

# EVS4 Konsultation Entwurf

## Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Strom RP4

Bonn, 21.9.2023

Dr. Urs Trinkner, Andreas Stritt; Swiss Economics

Prof. Dr. Per Agrell; SUMICSID

Franziska Tischbein, IAEW RWTH Aachen



# Auftrag, Ziele und Inhalt

## Auftrag

- Geeignete Kostentreiber identifizieren, um die Versorgungsaufgabe der im Effizienzvergleich befindlichen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zu beschreiben und deren Vergleichbarkeit zu gewährleisten
- Für die Anhörung zur Festlegung der Erlösbergrenzen und anschließend für die förmliche Festlegung individueller Erlösbergrenzen fristgerecht ein Referenzdokument (Gutachten) erstellen, in dem die Vorgehensweise und die Ergebnisse dargestellt und dokumentiert werden
- Berücksichtigung des Vorgehens in der dritten Regulierungsperiode

## Ziele

- Gesetzeskonforme Durchführung
- Gerichtsfester Effizienzvergleich
- Ökonomisch und ingenieurwissenschaftlich stringent
- Nachvollziehbare Dokumentation

## Inhalt

- **Vorgehen und Vorstellung Gutachter**
- **KTA Ing mit Vergleichsparametern**
  - Entwicklungen seit der RP3, Festlegung Datenerhebung
  - Vergleichsparameter RP4 inkl. analytische Einordnung
  - Priorisierung Parameter und Bildung «Technical Blocks»
- **Plausibilisierung Daten**
  - Formale Prüfungen
  - Analytische Prüfungen
- **KTA Oec**
  - Gruppenanalyse, Korrelationen
  - Optimale Modellgröße
- **Effizienzvergleich**
  - Herleitung von Grundmodellen
  - Weiterentwicklung der Grundmodelle
  - Gegenüberstellung der «besten Modelle»
- **Zusammenfassung und weiteres Vorgehen**

# Übersicht Vorgehen und Konsortium

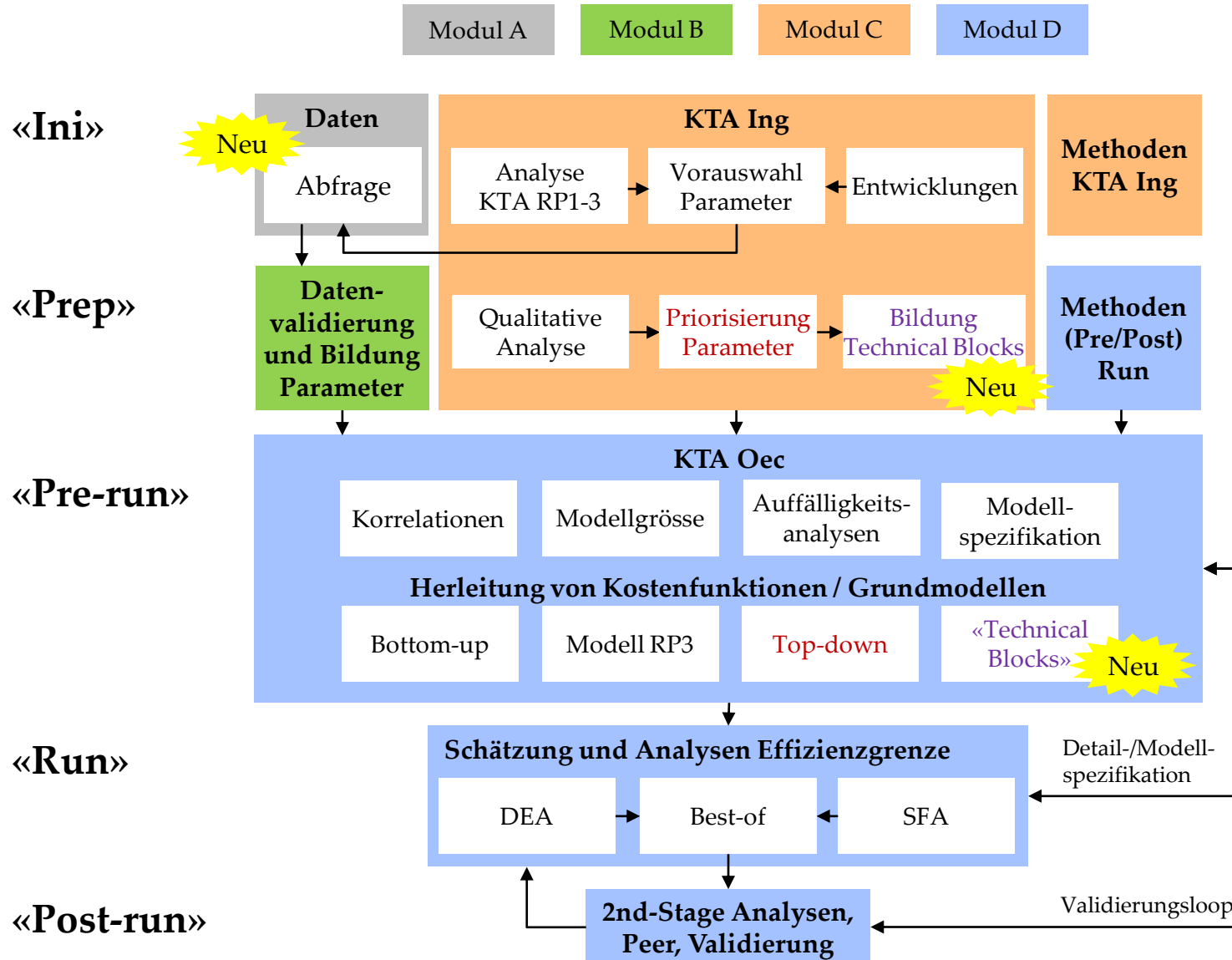
Auftrag

Vorgehen

Konsortium



# Übersicht Vorgehen/Ansatz



- Vorgehen angelehnt an frühere Effizienzvergleiche (insb. EVS3 und EFG4)
- Wichtigste Weiterentwicklungen:
  - Ergänzung Datenabfrage (Modul A)
  - «Technical-Blocks Verfahren»
    - Systematische Bildung und Analyse vollständiger Modelle
    - Hierzu Bildung von «Technical Blocks» im Rahmen der KTA Ing

# Vorgehen Modellentwicklung: Komplementäre Verfahren

## Modellspezifikation: Herleitung von Kostenfunktionen/Grundmodellen

### Durchschnittskostenmodelle (OLS)

#### „Top down“ (TD)

Ausgehend von der Priorisierung der KTA Ing optimal passende Parameter-Kombinationen (restringiert)

#### „Technical Blocks“ (TB)

Statistisch optimale Kombinationen der Technical Blocks aus der KTA Ing (restringiert)

Neu

### Modell der RP3

Test des Modells der RP3 auf seine Eignung für den neuen Datensatz

#### Durchführung aller vier Verfahren:

- Die Analyse des Modells der RP3 zeigt auf, ob dieses weiterhin geeignet ist
- Das restringierte Modell liefert Hinweise, wie die Ergebnisse der KTA Ing aufgenommen werden können
- Das unrestringierte Modell gibt Hinweise zum aus statistischer Sicht optimalen Modell
- Das „Technical Blocks“-Verfahren soll die statistisch optimalen, aus analytischer Sicht stimmigen Parameterkombinationen liefern

→ Es resultieren mögliche Grundmodelle

#### „Bottom up“

LASSO-Verfahren ohne Beachtung der KTA Ing („unrestringiert“)

## Weiterentwicklung zur Effizienzgrenze

### Frontier-Methoden (SFA, DEA)

**Stream 1**  
Ausgehend von  
Modell RP3

**Stream 2**  
Modelle TB  
Normiert Linear

**Stream 3**  
Modelle TB  
Loglinear

**Stream 4**  
Modelle TB  
DEA Loop

Beste  
Modelle

Effizienzgrenze A

Effizienzgrenze B

Effizienzgrenze C

Vergleich

**Finales Modell**

# Vorstellung Gutachter und Arbeitsteilung

## Swiss Economics

### Aufgaben

- Gesamtprojektleitung
- Datenmanagement
- Parameterbildung
- Ökonometrische Kostentreiberanalyse
- Modellentwicklung
- Effizienzvergleich

### Experten

- Dr. Urs Trinkner (PL)
- Andreas Stritt

## Bietergemeinschaft



## Subunternehmer

## SUMICSID

### Aufgaben

- Konzeptionelles
- Spezialfragen

### Experten

- Prof. Dr. Per Agrell (Stv. PL)

## IAEW

### Aufgaben

- KTA Ing
- Ingenieurwissenschaftliche Modellbeurteilung

### Experten

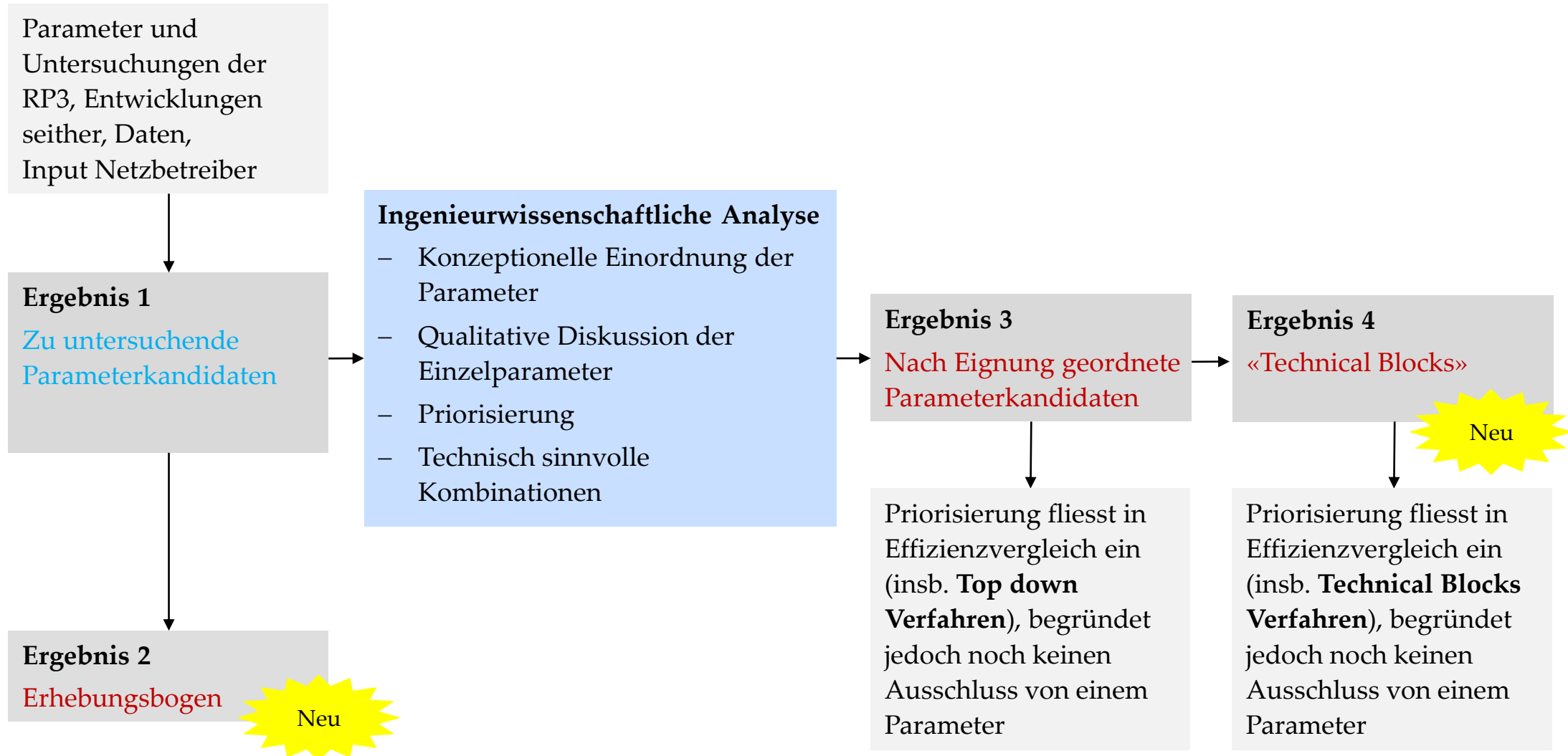
- Franziska Tischbein
- Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig

# Vergleichsparameter mit KTA Ing

Relevante stromwirtschaftliche Entwicklungen in den deutschen Verteilernetzen  
Festlegung der Datenerhebung



# Vorgehen KTA Ing





# Relevante stromwirtschaftliche Entwicklungen in den deutschen Verteilernetzen

## Ausgangspunkt RP1/2

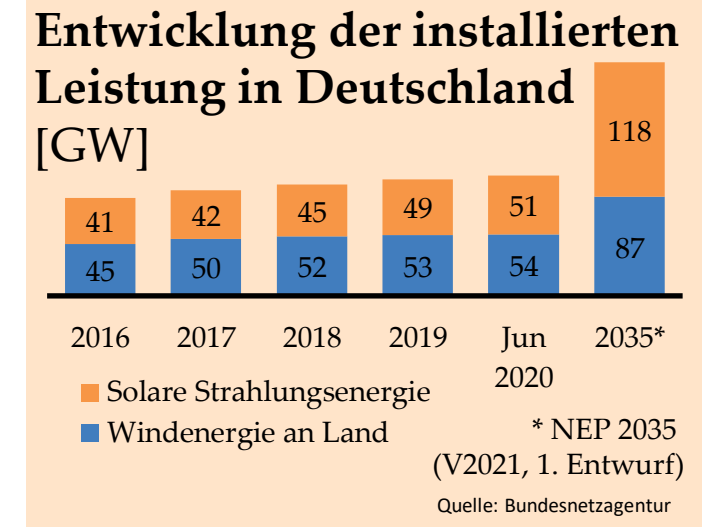
- Analysierten Kostentreiber aus Consentec (2006) sind weiterhin relevant Kostentreiber für Netzbetreiber
- Versorgungsaufgabe stellt nach wie vor einen wesentlichen Kostentreiber für Netzbetreiber dar

## Technische Entwicklungen seit 2006:

- Zubau von Erzeugungsanlagen
  - RP3: spezifische Kostentreiberanalyse für den Integrationsaufwand dez. Erzeugungsanlagen
- Einsatz von Elektrofahrzeugen: 194 Tsd. Neuzulassungen BEV (2020)<sup>1</sup>
- Einsatz von Wärmepumpen (120 Tsd. Neugeräte in 2020)<sup>2</sup>

## Regulatorische Entwicklungen:

- Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus --> Auswirkungen auf Netzengpassmanagement & Redispatch
- Entscheidung des Europäischen Gerichtshof zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden



1: Kraftfahrt-Bundesamt: [https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/Allgemein/pm01\\_2021\\_E\\_Antrieb.html](https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/Allgemein/pm01_2021_E_Antrieb.html)

2: Bundesverband Wärmepumpe: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/positives-signal-fuer-den-klimaschutz-40-prozent-wachstum-bei-waermepumpen/#content>

# Festlegung der Datenerhebung

- Ausgangspunkt für die Definition der relevanten Parameter im Rahmen der Datenabfrage und zur Bildung der Vergleichsparameter sind der Erhebungsbogen, der Zusatzerhebungsbogen der RP3 und die Parameterbildungen der RP3

## Erweiterung des Parametersets um folgende Themen:

### 1. Integration dezentraler Erzeugungsanlagen

- Aufnahme Strukturbezogener Parameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe (z.B. inst. dezentrale Erzeugungsleistung)

### 2. Detaillierte Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen

- Aufschlüsselung der Kundenstruktur nach Kundentypen ermöglicht genauere Erfassung der Veränderungen

### 3. Berücksichtigung der Spitzenkappung bei kleinen PV-Anlagen

- Notwendigkeit einer Korrektur der installierten Erzeugungsleistung um den nach §9 Abs. 2 Nr. 3 EEG (Version 2021) pauschal abgeregelten Wert

### 4. Abfrage der zweit- bis fünfthöchsten Lastwerte

- Aufnahme in das Parameterset zur Plausibilisierung der Messdaten & Abfangen möglicher Messfehler

### 5. Abfrage der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung

- Aufnahme auf Wunsch eines Verteilnetzbetreibers

# Vergleichsparameter RP4



# Übersicht Vergleichsparameter: Gruppen und Subgruppen

## yNet (Netzlängen)

### yCables

yCables.circuit

yCables.otehr

### yLines

yLines.circuit

yLines.other

### yNet.length

## yConnections (Anschlüsse)

yConnections.cus

yConnections.streetlights

yConnections.incl.inj

### yConnections.other.dso

## yInjectionPoints (Einspeisepunkte)

yInjectionPoints.renewables

yInjectionPoints.KWKG

yInjectionPoints.other

yInjectionPoints.dec

## yMeters (Messlokationen)

### yMeters.read

yMeters.flatrate

yMeters.active

yMeters.all

yMeters.cp

## yEnergy (Ausspeisung)

yEnergy.delivered

yEnergy.recovered

yEnergy.losses

yEnergy.other

## yInjection (Einspeisung)

yInjection.generation

yInjection.renewables

yInjection.KWKG

yInjection.other

yInjection.dec

## yInstalledPower (Erzeugungsleistung)

yInstalledPower.renewables

yInstalledPower.renewables.solar

yInstalledPower.renewables.wind

yInstalledPower.renewables.biomass

yInstalledPower.renewables.hydro

yInstalledPower.KWKG

yInstalledPower.other

### yInstalledPower.dec

### yInstalledPower.simcurt

yInstalledPower.simcurt.solar

yInstalledPower.simcurt.wind

yInstalledPower.nonsimcurt

yInstalledPower.reducedAPFI

## yPeakload (Last)

yPeakload.in

yPeakload.out

yPeakload.abs

yPeakload.into.higher

yPeakload.from.higher

## ySubstations (Umspannwerke)

ySubstations.own

## ySwitchingstations (Schaltstationen)

ySwitchingstations.own

## yTransformers (Transformatoren)

yTransformers.own

yTransformers.ront

yTransformers.reserve

yTransformers.power (neuer Name)

yTransformers.power.ront (neuer Name)

## yArea (Fläche)

yArea.supply

yArea.network

## yIssues (Einspeisemanagement)

yRelativeLowerPower (relative Last)

## zProperties (diverse Eigenschaften)

zPowered.nets

zEast\_West

zResources

zNet.structure

zOther

zOperator

zDensity

## zSoil (Gebietseigenschaften)

zSoil.BK

zSoil.GB

## rRelations (Verhältniszahlen Validierung)

rRelations.peak

rRelations.power

rRelations.generation

rRelations.meters

rRelations.transformers

Blau: Davon Parameter EVS3

Grün: Neue (Sub)Gruppen im Vergleich EVS3

Gestrichen: Nicht mehr Teil des Datensatzes

# Klassifizierung und Priorisierung der Parameter

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

## 1. Einteilung in Gruppen

- Ähnliche Parameter je Versorgungsdimension werden in Gruppen geordnet, z.B. verschiedene Anschlussarten zur Gruppe "Connections"

## 2. Zuordnung der Parameter/ Gruppen zu Versorgungsdimensionen

- Transport ("Arbeit", "Betrieb")
- Kapazitätsbereitstellung ("Leistung", "Vorhaltung")
- Dienstleistungsbereitstellung («Anschluss»)

## 3. Klassifizierung der Gruppen/ Parameter nach Kontrollierbarkeit durch die Netzbetreiber

- Unterscheidung nach Input- bzw. Outputorientierung

# Einordnung anhand Versorgungsdimensionen (analog RP3)

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

# Ingenieurwissenschaftliche Einschätzung der Parameter

Einteilung Prioritätenliste Top-Down und Bildung von Technical-Blocks



# Prioritätenliste Top-Down

- **Gute Eignung:** Kostentreiber mit aus ing.wiss. Sicht besonders guter Eignung zur Kostenabbildung
- **Komplementäre Eignung:** Kostentreiber, welche wesentliche Teilaspekte abbilden und als Komplemente dienen
- **Partielle Eignung:** Parameter mit geringster Eignung, welche jedoch potenziell Teilaspekte einbringen können

Gute Eignung (K1)	Komplementäre Eignung (K2)	Partielle Eignung (K3)
<b>Stärker Exogen</b>		
Höchstlast (K1A) (Ein- und Ausspeisung, Entnahme)	Höchstlast (Rückspeisung)	Einspeisung/Ausspeisung
Höchstbelastung (K1B)	Erzeugungsleistung	Einspeisemanagement
	Anschlusspunkte	Einspeisepunkte
	Messlokationen	
	Fläche	
<b>Stärker Endogen</b>		
	Leitungen	Umspannstationen
	Kabel	Transformatoren
	Bemessungsscheinleistung	Netzverluste

- **Vermerk: keine wesentlichen Änderungen zu RP3**



# Erläuterung stärker exogener Parameter

- **Höchstlast (Ein- und Ausspeisung, Entnahme):** Historisch und heute auslegungsrelevant für Verteilnetze, Beschreibt Versorgungsaufgabe, Bedient Versorgungsdimension Kapazität
- **Höchstbelastung:** Betrachtet neben der Jahreshöchstlast (Entnahme) zusätzlich den Aspekt der heute ebenfalls auslegungsrelevanten Belastungen dezentraler Einspeisung
- **Dezentrale Erzeugungsleistung:** Bildet den Aspekt der dezentralen Erzeugung unter allen Anforderungen am besten ab, allerdings im Allgemeinen kein guter Kostentreiber für Netzkosten<sup>1</sup>
- **Höchstlast (Rückspeisung):** Konträre Größe zur Jahreshöchstlast, Bildet den Aspekt der dezentralen Erzeugung sehr gut ab, allerdings kein guter Kostentreiber für Netzkosten<sup>1</sup>
- **Einspeisung/ Ausspeisung:** Leistung für Netzauslegung relevant
- **Anschlusspunkte, Messlokationen:** Bildet komplementären Part zur auslegungsrelevanten Höchstbelastung ab, da Aufwand (Abrechnung, Anschluss) je Anlage entsteht
- **Fläche:** Spiegelt zwar nicht direkt die Versorgungsaufgabe wider, ist jedoch Indikator für Spannungsbandprobleme (ausgedehnte Netze bedeuten lange Leitungsabgänge)
- **Einspeisepunkte:** Ggf. unterstützend für komplementären Parameter dezentrale Erzeugungsleistung
- **Einspeisemanagement:** Direkt verbundene Kosten für Entschädigungszahlungen nicht in relevanten Netzkosten enthalten (dauerhaft nicht beeinflussbar). Beschreibt Belastung durch dezentrale Erzeugung für Netzbetreiber, deutet nicht zwingend auf Aufwand durch Netzausbau hin.

# Erläuterung stärker endogener Parameter

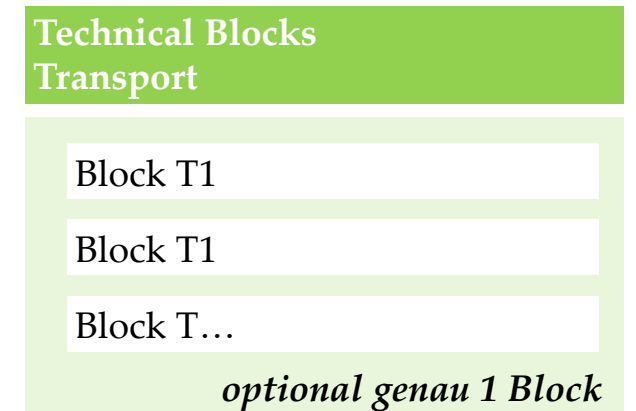
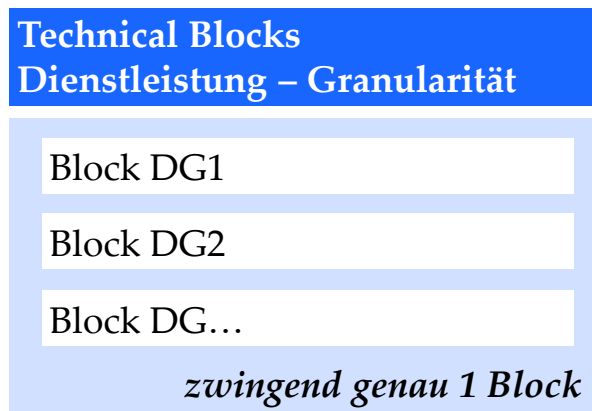
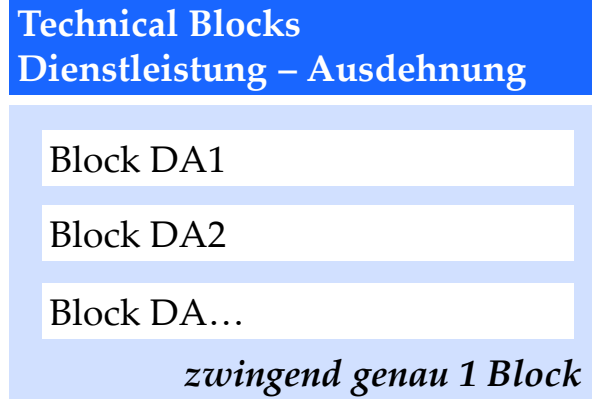
- **Leitungen, Kabel:** Bilden partiellen Teil der Netzkosten ab, Indikator für Spannungsbandprobleme
- **Bemessungsscheinleistung:** Bilden partiellen Teil der Netzkosten ab. Auslegung der Transformatoren Indikator für Jahreshöchstlast
- **Umspannstationen, Transformatoren:** Bilden partiellen Teil der Netzkosten
- **Netzverluste:** Bilden partiellen Teil der Netzkosten ab. Bildet Aspekt der auslegungsrelevanten Höchstbelastung (Leistung) als auslegungsrelevantes Kriterium nur geringfügig ab

# Technical Blocks



# Technical Blocks – Konzept des Verfahrens

- **Ziel:**
  - Verfahren, das stets zu vollständigen, konzeptionell guten Modellen führt
- **Methode:**
  - Permutation von „Technical Blocks“ unter Bedingungen
- **Bedingungen:**
  - Jeweils ein Block aus den zwingenden Kategorien
    - Dienstleistung Ausdehnung (DA)
    - Dienstleistung Granularität (DG)
    - Kapazität (K)
  - Optional ein Block T (Transport)



# Übersicht der gebildeten Technical Blocks

Modell =

1 Block DA

+ 1 Block DG

+ 1 Block K

+ optional 1 Block T

BlockNr	Par1	Par2	Par3	Par4	Par5	Par6
DA1	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yNet.length.N5	yNet.length.N7		
DA2	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.all.N57.sum	yLines.all.N57.sum		
DA3	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yNet.length.N7	
DA4	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yLines.circuit.N7	yCables.circuit.N7
DA5	yNet.length.all.tot					
DA6	yCables.all.N13.sum	yLines.all.N13.sum	yNet.length.N5	yNet.length.N7		
DA7	yCables.all.N13.sum	yLines.all.N13.sum	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yNet.length.N7	
DA8	yCables.all.tot	yLines.all.tot				
DG1	yMeters.read.tot					
DG2	yMeters.noncp.ctrl.tot	yMeters.cp.ctrl.tot				
DG3	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	yMeters.cp.ctrl.tot	yMeters.house.tot			
DG4	yConnections.incl.inj.N1357.sum					
DG5	yMeters.noncp.ctrl.tot	yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum	yConnections.other.dso.same.tot	yMeters.cp.ctrl.tot		
K1	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum		
K2	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6				
K3	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.tot			
K4	yPeakload.from.higher.sim.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum		
K5	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.N1to4.sum	yInstalledPower.N5to6.sum	yInstalledPower.N7	
K6	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot	yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	yInstalledPower.KWKG.tot	
K7	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.renewables.wind.tot	yInstalledPower.renewables.solar.tot	yInstalledPower.renewables.other.tot	
K8	yPeakload.into.higher.sim.N4	yPeakload.into.higher.sim.nett.N6	yPeakload.N4	yPeakload.N6		
K9	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.nonsimcirt.N1to4.sum	yInstalledPower.nonsimcirt.N5to7.sum		
T1	yEnergy.delivered.net.tot					
T2	yEnergy.delivered.net.N67.sum	yEnergy.delivered.net.N45.sum	yEnergy.delivered.net.N23.sum			
T3	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum				
T4	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	yInjection.net.N2to4.sum	yInjection.net.N5to7.sum		

