
_cons	.9122232	.0065804	138.63	0.000	.8992395	.925207
-----						
/sigma	.0672377	.0041932			.0589641	.0755112
-----						
Obs. summary:						
1 left-censored observation at r1<=.755						
145 uncensored observations						
49 right-censored observations at r1>=1						
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	143.0302	15	-256.0605	-206.9655



Tabelle E.5: Anzahl Leitungsmasten getrennt nach Netzebenen (X57–X59)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(3) =		42.36		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 135.06392		Pseudo R2 =		-0.1860		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x57	.0000163	.0000165	0.99	0.325	-.0000163	.0000488
x58	3.90e-06	1.24e-06	3.15	0.002	1.46e-06	6.35e-06
x59	-5.01e-07	3.43e-07	-1.46	0.145	-1.18e-06	1.75e-07
_cons	.9204535	.0055811	164.92	0.000	.9094453	.9314617
-----						
/sigma	.0704988	.0044069			.0618066	.0791909
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	135.0639	5	-260.1278	-243.7628

**Tabelle E.6: Mengenauspeisungen und Rückspeisungen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X60–X80, X82–X92)**

Tobit regression		Number of obs = 195				
		LR chi 2(32) = 73.98				
		Prob > chi 2 = 0.0000				
Log Likelihood = 150.87094		Pseudo R2 = -0.3248				
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
x60	2.19e-10	1.68e-10	1.31	0.193	-1.12e-10	5.50e-10
x61	1.15e-10	1.53e-10	0.75	0.453	-1.87e-10	4.16e-10
x62	-1.29e-12	1.11e-11	-0.12	0.908	-2.32e-11	2.07e-11
x63	2.59e-10	2.03e-10	1.28	0.203	-1.41e-10	6.59e-10
x64	-1.12e-11	1.87e-11	-0.60	0.551	-4.82e-11	2.58e-11
x65	-1.19e-09	1.84e-09	-0.64	0.520	-4.82e-09	2.45e-09
x66	-6.03e-10	7.66e-10	-0.79	0.432	-2.11e-09	9.08e-10
x67	3.21e-10	2.56e-09	0.13	0.900	-4.73e-09	5.37e-09
x68	1.40e-10	2.65e-10	0.53	0.599	-3.84e-10	6.64e-10
x69	4.66e-11	2.65e-11	1.76	0.080	-5.66e-12	9.88e-11
x70	2.86e-12	3.29e-11	0.09	0.931	-6.21e-11	6.78e-11
x71	-2.97e-11	4.75e-11	-0.63	0.533	-1.23e-10	6.41e-11
x72	2.89e-10	2.57e-09	0.11	0.911	-4.79e-09	5.37e-09
x73	2.34e-10	1.87e-08	0.01	0.990	-3.67e-08	3.72e-08
x74	2.54e-10	2.67e-10	0.95	0.343	-2.74e-10	7.81e-10
x75	-1.49e-11	5.26e-10	-0.03	0.978	-1.05e-09	1.02e-09
x76	-1.69e-10	3.04e-10	-0.56	0.580	-7.69e-10	4.31e-10
x77	1.19e-11	1.32e-10	0.09	0.928	-2.50e-10	2.73e-10
x78	-2.41e-11	4.22e-11	-0.57	0.568	-1.08e-10	5.92e-11
x79	-1.53e-09	1.40e-09	-1.10	0.274	-4.29e-09	1.22e-09
x80	5.76e-09	8.36e-09	0.69	0.492	-1.07e-08	2.23e-08
x82	1.33e-09	3.71e-09	0.36	0.720	-5.99e-09	8.65e-09
x83	4.60e-12	5.06e-10	0.01	0.993	-9.95e-10	1.00e-09
x84	2.78e-09	1.60e-09	1.74	0.084	-3.76e-10	5.93e-09
x85	-1.77e-12	3.16e-10	-0.01	0.996	-6.27e-10	6.23e-10
x86	4.23e-09	2.18e-09	1.94	0.054	-7.73e-11	8.53e-09
x87	3.93e-08	2.92e-08	1.34	0.181	-1.84e-08	9.71e-08
x88	7.52e-08	3.49e-08	2.16	0.033	6.31e-09	1.44e-07
x89	1.18e-08	1.21e-08	0.97	0.331	-1.21e-08	3.58e-08
x90	5.69e-11	3.66e-10	0.16	0.877	-6.66e-10	7.79e-10
x91	1.03e-09	1.07e-09	0.97	0.335	-1.08e-09	3.14e-09
x92	8.99e-10	3.78e-09	0.24	0.812	-6.56e-09	8.35e-09
_cons	.9202508	.0078513	117.21	0.000	.9047474	.9357541