- Farblich hinterlegt: Potenzielle Normierungsparameter in normiert-linearen Modellen
- Minimal mögliche Anzahl Parameter  $1 + 1 + 2 = 4$  (aus Blocks DA5, DG1 oder 4, K2, kein T-Block)
- Maximal mögliche Anzahl Parameter  $6 + 4 + 5 + 4 = 19$  (aus Blocks DA4, DG5, K7 und T4)

# Technical Blocks – Dienstleistung Ausdehnung

Block Nr	Parameter	Block Nr	Parameter
DA1 von RP3	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yNet.length.N5 yNet.length.N7	DA5 Min	yNet.length.all.tot
DA2	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yCables.all.N57.sum yLines.all.N57.sum	DA6	yCables.all.N13.sum yLines.all.N13.sum yNet.length.N5 yNet.length.N7
DA3 von RP2	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yCables.circuit.N5 yLines.circuit.N5 yNet.length.N7	DA7	yCables.all.N13.sum yLines.all.N13.sum yCables.circuit.N5 yLines.circuit.N5 yNet.length.N7
DA4 Max	yCables.circuit.N3 yLines.circuit.N3 yCables.circuit.N5 yLines.circuit.N5 yLines.circuit.N7 yCables.circuit.N7	DA8	yCables.all.tot yLines.all.tot

## Erläuterungen

- Blocks bilden die nach Spannungsebenen disaggregierten Netzlängen ab; Unterscheidung nach Erdkabeln und Freileitungen in bestimmten Fällen;
- Jeweils mit Ausnahme von HöS (N1) stets alle Netzlängen abgebildet
- DA1: Gemäß Modell RP3
- DA2: Freileitungen in NS- und MS-Ebene sind rund 40% günstiger als Erdkabel<sup>1</sup>
  - Aggregation von Erdkabeln und Freileitungen in MS- und NS-Ebenen
- DA3: Gemäß Modell RP2
- DA4: Maximal disaggregiert (noch ohne HöS)
- DA5: Maximal aggregiert
- DA6, 7: Aufnahme der HöS-Ebene, um alle Netzebenen zu berücksichtigen

# Technical Blocks – Dienstleistung Granularität

Block Nr	Parameter
DG1 von RP3	yMeters.read.tot
DG2	yMeters.noncp.ctrl.tot yMeters.cp.ctrl.tot
DG3	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot yMeters.cp.ctrl.tot yMeters.house.tot
DG4 Min	yConnections.incl.inj.N1357.sum
DG5 Max	yMeters.noncp.ctrl.tot yMeters.cp.ctrl.tot yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum yConnections.other.dso.same.tot

## Erläuterungen

- Blocks bilden Kosten je gemessenen Endkunden ab; gezielte Abbildung der Versorgungsaufgabe;
- Jeweils alle Netzebenen berücksichtigt mit unterschiedlicher Aufteilung
  - DG1: Gesamtzahl Messlokationen, Gemäß Modell RP3
  - DG2, DG3: Aufschlüsselung nach steuerbaren und nicht steuerbaren Netzkunden --> Detailliertere Abbildung der Versorgungsaufgabe
  - DG4, DG5: Berücksichtigung von Anschlusspunkten, da Anschlusspunkte ggf. keinen oder mehrere Zähler haben & Kosten trotzdem berücksichtigt werden sollten

# Technical Blocks – Kapazität

Block Nr	Parameter	Block Nr	Parameter
<b>K1</b> ähnlich RP3 <sup>1</sup>	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum	<b>K6</b>	yPeakload.N4 YPeakload.N6 yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot yInstalledPower.KWKG.tot
<b>K2</b> Min	yPeakload.abs.sim.N4 yPeakload.N6	<b>K7</b>	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.renewables.wind.tot yInstalledPower.renewables.solar.tot yInstalledPower.renewables.other.tot
<b>K3</b> ähnlich RP3 <sup>2</sup>	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.reducedAPFI.tot	<b>K8</b>	yPeakload.into.higher.sim.N4 yPeakload.into.higher.sim.nett.N6 yPeakload.N4 yPeakload.N6
<b>K4</b>	yPeakload.from.higher.sim.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum	<b>K9</b>	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum
<b>K5</b>	yPeakload.N4 yPeakload.N6 yInstalledPower.N1to4.sum yInstalledPower.N5to6.sum yInstalledPower.N7		

<sup>1</sup> Originalparameter RP3 nicht abgeriegelt: yInstalledPower.N1to4.sum bzw. yInstalledPower.N5to7.sum

<sup>2</sup> Originalparameter RP3 nicht abgeriegelt und Höchstlasten leerstandskorrigiert (yPeakload.corr.N4, yPeakload.corr.N6)

## Erläuterungen

- Jahreshöchstlast bzw. Höchstbelastung als wesentlicher Kostentreiber; Bilden Basis der Kostentreiberrechnung §§ 15-21 StromNEV
- K1: Angelehnt an Modell RP3, Berücksichtigung von Spitzenkappung
- K2: Vorzeichenunabhängige Betrachtung der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen in den Umspannebenen
- K3: Gemäß Modell RP2 (sinngemäß)
- K4: Jahreshöchstlast aller Entnahmen (aus der vorgelagerten Netzebene) kombiniert mit inst. Erzeugungsleistung (Berücksichtigung von Spitzenkappung)
- K5: Jahreshöchstlast aller Entnahmen kombiniert mit inst. Erzeugungsleistung
- K6: Unterscheidung nach Regelbarkeit der inst. Erzeugungsleistung in Kombination mit Jahreshöchstlast aller Entnahmen
- K7: Unterscheidung nach Technologien der inst. Erzeugungsleistung in Kombination mit Jahreshöchstlast aller Entnahmen
- K8: Spiegelt Rückspeisung & Ausspeisung auf beiden Ebenen (MS/NS & HS/MS) wider
- K9: Alternative Variante von K1 durch Berücksichtigung der max. Zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung → Dient als Vergleich



# Technical Blocks – Transport

Block Nr	Parameter
T1 Min	$y_{\text{Energy.delivered.net.tot}}$ = $y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N2}} + y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N3}} + y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N4}} + y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N5}} + y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N6}} + y_{\text{Energy.delivered.to.customers.N7}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N2}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N3}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N4}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N5}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.lower.net.other.dso.N6}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N2}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N3}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N4}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N5}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N6}} + y_{\text{Energy.delivered.to.the.same.net.level.N7}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N2}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N3}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N4}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N5}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N6}} + y_{\text{Energy.recovered.from.higher.net.N7}}$
T2	$y_{\text{Energy.delivered.net.N67.sum}}$ $y_{\text{Energy.delivered.net.N45.sum}}$ $y_{\text{Energy.delivered.net.N23.sum}}$
T3	$y_{\text{Energy.delivered.net.N2to4.sum}}$ $y_{\text{Energy.delivered.net.N5to7.sum}}$
T4 Max	$y_{\text{Energy.delivered.net.N2to4.sum}}$ $y_{\text{Energy.delivered.net.N5to7.sum}}$ $y_{\text{Injection.net.N2to4.sum}}^1$ $y_{\text{Injection.net.N5to7.sum}}^1$

## Erläuterungen

- Optionale Blöcke
- Abbildung der transportierten Energiemengen
  - T1: Summe entspricht Gesamtentnahme eines Netzes aus der Umspannebene, alle Netzebenen aggregiert
    - T2: Disaggregierte Version mit jeweils zwei Netzebenen
    - T3: Alternative Aggregation analog zu aggregierten Parametern der installierten Erzeugungsleistung
  - T4: Erweiterung von T3 um die Energiemengen der Rückspeisungen

<sup>1</sup>  $y_{\text{Injection.upper.nets.other.dso.N...}} + y_{\text{Injection.other.dso.N...}} + y_{\text{Injection.renewables.N...}} + y_{\text{Injection.KWKG.N...}} + y_{\text{Injection.other.N...}} + y_{\text{Energy.recovered.from.lower.net.N...}}$

# Datenplausibilisierung

Validierungsschritte

Formale Prüfungen

Analytische Validierungen



# Datenbearbeitung- und Validierung

## Ziel

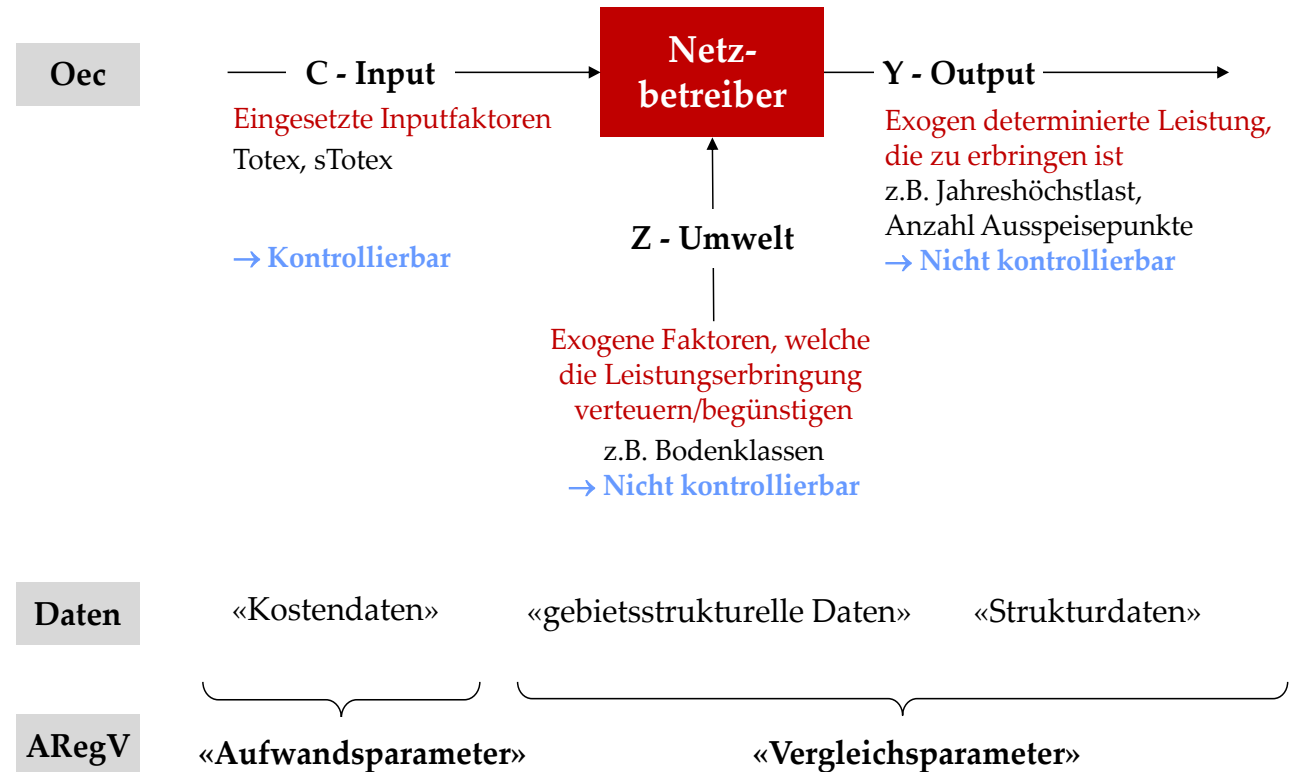
- mit der BNetzA abgestimmte Datenplausibilisierung
- Berechnung der Vergleichsparameter
- Validierte Vergleichsparameter

## Wichtigste Arbeitsergebnisse:

- Nomenklatur
- Plausibilisierte und ggf. bereinigte Daten
- Generierte Vergleichsparameter
- Plausibilisierte und ggf. bereinigte Vergleichsparameter und Aufwandparameter
- Als zentrales Arbeitsergebnis ein validierter Datensatz als Grundlage für die weiteren Arbeiten

## Verarbeitung

- Durchgängig in R (Import, Aufbereitung, Cleansing, Parameterberechnung) → Excel → Report



# Überblick Validierungsschritte

## Allgemein

- Gestaffeltes Vorgehen, teilweise automatisiert
- Fokus BNetzA: Individuelle Validierung
- Fokus Gutachter: Kreuzvalidierung
  - *Datenstand V8 wie veröffentlicht (20230904)*

## Formale / individuelle Validierung

- Vollständigkeit der Daten
- Datenformate
- Betrachtung von Nullwerten
- Wertebereichprüfung
  - Werte und KPIs innerhalb ingenieurwissenschaftlich zu erwartender Wertebereiche?
- Belegenheit der Netze

## Analytische und statistische (Kreuz-) Validierung

- Integrität: Benford Analyse
- Plausibilität:
  - Vergleich mit Daten der RP3
  - Verteilungsanalysen (Extremwerte per Variable)
    - Boxplots
    - IQR-Ausreißer (Interquartilsabstand)
    - Rosner-Ausreißer
    - Dixon-Ausreißer
  - Analyse der Verhältnisse Output/Inputs
    - Scatterplots
    - Cooks-Distance Ausreißer relativ zu den Kosten
  - Korrelationsanalyse
  - Prüfungen mit Blick auf Effizienzgrenze
    - SFA: CD-Ausreißer in einfachen Modellen
    - DEA: Kontrolle der Unit-Cost-Leaders

# Daten und Stand (Datensatz V8)

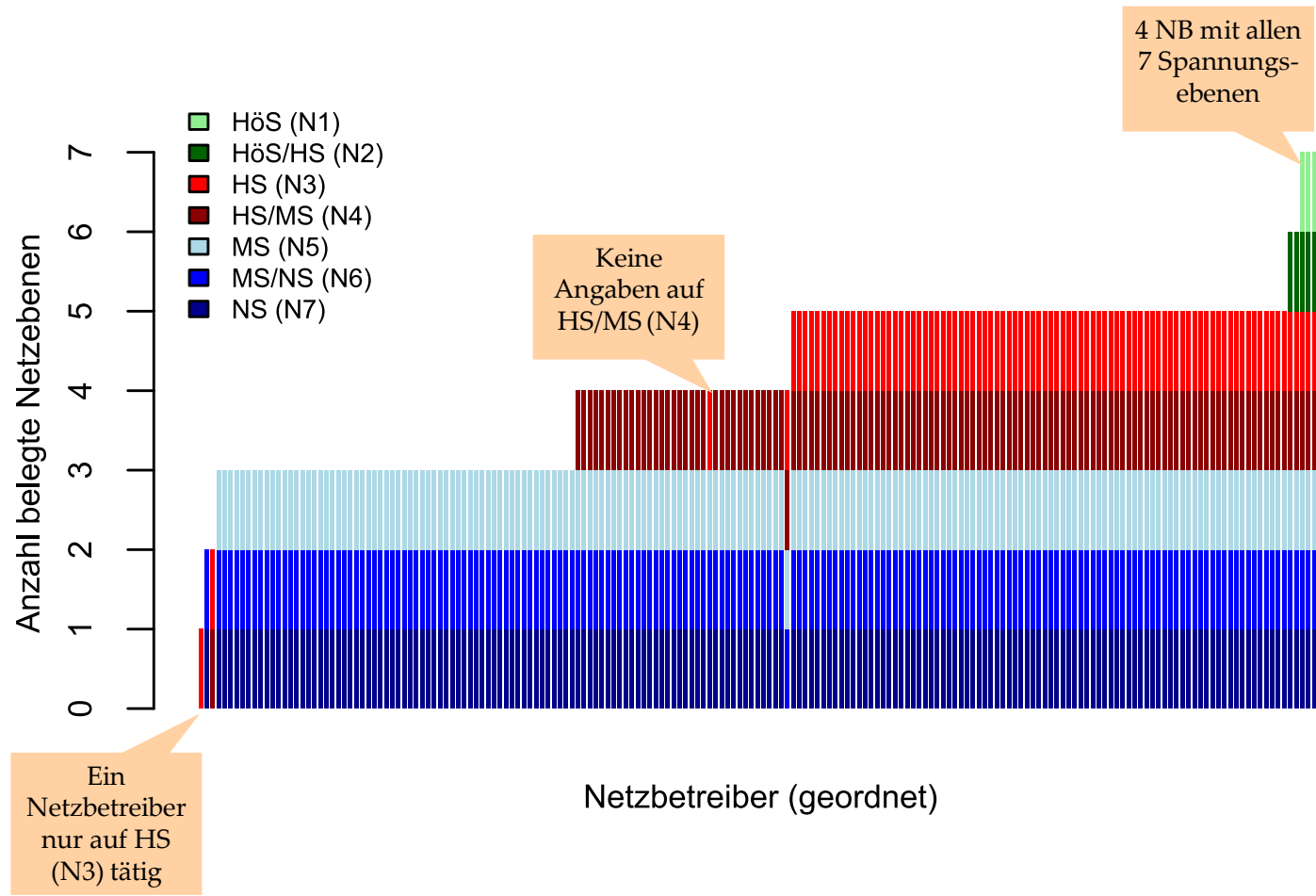
	C Kostendaten	Y Strukturdaten	Z Gebiets- strukturelle Daten
<b>Eingangsdaten bereitgestellt von der BNetzA</b>			
Erste Lieferung	20.10.2022	20.10.2022	18.04.2023
Aktueller Stand Datensatz	30.8.2023	31.8.2023	1.9.2023 (GSD) 31.8.2023 (Dichteparameter)
# Variablen (Spalten im Originaldatensatz)	19	699 (Zeilen, ohne GMK/AGS)	116; 21
<b>Datensatz V8 (aufbereitet von den Gutachtern)</b>			
# Variablen	2	870	25
# Parameter (ohne Variablen, die rein der Datenplausibilisierung dienen)	2	835	24
# Vergleichsparameter (priorisierte Parameter)		210	9
# Beobachtungen	188 final vorliegend von 198		

- Verwendung der Daten nachfolgend wie folgt:
  - Datenvalidierung: I.d.R. anhand aller Variablen aller NBs (auch mit nicht vollständigen Kostendaten)
  - KTA / Effizienzvergleich: Nur für Netzbetreiber mit final vorliegenden Kostendaten (188)

# Formale Prüfungen



# Belegenheit Netze



## Ähnliches Bild wie in RP3:

- Die allermeisten Netzbetreiber auf bedienen mindestens drei Netzebenen (N5 bis N7)
- Etwa zweidrittel aller Netzbetreiber bedienen auch N4 (HS/MS)
- N3 (HS) ist etwa bei der Hälfte aller Netzbetreiber belegt
- Sehr wenige Netzbetreiber auf N1 (HöS) bzw. N2 (HöS/HS)
- Ein Netzbetreiber nur auf einer Netzebene aktiv (N4, HS)
- Ein NB ist auf vier Netzebenen aktiv (N3 bis N6), allerdings nicht auf N7





# Vollständigkeit Netzebenen und Wertebereichsprüfung

## Vollständigkeit der Netzebenen:

Überprüfung ob bei einem auf der Netzebene tätigen NB sowohl Last, Arbeit und Netzlänge (Spannungsebene) bzw. Last, Arbeit und Transformatoren (Umspannebene) vollständig vorhanden sind

- Netzebene 1: Vollständig
- Netzebene 2: Einige NB ohne Transformatoren und Last
- Netzebene 3: Ein NB ohne Last und Netzlänge, ein NB ohne Netzlänge
- Netzebene 4: Oft keine Transformatoren und Last
- Netzebene 5: Vollständig
- Netzebene 6: Ein NB ohne Transformatoren
- Netzebene 7: Vollständig

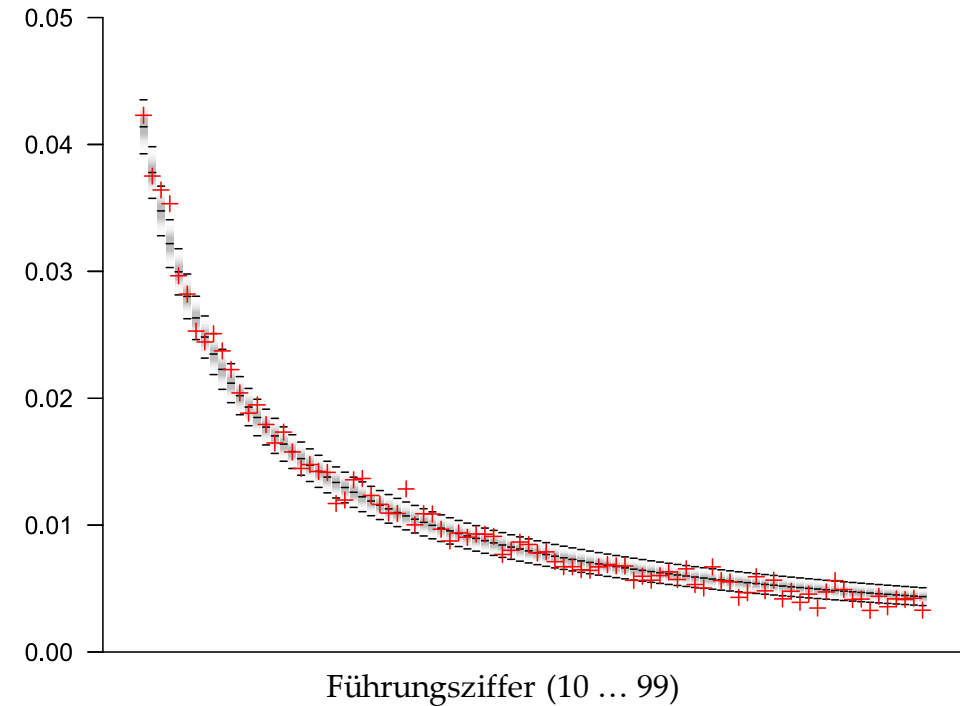
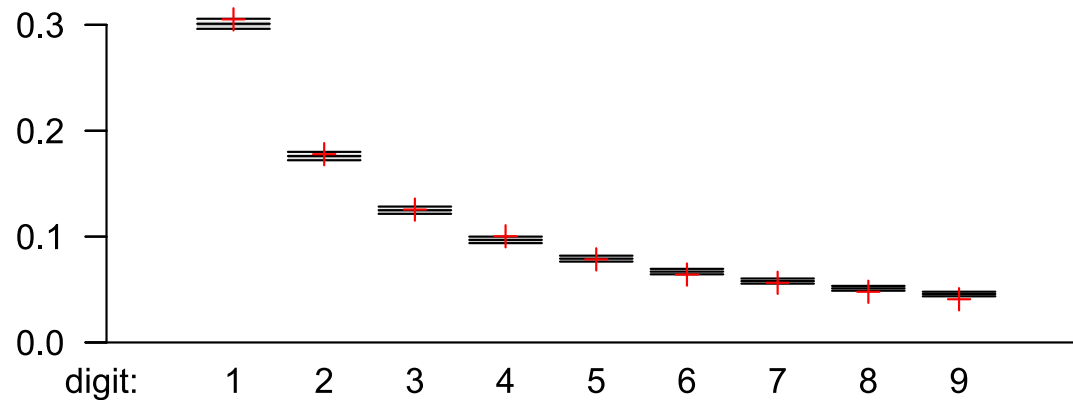
## Wertebereichsprüfung

- Insgesamt gut
- Auffälligkeiten Vergleichsparameter (y, z):
  - Durchwegs ok, Ausnahme Netzbetreiber ohne Einspeisung / Einspeisepunkte / angeschlossene Erzeugungsleistung
- Auffälligkeiten Verhältniszahlen (r):
  - Verhältnis von höchster zu zweithöchster bzw. fünfhöchster Last teils auffällig hoch (1.07; 1.89)
  - Höchstbelastung auf NE2 und 4 teils mehr als 50% erhöht im Vergleich zur Höchstlast
  - Einspeiselast zu Ausspeiselast teils mehr als doppelt so hoch
  - Benutzungsstunden auf Netzebene 5 einmal zu hoch

# Analytische Prüfungen



# Datenintegrität: Benford Analyse



- Grundsätzlich entspricht der Datensatz recht gut den theoretischen Werten, sowohl bei der ersten führenden Ziffer (Abbildung links) als auch den zwei ersten führenden Ziffern (Abbildung rechts) liegen keine statistischen Auffälligkeiten vor
- Teilweise festgestellte Häufigkeiten (+) nicht ganz in den Konfidenzintervallen

# Vergleich Parameterwerte mit RP3

Aufwandparameter		Strukturparameter													
cTOTEXn	cTOTEXs	yConnections.N7	yConnections.tot	yConnections.excl.streetlights.tot	yConnections.cus.tot	yInjectionPoints.tot	yConnections.incl.inj.tot	yMeters.read.tot	yMeters.all.tot	yCables.circuit.N3	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N3	yLines.circuit.N5	yNet.length.N7	
114%	111%	104%	147%	122%	104%	158%	149%	104%	103%	100%	104%		100%	103%	
105%	104%	101%	158%	137%	128%	160%	158%	99%	94%		100%		57%	101%	
118%	119%	103%	150%	124%	103%	115%	149%	113%	111%		104%			108%	
105%	105%	106%	127%	116%	105%	122%	128%	104%	104%		100%			102%	
110%	102%	102%	131%	113%	102%	145%	131%	100%	100%		106%		77%	102%	
108%	105%	103%	122%	111%	103%	156%	122%	104%	100%		99%		0%	106%	
84%	83%	103%	115%	108%	103%	143%	115%	108%	108%		103%			105%	
114%	117%	104%	145%	130%	103%	131%	145%	103%	103%	100%	98%			68%	
118%	114%	101%	123%	113%	107%	130%	123%	102%	102%		103%		100%	103%	
88%	88%	103%	122%	110%	103%	108%	121%	101%	101%		102%			102%	
103%	101%	102%	126%	111%	102%	156%	125%	96%	93%	0%	101%	112%	48%	102%	
108%	111%	104%	129%	112%	103%	147%	129%	115%	115%		108%		96%	101%	
97%	95%	102%	125%	113%	103%	141%	125%	106%	106%		101%		81%	104%	
102%	103%	97%	116%	109%	101%	171%	117%	102%	102%		100%		90%	102%	
109%	111%	101%	129%	111%	100%	164%	129%	98%	93%		95%		93%	101%	
102%	101%	102%	125%	111%	101%	140%	125%	104%	103%		100%			102%	
100%	101%	105%	149%	123%	106%	136%	149%	104%	103%		105%		97%	107%	
98%	97%	56%	78%	97%	84%	118%	77%	83%	83%		103%		84%	92%	
104%	104%	109%	136%	119%	109%	158%	137%	104%	104%		101%		89%	103%	
116%	112%	102%	127%	112%	101%	141%	127%	107%	107%		120%		0%	104%	
83%	82%	102%	129%	113%	102%	150%	129%	104%	103%		110%		73%	103%	
119%	115%	104%	138%	118%	103%	129%	138%	109%	109%		113%		93%	108%	
110%	110%	101%	142%	118%	102%	135%	142%	100%	99%		101%		85%	104%	
118%	116%	101%	126%	112%	101%	148%	126%	108%	108%	100%	103%		61%	101%	
124%	119%	104%	134%	115%	103%	125%	133%	115%	114%		106%		95%	102%	
64%	65%	90%	123%	114%	99%	149%	123%	96%	91%		0%			102%	
111%	114%	105%	132%	115%	104%	143%	131%	104%	104%		105%		92%	104%	
107%	108%	102%	128%	112%	101%	147%	127%	103%	101%		106%		97%	101%	
107%	104%	103%	130%	115%	104%	160%	123%	105%	105%		100%		100%	105%	
124%	123%	103%	135%	117%	104%	138%	140%	105%	106%		110%			105%	
119%	117%	107%	123%	113%	108%	128%	122%	103%	99%		112%		86%	108%	
114%	109%	101%	139%	118%	101%	135%	138%	102%	101%		99%		100%	104%	
109%	114%	101%	124%	113%	103%	163%	124%	98%	91%		99%			101%	
113%	113%	104%	135%	115%	103%	136%	135%	102%	102%	132%	101%			103%	
90%	89%	101%	126%	115%	104%	160%	126%	100%	99%		103%			101%	
106%	107%	104%	132%	115%	103%	138%	132%	101%	101%		96%			63%	
120%	113%	104%	136%	117%	103%	123%	137%	107%	107%		102%			86%	
109%	106%	102%	124%	112%	102%	128%	124%	103%	102%	100%	101%		32%	104%	