---

/sigma		.0654203	.004068		.0573876	.073453	
-----							
Obs. summary:		1	left-censored observation	at	r1<=.755		
		145	uncensored observations				
		49	right-censored observations	at	r1>=1		
-----							
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----							
.		195	113.8825	150.8709	19	-263.7419	-201.5549



Tabelle E.7: Zeitgleiche Jahreshöchstlast getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X93-X97)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(5) =		39.08		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 133.42334		Pseudo R2 =		-0.1716		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x93	-1.43e-08	2.09e-08	-0.69	0.494	-5.55e-08	2.69e-08
x94	1.96e-07	6.61e-08	2.96	0.003	6.51e-08	3.26e-07
x95	-1.59e-07	9.38e-08	-1.69	0.093	-3.44e-07	2.65e-08
x96	1.35e-07	2.83e-07	0.48	0.633	-4.23e-07	6.94e-07
x97	-1.23e-07	2.37e-07	-0.52	0.603	-5.91e-07	3.44e-07
_cons	.9202704	.0066445	138.50	0.000	.9071639	.933377
-----						
/sigma	.0700853	.0043923			.0614212	.0787493
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	133.4233	7	-252.8467	-229.9357

**Tabelle E.8: Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X98-X122)**

Tobit regression		Number of obs = 195				
Log Likelihood = 160.63981		LR chi 2(25) = 93.51	Prob > chi 2 = 0.0000			
		Pseudo R2 = -0.4106				
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
x98	-6.95e-07	1.57e-06	-0.44	0.658	-3.79e-06	2.40e-06
x99	.0005746	.0012703	0.45	0.652	-.001933	.0030821
x100	1.85e-06	1.84e-06	1.01	0.315	-1.78e-06	5.49e-06
x101	1.79e-07	8.62e-08	2.07	0.040	8.36e-09	3.49e-07
x102	3.80e-08	4.15e-08	0.92	0.361	-4.39e-08	1.20e-07
x103	4.20e-06	3.31e-06	1.27	0.206	-2.33e-06	.0000107
x104	.0000148	.0000202	0.73	0.466	-.0000251	.0000547
x105	-3.94e-06	3.55e-06	-1.11	0.269	-.000011	3.07e-06
x106	-1.53e-07	6.03e-07	-0.25	0.800	-1.34e-06	1.04e-06
x107	2.30e-07	4.97e-07	0.46	0.644	-7.51e-07	1.21e-06
x108	-8.15e-07	9.70e-07	-0.84	0.402	-2.73e-06	1.10e-06
x109	-2.05e-06	6.14e-06	-0.33	0.739	-.0000142	.0000101
x110	1.30e-06	1.01e-06	1.29	0.200	-6.95e-07	3.30e-06
x111	1.53e-09	6.97e-07	0.00	0.998	-1.37e-06	1.38e-06
x112	-2.75e-07	2.06e-07	-1.33	0.184	-6.81e-07	1.32e-07
x113	-1.42e-06	5.73e-06	-0.25	0.805	-.0000127	9.89e-06
x114	-.0000433	.0000665	-0.65	0.516	-.0001746	.0000881
x115	-.0000231	.0000234	-0.99	0.325	-.0000694	.0000231
x116	.0000575	.0000411	1.40	0.164	-.0000237	.0001386
x117	-.0000149	8.63e-06	-1.73	0.086	-.000032	2.13e-06
x118	-.0000149	6.67e-06	-2.24	0.027	-.0000281	-1.74e-06
x119	.0000197	8.09e-06	2.44	0.016	3.76e-06	.0000357
x120	8.64e-06	6.32e-06	1.37	0.174	-3.84e-06	.0000211
x121	5.53e-06	3.81e-06	1.45	0.148	-1.99e-06	.000013
x122	-6.39e-06	4.55e-06	-1.41	0.162	-.0000154	2.58e-06
_cons	.9166854	.0069062	132.73	0.000	.9030525	.9303184
/sigma	.0623405	.0038571			.0547265	.0699544
Obs. summary:						
1 left-censored observation at r1<=.755						
145 uncensored observations						
49 right-censored observations at r1>=1						



EE<sup>2</sup>

Effizienzvergleich VNB Strom 140(157)

Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
.	195	113.8825	160.6398	27	-267.2796	-178.9086



Tabelle E.9: Anzahl Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen getrennt nach Netz- und Umspannebenen (X123 - X128, mit Diff127\_128 (Differenz von X127 und X128))

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi2(5) =		63.51		
		Prob > chi2 =		0.0000		
Log likelihood = 145.63521		Pseudo R2 =		-0.2788		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x123	.0030889	.0020815	1.48	0.139	-.0010169	.0071947
x124	.0220722	.0064134	3.44	0.001	.0094216	.0347228
x125	.0003189	.0001387	2.30	0.023	.0000454	.0005924
x126	-.0001822	.0007651	-0.24	0.812	-.0016913	.001327
diff128_127	-.0000418	.0000107	-3.91	0.000	-.0000629	-.0000208
_cons	.9119956	.0059353	153.66	0.000	.900288	.9237032
-----						
/sigma	.0671442	.0041767			.0589054	.0753829
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	145.6352	7	-277.2704	-254.3594

**Tabelle E.10: Bevölkerungswachstum (popchange1-5)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		15.27		
		Prob > chi 2 =		0.0001		
Log Likelihood = 121.51544		Pseudo R2 =		-0.0670		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
popchange1	7.03e-07	2.06e-07	3.41	0.001	2.96e-07	1.11e-06
_cons	.9282316	.0056222	165.10	0.000	.9171431	.9393201
-----						
/sigma	.0745279	.0046943			.0652694	.0837863
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	121.5154	3	-237.0309	-227.2119

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		2.74		
		Prob > chi 2 =		0.0977		
Log Likelihood = 115.25389		Pseudo R2 =		-0.0120		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
popchange2	.1426884	.0861995	1.66	0.099	-.0273201	.312697
_cons	.9323747	.0057214	162.96	0.000	.9210904	.9436589
-----						
/sigma	.0765579	.0048399			.0670123	.0861035
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	115.2539	3	-224.5078	-214.6888



Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		2.96		
		Prob > chi 2 =		0.0854		
Log likelihood = 115.36173		Pseudo R2 =		-0.0130		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
popchange3		.1387906	.0807302	1.72	0.087	-.0204309 .298012
_cons		.9329961	.0057439	162.43	0.000	.9216675 .9443247
-----						
/sigma		.0765297	.004838			.0669879 .0860716
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	115.3617	3	-224.7235 -214.9045
-----						

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		15.27		
		Prob > chi 2 =		0.0001		
Log likelihood = 121.51544		Pseudo R2 =		-0.0670		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
popchange4		8.44e-06	2.48e-06	3.41	0.001	3.55e-06 .0000133
_cons		.9282316	.0056222	165.10	0.000	.9171431 .9393201
-----						
/sigma		.0745279	.0046943			.0652694 .0837863
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	121.5154	3	-237.0309 -227.2119
-----						



Tobit regression		Number of obs =		195		
Log likelihood = 115.31581		LR chi2(1) =		2.87		
		Prob > chi2 =		0.0904		
		Pseudo R2 =		-0.0126		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
popchange5		1.706441	1.008356	1.69	0.092	-.2823065 3.695189
_cons		.9326607	.0057289	162.80	0.000	.9213619 .9439596
-----						
/sigma		.0765406	.0048387			.0669973 .0860839
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	115.3158	3	-224.6316 -214.8126
-----						