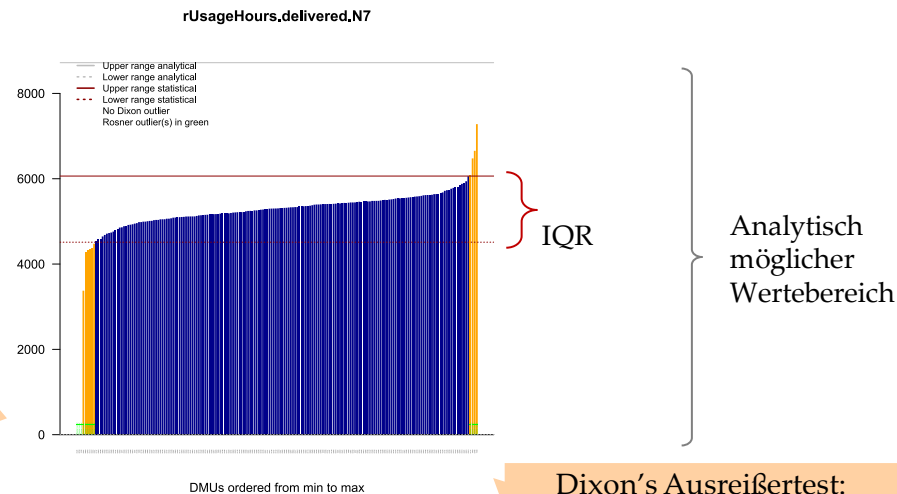
Zufälliger Ausschnitt

- Vorbemerkung: Teils geänderte Parameterdefinitionen, nicht immer direkt vergleichbar
- Deutliche Zunahme der Anzahl der Anschlusspunkte, weniger ausgeprägt der Messlokationen
- Bei Kabel- und Freileitungslängen i.d.R. keine großen Veränderungen
- Deutliche Zunahme von Umspannstationen und Transformatoren
- Installierte Erzeugungsleistung der NE5 bis NE7, insb. PV, i.d.R. starke Zunahme
- Rückgang der Ausspeisung, weniger ausgeprägt bei Höchstlasten

# Erklärung Auffälligkeitsanalysen

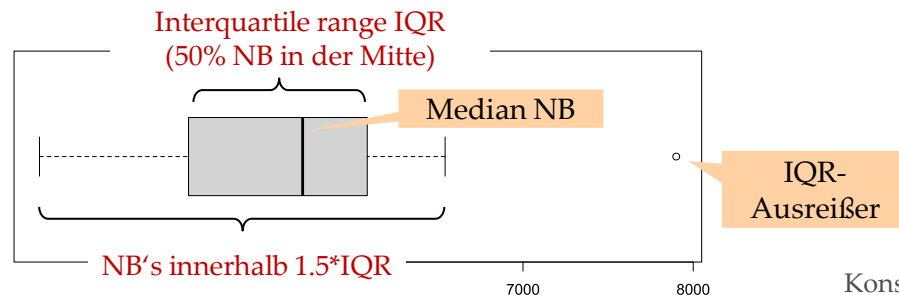
## Ausreißer *innerhalb einer Variable*

- Barplot Benutzungsstunden



Der Rosner-Ausreißertest bewertet die Abweichung vom Mittelwert im Verhältnis zur Standardabweichung

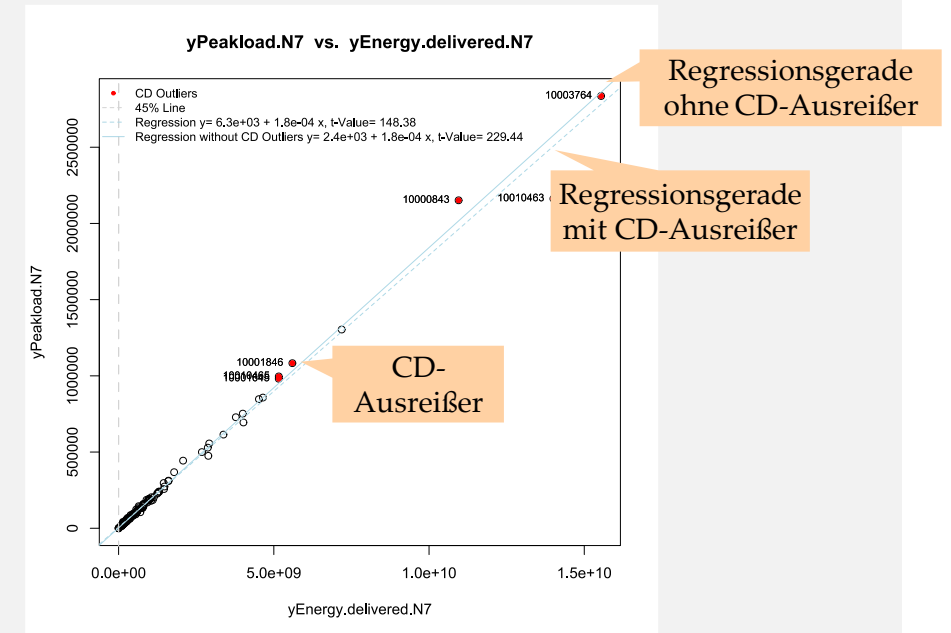
- Boxplot der gleichen Variable



Dixon's Ausreißertest: Differenz zwischen größtem und kleinstem Wert

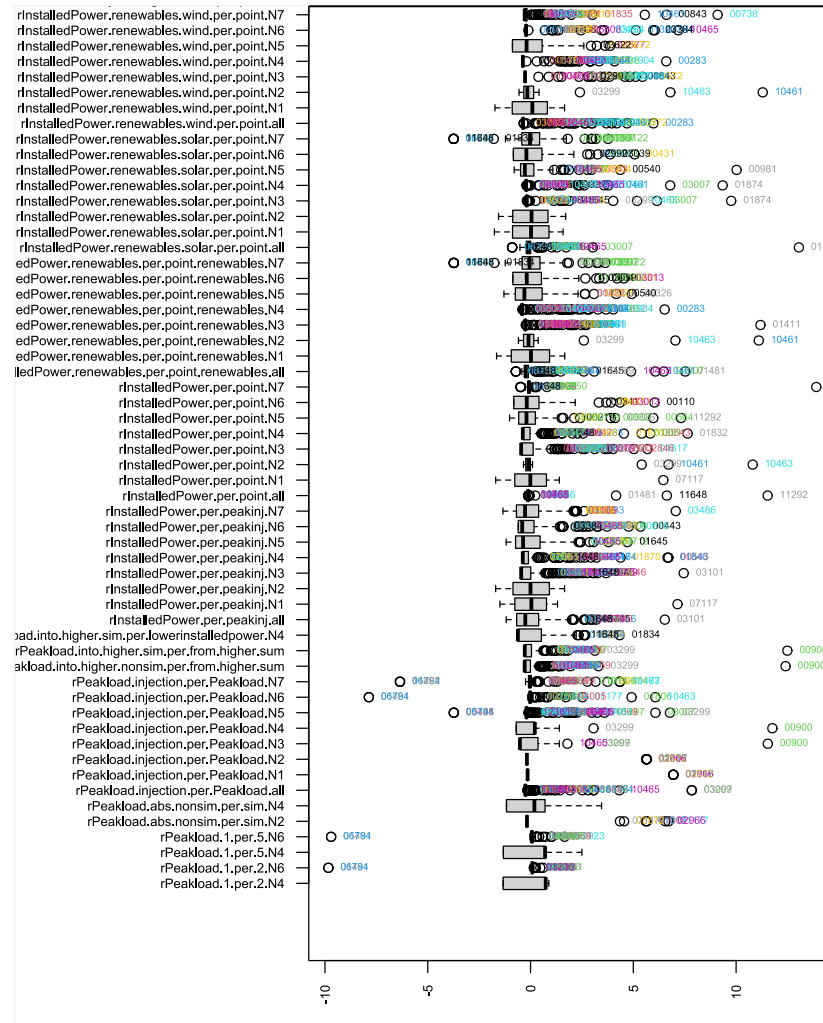
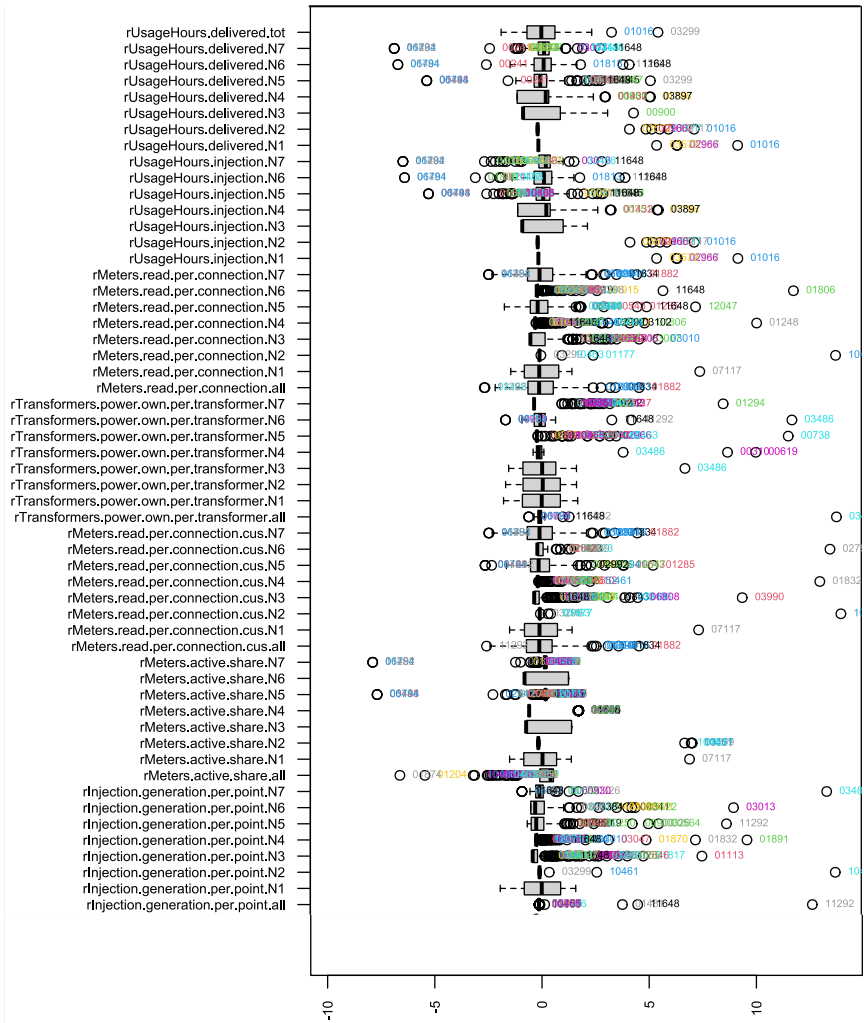
## Ausreißer *relativ zu anderen Variablen*

- Beispiel Scatterplot zweier Variablen



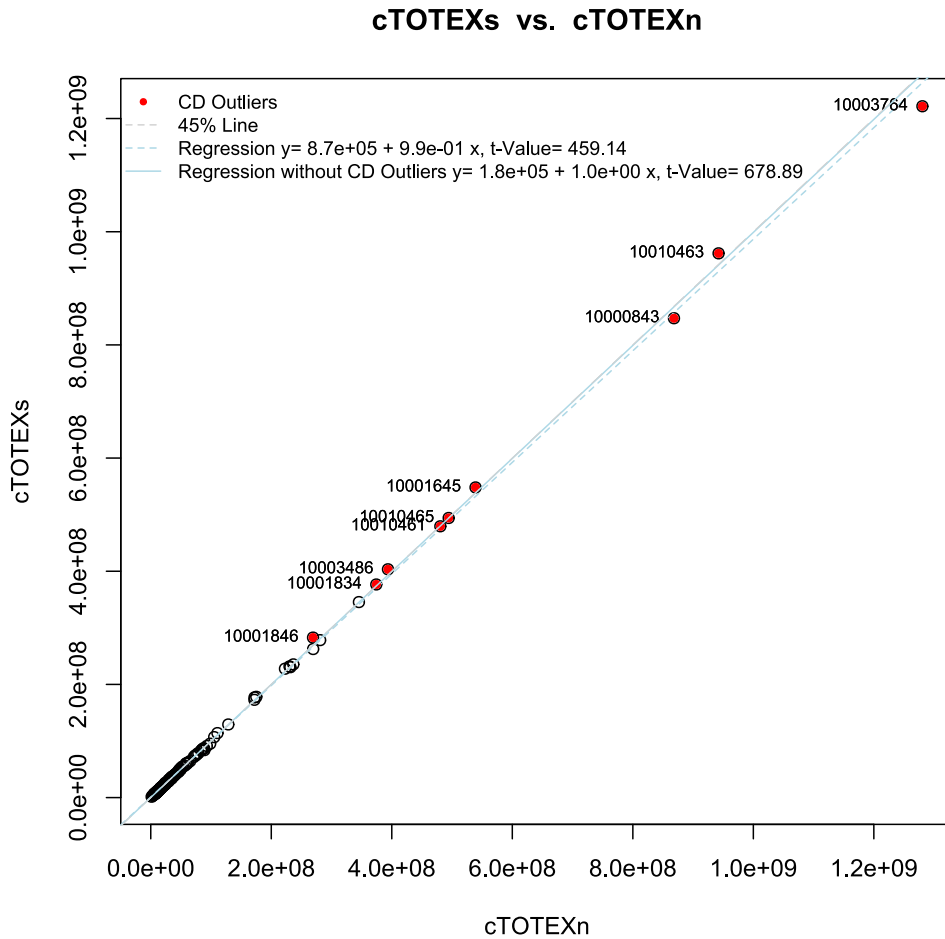
- Cook's Distance (CD): Einfluss eines NB auf die Regressionsgerade (iterativ bestimmt – wie stark ändern die Koeffizienten wenn NB x weggelassen wird)

# Boxplots aller r-Variablen skaliert auf Mittelwert 0



- Bei Nutzungsstunden sowohl positive als auch negative Ausreißer im Vergleich zum jeweiligen Mittelwert
- Bei den anderen Verhältnissen größtenteils nur positive Ausreißer
- keine Netzbetreiber mit durchgehend stark auffälligen Werten

# Scatterplots Aufwandsparameter

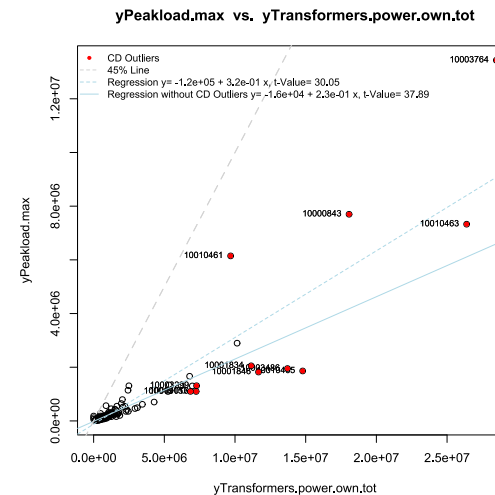
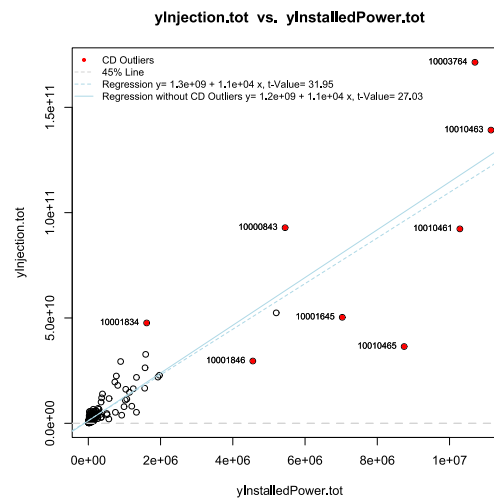
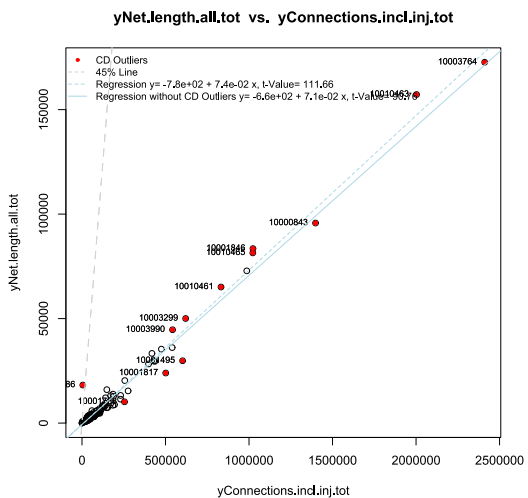
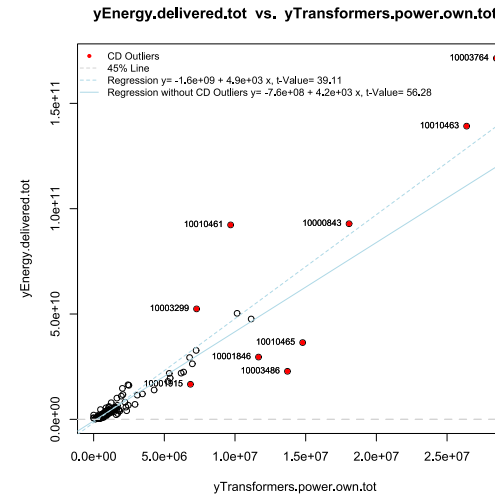
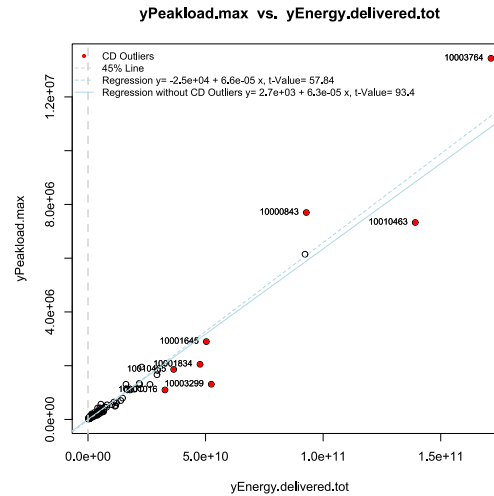
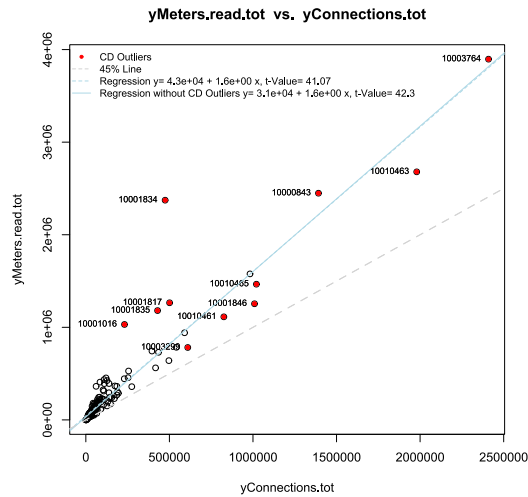


BNR_NNR	dmuName	cTOTEXn	cTOTEXs	n/s
10012071_1	e-netz Südhessen AG	89000545	83890616	1.06
10003230_1	Energieversorgung Rüsselsheim GmbH	6606487	6288813	1.05
10003091_1	TWS Netz GmbH	11518386	10965533	1.05
10003764_1	Westnetz GmbH	1280552772	1221712850	1.05
10000628_1	Stadtwerke Detmold GmbH	7527965	7205772	1.04
10003782_1	SWO Netz GmbH	23885559	22863320	1.04
10002966_1	enercity Netz GmbH	98561075	95234966	1.03
10006789_1	Regionalwerk Bodensee Netze GmbH & Co. KG	6079303	5880662	1.03
10002813_1	Harz Energie Netz GmbH	29799247	28852347	1.03
10001471_1	SÜC Energie und H2O GmbH	19981119	19379061	1.03
10010250_1	Stadtwerke Greifswald GmbH	6138577	5957299	1.03
10000619_1	Stadtwerke Lipstadt GmbH	6554014	6366080	1.03
10001481_1	VW Kraftwerk GmbH	3646665	3544289	1.03
10001835_1	Stromnetz Hamburg GmbH	269517777	262521908	1.03
10000431_1	Stadtwerke Sindelfingen GmbH	7481879	7295578	1.03
10001503_1	Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH	9638681	9403670	1.02
10000843_1	Netze BW	868258787	847124306	1.02
10011292_1	InfraServ Gendorf Netze GmbH	12047548	11755408	1.02
10012361_1	SWTE Netz GmbH & Co. KG	15772134	15413038	1.02
10003105_1	Stadtwerke Ostmünsterland GmbH & Co. KG	10878763	10639096	1.02
10003748_1	Hanau Netz GmbH	11807087	11553927	1.02
10001791_1	Stadtnetze Münster GmbH	34079062	33368844	1.02
10001087_1	Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH	9995052	9787445	1.02
10003007_1	WEMAG Netz GmbH	93095967	91198017	1.02
10012047_1	Stuttgart Netze GmbH	88524836	86272437	1.02
10000414_1	Albwerk GmbH & Co. KG	16848366	16509149	1.02
10000917_1	Stadtwerke Lingen GmbH	7274834	7132326	1.02
10000603_1	Stadtwerke Görlitz AG	5740453	5631070	1.02
10001129_1	Stadtwerke Landshut	9279369	9107476	1.02
10000349_1	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	13164583	12943936	1.02
10000900_1	Stadtwerke Flensburg GmbH	16849183	16569213	1.02
<b>Gefiltert</b>				
10001254_1	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	32603641	33780352	0.97
10001441_1	Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH	5707973	5920754	0.96
10003071_1	Mainfranken Netze GmbH	25311036	26294532	0.96
10000150_1	Überlandwerk Leinetal GmbH	9376233	9742013	0.96
10010580_1	Stadtwerke Jena Netze GmbH	15864022	16485889	0.96
10001285_1	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	13596298	14143209	0.96
10003074_1	Stadtwerke Suhl/ Zela-Mehlis Netz GmbH	5233324	5445195	0.96
10003005_1	bnNETZE GmbH	48448185	50658939	0.96
10007735_1	Mainnetz GmbH	6942744	7262336	0.96
10000873_1	Stadtwerke Frankenthal GmbH	7058871	7390772	0.96
10001806_1	AllgäuNetz GmbH & Co KG	51525418	53976531	0.95
10000241_1	Stadtwerke Hof Energie+Wasser GmbH	7942342	8331925	0.95
10001846_1	EWE NETZ GmbH	269294867	282779003	0.95
10001113_1	SWKiel Netz GmbH	34667512	36615709	0.95
10001863_1	AVU Netz GmbH	29915431	31622514	0.95
10001350_1	Albstadtwerke GmbH	6225820	6581670	0.95
10001795_1	GeraNetz GmbH	15969883	17103918	0.93
10000923_1	Stadtwerke Saarbrücken Netz AG	23855685	25706468	0.93

- Wenige statistische Ausreißer, durchwegs größere NB
- Größtenteils Abweichungen von weniger als 3%
- Maximalwerte bei 6% mehr Totex und 7% mehr sTotex
- Extreme Fälle wurden seitens BNetzA geprüft



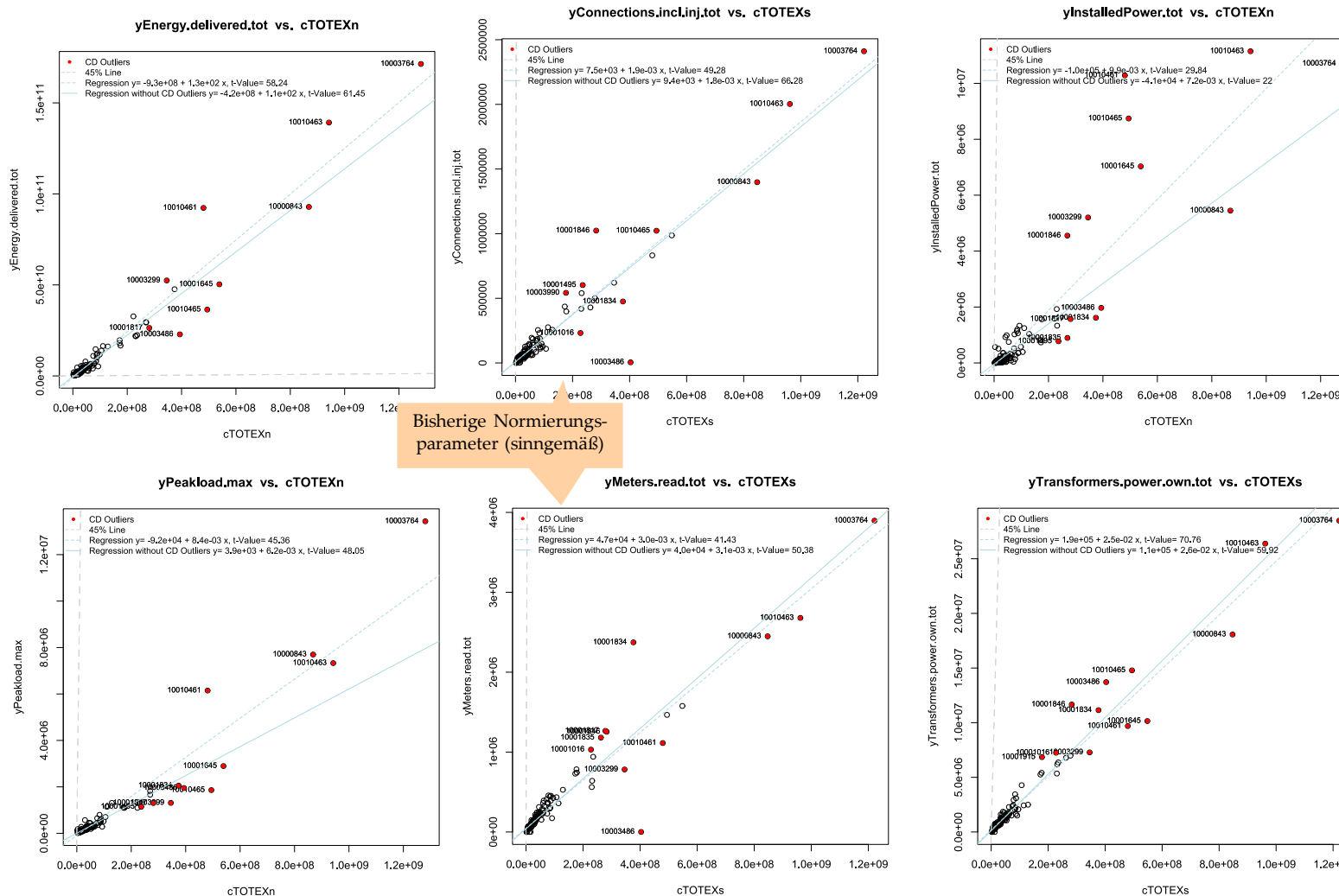
# Scatterplots Vergleichsparameter



- Gezeigt sind jeweils aggregierte Parameter
- Durchwegs hochsignifikante Zusammenhänge
- I.d.R. lineare Zusammenhänge, z.B. Netzlängen zu Anschlüsse, Arbeit zu Last
- Die größeren Netzbetreiber teils mit beträchtlicher Varianz



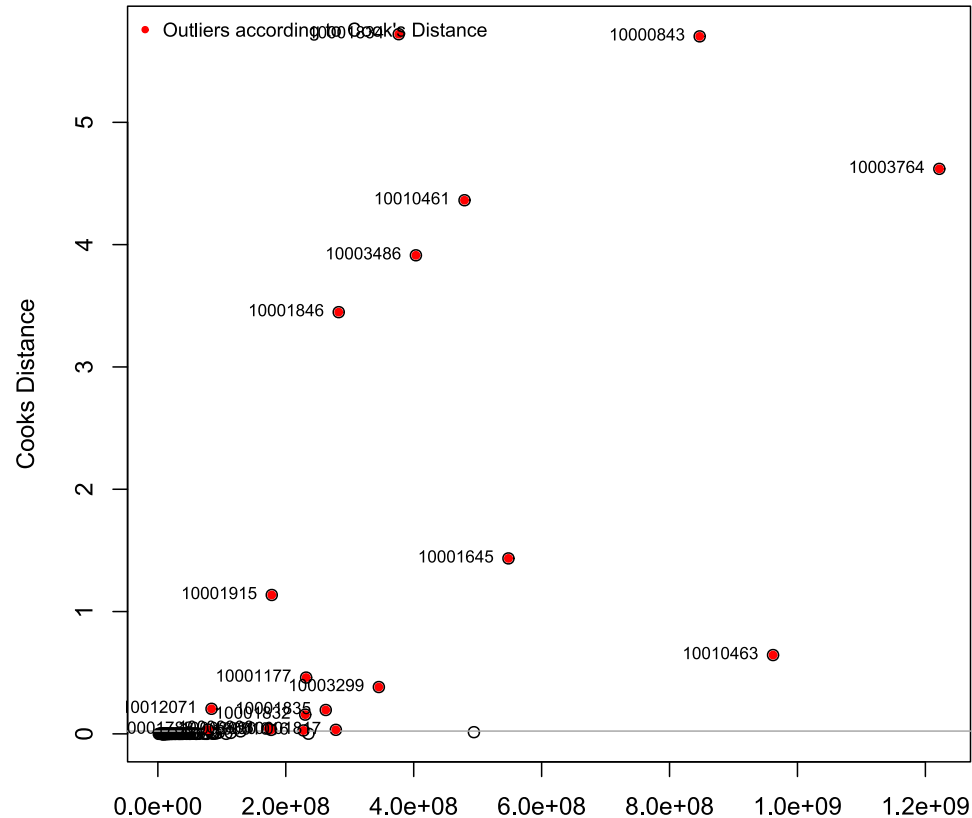
# Scatterplots Aufwands- vs. Vergleichsparameter



- Der Vergleich von Vergleichsparametern zu Aufwandparametern zeigt ein ähnliches Bild
- I.d.R. lineare Zusammenhänge, z.B. Arbeit, Last oder Transformatorenleistung zu den Kosten
- Die größeren Netzbetreiber als Cooks-Distance Ausreißer, welche die Regressionsgerade insb. bei der Last und Erzeugungsleistung beeinflussen (verhältnismäßig geringe Auswirkung z.B. bei Anschlüssen und Messlokationen)

# Auffälligkeiten mit Blick auf SFA

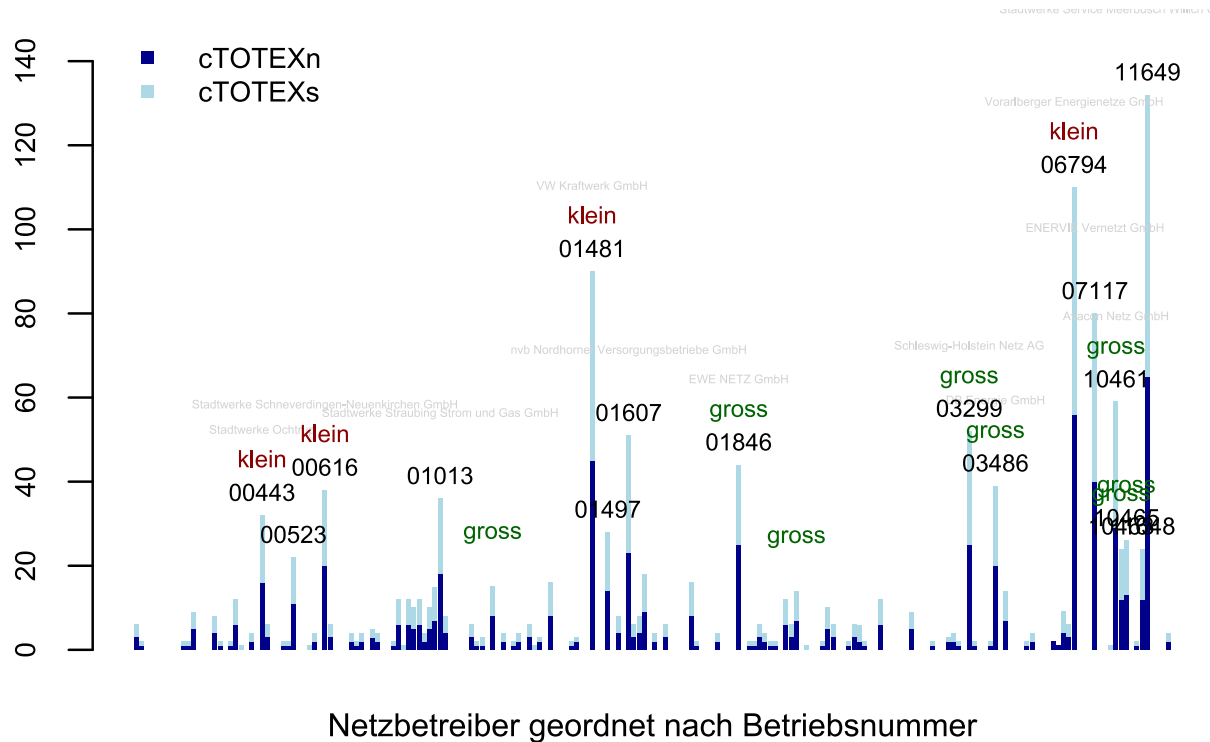
Model RP 3 regressed on cTOTEXs



- Analyse verschiedener Cook's Distance Plots
  - Abgebildet Modell RP3 auf sTotex (linear, d.h. nicht normiert)
- Insbesondere die großen Netzbetreiber werden als Ausreißer identifiziert
  - Normierung entkoppelt das Ausreißerkriterium von der Größe der Netzbetreiber, d.h. es werden die Ausreißer identifiziert, welche durch ihre Parameterkombination einen starken Einfluß auf die Regressionsgerade haben
  - Bei allfälliger Normierung haben Netzbetreiber mit einem außergewöhnlichen Verhältnis von Kosten / Normierungsparameter eine besonders hohe Wahrscheinlichkeit, als Ausreißer identifiziert zu werden, daher zusätzliche Betrachtung dieser NB

# Auffälligkeiten mit Blick auf die DEA: Unit Costs

Anzahl bester  
Stückkosten bei  
einem Parameter



- Die Abbildung zeigt je Netzbetreiber an, wie oft er das beste Verhältnis von Kosten zu Parameter aufweist bei cTOTEXn bzw. cTOTEXs (beste «Unit Costs» bzw. «Stückkosten»).
  - Ein NB (11649) hat bei ca. 65 Parametern die tiefsten Stückkosten (jeweils bei sTotex und Totex)
- Größe Netzbetreiber: «klein» bedeutet, dass der Netzbetreiber gemessen an seinen Kosten eher klein ist (Totex unter 10. Perzentil (6.6. Mio.); «gross»: Totex über 90. Perzentil (116 Mio.))
- Da die DEA gemäß ARegV mit konstanten Skalenerträgen (CRS) durchzuführen ist, kommt den markierten kleinen NBs in der DEA eine entscheidende Rolle zu
- Insb. zwei kleine NB sind bei sehr vielen Parametern «Unit Cost Leader», ansonsten sind es mittlere NB sowie große NB

# Fazit Datenvalidierung

## Formale Prüfung

- Generell gute Datenlage mit weitgehend vollständigen Angaben
- Formate stimmen durchgängig
- Vollständigkeit im Rahmen der vorliegenden Belegenheit der Netze gegeben (z.B. liegen bei Parametern der Netzebene 1 erwartungsgemäss viele fehlende Werte vor, da nur 4 NBs diese bedienen)
- Wertebereiche:
  - Vergleichsparameter mit wenigen Ausnahmen stimmig
  - KPIs mit wenigen Ausnahmen stimmig
- Kohärenz der eigenen Parameterbildungen anhand Stichproben überprüft

## Analytische Prüfung

- Benford Analyse zeigt Verteilung welche statistisch zu erwarten ist
- Im Vergleich zur RP3 einige Datenveränderungen, sowohl Zunahmen als auch Abnahmen
- Aufwand- und Vergleichsparameter korrelieren generell wie erwartet und oft sehr gut miteinander
  - Im Wesentlichen lineare Zusammenhänge zwischen Aufwandparametern, zwischen Vergleichsparametern und auch zwischen Aufwand- und Vergleichsparametern
- Hinsichtlich der SFA ist die Cook's Distance in linearer Spezifikation vor allem bei großen NB hoch
- Die Unit-Cost-Analyse zeigt keine klare Dominanz eines einzelnen Netzbetreibers bei einer Vielzahl von Parametern

## Fazit Datenvalidierung

- Insgesamt guter (im Zeitverlauf noch verbesserter) Datenstand
  - Wenige Kostendaten noch fehlend / nicht final
- Insgesamt valider Datensatz zur Anwendung im Effizienzvergleich

# KTA OEC

Einordnung Parameter vgl. KTA Ing

Gruppenanalyse

Korrelationsanalyse

Optimale Modellgröße



# Gruppenanalyse: Punkte – Anschlüsse und Messlokationen

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yConnections	yConnections.incl.inj.N5	78.9114	0.97084	6969.65	82.4461	0.97322	6948.44
yConnections	yConnections.N5	76.5222	0.96905	6980.87	78.8987	0.97083	6964.52
yConnections	yConnections.tot	48.0362	0.925	7147.25	48.1891	0.92544	7140.95
yConnections	yConnections.excl.streetlights.tot	48.0091	0.92493	7147.44	48.1252	0.92526	7141.41
yConnections	yConnections.incl.inj.tot	47.6342	0.92383	7150.17	47.8789	0.92455	7143.19
yConnections	yConnections.incl.inj.excl.streetlights.sum	47.6094	0.92376	7150.35	47.8187	0.92437	7143.63
yConnections	yConnections.incl.inj.N1357.sum	47.5657	0.92363	7150.67	47.1297	0.92232	7148.67
yConnections	yConnections.N7	46.7094	0.92102	7156.97	46.2129	0.91945	7155.48
yConnections	yConnections.incl.inj.N7	46.48	92.0%	7'159	46.03	91.9%	7'157
yConnections	yConnections.cus.N7	46.4765	0.92029	7158.7	45.9719	0.91867	7157.29
yConnections	yConnections.cus.tot	46.4292	0.92014	7159.06	46.0145	0.91881	7156.97
yMeters	yMeters.read.noncp.sum	40.6461	0.89826	7204.58	40.2271	0.89635	7202.88
yMeters	yMeters.all.tot	40.668	0.89836	7204.39	40.1703	0.89609	7203.36
yMeters	yMeters.read.tot	40.6226	0.89816	7204.77	40.2028	0.89624	7203.08
yMeters	yMeters.noncp.ctrl.tot	40.619	0.89814	7204.8	40.2014	0.89624	7203.1
yMeters	yMeters.all.N7	40.5968	0.89804	7204.99	40.0788	0.89567	7204.13
yMeters	yMeters.read.N7	40.5553	0.89786	7205.33	40.1147	0.89583	7203.82
yMeters	yMeters.read.op.N7	40.45	89.7%	7'206	40.04	89.5%	7'204
yMeters	yMeters.active.tot	38.60	88.8%	7'222	38.00	88.5%	7'222
yMeters	yMeters.active.N7	38.5179	0.888	7222.65	37.8967	0.88472	7222.88
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.tot	37.7946	0.88417	7228.97	37.2764	0.88131	7228.36
yMeters	yMeters.over10MWh.noRPM.N7	37.7933	0.88416	7228.98	37.2514	0.88117	7228.58
yMeters	yMeters.house.N7	37.45	88.2%	7'232	37.05	88.0%	7'230
yMeters	yMeters.house.tot	37.44	88.2%	7'232	37.05	88.0%	7'230
yConnections	yConnections.N6	33.64	85.8%	7'267	34.70	86.5%	7'252
yConnections	yConnections.incl.inj.N6	32.6082	0.85032	7277.17	33.6716	0.85831	7261.66
yMeters	yMeters.read.N5	32.50	84.9%	7'278	33.51	85.7%	7'263
ylInjectionPoints	ylInjectionPoints.KWKG.N7	32.7415	0.85135	7275.87	32.6236	0.85044	7271.83
yConnections	yConnections.cus.N5	31.95	84.5%	7'284	31.64	84.2%	7'282
yMeters	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	31.6322	0.84241	7286.85	31.8595	0.8443	7279.39
yMeters	yMeters.read.op.N5	30.74	83.5%	7'296	31.66	84.3%	7'281
ylInjectionPoints	ylInjectionPoints.renewables.solar.N5	31.0481	0.83739	7292.75	30.6821	0.83413	7291.28
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.tot	30.86	83.6%	7'295	30.23	83.0%	7'296
ylInjectionPoints	ylInjectionPoints.renewables.N5	29.603	0.82397	7307.65	29.4439	0.8224	7304.13
yMeters	yMeters.all.N5	27.6475	0.80324	7328.59	28.4255	0.81187	7314.95
yMeters	yMeters.active.N5	27.5593	0.80222	7329.55	28.3304	0.81085	7315.98
yMeters	yMeters.over10MWh.RPM.N7	27.56	80.2%	7'330	26.81	79.3%	7'333
ylInjectionPoints	ylInjectionPoints.dec.sum	25.5629	0.77724	7351.92	26.1006	0.78437	7340.6
ylInjectionPoints	ylInjectionPoints.N5to7.sum	25.4983	0.77636	7352.66	26.0315	0.78347	7341.39
yConnections	yConnections.N3	26.0373	0.78355	7346.51	25.4255	0.77536	7348.3

- Ausspeisepunkte tendenziell mit höherem Erklärungsgehalt als Einspeisepunkte und Messlokationen
- Anschlusspunkte auf MS (N5) mit höchstem Erklärungsgehalt
- Einspeisepunkte mit deutlich tieferem Erklärungsgehalt

# Gruppenanalyse: Arbeit

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wer	AdjR2	BIC	t-Wer	AdjR2	BIC
yEnergy	yEnergy.losses.tot	75.6804	0.96838	6984.9	82.5148	0.97327	6948.14
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	77.8434	0.97006	6974.63	78.2238	0.97034	6967.65
yEnergy	yEnergy.delivered.N1357.sum	77.8759	0.97008	6974.47	69.3865	0.9626	7011.23
yInjection	yInjection.N5	67.20	96.0%	7'028	64.64	95.7%	7'037
yEnergy	yEnergy.delivered.N5	67.1962	0.96022	7028.02	64.6423	0.95716	7036.8
yInjection	yInjection.tot	56.594	0.94482	7089.56	55.5636	0.94287	7090.89
yEnergy	yEnergy.delivered.tot	56.594	0.94482	7089.56	55.5636	0.94287	7090.89
yEnergy	yEnergy.losses.N6	55.0382	0.94184	7099.45	54.2228	0.94018	7099.54
yEnergy	yEnergy.losses.N7	53.1818	0.93796	7111.58	55.2476	0.94225	7092.92
yInjection	yInjection.N7	50.96	93.3%	7'127	51.34	93.4%	7'119
yEnergy	yEnergy.delivered.N7	50.9624	0.93281	7126.58	51.339	0.93373	7118.81
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N7	49.449	0.92893	7137.14	48.6079	0.92663	7137.93
yEnergy	yEnergy.delivered.N6	45.6518	0.91762	7164.89	46.3931	0.92003	7154.13
yInjection	yInjection.N6	45.6516	0.91762	7164.89	46.393	0.92003	7154.13
yInjection	yInjection.upper.nets.N7	45.10	91.6%	7'169	44.46	91.4%	7'169
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N6	45.10	91.6%	7'169	44.46	91.4%	7'169
yInjection	yInjection.N4	45.29	91.6%	7'168	43.18	90.9%	7'179
yEnergy	yEnergy.delivered.N4	45.29	91.6%	7'168	43.18	90.9%	7'179
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N67.sum	43.21	90.9%	7'184	44.42	91.3%	7'169
yInjection	yInjection.upper.nets.N6	44.0723	0.91214	7177.01	43.4181	0.90971	7176.94
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N5	44.07	91.2%	7'177	43.42	91.0%	7'177
yEnergy	yEnergy.delivered.net.tot	41.8797	0.9036	7194.44	41.5343	0.90215	7192.06
yEnergy	yEnergy.delivered.N3	42.811	0.90737	7186.95	40.1365	0.89593	7203.64
yInjection	yInjection.N3	42.811	0.90737	7186.95	40.1365	0.89593	7203.64
yInjection	yInjection.net.N2to4.sum	37.7309	0.88382	7229.53	36.9552	0.87949	7231.23
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N45.sum	37.7627	0.884	7229.25	36.8566	0.87892	7232.11
yEnergy	yEnergy.losses.N4	32.4768	0.84928	7278.46	33.0134	0.85344	7268.02
yInjection	yInjection.upper.nets.N5	31.9923	0.84539	7283.26	31.0227	0.83717	7287.81
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N4	31.99	84.5%	7'283	31.02	83.7%	7'288
yInjection	yInjection.upper.nets.N4	32.2646	0.8476	7280.56	30.5023	0.8325	7293.13
yEnergy	yEnergy.delivered.to.the.lower.own.net.N3	32.26	84.8%	7'281	30.50	83.2%	7'293
yInjection	yInjection.generation.tot	29.19	82.0%	7'312	29.93	82.7%	7'299
yInjection	yInjection.N57.sum	29.1742	0.8197	7312.16	29.8189	0.82607	7300.2
yInjection	yInjection.net.N5to7.sum	27.3515	0.79981	7331.83	28.2728	0.81022	7316.6
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N5	26.5236	0.78977	7341.03	26.0195	0.78332	7341.52
yInjection	yInjection.generation.N5	24.0406	0.75522	7369.64	24.2098	0.75781	7362.45
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	23.8243	0.75186	7372.2	23.6852	0.74966	7368.67
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N4	23.55	74.7%	7'376	23.90	75.3%	7'366
yInjection	yInjection.renewables.N5	22.17	72.4%	7'392	22.26	72.6%	7'386
yInjection	yInjection.dec.sum	21.4739	0.71103	7400.84	21.7322	0.71593	7392.43

- Der neu für das TB-Verfahren gebildete Parameter (Ausspeisung NE 5 bis 7) weist einen sehr guten Erklärungsgehalt auf
- Aggregierte Netzverluste sowie Ausspeisung nur auf den Spannungsebenen erklären ebenfalls sehr gut
- Werte bei Einspeisung ebenfalls hoch, aber tendenziell tiefer



# Gruppenanalyse: Last, Transformatoren und Umspannstationen

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yTransformers.power	yTransformers.power.own.tot	63.4278	0.95557	7048.82	68.7044	0.96189	7014.81
yPeakload	yPeakload.injection.N5	56.12	94.4%	7'093	57.84	94.7%	7'077
yPeakload	yPeakload.N5	57.7914	0.94696	7082.12	53.6471	0.93897	7103.32
yPeakload	yPeakload.2.N5	57.73	94.7%	7'082	53.57	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.3.N5	57.70	94.7%	7'083	53.51	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.4.N5	57.68	94.7%	7'083	53.47	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.5.N5	57.6262	0.94667	7083.13	53.4257	0.93849	7104.78
yTransformers.power	yTransformers.power.own.N6	52.6107	0.93669	7115.39	54.1197	0.93997	7100.22
yPeakload	yPeakload.corr.N6	53.3997	0.93844	7110.14	53.1675	0.93793	7106.49
yTransformers.power	yTransformers.power.N6	52.0067	0.93531	7119.46	53.4763	0.9386	7104.44
yPeakload	yPeakload.N7	51.4249	0.93393	7123.41	50.7844	0.93237	7122.62
yPeakload	yPeakload.N6	51.4151	0.93391	7123.48	50.7827	0.93237	7122.63
yPeakload	yPeakload.2.N7	51.252	0.93352	7124.59	50.6212	0.93196	7123.75
yPeakload	yPeakload.2.N6	51.2411	0.93349	7124.67	50.6026	0.93192	7123.87
yPeakload	yPeakload.3.N6	51.0741	0.93308	7125.82	50.4582	0.93155	7124.88
yPeakload	yPeakload.4.N6	51.0573	0.93304	7125.93	50.3842	0.93137	7125.39
yPeakload	yPeakload.3.N7	51.0127	0.93293	7126.24	50.3903	0.93138	7125.35
yPeakload	yPeakload.4.N7	50.9597	0.9328	7126.6	50.2868	0.93112	7126.07
yPeakload	yPeakload.5.N6	50.9413	0.93276	7126.73	50.2606	0.93105	7126.25
yPeakload	yPeakload.5.N7	50.9017	0.93266	7127	50.2129	0.93093	7126.58
yTransformers	yTransformers.tot	49.04	92.8%	7'140	50.04	93.0%	7'128
yTransformers	yTransformers.N6	48.483	0.92628	7144.02	49.4554	0.92895	7131.9
ySubstations	ySubstations.own.tot	46.3548	0.91991	7159.61	47.3909	0.92311	7146.75
ySubstations	ySubstations.N6	46.0177	0.91882	7162.13	47.073	0.92214	7149.09
ySubstations	ySubstations.own.N6	46.0161	0.91882	7162.15	47.0696	0.92213	7149.12
yPeakload	yPeakload.abs.sim.N4	46.83	92.1%	7'156	44.36	91.3%	7'170
yPeakload	yPeakload.abs.sim.max	46.8113	0.92134	7156.22	44.3459	0.91313	7169.69
yPeakload	yPeakload.injection.N4	44.984	0.91537	7169.97	43.0125	0.90816	7180.15
yPeakload	yPeakload.from.higher.sim.max	45.1441	0.91592	7168.75	42.303	0.90534	7185.83
yPeakload	yPeakload.from.higher.sim.N4	44.79	91.5%	7'171	41.97	90.4%	7'188
yPeakload	yPeakload.max	44.14	91.2%	7'176	41.25	90.1%	7'194
ySubstations	ySubstations.own.N4	42.4013	0.90574	7190.23	40.5255	0.89772	7200.39
yPeakload	yPeakload.injection.N7	39.6965	0.89386	7212.55	41.1437	0.90047	7195.27
yPeakload	yPeakload.N246.max	39.6437	0.89361	7212.99	37.2157	0.88097	7228.9
yPeakload	yPeakload.4.N3	39.4096	0.89247	7214.98	36.9793	0.87962	7231.01
yPeakload	yPeakload.N3	39.4091	0.89247	7214.99	36.9791	0.87962	7231.01
yPeakload	yPeakload.2.N3	39.4048	0.89245	7215.02	36.9768	0.87961	7231.03
yPeakload	yPeakload.corr.max	39.3729	0.89229	7215.3	36.9925	0.8797	7230.89
yPeakload	yPeakload.N4	39.3275	0.89207	7215.68	36.9536	0.87948	7231.24
yPeakload	yPeakload.3.N3	39.3349	0.89211	7215.62	36.9058	0.8792	7231.67

- Die aggregierte Transformatorenleistung erklärt am besten
  - Die Anzahl Transformatoren und Umspannstationen fallen demgegenüber ab.
- Auch die Last-Parameter (yPeakload) haben einen sehr hohen Erklärungsgehalt, insbesondere auf den unteren Netzebenen (N5, N6, N7)
  - Die Höchstbelastung (yPeakload.abs) erklärt etwas weniger gut als die Höchstlasten
  - Auf Netzebene 6 führt die Korrektur um die Leerstandsquote (yPeakload.corr) zu einer leichten Verbesserung (nicht aber auf N4)
  - Die Höchstlast gemessen am höchsten Wert dominiert jeweils den zweit-, dritt-, viert- und fünfhöchsten Wert (yPeakload.2/3/4/5) marginal.
    - Ebenfalls eine Bildung, bei der jeweils der kleinste vorliegende Wert verwendet wird



# Gruppenanalyse: Erzeugungsleistung

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yInstalledPower	yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum	34.309	0.86281	7260.78	35.6649	0.87174	7242.94
yInstalledPower	yInstalledPower.N5to7.sum	33.6053	0.85783	7267.49	34.8851	0.86671	7250.17
yInstalledPower	yInstalledPower.N3to7.sum	31.8531	0.84425	7284.64	32.7411	0.85135	7270.68
yInstalledPower	yInstalledPower.N2to7.sum	31.7174	0.84312	7286	32.6175	0.85039	7271.89
yInstalledPower	yInstalledPower.tot	28.99	81.8%	7'314	29.82	82.6%	7'300
yInstalledPower	yInstalledPower.N4to7.sum	28.8795	0.81667	7315.29	29.7964	0.82586	7300.43
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N3to7.sum	28.3442	0.81099	7321.02	29.4794	0.82276	7303.75
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N3to7.sum	27.3223	0.79947	7332.16	28.343	0.81098	7315.84
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N2to7.sum	27.199	0.79801	7333.52	28.2232	0.80968	7317.14
yInstalledPower	yInstalledPower.KWKG.N7	25.5343	0.77685	7352.24	25.9576	0.78251	7342.22
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.tot	24.8954	0.76793	7359.62	25.7779	0.78013	7344.27
yInstalledPower	yInstalledPower.N5to6.sum	25.0141	0.76962	7358.24	25.5558	0.77714	7346.8
yInstalledPower	yInstalledPower.dec.sum	24.6143	0.76385	7362.89	25.1508	0.77155	7351.46
yInstalledPower	yInstalledPower.N5	24.5393	0.76274	7363.77	24.9457	0.76865	7353.84
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.tot	24.1803	0.75736	7367.99	24.9864	0.76923	7353.37
yInstalledPower	yInstalledPower.N7	23.9436	0.75372	7370.79	24.516	0.7624	7358.85
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.N7	23.0947	0.74005	7380.94	23.5391	0.74733	7370.41
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.hydro.N5	23.5099	0.74686	7375.95	22.984	0.73819	7377.09
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.N7	22.7231	0.73375	7385.45	23.1777	0.74143	7374.75
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables2.N7	22.72	73.4%	7'385	23.18	74.1%	7'375
yInstalledPower	yInstalledPower.N6to7.sum	22.4076	0.72824	7389.3	23.0392	0.73912	7376.42
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.biomass.N5	22.0895	0.72253	7393.2	22.4354	0.72873	7383.76
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.N5	22.0729	0.72223	7393.41	22.2472	0.72538	7386.07
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables2.N5	22.0729	0.72223	7393.41	22.2472	0.72538	7386.07
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum	21.4366	0.71031	7401.3	22.3391	0.72702	7384.94
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.tot	21.3821	0.70926	7401.98	22.148	0.72359	7387.29
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum	20.79	69.8%	7'409	21.59	71.3%	7'394
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.nonsimcurt.N4to7.sum	20.7613	0.69694	7409.79	21.5715	0.71289	7394.43
yInstalledPower	yInstalledPower.nonsimcurt.N1to4.sum	20.8243	0.69822	7408.99	21.0363	0.70248	7401.13
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.tot	20.5839	0.69329	7412.04	21.0641	0.70303	7400.78
yRelativeLowerPower	yRelativeLowerPower.scaled.N6	20.1538	0.68421	7417.52	20.7098	0.69588	7405.25
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N5	19.9148	0.67903	7420.59	20.388	0.6892	7409.34
yInstalledPower	yInstalledPower.other.N3	20.1958	0.68512	7416.98	20	0.68089	7414.3
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	19.82	67.7%	7'422	19.92	67.9%	7'415
yInstalledPower	yInstalledPower.reducedAPFI.N3	19.7474	0.67532	7422.74	19.8354	0.67728	7416.41
yInstalledPower	yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	19.4934	0.66961	7426.02	19.8594	0.67781	7416.11
yInstalledPower	yInstalledPower.N1to4.sum	19.5418	0.67071	7425.4	19.7361	0.67507	7417.69
yInstalledPower	yInstalledPower.N3	19.3167	0.66555	7428.31	19.4147	0.66781	7421.85

- Installierte Erzeugungsleistung erklärt mit tieferem Erklärungsgehalt als andere Gruppen, aber mehr als noch in RP3
- Installierte Erzeugungsleistung reduziert um die maximal zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung der NE 5 bis 7 erklärt am besten
- Die besten Parameter sind durchwegs Parameter, welche auch die Netzebene 7 (NS) abbilden
  - Parameter, welche die Spitzenkappung berücksichtigen, erklären etwas weniger gut
- Aggregate von Technologien (Wind, Solar) sowie Teilmengen höherer Netzebenen erklären wie erwartet etwas weniger gut