**Tabelle E.11: Bodenklassen für den ersten und zweiten Meter im Versorgungsgebiet (X168–X180)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(12) =		16.54		
		Prob > chi 2 =		0.1679		
Log likelihood = 122.15074		Pseudo R2 =		-0.0726		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x168	.1535616	.0993215	1.55	0.124	-.0424008	.3495241
x169	.0013205	.0683759	0.02	0.985	-.133586	.136227
x170	.049868	.05873	0.85	0.397	-.066007	.165743
x171	.0121181	.0574778	0.21	0.833	-.1012863	.1255225
x172	.0877563	.0500499	1.75	0.081	-.0109927	.1865052
x174	.1357581	.2290638	0.59	0.554	-.3161876	.5877037
x175	-.21568	.2496499	-0.86	0.389	-.7082422	.2768821
x176	.0303768	.088681	0.34	0.732	-.1445917	.2053454
x177	-.0209477	.0747457	-0.28	0.780	-.1684217	.1265264
x178	.0210355	.0792585	0.27	0.791	-.1353424	.1774134
x179	.0101099	.0879132	0.11	0.909	-.163344	.1835637
x180	-.0331449	.0833539	-0.40	0.691	-.1976031	.1313133
_cons	.8976037	.0945585	9.49	0.000	.7110386	1.084169
-----						
/sigma	.073724	.0046538			.064542	.082906
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
.	195	113.8825	122.1507	14	-216.3015	-170.4795
-----						
** Aufgrund von Multikollinearität wurde X173 in einer getrennten Schätzung getestet.						
Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		0.18		
		Prob > chi 2 =		0.6684		
Log likelihood = 113.97427		Pseudo R2 =		-0.0008		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	



x173		-.0180435	.0420866	-0.43	0.669	-.1010495	.0649626
_cons		.9331286	.0061342	152.12	0.000	.9210303	.945227
-----							
/sigma		.0768782	.004864			.067285	.0864713
-----							
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755					
		145 uncensored observations					
		49 right-censored observations at r1>=1					
-----							
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----							
.		195	113.8825	113.9743	3	-221.9485	-212.1295

**Tabelle E.12: Summenwerte verschiedener Variablen (X196–X198, X201–X214)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(17) =		74.54		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log Likelihood = 151.15137		Pseudo R2 =		-0.3273		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x196	.0000104	8.77e-06	1.19	0.237	-6.90e-06	.0000277
x197	-.0000638	.0000379	-1.68	0.094	-.0001385	.000011
x198	.0000917	.0000422	2.18	0.031	8.55e-06	.0001749
x201	-4.19e-09	1.53e-07	-0.03	0.978	-3.06e-07	2.98e-07
x202	-3.51e-08	2.02e-08	-1.74	0.084	-7.49e-08	4.70e-09
x203	1.16e-11	1.36e-11	0.86	0.393	-1.52e-11	3.84e-11
x204	.0000151	.0000223	0.68	0.500	-.0000289	.000059
x205	2.18e-06	1.41e-06	1.55	0.124	-6.02e-07	4.95e-06
x206	1.14e-06	6.97e-07	1.63	0.104	-2.37e-07	2.51e-06
x207	2.66e-06	2.25e-06	1.18	0.238	-1.78e-06	7.10e-06
x208	6.85e-07	7.31e-07	0.94	0.350	-7.58e-07	2.13e-06
x209	7.32e-07	7.44e-07	0.98	0.326	-7.35e-07	2.20e-06
x210	-5.77e-07	7.24e-07	-0.80	0.426	-2.01e-06	8.51e-07
x211	2.83e-08	3.66e-07	0.08	0.938	-6.93e-07	7.50e-07
x212	-2.96e-07	3.94e-07	-0.75	0.454	-1.07e-06	4.82e-07
x213	-1.77e-06	1.62e-06	-1.09	0.277	-4.97e-06	1.43e-06
x214	-5.74e-07	5.03e-07	-1.14	0.255	-1.57e-06	4.19e-07
_cons	.9203757	.0066155	139.12	0.000	.9073208	.9334306
-----						
/sigma	.0651884	.0040556			.0571851	.0731917
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	151.1514	18	-266.3027	-207.3887