# Gruppenanalyse: Freileitungen, Erdkabel und Bodenklassen

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yNet	yNet.length.excl.house.tot	52.3305	0.93606	7117.27	53.2596	0.93813	7105.88
yNet	yNet.length.circuit.tot	52.0432	0.93539	7119.21	52.8668	0.93727	7108.49
yNet	yNet.length.all.tot	47.3822	0.92308	7152.01	48.7681	0.92708	7136.79
yNet	yNet.length.N5	43.033	0.90824	7185.18	44.3904	0.91329	7169.35
yNet	yCables.circuit.N5	40.8782	0.8993	7202.65	41.5311	0.90214	7192.09
yNet	yNet.length.N7	37.506	0.88259	7231.52	38.1162	0.8859	7220.95
yNet	yNet.length.circuit.N7	37.6426	0.88334	7230.31	37.5104	0.88261	7226.29
yNet	yNet.length.excl.house.N7	37.4082	0.88205	7232.38	37.3445	0.88169	7227.76
yNet	yCables.circuit.tot	37.0047	0.87977	7235.98	37.3109	0.8815	7228.05
yNet	yCables.all.tot	35.7601	0.87234	7247.26	36.4959	0.87681	7235.36
yNet	yCables.all.N57.sum	35.5768	0.87119	7248.94	36.3076	0.87568	7237.07
zSoil	zSoil.aK4567	34.1837	0.86194	7261.97	35.0817	0.86801	7248.34
zSoil	zSoil.BK456	34.47	86.4%	7'259	34.76	86.6%	7'251
yNet	yLines.circuit.tot	33.8792	0.8598	7264.87	34.1353	0.86161	7257.24
yNet	yLines.all.tot	33.1161	0.85421	7272.22	33.27	0.85536	7265.53
zSoil	zSoil.aGB37	32.8574	0.85225	7274.73	33.0117	0.85342	7268.04
yNet	yCables.excl.house.N7	32.73	85.1%	7'276	32.93	85.3%	7'269
yNet	yCables.all.N7	32.44	84.9%	7'279	33.09	85.4%	7'267
yNet	yCables.circuit.N7	32.4583	0.84914	7278.65	32.6028	0.85027	7272.03
zSoil	zSoil.GB567	30.82	83.5%	7'295	30.93	83.6%	7'289
zSoil	zSoil.aGB567	30.29	83.1%	7'301	31.25	83.9%	7'286
zSoil	zSoil.aBK456	30.01	82.8%	7'303	31.07	83.8%	7'287
zSoil	zSoil.aGB0378	30.1333	0.82907	7302.13	30.8162	0.83533	7289.91
zSoil	zSoil.AK4567	29.4619	0.82258	7309.13	29.4185	0.82215	7304.39
yNet	yCables.house.N7	26.8507	0.79382	7337.38	27.8724	0.80579	7320.94
zSoil	zSoil.GB37	24.7211	0.76541	7361.64	24.4514	0.76144	7359.6
yNet	yLines.all.N57.sum	24.5776	0.76331	7363.32	24.5377	0.76272	7358.59
zSoil	zSoil.GB0378	22.67	73.3%	7'386	22.74	73.4%	7'380
yNet	yLines.circuit.N5	20.4035	0.68953	7414.33	20.8683	0.69911	7403.25
yNet	yNet.length.N3	20.32	68.8%	7'415	20.47	69.1%	7'408
yNet	yLines.all.N13.sum	19.1536	0.66176	7430.44	19.2934	0.66501	7423.42
yNet	yLines.circuit.N3	19.13	66.1%	7'431	19.27	66.5%	7'424
yNet	yLines.circuit.N7	15.4723	0.56041	7479.71	15.1802	0.55095	7478.52
yNet	yLines.all.N7	15.442	0.55943	7480.12	15.1862	0.55115	7478.43
yNet	yLines.house.N7	14.89	54.1%	7'488	14.73	53.6%	7'485
yNet	yLines.excl.house.N7	14.7625	0.53705	7489.44	14.5089	0.52838	7487.74
yNet	yCables.circuit.N3	13.49	49.2%	7'507	13.43	48.9%	7'503
yNet	yCables.all.N13.sum	13.485	0.49163	7507.04	13.4219	0.48928	7502.71
zSoil	zSoil.aK67	11.8566	0.4274	7529.41	12.3226	0.44649	7517.84
zSoil	zSoil.aBK0267	8.29	26.6%	7'576	8.50	27.6%	7'568
zSoil	zSoil.aBK26	7.33	22.0%	7'587	7.51	22.8%	7'580
zSoil	zSoil.AK67	6.61737	0.18621	7595.49	6.79875	0.19474	7588.32
zSoil	zSoil.BK0267	5.60	14.0%	7'606	5.74	14.6%	7'599
zSoil	zSoil.BK26	4.84405	0.10725	7612.9	4.96481	0.11227	7606.65
yNet	yCables.streetlights.N7	1.43035	0.00556	7633.18	1.46636	0.00611	7627.88
yNet	yLines.streetlights.N7	1.22493	0.00267	7633.73	1.24777	0.00297	7628.48
yNet	yCables.circuit.N1	1.01716	0.00019	7634.19	1.06465	0.00071	7628.9
yNet	yNet.length.N1	0.86	-0.1%	7'634	0.88	-0.1%	7'629
yNet	yLines.circuit.N1	0.86	-0.1%	7'634	0.87	-0.1%	7'629

- Die aggregierten Netzlängen weisen den höchsten Erklärungsgehalt auf (yNet.length...tot)
  - Erdkabel erklären generell besser als Freileitungen
  - Mittelspannung erklärt bei Erdkabeln etwas besser als Niederspannung
  - Bei den Freileitungen liegt die Hochspannung noch vor der Niederspannung
  - Nicht signifikant sind die Strassenbeleuchtung und die Netzebene 1
- Bodenparameter, die viele Klassen aggregieren (und die sich folglich nicht auf die besonders teuren Klassen beschränken), erklären etwas weniger gut als die damit zusammenhängenden Erdkabel-Parameter
  - Die neue Bildung mit Aufwandklassen 67 ist, auch wenn nicht stark erklärend, besonders relevant, indem sie punktuell sehr teure Begebenheiten abbildet und so nicht Gefahr läuft, einen Proxy für Erdkabel darzustellen

# Gruppenanalyse: Flächen und weitere Eigenschaften

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
zProperties	zOther.addresses	47.56	92.4%	7'151	48.18	92.5%	7'141
zProperties	zDensity.meters	41.6081	0.90246	7196.65	42.9558	0.90794	7180.6
zProperties	zOther.Population	42.03	90.4%	7'193	41.84	90.3%	7'190
yArea	yArea.other.N7	37.208	0.88092	7234.16	38.5376	0.8881	7217.28
yArea	yArea.plaza.N7	37.0453	0.88	7235.62	37.2656	0.88125	7228.46
zProperties	zDensity.connections	35.40	87.0%	7'251	36.42	87.6%	7'236
zProperties	zDensity.addresses	34.45	86.4%	7'259	35.63	87.2%	7'243
yArea	yArea.supplied.N7	33.76	85.9%	7'266	34.78	86.6%	7'251
yArea	yArea.residential.N7	33.61	85.8%	7'267	34.54	86.4%	7'253
yArea	yArea.roads.N7	30.92	83.6%	7'294	30.96	83.7%	7'288
yArea	yArea.traffic.N7	29.53	82.3%	7'308	30.53	83.3%	7'293
yArea	yArea.industry.N7	29.24	82.0%	7'311	29.84	82.6%	7'300
yArea	yArea.network.N5	26.62	79.1%	7'340	27.50	80.2%	7'325
yArea	yArea.GSD	26.00	78.3%	7'347	26.84	79.4%	7'332
yArea	yArea.supply.N5	25.63	77.8%	7'351	26.16	78.5%	7'340
yArea	yArea.N7	22.63	73.2%	7'387	23.32	74.4%	7'373
yArea	yArea.ag.s.sum	22.4954	0.72979	7388.22	23.2133	0.74202	7374.32
yArea	yArea.mixed.N7	22.47	72.9%	7'389	23.15	74.1%	7'375
yArea	yArea.network.N3	21.0993	0.70373	7405.53	21.3882	0.70938	7396.71
yArea	yArea.sport.N7	20.27	68.7%	7'416	20.44	69.0%	7'409
yArea	yArea.supply.N3	15.34	55.6%	7'482	15.46	56.0%	7'475
yArea	yArea.park.N7	14.645	0.53306	7491.06	14.6624	0.53365	7485.63
zProperties	zOther.Peakshaving	10.6732	0.37649	7545.42	10.7744	0.38097	7538.87
yIssues	yIssues.energy.lost.own.tot	5.46862	0.13388	7607.21	5.53055	0.13661	7601.42
zProperties	zPowered.net.level.N3	4.44428	0.09114	7616.26	4.48586	0.09277	7610.73
zProperties	zPowered.nets.level.tot	4.26233	0.08409	7617.72	4.31312	0.08603	7612.12
zProperties	zPowered.net.level.N4	3.46711	0.05566	7623.46	3.51097	0.05711	7617.98
zProperties	zOther.Testat	1.84579	0.01271	7631.82	1.84564	0.0127	7626.63
zProperties	zOperator.Streetlights	1.45761	0.00598	7633.1	1.48328	0.00638	7627.83
zProperties	zPowered.net.level.N2	0.95	-0.1%	7'634	0.97	0.0%	7'629
yArea	yArea.network.N1	0.89	-0.1%	7'634	0.91	-0.1%	7'629
zProperties	zPowered.net.level.N5	0.69	-0.3%	7'635	0.70	-0.3%	7'630
zProperties	zPowered.net.level.N7	0.68	-0.3%	7'635	0.69	-0.3%	7'630
zProperties	zPowered.net.level.N1	0.58	-0.4%	7'635	0.59	-0.3%	7'630
zProperties	zPowered.net.level.N6	0.58	-0.4%	7'635	0.59	-0.3%	7'630
yArea	yArea.supply.N1	0.44	-0.4%	7'635	0.44	-0.4%	7'630
zProperties	zOther.Changes	0.23	-0.5%	7'635	0.23	-0.5%	7'630

- Bediente Adressen und Bevölkerung erklären sehr gut, ebenfalls Flächen

# Gruppenanalyse: Parameter mit höchstem Erklärungsgehalt

Sortiert nach Durchschnitt BIC		cTOTEXn			cTOTEXs		
Gruppe	Parameter	t-Wert	AdjR2	BIC	t-Wert	AdjR2	BIC
yConnections	yConnections.incl.inj.N5	78.9114	0.97084	6969.65	82.4461	0.97322	6948.44
yEnergy	yEnergy.losses.tot	75.6804	0.96838	6984.9	82.5148	0.97327	6948.14
yEnergy	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	77.8434	0.97006	6974.63	78.2238	0.97034	6967.65
yConnections	yConnections.N5	76.5222	0.96905	6980.87	78.8987	0.97083	6964.52
yEnergy	yEnergy.delivered.N1357.sum	77.8759	0.97008	6974.47	69.3865	0.9626	7011.23
yTransformers.power	yTransformers.power.own.tot	63.4278	0.95557	7048.82	68.7044	0.96189	7014.81
yInjection	yInjection.N5	67.20	96.0%	7'028	64.64	95.7%	7'037
yEnergy	yEnergy.delivered.N5	67.1962	0.96022	7028.02	64.6423	0.95716	7036.8
yPeakload	yPeakload.injection.N5	56.12	94.4%	7'093	57.84	94.7%	7'077
yInjection	yInjection.tot	56.594	0.94482	7089.56	55.5636	0.94287	7090.89
yEnergy	yEnergy.delivered.tot	56.594	0.94482	7089.56	55.5636	0.94287	7090.89
yPeakload	yPeakload.N5	57.7914	0.94696	7082.12	53.6471	0.93897	7103.32
yPeakload	yPeakload.2.N5	57.73	94.7%	7'082	53.57	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.3.N5	57.70	94.7%	7'083	53.51	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.4.N5	57.68	94.7%	7'083	53.47	93.9%	7'104
yPeakload	yPeakload.5.N5	57.6262	0.94667	7083.13	53.4257	0.93849	7104.78
yEnergy	yEnergy.losses.N6	55.0382	0.94184	7099.45	54.2228	0.94018	7099.54
yEnergy	yEnergy.losses.N7	53.1818	0.93796	7111.58	55.2476	0.94225	7092.92
yTransformers.power	yTransformers.power.own.N6	52.6107	0.93669	7115.39	54.1197	0.93997	7100.22
yPeakload	yPeakload.corr.N6	53.3997	0.93844	7110.14	53.1675	0.93793	7106.49
yNet	yNet.length.excl.house.tot	52.3305	0.93606	7117.27	53.2596	0.93813	7105.88
yTransformers.power	yTransformers.power.N6	52.0067	0.93531	7119.46	53.4763	0.9386	7104.44
yNet	yNet.length.circuit.tot	52.0432	0.93539	7119.21	52.8668	0.93727	7108.49
yInjection	yInjection.N7	50.96	93.3%	7'127	51.34	93.4%	7'119
yEnergy	yEnergy.delivered.N7	50.9624	0.93281	7126.58	51.339	0.93373	7118.81
yPeakload	yPeakload.N7	51.4249	0.93393	7123.41	50.7844	0.93237	7122.62
yPeakload	yPeakload.N6	51.4151	0.93391	7123.48	50.7827	0.93237	7122.63
yPeakload	yPeakload.2.N7	51.252	0.93352	7124.59	50.6212	0.93196	7123.75
yPeakload	yPeakload.2.N6	51.2411	0.93349	7124.67	50.6026	0.93192	7123.87
yPeakload	yPeakload.3.N6	51.0741	0.93308	7125.82	50.4582	0.93155	7124.88
yPeakload	yPeakload.4.N6	51.0573	0.93304	7125.93	50.3842	0.93137	7125.39
yPeakload	yPeakload.3.N7	51.0127	0.93293	7126.24	50.3903	0.93138	7125.35
yPeakload	yPeakload.4.N7	50.9597	0.9328	7126.6	50.2868	0.93112	7126.07
yPeakload	yPeakload.5.N6	50.9413	0.93276	7126.73	50.2606	0.93105	7126.25
yPeakload	yPeakload.5.N7	50.9017	0.93266	7127	50.2129	0.93093	7126.58
yTransformers	yTransformers.tot	49.04	92.8%	7'140	50.04	93.0%	7'128
yEnergy	yEnergy.delivered.to.customers.N7	49.449	0.92893	7137.14	48.6079	0.92663	7137.93
yTransformers	yTransformers.N6	48.483	0.92628	7144.02	49.4554	0.92895	7131.9
yConnections	yConnections.tot	48.0362	0.925	7147.25	48.1891	0.92544	7140.95
yNet	yNet.length.all.tot	47.3822	0.92308	7152.01	48.7681	0.92708	7136.79

- Den höchsten Erklärungsgehalt weisen Parameter folgender Gruppen auf
  - Anschlüsse (yConnections)
  - Arbeit (yEnergy oder yInjection)
  - Transformatorenleistung (yTransformers.power)
  - Lasten (yPeakload) und
  - aggregierte Netzlängen (yNet)
- Es handelt sich entweder um aggregierte Parameter (\*.tot, \*.sum) oder die unteren Netzebenen 5, 6 und 7
- Die Werte für standardisierte und nicht standardisierte Totex liegen generell sehr ähnlich

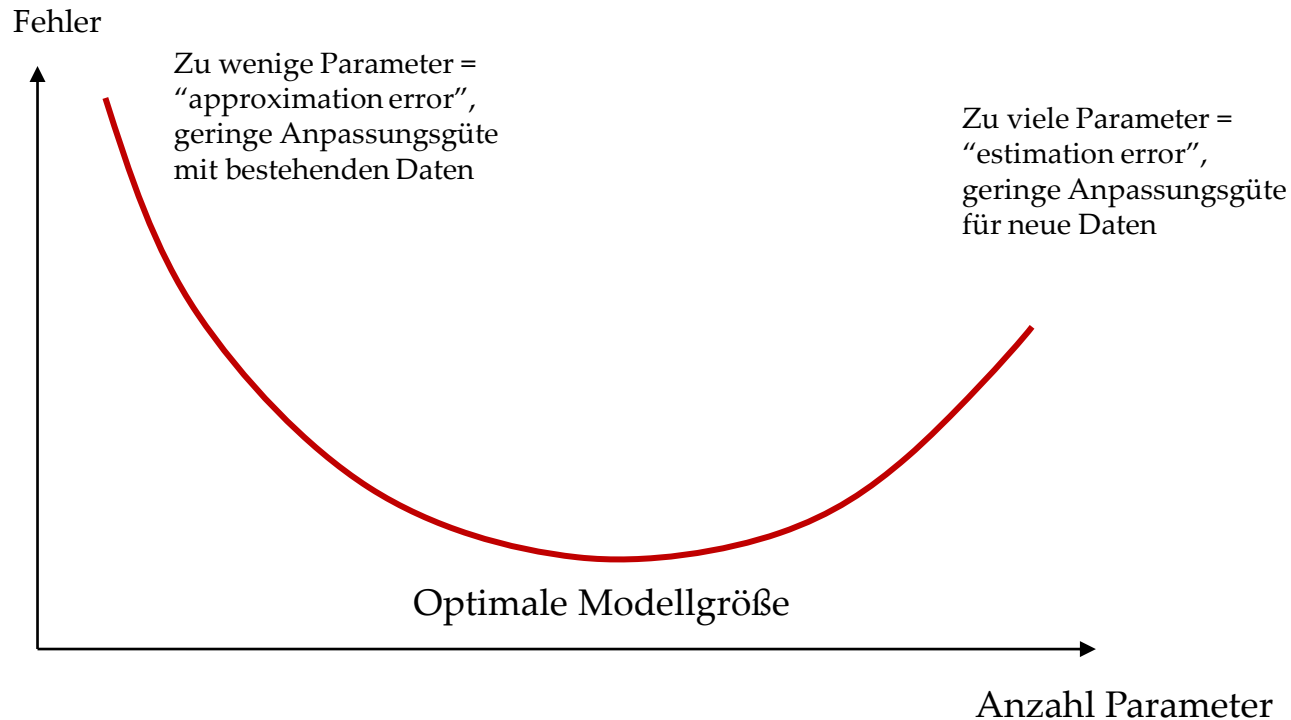


# Optimale Modellgröße





# Einfluss der Modellgröße

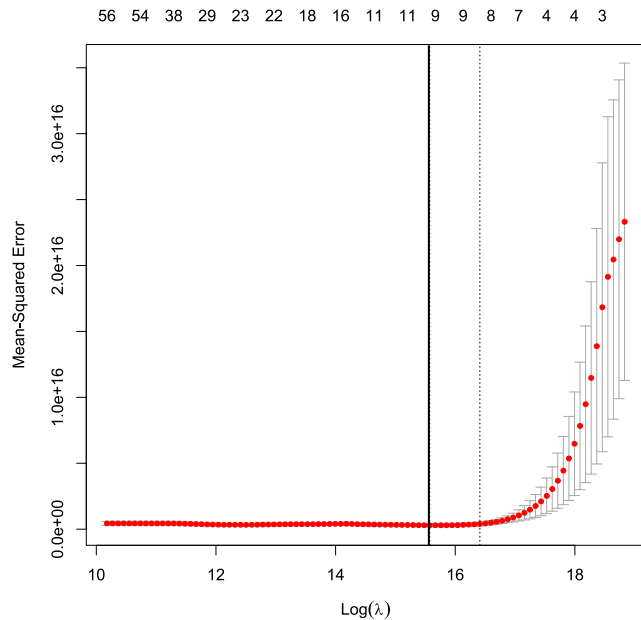


- Werden statisch gesehen zu wenige Parameter verwendet, ist die Anpassungsgüte des Modells an die bestehenden Daten zu gering
- Bei zu vielen Parametern steigt zwar die Anpassungsgüte laufend, jedoch ist dies zunehmend nur auf Zufall zurückzuführen und es wird das Risiko einer Fehlspezifikation erhöht. Das Modell dürfte bei einer erneuten Anwendung mit zukünftigen Daten eine deutlich geringere Anpassungsgüte aufweisen.
- Nachfolgend mit Blick auf die ebenfalls anzuwendende DEA zunächst lineare Modellspezifikationen im Fokus

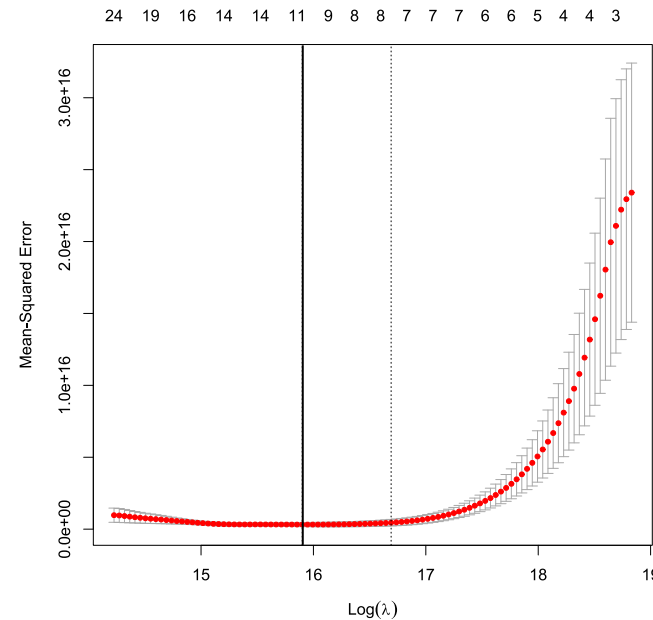
# Modellgüte und Anzahl Parameter: Bottom-Up (Lasso)

## Optimale Modellgröße mit linearen Modellen

cTOTEXn (Y\_A)



cTOTEXn (YZ)

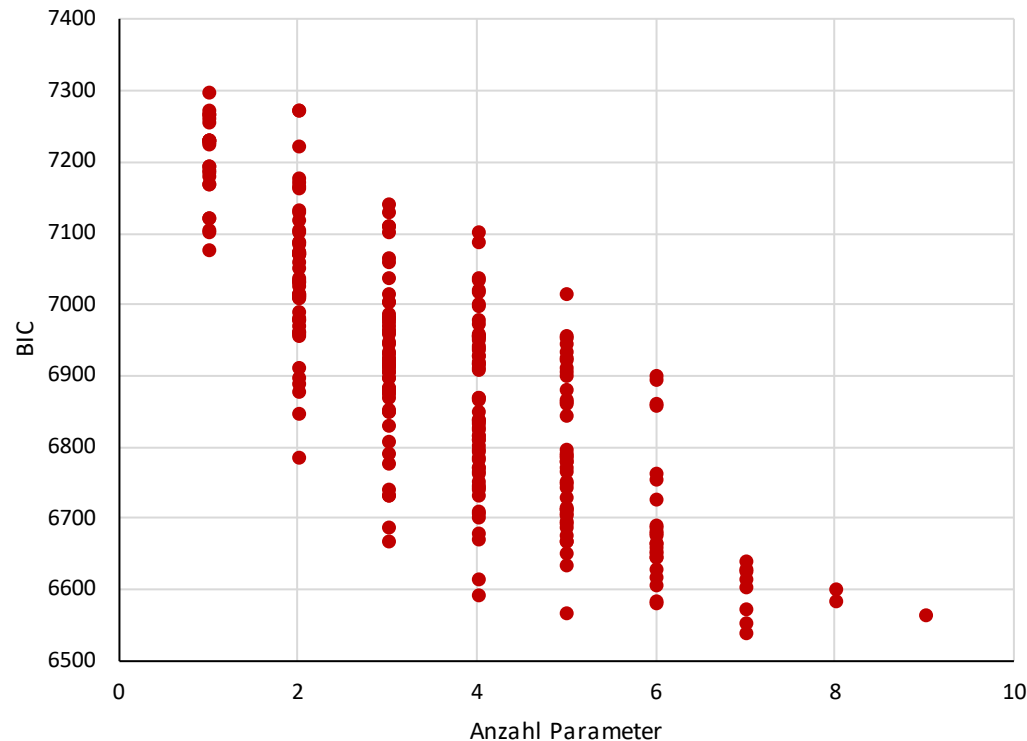


- Erklärungsgehalt nimmt zu Beginn stark zu, wenn ein weiterer Parameter hinzugefügt wird
- Mit Zahl von Parametern steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Modell überspezifiziert ist (höheres Lambda)
- Die vertikalen Linien stellen links „Lambda\_min\_error“ (Lambda, welches die mittlere quadratische Abweichung der Residuen minimiert) und rechts „Lambda\_1se“ dar (eine Standardabweichung weiter)
- Es sollten möglichst Modelle gewählt werden, die sich zwischen diesen beiden Linien bewegen
- Bei linearen Modellen liegt die optimale Modellgröße bei den standardisierten Kosten zwischen 7 und 11 Parametern



# Modellgüte und Anzahl Parameter: Top-Down

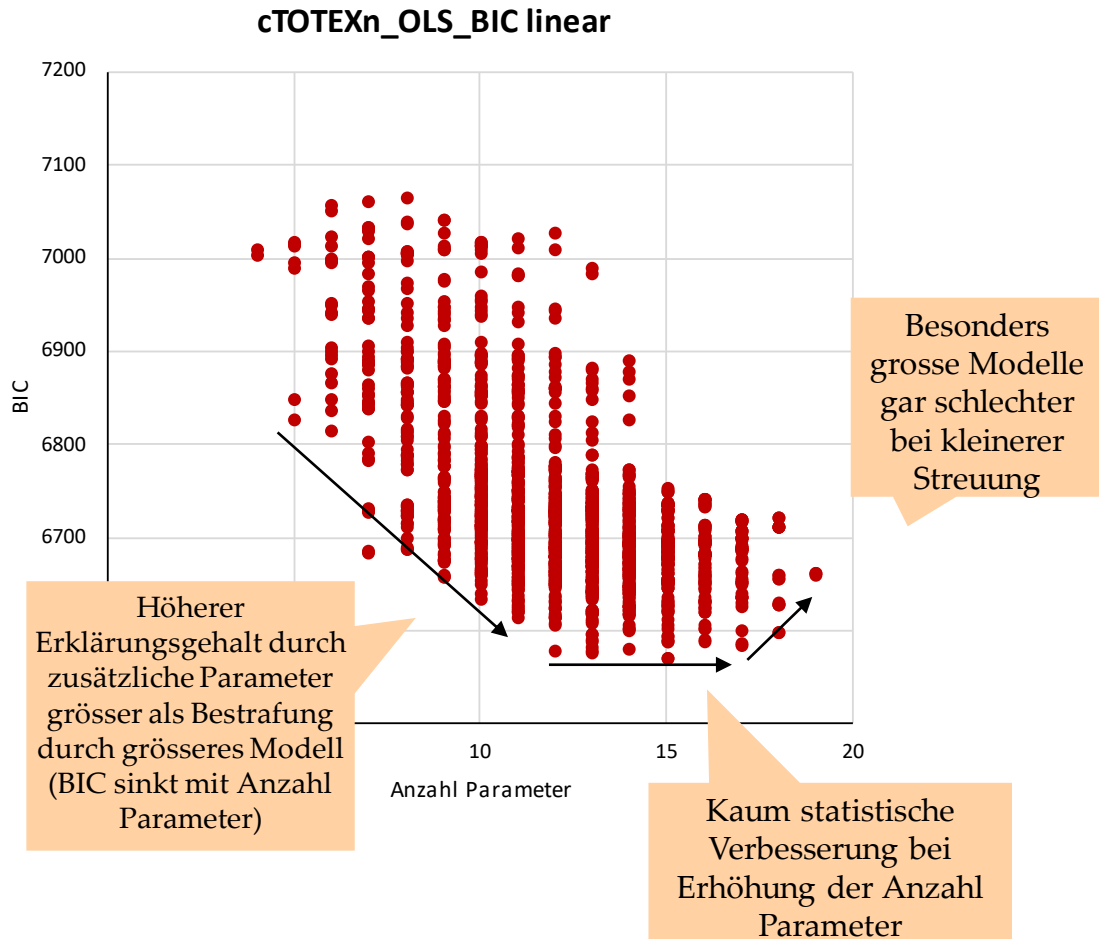
## Auswertung TD-Modelle (lineare Modelle)



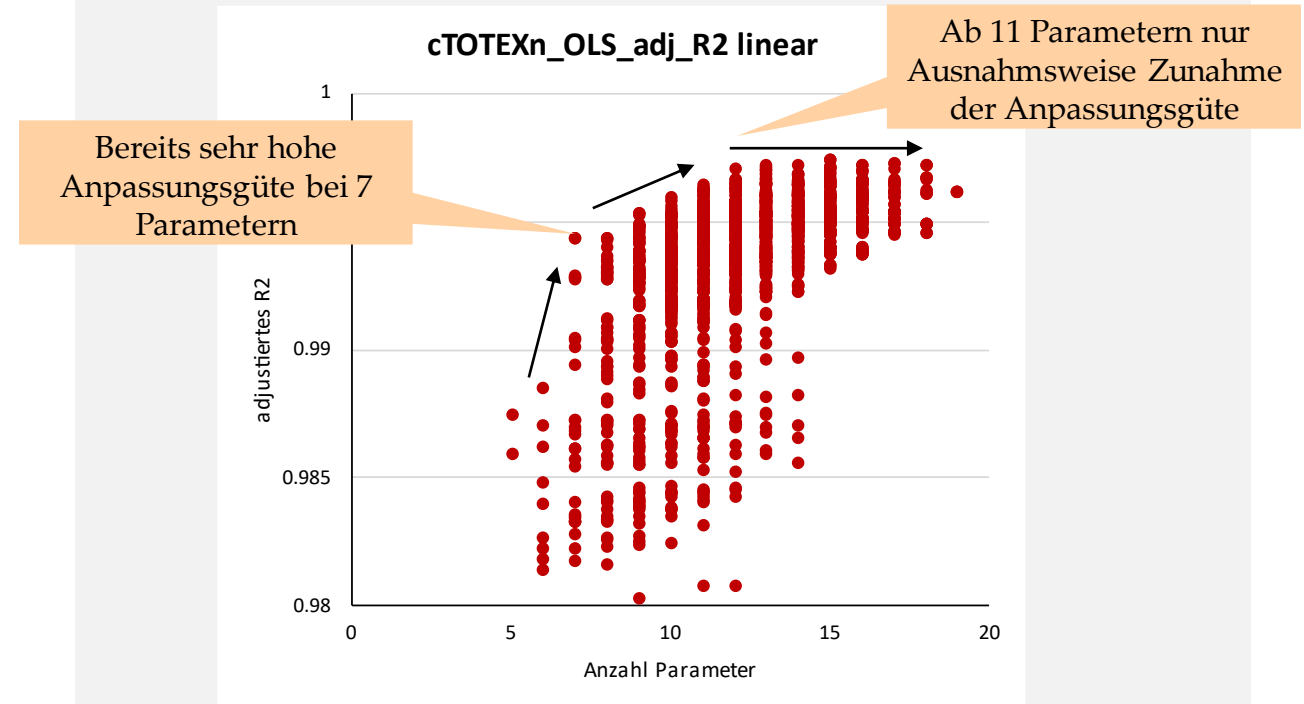
- Zunahme des Erklärungsgehalts bei linearer Spezifikation bis zu 7 Parameter, allerdings nur noch geringe Verbesserung ab 4 Parametern
- Die Streuung des Erklärungsgehalt nimmt mit zunehmender Anzahl Parameter stetig ab
- Aufgrund der restriktiven TD-Kriterien (Multikollinearität und NNLS) keine Modelle mit mehr als 9 Parametern

# Modellgüte und Anzahl Parameter: Technical Blocks (TB) linear

## Auswertung TB-Modelle: BIC vs. Modellgröße



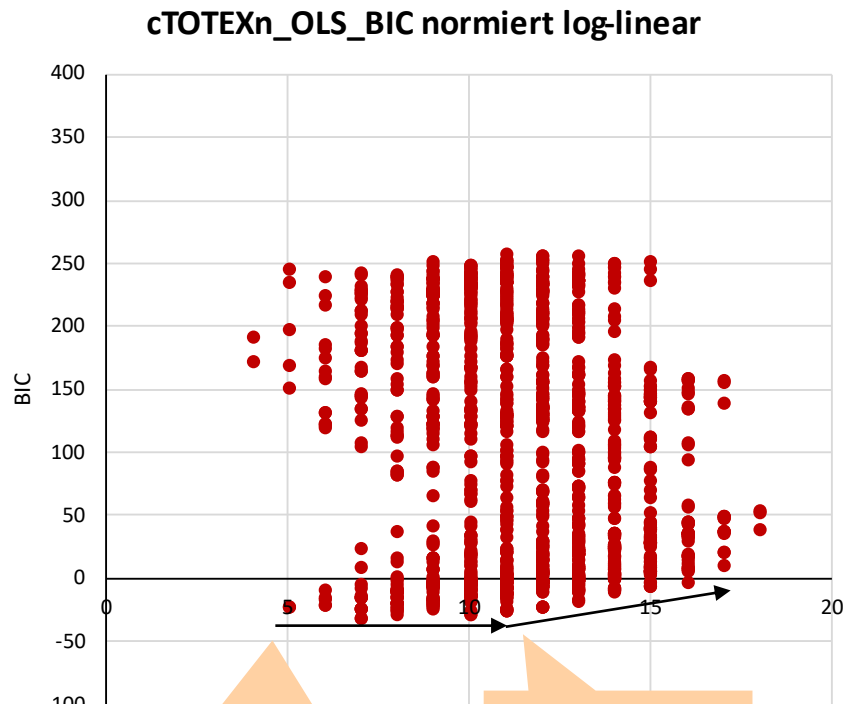
## Auswertung TB-Modelle: adjustiertes R2 vs. Modellgröße



- Für eine hohe Anpassungsgüte sind mindestens 7 Parameter notwendig. Ab 11 Parameter nimmt der maximale Erklärungsgehalt nicht mehr zu
- Einfluss auf andere statische Kriterien (z.B. Vorzeichen oder Multikollinearität) jedoch auch zu beachten

# Modellgüte und Anzahl Parameter: TB log-linear

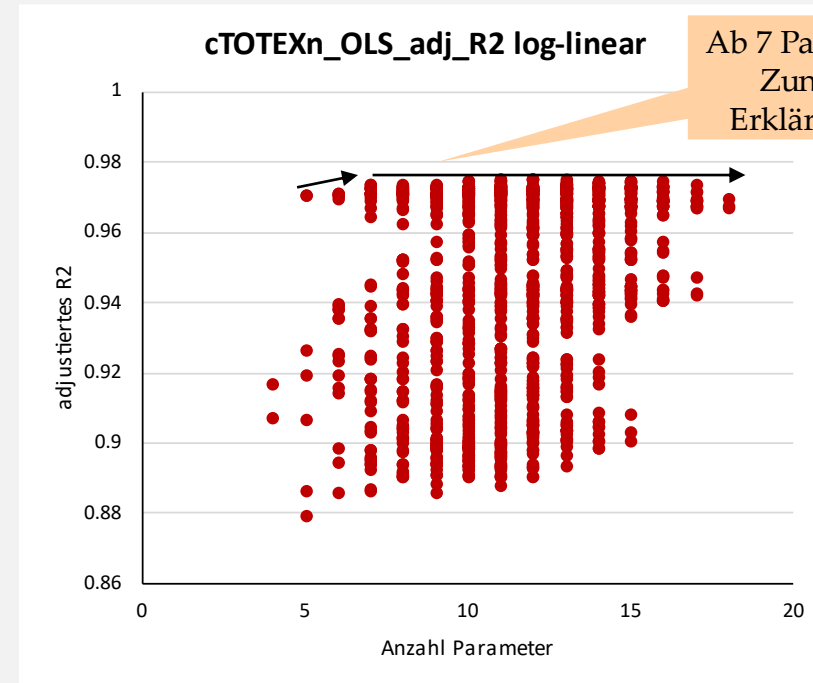
## Auswertung TB-Modelle: BIC vs. Modellgröße



Kaum statistische Verbesserung bei Erhöhung der Anzahl Parameter

Eher Verschlechterung ab 11 Parameter

## Auswertung TB-Modelle: adjustiertes R2 vs. Modellgröße



Ab 7 Parameter keine Zunahme des Erklärungsgehalts

- Für eine hohe Anpassungsgüte sind bereits 5 Parameter ausreichend. Ab 7 Parameter nimmt der maximale Erklärungsgehalt nur unwesentlich zu
- Einfluss auf andere statische Kriterien (z.B. Vorzeichen oder Multikollinearität) jedoch auch zu beachten

# Fazit optimale Modellgröße

- Die optimale Anzahl Parameter **in linearen Modellen** liegt zwischen 7 und 11 Parametern:
  - Beim Lasso-Verfahren ergibt sich eine optimale Modellgröße von 7 bis 11 Parametern
  - Bei den Top-down-Modellen, welche aufgrund der restriktiven Bildungskriterien deutlich kürzer sind, ist der Erklärungsgehalt bei 7 Parametern optimiert
  - Bei den Technical Blocks linear ist der Erklärungsgehalt bereits ab 7 Parameter hoch und ab 11 maximiert
- **Loglineare Modelle** sind deutlich kompakter, bereits ab 5 Parametern sehr hohe Anpassungsgüte
- Modelle mit **normiert linearen Spezifikationen** wurden nicht abgebildet, da der Erklärungsgehalt der normierten Spezifikation stärker durch die Ausreißer verzerrt ist.
- Bei der Wahl des Effizienzvergleichsmodells sind neben der rein statistisch optimalen Modellgröße auch weitere Faktoren zu beachten:
  - Multikollinearität, Signifikanz und Vorzeichen der Koeffizienten; diese erfordern tendenziell kompaktere Modelle, vgl. auch TD-Verfahren
  - Die analytische Vollständigkeit der Modelle bezüglich Netzebenen und Versorgungsdimensionen; diesbezüglich zeigt das TB-Verfahren Möglichkeiten auf.

# Herleitung von Grundmodellen

Methodik und Kriterien zur Herleitung von Grundmodellen

Modell der RP3 (und RP2)

Bottom-Up (BU)

Top-Down (TD)

Modelle aus Technical-Blocks (TB)



# Vorgehen Modellentwicklung: Komplementäre Verfahren

## Modellspezifikation: Herleitung von Kostenfunktionen/Grundmodellen

### Durchschnittskostenmodelle (OLS)

#### „Top down“ (TD)

Ausgehend von der Priorisierung der KTA Ing optimal passende Parameter-Kombinationen (restringiert)

#### „Technical Blocks“ (TB)

Statistisch optimale Kombinationen der Technical Blocks aus der KTA Ing (restringiert)

Neu

### Modell der RP3

Test des Modells der RP3 auf seine Eignung für den neuen Datensatz

#### Durchführung aller vier Verfahren:

- Die Analyse des Modells der RP3 zeigt auf, ob dieses weiterhin geeignet ist
- Das restringierte Modell liefert Hinweise, wie die Ergebnisse der KTA Ing aufgenommen werden können
- Das unrestringierte Modell gibt Hinweise zum aus statistischer Sicht optimalen Modell
- Das „Technical Blocks“-Verfahren soll die statistisch optimalen, aus analytischer Sicht stimmigen Parameterkombinationen liefern

→ Es resultieren mögliche Grundmodelle

#### „Bottom up“

LASSO-Verfahren ohne Beachtung der KTA Ing („unrestringiert“)

## Weiterentwicklung zur Effizienzgrenze

### Frontier-Methoden (SFA, DEA)

Stream 1  
Ausgehend von  
Modell RP3

Stream 2  
Modelle TB  
Normiert Linear

Stream 3  
Modelle TB  
Loglinear

Stream 4  
Modelle TB  
DEA Loop

Beste  
Modelle

Effizienzgrenze A

Effizienzgrenze B

Effizienzgrenze C

Vergleich

Finales Modell

## Methodik

- **Durchschnittskostenmodelle** mit OLS (analog in RP3)
  - Die Kosten (Totex/sTotex) werden in einem OLS-Modell auf eine bestimmte Parameterkombination regressiert
  - Wie in der RP3 werden bei allen Methoden neben linearen Spezifikationen auch log-lineare und normiert lineare Spezifikationen (Zählpunkte/Anschlüsse) untersucht
  - Auffälligkeitsanalyse mittels robuster OLS (ROLS): Komplementäre Analyse zur Vermeidung von zu starker Beeinflussung der Regressionsschätzung durch Ausreißer. Komplementierend OLS unter Herausnahme der Cooks-Distance-Ausreißer
  - Bei TD zusätzlich Schätzung durch nicht-negative kleinste Quadrate (NNLS), um negative Koeffizienten möglichst zu vermeiden
- **Effizienzvergleichsmodelle** analog vorgängige Effizienzvergleiche:
  - SFA unter Anwendung verschiedener funktionaler Formen und Annahme einer exponentiellen Verteilung der Ineffizienz
    - Entfernung von Ausreißern anhand Cooks Distance
  - DEA unter Annahme konstanter Skalenerträge
    - Entfernung von Ausreißern anhand Dominanz- und Supereffizienzanalysen

## Komplementäre Verfahren

- **TD Verfahren:** sequentielle hierarchische Regression (pfadabhängig)
  - Bringt die ingenieurwissenschaftliche Klassierung ein
  - Jeder Parameterkandidat wird einzeln geprüft
  - Resultiert in kompakten, signifikanten Modellen mit positiven Koeffizienten
- **TB Verfahren:** Permutation
  - Nur Parameter, die in Technical-Blocks vorkommen, werden berücksichtigt
  - Es werden alle möglichen Kombinationen dieser Technical-Blocks evaluiert
  - Resultiert in ingenieurwissenschaftlich vollständigen Modellen ohne statistische Pfadabhängigkeit
- **BU Verfahren:** LASSO
  - Alle Vergleichsparameter gleichberechtigt zur Auswahl (aggregiert und disaggregiert)
  - Evaluation einer Menge von Parametern, nicht einzeln
  - Resultiert in Modellen mit neuen Parameterkombinationen

# Gütekriterien für die Modellfindung

## Regulatorische Gütekriterien

- Erfüllung aller ARegV-Vorgaben;
- Berücksichtigung von Parametern, die möglichst vollständig für alle NB vorliegen;
- Verwendung möglichst exogener Parameterdefinitionen und Vermeidung von Parameteraggregationen, bei denen die einzelnen Komponenten in arbiträrer Weise gewichtet werden;
- Robustheit gegenüber kleinen Datenänderungen;
- Konstanz mit früheren Effizienzvergleichen (Modellkontinuität, dazu auch „Ergebniskontinuität“);
- Beachtung des Vorsichtsprinzips.

## Konzeptionelle Gütekriterien

- Möglichst einfache Interpretation der Parameter und des Modells;
- Aufbauend auf ingenieurwissenschaftlicher Beurteilung;
- Möglichst vollständiges Modell hinsichtlich Netzebenen und Versorgungsdimensionen (zwingend: Kapazität- und Dienstleistungsbereitstellung, optional Transport);
- Eigenschaften der Modellspezifikation mit solider ökonomischer Grundlage in der Produktionstheorie

## Statistische Gütekriterien

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



# Modelle RP2 und RP3



# Modelle der RP2 und RP3 mit Daten der RP4

## RP2 ROLS cTOTEXs

```

Coefficients:
(Intercept) 504039.374 229406.837 2.197 0.029316 *
myyConnections.incl.inj.incl.streetlights.sum 38.065 23.244 1.638 0.103284
myyCables.circuit.N3 84526.625 18610.732 4.542 1.03e-05 ***
myyCables.circuit.N5 4398.280 1324.617 3.320 0.001093 **
myyLines.circuit.N3 6814.488 2997.274 2.274 0.024200 *
myyLines.circuit.N5 5388.466 1875.875 2.873 0.004573 **
myyNet.length.N7 1525.079 535.433 2.848 0.004919 **
myyPeakload.corr.N4 22.143 5.856 3.781 0.000213 ***
myyPeakload.corr.N6 72.493 17.321 4.185 4.49e-05 ***
myyArea.supplied.N7 -63550.836 15173.725 -4.188 4.44e-05 ***
myyInstalledPower.tot 3.955 1.999 1.979 0.049422 *
myyMeters.active.tot 83.249 10.403 8.002 1.59e-13 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 2383000
Multiple R-squared:  0.9971, Adjusted R-squared:  0.9969
Convergence in 23 IRWLS iterations

```

## RP3 ROLS cTOTEXs

```

Coefficients:
(Intercept) -1.920e+04 2.846e+05 -0.067 0.946300
myyCables.circuit.N3 6.638e+04 1.351e+04 4.915 2.01e-06 ***
myyLines.circuit.N3 1.374e+04 4.137e+03 3.322 0.001084 **
myyNet.length.N5 1.136e+03 9.350e+02 1.215 0.226152
myyNet.length.N7 6.847e+02 4.601e+02 1.488 0.138471
myyPeakload.N4 3.243e+01 5.975e+00 5.428 1.85e-07 ***
myyPeakload.N6 1.016e+02 2.123e+01 4.785 3.58e-06 ***
myyInstalledPower.N1to4.sum 3.342e+00 6.682e-01 5.002 1.35e-06 ***
myyInstalledPower.N5to7.sum 1.217e+01 3.121e+00 3.900 0.000136 ***
myyMeters.read.tot 7.190e+01 9.965e+00 7.216 1.49e-11 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Robust residual standard error: 2371000
Multiple R-squared:  0.9987, Adjusted R-squared:  0.9986
Convergence in 35 IRWLS iterations

```

- Das **Modell der RP2** weist weiterhin gute Eigenschaften auf, weist jedoch mit der Fläche einen statistisch signifikant negativen Parameter auf. Der damalige Normierungsparameter (Anschlüsse) ist nicht signifikant
  - Das **Modell der RP3** funktioniert weiterhin gut:
    - Positive Vorzeichen der Parameter (bei den standardisierten Totex Achsenabschnitt nicht signifikant)
    - Lasten durchwegs signifikant, auch die installierte Erzeugungsleistung
    - Leitungslängen (wie bereits in der RP3) nicht immer signifikant
    - In seiner linearen Form liegt erwartungsgemäß Heteroskedastizität und Multikollinearität vor
      - Normiert mit Messlokalationen sind insb. dann, wenn Cook's-Distance Ausreißer entfernt werden, die statistischen Eigenschaften sehr gut
- **Beide Modelle werden als Grundmodell weiterverfolgt, wobei der Fokus auf dem Modell der RP3 liegt**

# | Bottom-up



# Umsetzung BU-Verfahren

- Durchläufe (Runs“) mit zwei Parametersets
  - Aggregiert (Y\_A): Zulässig sind alle aggregierten Parameter
  - Disaggregiert (YZ, jeweils höchstens 15 Nullwerte): Zulässig alle Vergleichsparameter, höchstens 15 Nullwerte
- Jeweils für mehrfach für unterschiedliche funktionale Formen
  - Linear
  - Log-linear
  - keine normiert-linearen Modelle, da dies die Festlegung eines Normierungsparameters erfordern würde

Stream	Parameter-kandidaten	#Parameter	#Resultierende Modelle
BU1_a	Y_A		
BU2	YZ		

## Resultate

Funktionale Form	Run	Kosten	#Parameter	#Negative Vorzeichen ROLS	Konzeptionelle Einschätzung
Linear	Y_a	sT	18	5 / 5	Keine Lastparameter, 2 Parameter eher endogen
	Y_a	T	10	3 / 3	Keine Lastparameter, 2 Parameter eher endogen
	YZ	sT	10	1 / 2	Anschluss- oder Zählpunkte nur auf N5
	YZ	T	8	3 / 3	Anschluss- oder Zählpunkte nur auf N5
Log-linear	Y_a	sT	8	2 / 2	Keine Anschluss- oder Zählpunkte
	Y_a	T	5	1 / 1	Keine Anschluss- oder Zählpunkte
	YZ	sT	5	0 / 1	Keine Anschluss- oder Zählpunkte, Last nur auf N6
	YZ	T	4	1 / 1	Keine Anschluss- oder Zählpunkte und Last

- Insb. größere Modelle mit schlechten statistischen Eigenschaften  
→ **Kein BU-Modell wird weiterverfolgt**

# | Top-Down



# TD Runs gemäß EVS3

## Zusammensetzung der 8 "Runs"

Run	Prioritäre Parameter	Ergänzende Parameter
IngP1A_a	K1A	K1+ K2 (aggregiert)
IngP1B_a	K1B	K1+ K2 (aggregiert)
IngP1A_2x	K1A	K1+ K2 exogen
IngP1B_2x	K1B	K1+ K2 exogen
IngP1A_2d	K1A	K1+ K2
IngP1B_2d	K1B	K1+ K2
IngP1A_23ax	K1A	K1+ K2 exogen + K3 exogen
IngP1B_23ax	K1B	K1+ K2 exogen + K3 exogen

- Separat für verschiedene funktionale Formen:
  - Linear
  - Log-linear
  - keine normiert-linearen Modelle, da dies die Festlegung eines Normierungsparameters erfordern würde

## Einteilung nach ingenieurwissenschaftlicher Eignung und Exogenität

Gute Eignung (K1)	Komplementäre Eignung (K2)	Partielle Eignung (K3)
<b>Stärker Exogen</b>		
Höchstlast (K1A) (Ein- und Ausspeisung, Entnahme)	Höchstlast (Rückspeisung)	Einspeisung/Ausspeisung
Höchstbelastung (K1B)	Erzeugungsleistung	Einspeisemanagement
	Anschlusspunkte	Einspeisepunkte
	Zählpunkte	Gebietseigenschaften
	Fläche	
<b>Stärker Endogen</b>		
	Leitungen	Masten
	Kabel	Umspannstationen
	Bemessungsscheinleistung	Transformatoren
	Netzstruktur	Schaltstationen
		Netzverluste

# Übersicht lineare TD-Modelle

## Modelle geordnet nach BIC (cTOTEXs) mit durchwegs positiven Parametern in OLS/ROLS

Run	p	BIC(sT)	Var1 = gesetzt	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7
IngP1B_2d	7	6538.26905	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N7	yLines.all.N13.sum	yLines.all.tot	yPeakload.injection.N5	yInstalledPower.simcurt.N1to6	yCables.all.N13.sum
IngP1A_23ax	4	6592.10217	yPeakload.N3	yEnergy.losses.tot	yPeakload.N7	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum			
IngP1A_2d	5	6652.54879	yPeakload.N6	yLines.circuit.N3	yInstalledPower.N5to7.sum	yCables.all.N13.sum	yLines.all.N7		
IngP1A_2d	6	6654.56873	yPeakload.N3	yTransformers.power.own.tot	yConnections.other.dso.same.tot	yPeakload.abs.sim.max	yLines.all.N57.sum	yCables.circuit.N3	
IngP1A_23ax	3	6667.56606	yPeakload.N3	yEnergy.losses.tot	yPeakload.N7				
IngP1A_2d	4	6670.31234	yPeakload.N5	yPeakload.injection.N7	yLines.all.N13.sum	yInstalledPower.simcurt.N1to6			
IngP1B_23ax	3	6687.64076	yPeakload.abs.nonsim.N4	yEnergy.losses.tot	yPeakload.N7				
IngP1B_2d	5	6706.90333	yPeakload.abs.sim.max	yPeakload.injection.N7	yNet.length.N3	yMeters.noncp.ctrl.tot	yLines.all.N57.sum		
IngP1A_2d	4	6710.63812	yPeakload.N6	yLines.circuit.N3	yInstalledPower.N5to7.sum	yCables.all.N13.sum			
IngP1B_2d	3	6733.25199	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N7	yLines.all.N13.sum				
IngP1A_2d	3	6733.31269	yPeakload.N6	yLines.circuit.N3	yInstalledPower.N5to7.sum				
IngP1A_a	3	6742.44726	yPeakload.N3	yTransformers.power.own.tot	yConnections.other.dso.same.tot				
IngP1A_2d	5	6749.74224	yPeakload.N7	yArea.GSD	yPeakload.abs.sim.N4	yInstalledPower.other.tot	yInstalledPower.KWKG.tot		
IngP1B_2d	4	6753.42526	yPeakload.abs.sim.max	yPeakload.injection.N7	yNet.length.N3	yMeters.noncp.ctrl.tot			
IngP1A_2x	5	6753.57417	yPeakload.N5	yPeakload.injection.N7	yConnections.other.dso.same.tot	yInstalledPower.other.tot	yInstalledPower.renewables.N3		
IngP1B_2x	4	6764.02525	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N7	yArea.GSD	yInstalledPower.other.tot			
IngP1A_2d	4	6765.6049	yPeakload.N5	yInstalledPower.tot	yPeakload.injection.N7	yLines.all.N13.sum			
IngP1A_23ax	5	6771.38335	yPeakload.injection.N3	yInjection.N5	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInjection.N7	yInstalledPower.N7		
IngP1B_a	5	6780.11859	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.corr.N6	yArea.GSD	yInstalledPower.other.tot	yConnections.other.dso.same.tot		
IngP1A_23ax	5	6786.62512	yPeakload.injection.N3	yInjection.N5	yInstalledPower.renewables.solar.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInjection.N7		
IngP1A_2d	2	6787.44371	yPeakload.N6	yLines.circuit.N3					
IngP1B_2d	3	6790.88172	yPeakload.abs.nonsim.sum	yPeakload.N6	yLines.circuit.N3				
IngP1B_a	4	6812.21162	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.corr.N6	yArea.GSD	yInstalledPower.other.tot			
IngP1A_2x	4	6817.7821	yPeakload.N3	yPeakload.injection.N5	yInstalledPower.N3	yPeakload.N5			
IngP1A_23ax	4	6824.60749	yPeakload.injection.N3	yInjection.N5	yInstalledPower.renewables.solar.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum			
IngP1A_a	4	6827.49913	yPeakload.N6	yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7	yInstalledPower.other.tot	yPeakload.injection.N3			
IngP1A_a	3	6830.51668	yPeakload.N5	yInstalledPower.tot	yPeakload.injection.N7				
IngP1A_23ax	4	6840.51028	yPeakload.injection.N3	yInjection.N5	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInjection.N7			
IngP1A_a	2	6847.87541	yPeakload.N3	yTransformers.power.own.tot					
IngP1A_2x	4	6850.66915	yPeakload.N4	yInstalledPower.N2to7.sum	yPeakload.N7	yArea.GSD			
IngP1B_a	3	6850.71759	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.corr.N6	yArea.GSD				
IngP1A_23ax	3	6850.89038	yPeakload.injection.N3	yInjection.N5	yInstalledPower.renewables.solar.tot				
IngP1B_2d	3	6853.0656	yPeakload.abs.nonsim.N4	yTransformers.power.own.tot	yPeakload.N3				

- Keine vollständigen disaggregierten Modelle, aggregierte Modelle sehr kompakt  
→ Kein Modell wird als Grundmodell weiterverfolgt

- Tendenz zu kompakten Modellen: Dies deutet darauf hin, dass die prioritären Parameter (Höchstlast, Höchstbelastung) bereits sehr viel Varianz im Datensatz erklären können
- Keine klare Präferenz für Höchstlast oder Höchstbelastung
- Ein einzelner Lastparameter (Var1) scheint nicht zu reichen, oft tritt ein weiterer Lastparameter hinzu
- Komplementär ist oft die Erzeugungsleistung sowie Netzlängen
- Fläche i.d.R. als yArea.GSD und als Substitut für Netzlängen
- Anschlüsse etwas öfter als Messlokationen

# Übersicht loglineare TD-Modelle

Modelle geordnet nach BIC (cTOTEXs) mit durchwegs positiven Parametern in OLS/ROLS