**Tabelle E.13: Höhendifferenz im Versorgungsgebiet (X183)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		19.69		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 123.72657		Pseudo R2 =		-0.0864		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
x183		.0000807	.0000196	4.12	0.000	.0000421 .0001193
_cons		.9102698	.0073553	123.76	0.000	.8957632 .9247763
-----						
/sigma		.0735764	.0046321			.0644407 .0827121
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	123.7266	3	-241.4531 -231.6341
-----						

**Tabelle E.14: Minimale/Maximale Höhe im Versorgungsgebiet (X181, X182)**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(2) =		24.97		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 126.36721		Pseudo R2 =		-0.1096		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x181	-.0001761	.0000458	-3.84	0.000	-.0002665	-.0000857
x182	.0000861	.0000196	4.40	0.000	.0000475	.0001247
_cons	.921232	.0086521	106.48	0.000	.9041672	.9382967
-----						
/sigma	.0724214	.004556			.0634355	.0814073
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						
Model	Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	126.3672	4	-244.7344	-231.6424
-----						

**Tabelle E.15: Hangneigung im Versorgungsgebiet (X184)**

Tobit regression		Number of obs =		195			
		LR chi2(1) =		3.64			
		Prob > chi2 =		0.0565			
Log Likelihood = 115.70116		Pseudo R2 =		-0.0160			
-----							
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----							
x184		.0028042	.001484	1.89	0.060	-.0001226 .005731	
_cons		.9209538	.0081426	113.10	0.000	.9048944 .9370132	
-----							
/sigma		.0763976	.0048284			.0668747 .0859205	
-----							
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755					
		145 uncensored observations					
		49 right-censored observations at r1>=1					
-----							
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----							
.		195	113.8825	115.7012	3	-225.4023	-215.5833
-----							



Tabelle E.16: Straßenlänge im Versorgungsgebiet (X185)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi2(1) =		45.08		
		Prob > chi2 =		0.0000		
Log likelihood = 136.42032		Pseudo R2 =		-0.1979		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
x185		2.47e-09	4.79e-10	5.16	0.000	1.53e-09 3.42e-09
_cons		.9149867	.005726	159.80	0.000	.9036935 .9262799
-----						
/sigma		.0698911	.0043666			.0612791 .0785032
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	136.4203	3	-266.8406 -257.0216
-----						



Tabelle E.17: Autobahnlänge im Versorgungsgebiet (X186)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		39.55		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 133.65981		Pseudo R2 =		-0.1737		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x186	1.12e-06	2.27e-07	4.90	0.000	6.66e-07	1.56e-06
_cons	.9110337	.0062393	146.02	0.000	.8987282	.9233393
-----						
/sigma	.0704498	.0044076			.0617569	.0791427
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						
Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	133.6598	3	-261.3196	-251.5006
-----						

**Tabelle E.18: Anzahl betriebener Netz- und Umspannebenen (X234)**

Tobit regression		Number of obs =		195			
		LR chi2(1) =		6.60			
		Prob > chi2 =		0.0102			
Log likelihood = 117.18072		Pseudo R2 =		-0.0290			
-----							
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----							
x234		.0168866	.0065291	2.59	0.010	.0040095 .0297638	
_cons		.8634929	.026993	31.99	0.000	.8102555 .9167303	
-----							
/sigma		.075401	.0047661			.066001 .0848009	
-----							
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755					
		145 uncensored observations					
		49 right-censored observations at r1>=1					
-----							
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
-----							
.		195	113.8825	117.1807	3	-228.3614	-218.5425
-----							



Tabelle E.19: Netzkomplexität (X143–148)

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi2(6) =		57.82		
		Prob > chi2 =		0.0000		
Log likelihood = 142.79072		Pseudo R2 =		-0.2538		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x143	.000028	.0000156	1.80	0.074	-2.74e-06	.0000587
x144	.0000221	.0000166	1.33	0.184	-.0000106	.0000548
x145	.0001157	.0000383	3.02	0.003	.0000403	.0001912
x146	-.0000112	.0000106	-1.05	0.295	-.0000321	9.79e-06
x147	-.0000129	9.02e-06	-1.43	0.155	-.0000306	4.92e-06
x148	-.0000246	9.77e-06	-2.52	0.012	-.0000439	-5.37e-06
_cons	.9159189	.005861	156.27	0.000	.9043576	.9274802
-----						
/sigma	.0679377	.0042325			.0595887	.0762867
-----						
Obs. summary:						
1 left-censored observation at r1<=.755						
145 uncensored observations						
49 right-censored observations at r1>=1						
-----						
Model	Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC	BIC
-----						
.	195	113.8825	142.7907	8	-269.5814	-243.3974
-----						

**Tabelle E.20: Zählpunkte pro Anschlusspunkte**

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(1) =		11.74		
		Prob > chi 2 =		0.0006		
Log Likelihood = 119.75073		Pseudo R2 =		-0.0515		
-----						
r1		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----						
den		-.0157094	.0045983	-3.42	0.001	-.0247786 -.0066403
_cons		.9788038	.014967	65.40	0.000	.949285 1.008323
-----						
/sigma		.0752829	.0047517			.0659113 .0846546
-----						
Obs. summary:		1 left-censored observation at r1<=.755				
		145 uncensored observations				
		49 right-censored observations at r1>=1				
-----						
Model		Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC BIC
-----						
.		195	113.8825	119.7507	3	-233.5015 -223.6825
-----						



### Schritt 2: Globales Modell

Tabelle E.21: Globales Modell – Vergleichsparameter und signifikante Strukturvariablen (X151, X152, X153, X12, X14, X54, X124, X234,den )

Tobit regression		Number of obs =		195		
		LR chi 2(20) =		101.71		
		Prob > chi 2 =		0.0000		
Log likelihood = 164.73572		Pseudo R2 =		-0.4465		
-----						
r1	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----						
x220	-1.20e-06	4.69e-07	-2.55	0.012	-2.12e-06	-2.71e-07
x215	-7.48e-08	8.71e-08	-0.86	0.392	-2.47e-07	9.71e-08
x216	3.41e-07	1.54e-07	2.22	0.028	3.77e-08	6.44e-07
x210	8.36e-08	5.97e-08	1.40	0.163	-3.42e-08	2.01e-07
x204	-.0000221	.0000172	-1.28	0.202	-.0000561	.0000119
x221	-.0000124	.0000217	-0.06	0.954	-.0004408	.0004159
x3	3.03e-06	.0000157	0.19	0.847	-.000028	.0000341
x222	1.19e-06	.0000393	0.03	0.976	-.0000764	.0000788
x8	.0000273	.0000167	1.64	0.103	-5.57e-06	.0000602
x131	.00022	.0001056	2.08	0.039	.0000116	.0004283
x223	9.00e-06	.0000109	0.82	0.411	-.0000126	.0000306
x151	-.0209242	.0106219	-1.97	0.050	-.0418876	.0000393
x152	.0248787	.0179077	1.39	0.167	-.0104643	.0602216
x153	-.0277356	.0126255	-2.20	0.029	-.0526534	-.0028178
x234	.0123216	.0072974	1.69	0.093	-.0020806	.0267237
x12	.0125509	.0098138	1.28	0.203	-.0068178	.0319196
x14	-.0034434	.0013011	-2.65	0.009	-.0060113	-.0008755
x54	.0018311	.0008292	2.21	0.029	.0001946	.0034677
x124	.0019884	.0053442	0.37	0.710	-.008559	.0125358
den	-.0098091	.0048332	-2.03	0.044	-.019348	-.0002702
_cons	.9090089	.0290138	31.33	0.000	.8517469	.9662709
-----						
/sigma	.0605177	.0037492			.0531182	.0679172
-----						
Obs. summary:	1 left-censored observation at r1<=.755					
	145 uncensored observations					
	49 right-censored observations at r1>=1					
-----						



EE<sup>2</sup>

Effizienzvergleich VNB Strom 157(157)

Model	Obs	ll (null)	ll (model)	df	AIC	BIC
.	195	113.8825	164.7357	22	-285.4714	-213.4654