Run	p	BIC(sT)	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5
IngP1B_a	4	-18.513252	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yPeakload.N6	yInstalledPower.dec.sum	
IngP1B_23ax	2	-15.62585	yPeakload.abs.nonsim.N4	yEnergy.losses.tot			
IngP1A_23ax	2	-14.979287	yPeakload.N3	yEnergy.losses.tot			
IngP1A_23ax	2	-12.460266	yPeakload.N6	yEnergy.delivered.net.tot			
IngP1A_23ax	4	-10.67748	yPeakload.injection.N4	yPeakload.injection.max	yPeakload.injection.N6	yInstalledPower.dec.sum	
IngP1A_23ax	3	-7.3687098	yPeakload.injection.N4	yPeakload.injection.max	yPeakload.injection.N6		
IngP1A_2x	4	-4.6039214	yPeakload.N3	yPeakload.max	yInstalledPower.N2to7.sum	yPeakload.N6	
IngP1B_2d	3	-4.4140405	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.injection.max	yPeakload.N6		
IngP1A_2x	3	-4.3473452	yPeakload.N4	yPeakload.injection.max	yPeakload.corr.N6		
IngP1B_a	3	-4.277409	yPeakload.abs.nonsim.sum	yPeakload.injection.max	yPeakload.corr.N6		
IngP1B_2x	3	-3.6128588	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.injection.max	yPeakload.corr.N6		
IngP1A_23ax	4	-1.9442457	yPeakload.N5	yConnections.incl.inj.tot	yEnergy.delivered.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.N4to7.sum	
IngP1A_23ax	4	-1.5029379	yPeakload.injection.N3	yPeakload.max	yPeakload.corr.N6	yRelativeLowerPower.scaled.N6	
IngP1A_23ax	4	-1.4116041	yPeakload.injection.N3	yPeakload.max	yPeakload.corr.N6	yInjectionPoints.N5to7.sum	
IngP1B_23ax	3	-1.259912	yPeakload.abs.sim.N4	yEnergy.delivered.N1357.sum	yPeakload.N7		
IngP1A_23ax	3	-1.2464395	yPeakload.N4	yEnergy.delivered.N1357.sum	yPeakload.N7		
IngP1B_a	4	-0.8780952	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yNet.length.circuit.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.tot	
IngP1B_a	5	-0.6978605	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yNet.length.circuit.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.tot	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum
IngP1A_23ax	5	-0.5308764	yPeakload.injection.N3	yPeakload.max	yPeakload.corr.N6	yInjectionPoints.N5to7.sum	yInstalledPower.N5to6.sum
IngP1B_2x	4	-0.4741166	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yPeakload.N6	yInstalledPower.N5	
IngP1B_2d	3	9.81687934	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yPeakload.corr.N6		
IngP1B_2d	3	10.0995023	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yNet.length.circuit.tot		
IngP1B_a	3	10.1312948	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yPeakload.N6		
IngP1A_23ax	3	10.8404947	yPeakload.injection.N3	yPeakload.max	yPeakload.corr.N6		
IngP1A_2x	3	11.8470723	yPeakload.N3	yPeakload.max	yPeakload.N6		
IngP1A_a	5	15.4716634	yPeakload.N5	yNet.length.all.tot	yInstalledPower.nonsimcurnt.N1to4.sum	yPeakload.from.higher.nonsim.sum	yPeakload.injection.max
IngP1A_23ax	3	20.9284278	yPeakload.N5	yConnections.incl.inj.tot	yEnergy.delivered.tot		
IngP1A_2d	4	49.8027122	yPeakload.N3	yPeakload.max	yInstalledPower.N2to7.sum	yMeters.house.tot	
IngP1B_2d	3	97.8903044	yPeakload.abs.nonsim.N4	yPeakload.max	yRelativeLowerPower.scaled.N6		
IngP1A_23ax	3	100.739114	yPeakload.injection.max	yEnergy.delivered.N5	yInjection.generation.tot		
IngP1A_23ax	3	102.264777	yPeakload.max	yInstalledPower.reducedAPFI.N6to7.sum	yMeters.over10MWh.noRPM.tot		
IngP1A_2d	2	103.135916	yPeakload.max	yRelativeLowerPower.scaled.N6			
IngP1A_23ax	2	105.376584	yPeakload.injection.max	yEnergy.delivered.N5			

- Keine vollständigen disaggregierten Modelle, aggregierte Modelle sehr kompakt  
→ Kein Modell wird als Grundmodell weiterverfolgt

- Tendenziell noch kompaktere Modelle
- Keine klare Präferenz für Höchstlast oder Höchstbelastung
- Als erstes Komplement erscheint i.d.R. wiederum die Last, seltener Arbeit, Anschlüsse oder Netzlängen
  - Arbeit führt insb. mit Energieverlusten zu sehr kompakten Modellen mit nur zwei Parametern
- Die Erzeugungsleistung findet wiederum sehr oft in die besten Modelle



# Modelle Technical Blocks



# Übersicht der gebildeten Technical Blocks

Modell =

1 Block DA

+ 1 Block DG

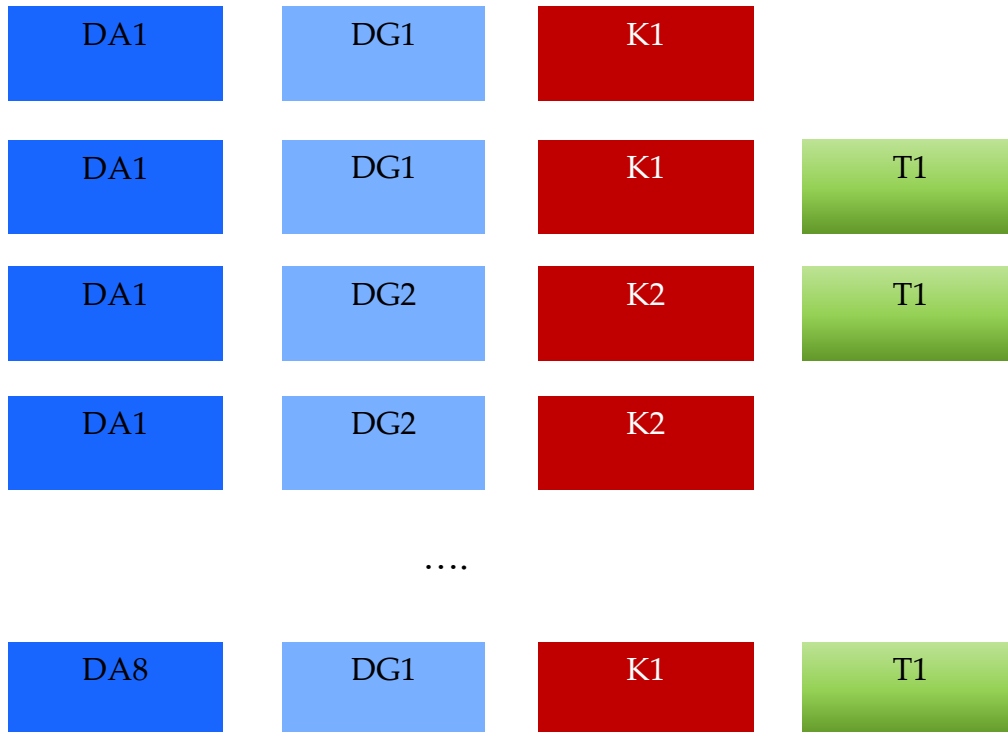
+ 1 Block K

+ optional 1 Block T

BlockNr	Par1	Par2	Par3	Par4	Par5	Par6
DA1	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yNet.length.N5	yNet.length.N7		
DA2	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.all.N57.sum	yLines.all.N57.sum		
DA3	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yNet.length.N7	
DA4	yCables.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yLines.circuit.N7	yCables.circuit.N7
DA5	yNet.length.all.tot					
DA6	yCables.all.N13.sum	yLines.all.N13.sum	yNet.length.N5	yNet.length.N7		
DA7	yCables.all.N13.sum	yLines.all.N13.sum	yCables.circuit.N5	yLines.circuit.N5	yNet.length.N7	
DA8	yCables.all.tot	yLines.all.tot				
DG1	yMeters.read.tot					
DG2	yMeters.noncp.ctrl.tot	yMeters.cp.ctrl.tot				
DG3	yMeters.noncp.ctrl.excl.house.tot	yMeters.cp.ctrl.tot	yMeters.house.tot			
DG4	yConnections.incl.inj.N1357.sum					
DG5	yMeters.noncp.ctrl.tot	yConnections.other.dso.lower.N1to6.sum	yConnections.other.dso.same.tot	yMeters.cp.ctrl.tot		
K1	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum		
K2	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6				
K3	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.tot			
K4	yPeakload.from.higher.sim.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum		
K5	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.N1to4.sum	yInstalledPower.N5to6.sum	yInstalledPower.N7	
K6	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.renewables.bio.hydro.tot	yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot	yInstalledPower.KWKG.tot	
K7	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.renewables.wind.tot	yInstalledPower.renewables.solar.tot	yInstalledPower.renewables.other.tot	
K8	yPeakload.into.higher.sim.N4	yPeakload.into.higher.sim.nett.N6	yPeakload.N4	yPeakload.N6		
K9	yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPower.nonsimcirt.N1to4.sum	yInstalledPower.nonsimcirt.N5to7.sum		
T1	yEnergy.delivered.net.tot					
T2	yEnergy.delivered.net.N67.sum	yEnergy.delivered.net.N45.sum	yEnergy.delivered.net.N23.sum			
T3	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum				
T4	yEnergy.delivered.net.N2to4.sum	yEnergy.delivered.net.N5to7.sum	yInjection.net.N2to4.sum	yInjection.net.N5to7.sum		

- Farblich hinterlegt: Potenzielle Normierungsparameter in normiert-linearen Modellen
- Minimal mögliche Anzahl Parameter  $1 + 1 + 2 = 4$  (aus Blocks DA5, DG1 oder 4, K2, kein T-Block)
- Maximal mögliche Anzahl Parameter  $6 + 4 + 5 + 4 = 19$  (aus Blocks DA4, DG5, K7 und T4)

# Permutationen der Technical Blocks



## Anzahl Modelle:

- 1440 Modelle mit 4 Block Kategorien (inklusive Transportdimension)
- 360 Modelle mit 3 Block Kategorien (ohne Transportdimension)

## Modellgröße:

- EVS3: 9 Parameter; EVS2: 11 Parameter
- TB theoretisch:
  - Minimal 4 Parameter (1 DA, 1 DG, 2K)
  - Maximal möglich sind 19 Parameter (6 DA, 4 DG, 5 K, 4 T)

## Normierung:

- Anhand Zählpunkten oder Anschlusspunkten

# TB-Auswertung lineare Modelle

Modelle geordnet nach BIC (cTOTEXs) mit höchstens einem negativen ROLS-Parameter (dazu nicht mehr als zwei Parameter nichtsignifikant)

Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var9	Var13	Var14	Var15	Var16	Var17	Var18	Var19	Var20	Var21	n	cTOTEXn_C
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delive	yEnergy.delivered.net.N5to7		10	6663.02353
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yMeters.read.tot						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			11	6620.93565
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yMeters.read.tot						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								10	6655.32962
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yMeters.read.tot						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								9	6657.57924
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum					9	6676.55737
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yConnections.incl.inj.N1357.sum						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			10	6660.91816
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yMeters.read.tot						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								10	6661.02734
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yMeters.read.tot						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot			9	6685.20306
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								7	6685.73857
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								8	6688.80204
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot			9	6678.55163
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot			10	6688.92253
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPower.nonsimcurt.N5to7.sum					9	6691.59153
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPow	yInstalledPower.KWKG.tot	yEnergy.delive	yEnergy.delivered.net.N5to7		12	6724.32653
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delive	yEnergy.delivered.net.N5to7		10	6711.93545
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delive	yEnergy.delivered.net.N5to7		10	6690.14951
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.into.higher.sim	yPeakload.into.higher.sim	yPeakload.N4	yPeakload.N6						9	6714.82116
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.into.higher.sim	yPeakload.into.higher.sim	yPeakload.N4	yPeakload.N6			yEnergy.delivered.net.tot			10	6720.0492
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								7	6684.18468
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot						8	6711.83908
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			8	6690.9383
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			9	6693.98461
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum					9	6729.49534
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.from.higher.sin	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum		yEnergy.delivered.net.tot			10	6723.23238
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.all.N5.yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPow	yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum					9	6728.20527
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot			9	6721.04683
yCables.all.N1.yLines.all.N13.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot						8	6733.27005
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot			10	6712.09564
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								8	6729.52052
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			9	6730.81506
yCables.all.N1.yLines.all.N13.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								7	6730.98233
yCables.all.N1.yLines.all.N13.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								8	6723.34131
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								9	6731.45756
yCables.all.N1.yLines.all.N13.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								9	6734.15247
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6		yInstalledPower.reducedAPFI.tot						8	6734.24554
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								9	6736.67037
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N7						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								8	6723.83322
yCables.circuit.yLines.circuit.I.yNet.length.N.yNet.length.N7						yMeters.read.tot			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								8	6736.64043
yCables.all.N1.yLines.all.N13.yNet.length.N.yNet.length.N7						yConnections.incl.inj.N1357.sum			yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N6								7	6729.05542

Alle Modelle mit disaggregierten Netzlängen

Selten Disaggregation Messlokationen

2 Lastparameter stets gesetzt

Teils Erzeugungsleistung

Teils Arbeit

## Bemerkungen

- Disaggregation durchwegs auf Stufe Netzlängen
  - Messlokationen gegenüber Anschlusspunkten oft präferiert
  - Erzeugungsleistung und Arbeit nicht durchgehend
  - Statistische Eigenschaften erwartungsgemäß ungeeignet (z.B. Multikollinearität, Heteroskedastizität)
- **Kein Grundmodell, relevante Modelle vgl. normiert lineare Modelle**

# TB-Auswertung normiert lineare Modelle

Modelle geordnet nach BIC (cTOTEXs) ohne negative Vorzeichen nach Ausreißerbereinigung  
(dazu keine Heteroskedastizität, normalverteilte Residuen, höchstens zwei Parameter insignifikant)

Referenz	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var13	Var14	Var15	Var16	Var17	Var18	Var19	Var20	Var21	#p	BIC cTOTEXn
TB_NL_01	yCables.all.N;yLines.all.N1;yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.frcyPeakload.N6		ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum							9	1953.13353
TB_NL_02	yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.frcyPeakload.N6		ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum							9	1953.35386
TB_NL_03	yCables.all.N;yLines.all.N1;yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum							9	1955.44621
TB_NL_04	yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum							9	1955.66082
TB_NL_05	yCables.all.N;yLines.all.N1;yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot				9	1963.30416
TB_NL_06	yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot				9	1963.55793
TB_NL_07	yCables.all.N;yLines.all.N1;yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot							9	1968.70147
TB_NL_08	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot							9	1968.89321
TB_NL_09	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum							9	1970.99205
TB_NL_10	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot							8	1977.08315
TB_NL_11	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot			yEnergy.delivered.net.tot				9	1980.95281
TB_NL_12	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.N4yPeakload.N6		ylnstalledPower.reducedAPFI.tot									9	1982.80237
TB_NL_13	yCables.all.N;yLines.all.N1;yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot				8	2014.05163
TB_NL_14	yCables.all.N;yLines.all.N1;yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot				9	2018.61584
TB_NL_15	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot				9	2018.9672
TB_NL_16	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot				8	2035.78697
TB_NL_17	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6							yEnergy.delivered.net.tot				9	2038.06753
TB_NL_18	yCables.all.to yLines.all.tot						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPower.reducedAPFI.tot					yEnergy.deliv yEnergy.delivered.net.N5tc				8	2033.08251
TB_NL_19	yCables.all.to yLines.all.tot						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPov ylnstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum					yEnergy.delivered.net.tot				8	2094.69103
TB_NL_20	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									9	2215.71187
TB_NL_21	yCables.all.to yLines.all.tot						yMeters.read.tot		yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPov ylnstalledPov ylnstalledPower.KWKG.tot									8	2195.02237
TB_NL_22	yCables.all.N;yLines.all.N1;yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									8	2266.63121
TB_NL_23	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									8	2266.74574
TB_NL_24	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											9	2272.22718
TB_NL_25	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											9	2272.3393
TB_NL_26	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									7	2312.72433
TB_NL_27	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											8	2318.05636
TB_NL_28	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									7	2374.74283
TB_NL_29	yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.read.tot		yPeakload.ab yPeakload.N6									7	2374.76339
TB_NL_30	yCables.all.N;yLines.all.N1;yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											8	2379.47291
TB_NL_31	yCables.circuit.yLines.circuit.yNet.length.yNet.length.N7						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											8	2379.4914
TB_NL_32	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPower.reducedAPFI.tot											10	3129.92961
TB_NL_33	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6							yEnergy.delivered.net.tot				10	3176.26301
TB_NL_34	yCables.circuit.yLines.circuit.yCables.all.N;yLines.all.N57.sum						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.ab yPeakload.N6											9	3223.25458
TB_NL_35	yCables.all.to yLines.all.tot						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPov ylnstalledPov ylnstalledPower.KWKG.tot											10	3299.72005
TB_NL_36	yCables.all.to yLines.all.tot						yMeters.non yMeters.cp.ci yPeakload.N4yPeakload.N6 ylnstalledPower.reducedAPFI.tot											8	3361.14562

Beste Modelle mit Erzeugungsleistung

Beste Modelle mit disaggregierten Netzlängen

## Bemerkungen

- Disaggregation stets auf Stufe Netzlängen, bei den besten Modellen ebenfalls auf Stufe Erzeugungsleistung
- Durchgängig Messlokationen als Normierungsparameter
- Insgesamt ähnliche Struktur wie Modell RP3, zu prüfen:
  - Alternative Disaggregationen Netzlängen
  - yPeakload.from.higher.si m.N4 als Alternative
  - Ergänzung Arbeit
  - Disaggregation der Messlokationen

# TB-Auswertung loglineare Modelle

Modelle geordnet nach BIC (cTOTEXs) ohne negative Vorzeichen nach Ausreißerbereinigung  
(dazu keine Heteroskedastizität, normalverteilte Residuen, höchstens zwei Parameter insignifikant)

ModellName	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var9	Var10	Var13	Var14	Var15	Var16	Var17	Var18	Var19	Var20	n	p	cTOTEXn_OLS	
TB_LL_01	yNet.length.all.tot						yMeters.read.tot				yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			7		-23.840573	
TB_LL_02	yNet.length.all.tot						yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			7		-23.817616	
TB_LL_03	yNet.length.all.tot						yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.ab	yPeakload.N6					yEnergy.delivered.net.tot			6		-16.209005
TB_LL_04	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			8		-9.416329	
TB_LL_05	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			8		-9.407644	
TB_LL_06	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot		yEnergy.delivered.net.tot			7		-6.856827
TB_LL_07	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			9		-4.215978	
TB_LL_08	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum	yEnergy.delivered.net.tot			9		-4.209407	
TB_LL_09	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot		yEnergy.delivered.net.tot			8		-1.668141
TB_LL_10	yNet.length.all.tot						yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				8		128.712491	
TB_LL_11	yNet.length.all.tot						yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				8		128.756931	
TB_LL_12	yNet.length.all.tot						yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				6		132.116592	
TB_LL_13	yNet.length.all.tot						yMeters.read.tot				yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				6		132.131609	
TB_LL_14	yNet.length.all.tot						yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				7		135.839232	
TB_LL_15	yNet.length.all.tot						yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				7		135.881671	
TB_LL_16	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				9		163.570617	
TB_LL_17	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				9		163.598108	
TB_LL_18	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				7		181.155526	
TB_LL_19	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				7		181.174253	
TB_LL_20	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				8		185.170684	
TB_LL_21	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.frc	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				8		185.213226	
TB_LL_22	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N5to7.sum				8		199.1058	
TB_LL_23	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				8		199.679593	
TB_LL_24	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.N7				8		210.98268	
TB_LL_25	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ci	yMeters.house.tot		yPeakload.ab	yPeakload.N6							7		210.882736	
TB_LL_26	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.nonsim	curt.N5to7.sum				7		213.908933	
TB_LL_27	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.nonsim	curt.N5to7.sum				8		217.494295	
TB_LL_28	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				6		218.056128	
TB_LL_29	yCables.all.N;	yLines.all.N1;	yNet.length.N7				yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				8		221.020248	
TB_LL_30	yCables.circui	yLines.circuit	yNet.length.N7				yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				8		221.223106	
TB_LL_31	yCables.all.to	yLines.all.tot					yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				7		222.812136	
TB_LL_32	yCables.circui	yLines.circuit	yCables.all.N;	yLines.all.N57.sum			yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				8		223.487302	
TB_LL_33	yCables.all.N;	yLines.all.N1;	yCables.circu	yLines.circuit	yNet.length.N7		yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				9		229.376157	
TB_LL_34	yCables.circui	yLines.circuit	yCables.circu	yLines.circuit	yNet.length.N7		yMeters.read.tot				yPeakload.N4	yPeakload.N6	yInstalledPow	yInstalledPower.reduced	APFL.tot				9		229.589154	
TB_LL_35	yCables.all.N;	yLines.all.N1;	yNet.length.N7				yMeters.read.tot				yPeakload.ab	yPeakload.N6							7		230.018524	
TB_LL_36	yCables.circui	yLines.circuit	yNet.length.N7				yMeters.read.tot				yPeakload.ab	yPeakload.N6							7		230.278634	
TB_LL_37	yCables.circui	yLines.circuit	yCables.all.N;	yLines.all.N57.sum			yMeters.read.tot				yPeakload.ab	yPeakload.N6							7		233.286643	
TB_LL_38	yCables.circui	yLines.circuit	yCables.all.N;	yLines.all.N57.sum			yMeters.non	yMeters.cp.ctrl.tot			yPeakload.ab	yPeakload.N6							8		237.901145	
TB_LL_39	yCables.all.N;	yLines.all.N1;	yCables.circu	yLines.circuit	yNet.length.N7		yMeters.read.tot				yPeakload.ab	yPeakload.N6							8		239.407468	
TB_LL_40	yCables.circui	yLines.circuit	yCables.circu	yLines.circuit	yNet.length.N7		yMeters.read.tot				yPeakload.ab	yPeakload.N6							8		239.68379	

Beste Modelle mit kompakten Netzlängen (1 oder 2 Parameter)

Arbeit erhöht BIC stark

## Bemerkungen

- Die gezeigten Modelle weisen sehr gute statistische Eigenschaften auf
- Disaggregation i.d.R. auf Stufe Lasten inkl. Erzeugungsleistung
  - Bestes Modell mit aggregierten Netzlängen
- Wenn Arbeit, dann in aggregierter Form
- Keine Anschlüsse, Messlokationen teils disaggregiert
- Ergänzung mit Arbeit zu prüfen

→ Alle Modelle sind vollständig und statistisch gut, sie werden als Effizienzvergleichsmodell getestet

# Zwischenfazit

## Auswertung TB

- Das Verfahren gibt Hinweise, welche Dimensionen aggregiert bzw. disaggregiert werden (alle Dimensionen können nicht gleichzeitig disaggregiert verwendet werden)
- Kombination der Blocks abhängig von funktionaler Form:
  - Die besten linearen und normiert-linearen Modelle disaggregieren v.a. die Netzlängen, während diese bei den besten loglinearen Modellen stark aggregiert sind
  - Die besten normiert linearen Modelle disaggregieren durchwegs die Erzeugungsleistung und sind dem Modell der RP3 ähnlich
  - Beste loglineare Modelle mit Arbeit-Parameter
  - Anschlüsse finden nur bei linearen Modellen auf die Liste, bei normiert-linearen und loglinearen durchwegs Messlokationen
- Über alle funktionalen Formen hinweg sind Modelle mit Transportblocks nicht klar schlechter/besser

## Kostentreiberanalyse

- Einzelne Parameter haben bereits hohen Erklärungsgehalt (insbesondere Anschlusspunkte, Ein- und Ausspeisung und Last). Die Korrelationstabelle liegt im Rahmen der RP3
- Das Modell der RP3 erklärt weiterhin sehr gut, das Modell der RP2 ist tendenziell überspezifiziert
- Aus den Bottom-up und Top-down Verfahren wurden keine Grundmodelle zur Weiterentwicklung gewählt
- Das neue Technical-Blocks Verfahren zeigt vielversprechende Modelle auf, die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht vollständig sind
  - Es werden **alle** gezeigten normiert linearen und loglinearen Modelle untersucht
- Es bestehen generell folgende Zielkonflikte
  - Hoher Erklärungsgehalt (Minimierung BIC) vs. signifikante und positive Koeffizienten (OLS/ROLS)
  - Hoher Erklärungsgehalt und Vermeidung von Multikollinearität (Belsley, VIF)



# Weiterentwicklung zur Effizienzgrenze

Vorgehen und Auswahlkriterien

Resultate Streams

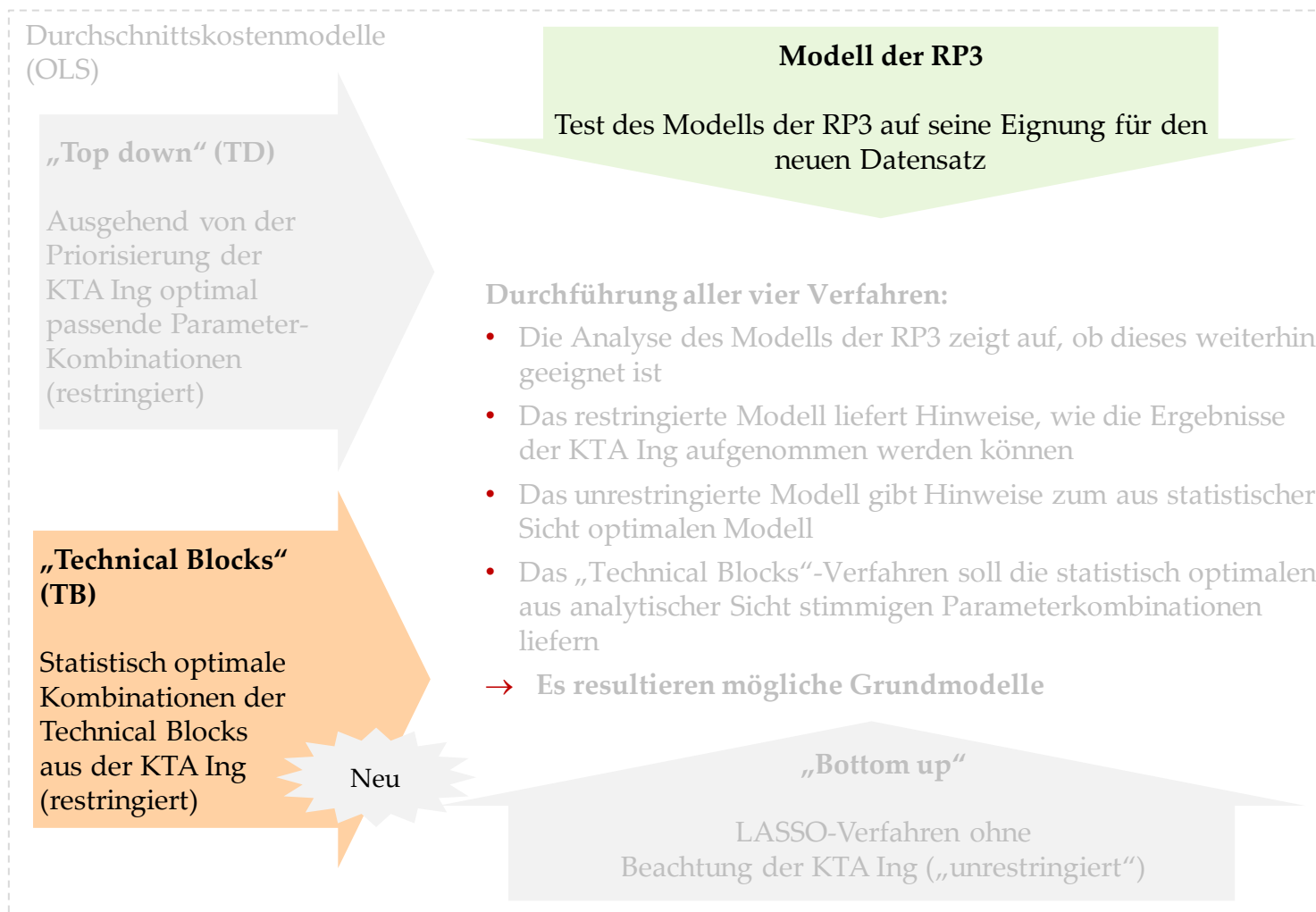
Vergleich der besten Modelle



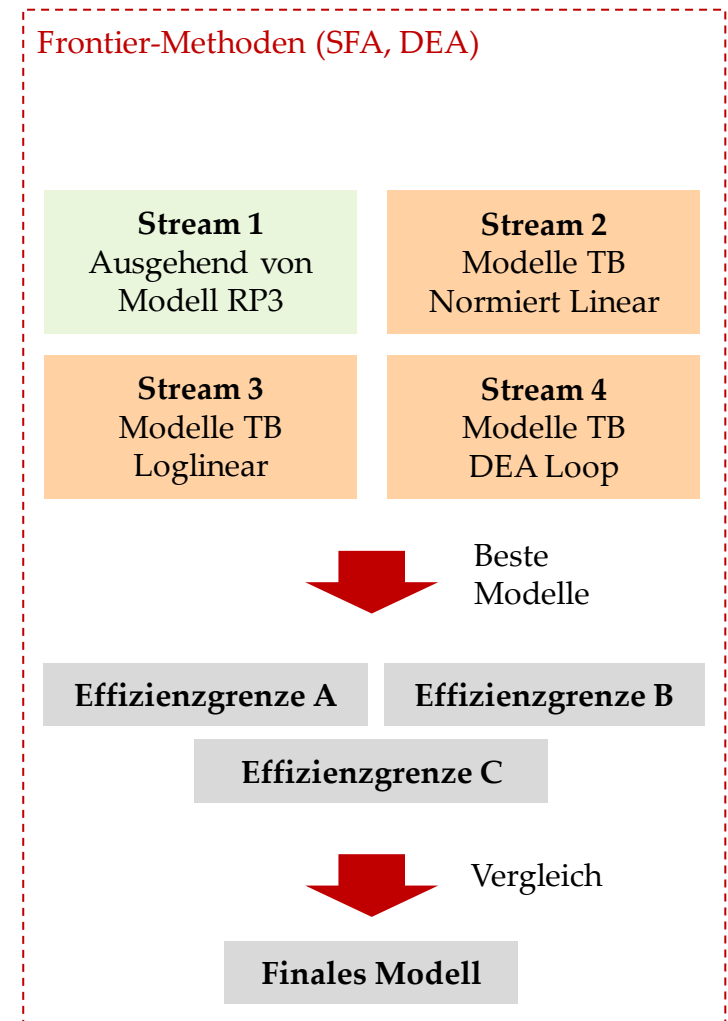


# Vorgehen Modellentwicklung: Komplementäre Verfahren

## Modellspezifikation: Herleitung von Kostenfunktionen/Grundmodellen



## Weiterentwicklung zur Effizienzgrenze



# Vorgehen und Auswahlkriterien

## Vorgehen

- **Modellfindung entlang folgender Streams**
  - **Stream RP23**
    - Heuristische Weiterentwicklung in Beachtung weiterentwickelter Parameter und KTA Ing
  - **Stream TB Normiert Linear, TB Loglinear, TB DEA**
    - Schritt 1: Alle besten Modelle gemäß Filterkriterien
      - Normiert Linear / Loglinear vgl. TB-Verfahren oben, zusammengefasst in Tabelle rechts
      - TD DEA: Modelle mit höchstem DEA-Score, welche normiert linear gute Eigenschaften aufweisen (durchwegs keine Konvergenz)
    - Schritt 2: Verfeinerung besonders geeigneter Kandidaten analog Stream RP34 (**noch ausstehend**)
  - **Exkurs Translog:** Schätzung besonders kompakter TB-Modelle: Bislang keine Konvergenz
- Anschließend **Gegenüberstellung** der besten Modelle
- **Zuletzt Detailspezifikation** (**noch ausstehend**)

## Kriterien bei der Modellwahl

- Regulatorisch und konzeptionell: Vgl. oben
- Statistisch
  - Als Kostenfunktion vgl. oben
  - Als Effizienzgrenze
    - SFA: Konvergenz, Signifikanz SFA, Vorzeichen und Signifikanz Parameter, Anzahl Ausreißer, Durchschnitts- und Minimaleffizienz
    - DEA: Anzahl Ausreißer, Peercount, Durchschnitts- und Minimaleffizienz
    - Korrelation SFA/DEA
- Zusammenfassung Filterkriterien TB Modelle

Kriterien	Sortierung	OLS ex CD alle	OLS ex CD weitere
Normiert linear	min BIC	Shapiro ok, BP ok	max 0 neg, max 2 nonsig
Loglinear	min BIC	Shapiro ok, BP ok	max 0 neg, max 2 nonsig
DEA Modelle normiert linear	max DEA best of	Shapiro ok, BP ok	max 1 neg, max 12 Par

# Spezifikation SFA

## Kriterien Wahl funktionale Form

- Erfüllung der Grundannahmen des klassischen Regressionsmodells, z.B. Vermeidung von Heteroskedastizität;
- Resultate aus OLS-Analysen, d.h. welche funktionale Form die Durchschnittskostenmodelle nahelegen;
- Anpassungsgüte und Signifikanz der SFA Schätzungen, Signifikanz der Parameter und resultierende Ergebnisse;
- Konzeptionelle Relevanz der funktionalen Form: Möglichst einfache Spezifikationen, z.B. wird normiert linear gegenüber loglinear vorgezogen;
- Umgang mit Nullstellen;
- Falls eine Auswahl nach oben den stehenden Kriterien unklar sein sollte: Flexibilität der Kostenfunktion.

## Kriterien zur Normierung (sofern nötig):

- Darstellung von Größenunterschieden: der Parameter muss direkt mit Größenunterschieden zwischen den Unternehmen im Zusammenhang stehen;
- Nicht-Beeinflussbarkeit des Parameters: der Parameter sollte von der Unternehmung nicht beeinflussbar sein;
- Nullstellen: Der Parameter darf keine Nullstellen aufweisen;
- Konvergenz der SFA;
- Eliminierung von Multikollinearität und Heteroskedastizität;
- Robustheit des Parameters.

## Kriterien zur Wahl der Verteilung des stochastischen Störterms:

- Gemäß deutscher Regulierungspraxis hierzu (exponentiell)
- Sensitivitätsanalysen mit halbnormaler Verteilung

# Resultatübersicht Stream RP23

Konvergierte Modelle mit Signifikanz SFA < 0.25

«RP3»

«RP3 Update»

«RP3 Reduziert Leistung»

«RP3 Reduziert Netz»

	cTOTEXn			cTOTEXs			Best of 2 SFA		Best of 2 DEA		Best of 4		Korrel.	#Par
	SFA	Sig.	DEA	SFA	Sig.	DEA	Mean	Min	Mean	Min	Mean	Min	SFA/DEA	2 <sup>nd</sup> Stage
RP3	9	93.1%	0.13	93.9%	0.21	85.2%	94.0%	39.8%	86.5%	55.2%	95.3%	69.2%	50%	6
RP3 from.higher	9	93.9%	0.19	94.2%	0.24	84.9%	94.3%	42.2%	86.3%	55.2%	95.5%	70.8%	47%	8
RP3 Curt	9	93.2%	0.13	93.9%	0.19	85.2%	93.9%	41.0%	86.5%	55.2%	95.1%	69.2%	55%	7
RP3 noInstalledP	7	92.3%	0.09	92.8%	0.14	83.7%	92.9%	41.1%	84.1%	53.0%	94.2%	69.2%	44%	5
RP3 soil	10	92.6%	0.09	93.9%	0.22	86.0%	93.9%	40.1%	87.2%	56.3%	95.5%	69.2%	50%	5
RP3 varmeters2	9	93.0%	0.12	94.1%	0.25	85.8%	94.1%	39.5%	86.6%	56.3%	95.5%	69.2%	44%	4
RP3 09	7	93.1%	0.15	93.1%	0.16	84.0%	93.3%	40.4%	84.3%	53.0%	94.7%	69.2%	39%	5
RP3 10	8	92.5%	0.13	93.0%	0.17	85.1%	93.1%	42.7%	85.3%	53.0%	94.4%	69.2%	56%	8
RP3 mergeline	6	90.2%	0.02	90.4%	0.02	82.5%	90.6%	34.0%	82.9%	53.3%	92.2%	68.2%	51%	8
RP3 noIPconn	8	92.7%	0.12	93.1%	0.16	84.5%	93.2%	40.4%	84.8%	53.6%	94.6%	69.2%	42%	4
RP3 area all	8	90.0%	0.01	90.9%	0.02	84.1%	91.0%	46.5%	84.8%	56.3%	92.7%	69.2%	61%	8
RP3 area N3	8	92.1%	0.06	92.6%	0.12	85.3%	92.7%	45.5%	85.6%	55.7%	94.1%	76.9%	51%	7
RP3 area N13	8	92.1%	0.06	92.4%	0.11	85.3%	92.6%	44.5%	85.6%	55.7%	94.0%	76.4%	50%	6
RP3 area	6	88.5%	0.00	89.3%	0.01	81.5%	89.4%	51.9%	82.2%	55.7%	90.9%	69.2%	59%	4
RP3 N57	8	93.4%	0.15	94.0%	0.24	85.8%	94.1%	40.5%	86.1%	56.1%	95.3%	69.2%	45%	5
RP3 N57 redinst	7	92.7%	0.11	92.6%	0.12	84.4%	92.9%	44.0%	84.7%	53.0%	94.1%	69.2%	56%	4
RP3 N57 comp	6	92.8%	0.12	92.8%	0.13	83.1%	93.0%	42.9%	83.4%	53.0%	94.2%	71.9%	41%	4

- Legende**
- Zählpunkte
  - Anschlüsse
  - Erdkabel
  - Freileitungen
  - Erdkabel/Freileitungen kombiniert
  - Höchstlast/Höchstbelastung
  - Erzeugungsleistung
  - Versorgte Fläche
  - Arbeit
  - Bodeneigenschaften

- Das Modell der RP3 funktioniert grundsätzlich gut. Mit Blick auf die Signifikanz der SFA werden ein aufdatiertes Modell mit Berücksichtigung der Abregelung sowie zwei reduzierte Modelle (keine Erzeugungsleistung, Fläche statt Leitungslängen auf unteren Netzebenen) in die engere Auswahl übernommen
- Die untersuchten RP2 Modelle konvergieren mit Anschlüssen als Normierungsparameter bislang nicht.

# Resultatübersicht Stream TB normiert linear

Konvergierte Modelle mit Signifikanz SFA < 0.25

	cTOTEXn										Best of 2 SFA		Best of 2 DEA		Best of 4		Korrel. SFA/DEA	#Par 2 <sup>nd</sup> Stage
	SFA	Sig.	DEA	SFA	Sig.	DEA	Mean	Min	Mean	Min	Mean	Min						
«TB Erneuerbare»	TB_NL_18	8	93.1%	0.15	84.6%	92.9%	0.08	84.9%	93.2%	53.4%	85.4%	60.8%	<b>94.5%</b>	80.0%	53%	0		
	TB_NL_19	8	93.2%	0.18	85.1%	92.6%	0.09	85.3%	93.2%	48.2%	85.8%	57.4%	<b>94.7%</b>	71.9%	46%	0		
	<b>TB_NL_21</b>	8	90.6%	0.07	83.6%	90.8%	0.06	83.6%	91.0%	32.0%	84.3%	53.3%	<b>93.4%</b>	69.2%	34%	2		
	TB_NL_22	8	92.9%	0.11	83.7%	92.8%	0.11	83.3%	93.1%	40.9%	84.3%	53.3%	<b>94.5%</b>	69.2%	43%	6		
	TB_NL_23	8	93.0%	0.12	83.7%	92.8%	0.12	83.3%	93.1%	41.0%	84.3%	53.3%	<b>94.5%</b>	69.2%	42%	6		
	TB_NL_24	9	93.0%	0.08	84.2%	92.9%	0.10	84.0%	93.2%	40.7%	84.9%	53.8%	<b>94.7%</b>	69.2%	43%	6		
«TB kompakt»	TB_NL_25	9	93.0%	0.09	84.2%	92.9%	0.10	84.0%	93.2%	40.8%	84.9%	53.8%	<b>94.7%</b>	69.2%	42%	6		
	<b>TB_NL_26</b>	7	92.9%	0.07	83.3%	93.0%	0.09	83.4%	93.2%	38.9%	84.0%	53.3%	<b>94.4%</b>	69.2%	44%	4		
	TB_NL_27	8	93.1%	0.07	83.9%	93.3%	0.10	84.1%	93.4%	40.1%	84.7%	53.7%	<b>94.7%</b>	69.2%	42%	4		
	TB_NL_28	7	92.3%	0.09	82.6%	92.8%	0.13	83.7%	92.8%	41.1%	84.1%	53.0%	<b>94.2%</b>	69.2%	44%	5		
	TB_NL_29	7	92.3%	0.09	82.6%	92.8%	0.14	83.7%	92.9%	41.1%	84.1%	53.0%	<b>94.2%</b>	69.2%	44%	5		
	TB_NL_30	8	93.1%	0.12	83.3%	92.8%	0.12	84.4%	93.2%	41.9%	84.7%	53.5%	<b>94.5%</b>	69.2%	42%	5		
	TB_NL_31	8	93.1%	0.13	83.2%	92.9%	0.12	84.3%	93.2%	42.0%	84.7%	53.5%	<b>94.6%</b>	69.2%	42%	5		

## Legende

- Zählpunkte
- Anschlüsse
- Erdkabel
- Freileitungen
- Erdkabel/Freileitungen kombiniert
- Höchstlast/Höchstbelastung
- Erzeugungsleistung
- Versorgte Fläche
- Arbeit
- Bodeneigenschaften

- Modelle mit Arbeit konvergieren nur, wenn die Leitungslängen stärker aggregiert werden (je ein Parameter Erdkabel und Freileitungen)
- Nähere Betrachtung der Variation mit Erzeugungsleistung aufgeteilt nach erneuerbaren Technologien, dazu ein kompaktes Modell ohne Erzeugungsleistung
- Kein DEA Modell mit Konvergenz

# Ergebnis bislang Stream TB loglinear und Translog

## ▪ Loglineare Modelle aus dem TB Stream

- Konvergenz SFA selten, und wenn, i.d.R. nur wenn Schiefe wie erwartet (hierfür nicht gefiltert in TB Auswertung).
    - Auch die Modelle der RP2 und 3 konvergieren nicht
  - Die Modelle, die konvergieren, sind nicht geeignet als Effizienzvergleichsmodell:
    - SFA stets stark insignifikant
    - Modelle stets von Multikollinearität betroffen
    - Sehr schlechte Korrelation zwischen DEA- und SFA-Werten
- **Kein Modell in die engere Auswahl aufgenommen**

## ▪ Potenzielle Translog-Modelle

- Keine Konvergenz von potenziellen Modellkandidaten (besonders kompakte Modelle aus dem TB-Stream)
- **Kein Modell in die engere Auswahl aufgenommen**

# Gegenüberstellung bisher überzeugendste Modelle

Modell:	RP3	RP3 update	RP3 reduziert Leistung	RP3 reduziert Netz	TB kompakt	TB Erneuerbare
Messlokationen/Anschlüsse	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot	yMeters.read.tot
Netzlängen	yCables.circuit.N3	yCables.circuit.N3	yCables.circuit.N3	yCables.all.N13.sum	yCables.circuit.N3	yCables.all.tot
	yLines.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yLines.circuit.N3	yLines.all.N13.sum	yLines.circuit.N3	yLines.all.tot
	yNet.length.N5	yNet.length.N5	yNet.length.N5		yCables.all.N57.sum	
	yNet.length.N7	yNet.length.N7	yNet.length.N7		yLines.all.N57.sum	
Lasten, Erzeugungsleistung	yPeakload.N4	yPeakload.N4	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N4	yPeakload.abs.sim.N4	yPeakload.N4
	yPeakload.N6	yPeakload.N6	yPeakload.N6	yPeakload.N6	yPeakload.N6	yPeakload.N6
	yInstalledPower.N1to4	yInstP.nonsimcirt.N1to4		yInstP.redAPFI.N1to4		yInstP.renew.bio.hydro
	yInstalledPower.N5to7	yInstP.nonsimcirt.N5to7		yInstP.redAPFI.N5to7		yInstP.renew.solar.wind yInstalledPower.KWKG
Arbeit, weitere			yArea.GSD			
Anzahl Parameter	9	9	7	8	7	8
<b>Konzeptionelle Kriterien</b>						
Ing.-Wiss	Stimmiges Modell, neue Parameter nicht berücksichtigt	Stimmig, Verbesserung durch Berücksichtigung zeitgleiche Abregelung	Ok, keine Abbildung inst. Erzeugungsleistung	Ok, Abbildung der Netzlängen auf MS- und NS-Ebene via Fläche	Ok, keine Abbildung inst. Erzeugungsleistung	Ok, Leitungen stark aggregiert
Vollständigkeit	ok (Arbeit fehlend, gilt für alle Modelle)	ok	ok	Inkl. NE1 Längen, Sp-Ebenen nicht separat	ok	Spannungsebenen nicht separat
<b>Regulatorische Kriterien</b>						
Beeinflussbarkeit	Weitgehend exogen	Weitgehend exogen	Weitgehend exogen	Weitgehend exogen	Weitgehend exogen	Weitgehend exogen
Modellkontinuität	ja (identisch)	2 angepasst	1 angepasst, 2 gestrichen	4 angep., 2 ersetzt mit 1	1 angep., 2 ersetzt, 2 weg	4 zu 2 zus., 2 zu 3 ersetzt
Ergebniskontinuität (94.1/75.3)	ok	ok	ok	ok	ok	ok
<b>Statistische Kriterien</b>						
DEA Durchschnitt	86.5%	86.5%	84.1%	85.6%	84.0%	84.3%
DEA Ausreisser	4 / 3	4 / 3	2 / 2	4 / 6	5 / 5	10 / 8
DEA Max Peercout	64 / 87	63 / 88	95 / 63	69 / 46	77 / 82	73 / 66
SFA Durchschnitt	94.0%	93.9%	92.9%	92.6%	93.2%	91.0%
SFA Ausreisser	11 / 9	11 / 10	9 / 8	11 / 9	10 / 10	11 / 11
SFA Signifikanz	0.13 / 0.21	0.13 / 0.19	0.09 / 0.14	0.06 / 0.11	0.07 / 0.09	0.07 / 0.06
<b>Bestabgerechnete Effizienzwerte</b>						
Durchschnitt	95.3%	95.1%	94.2%	94.0%	94.4%	93.4%
Mindesteffizienz	69.2%	69.2%	69.2%	76.4%	69.2%	69.2%
Korrelation Effizienzwerte	50.5%	55.0%	43.8%	49.8%	43.8%	34.3%
Second-Stage (sig. Par)	6	7	5	6	4	2
<b>Kostenfunktion/Validierung ohne CD Ausreisser</b>						
Durchschnitt BIC	912	911	1319	926	1256	1155
Homoskedastizität	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Normalverteilung Shapiro	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Nichtsign. Koef. OLS	2 / 2	2 / 2	1 / 1	1 / 1	0 / 0	2 / 2
Negative Vorzeichen	1 / 1	1 / 0	0 / 0	0 / 1	0 / 0	0 / 0
Multikollinearität Belsley	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Multikollinearität VIF	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok
Schiefe (Richtung)	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok	ok / ok

## Bemerkungen

- Wiederum kein Modell mit Arbeit in der engeren Auswahl, ebenfalls kein Modell mit Anschlusspunkten als Normierungsparameter
- Modell der RP3 mit weitgehend guten Eigenschaften
  - Berücksichtigung der Abregelung erhöht die Korrelation zur DEA
- Kompaktere Varianten mit 7 oder 8 Parametern erhöhen die Signifikanz der SFA
  - Das gezeigte TB-Modell weist eine ähnliche Struktur auf und verwendet Höchstbelastung statt Erzeugungsleistung
- Die Resultate sollten nicht überinterpretiert werden – entscheidend werden die Ergebnisse mit dem finalen Datensatz sein nach eingehenderen Sensitivitätsanalysen

# Zusammenfassung und weiteres Vorgehen





# Zusammenfassung und weiteres Vorgehen

## Zusammenfassung

- Neue Parameterbildungen mit Blick auf Energiewende
- Bereits hohe Qualität der Daten erreicht
- Es liegen viele Vergleichsparameter vor, welche die Kosten sehr gut zu erklären vermögen (adj. R2 über 97%)
- In Kombination gibt es bereits sehr gute Modelle mit sieben Parametern.
- Als Effizienzvergleichsmodell funktionieren bislang normiert-lineare Modelle mit Messlokationen als Normierungsparameter am besten.
- Das Modell der RP3 eignet sich grundsätzlich weiterhin als Effizienzvergleichsmodell. Die Verwendung der weiterentwickelten Vergleichsparameter kann zu einer Verbesserung der Modelleigenschaften führen.
- Das Modell der RP2 ist tendenziell überspezifiziert.
- Das neue Technical-Blocks-Verfahren zeigt mögliche Modell-Alternativen mit guten Eigenschaften als Kostenfunktion auf.

## Weiteres Vorgehen

- Berücksichtigung Stellungnahmen inkl. etwaiger Modellvorschläge
- Neuer Durchlauf mit vollständigen Daten
- Um die besten Modelle herum zusätzlich Sensitivitätsanalysen (analog Stream RP23)
  - Aus heutiger Sicht werden hierbei normiert lineare Modelle im Fokus liegen
- Empfehlung Modell an BNetzA, Entscheid
- Finalisierung Gutachten
- Anhörung Gutachten
- Abschluss Gutachten

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Kontakt:

Urs Trinkner

[urs.trinkner@swiss-economics.ch](mailto:urs.trinkner@swiss-economics.ch), +41 79 830 14 32

Swiss Economics, Ottikerstrasse 7, CH-8006 Zürich

[www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)



# | Anhang



# Relevante stromwirtschaftliche Entwicklungen in den deutschen Verteilernetzen

## Regulatorische Entwicklungen

- Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus
  - Verabschiedeten Veränderungen betreffen insbesondere Netzengpassmanagement bestehend aus Redispatch 2.0 und Einspeisemanagement
  - Es ergeben sich Veränderungen im Gefüge der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteile
  - Aufwand durch vorausschauende Netzengpassprognosen
  - Steigender Koordinationsaufwand mit über-/unterlagerten Netzebenen
  - Digitalisierungsaufwand für Kleinanlagen
- Entscheidung des Europäischen Gerichtshof zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden
  - Bundesnetzagentur hat die Entscheidungen im Energiebereich zur Kenntnis genommen, wodurch Anpassungen der Arbeitsweise erforderlich sind
  - Bis energierechtliche Anpassungen erfolgt sind, wird das geltende deutsche Recht seitens Bundesnetzagentur weiterhin angewendet

→ Entwicklungen nehmen Einfluss auf Verteilernetzbetreiber in Deutschland

# Festlegung der Datenerhebung

Ausgangspunkt für die Definition der relevanten Parameter im Rahmen der Datenabfrage und zur Bildung der Vergleichsparameter sind der Erhebungsbogen, der Zusatzerhebungsbogen der RP3 und die Parameterbildungen der RP3

**Erweiterung des Parametersets um folgende Themen:**

## 1. Integration dezentraler Erzeugungsanlagen

- Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen führt bei Verteilnetzbetreibern zu zusätzlichem Aufwand (Betriebsmittelauslastungen, Anschluss- und Verwaltungsaufwand)
- Mögliche Vergleichsparameter:
  - Strukturbezogen: Resultieren aus Versorgungsaufgabe / resultierenden Kenndaten des Netzbetreibers
  - Maßnahmenbezogen: Explizit vorgenommene Maßnahmen zur effizienten Integration der Anlagen
  - Maßnahmenbezogene Parameter sind aufgrund der Beeinflussbarkeit nicht geeignet
- Geeignete Strukturparameter sind: installierte dezentrale Erzeugungsleistung, Höchstlast (Rückspeisung) und Höchstbelastung (zeitgleich, unzeitgleich)
  - Unterstützend: Anzahl der dezentralen Einspeisepunkte als Maß für den anfallenden Aufwand zur Anbindung, sowie Fläche & Netzlänge mit Blick auf die Spannungshaltung
- Strukturbezogene Parameter sind weiterhin Teil der Datenerhebung, sodass Berücksichtigung der EE-Integrationsaufgabe sichergestellt ist

# Festlegung der Datenerhebung

Erweiterung des Parametersets um folgende Themen:

- **2. Detaillierte Differenzierung der Messlokationen nach Kundentypen**
    - Veränderung der Kundenstruktur durch Entwicklungen in der Branche
      - Steuerbare und nicht-steuerbare Verbrauchseinrichtungen (Elektromobilität, Wärmepumpen)
    - Aufschlüsselung der Kundenstruktur nach Kundentypen ermöglicht genauere Erfassung der Veränderungen
    - Zukünftige Steuerbarkeit der Kunden könnte sich perspektivisch auf die Höchstlast auswirken
    - Zeitgleiche Jahreshöchstlast (bisheriger Bestandteil der Modelle) könnte in Kombination mit Kundenzusammensetzung besser plausibilisiert werden, da die Höchstlast von der Kundenstruktur abhängt
- Dimension der Dienstleistung wird um "Anzahl der Ladezählpunkte" erweitert
- Dimension der Kapazität wird durch bereits bestehende Lastparameter ausreichend abgedeckt

# Festlegung der Datenerhebung

## Erweiterung des Parametersets um folgende Themen:

- **3. Berücksichtigung der Spitzenkappung bei kleinen PV-Anlagen**
  - Nach §9 Abs. 2 Nr. 3 EEG (Version 2021) müssen Anlagen bis 25 kW, deren Leistung durch den Netzbetreiber nicht fernsteuerbar reduzierbar ist, ihr maximale Leistung auf 70% reduzieren
  - Diese Anlagen können somit zu keiner Zeit ihre volle Leistung ins Netz einspeisen und verursachen daher keine Kosten entsprechend ihrer vollen Leistung
  - Notwendigkeit einer Korrektur der installierten Erzeugungsleistung um den pauschal abgeregelten Wert
  
- **4. Abfrage der zweit- bis fünfthöchsten Lastwerte**
  - Auftreten von Messfehlern in der HS/MS-Umspannebene jederzeit möglich
  - Erfassung der zweit- bis fünfthöchsten Lastwerte gängige Praxis der internationalen Regulierungspraxis (z.B. TCB21) zur Plausibilisierung der Messdaten & Abfangen möglicher Messfehler
  - Zudem: Kurzfristige Überlastungen sind tolerierbar, sodass nächsthöhere Belastungen auch zu betrachten sind (Entscheidungskriterium zum Netzausbau)
  - Aufnahme in das Parameterset

# Festlegung der Datenerhebung

## Erweiterung des Parametersets um folgende Themen:

- 5. **Abfrage der maximal zeitgleich abgeregelten Erzeugungsleistung**
  - Leitfrage: Sollte die Anwendung des Einspeisemanagements im Effizienzvergleich berücksichtigt werden?
  - Sicht der Gutachter: Abregelung in einer einzelnen Stunde würde zu einer Reduzierung der installierten Erzeugungsleistung führen, obwohl in allen anderen Stunden Leistung eingespeist werden kann
  - Bei mehreren Überlastungen auf der installierten Erzeugungsleistung hat der Netzbetreiber möglicherweise bereits Investitionsmaßnahmen ergriffen, um einen Teil der Überlastungen zu vermeiden, während andere Überlastungen (z.B. durch langsamen Baufortschritt) noch bestehen & daher weiterhin vorübergehend eine Abregelung nötig ist
    - Würde in diesem Fall die installierte Leistung senken, obwohl bereits Kosten zur Integration der Erzeugungsleistung aufgetreten sind
  - Modell RP3: Installierte Erzeugungsleistung & Lastparameter © Ausreichende Abbildung der tatsächlichen Belastung im Netzbetrieb
    - Aus Sicht der Gutachter wird somit der Integrationsaufwand erneuerbarer Energien angemessen berücksichtigt
- Maximal zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung (verschiedene Netzebenen, Technologien) wird in Parameterset aufgenommen
- Prüfung von Kostenzusammenhängen erfolgt im Rahmen der ökonomischen Kostentreiberanalyse



# Zuordnung nach Kontrollierbarkeit

- § 13 Abs. 3 ARegV: Parameter unterstützen die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs, wenn sie "nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind"
- Unterscheidung von Parametern nach Output- und Input-Orientierung
  - **Input-orientierte Parameter** sind direkt kontrollierbar, stehen aber nicht unmittelbar mit einer Dienstleistung im Zusammenhang (z.B. Länge Freileitung)
  - **Output-orientierte Parameter** sind demgegenüber nicht direkt kontrollierbar, sondern ergeben sich aus den nachgefragten Dienstleistungen (z.B. Ausspeisung)
  - Aus regulatorischer Sicht sind im Rahmen einer Anreizregulierung **Output-orientierte Y Parameter vorzuziehen**. Dies entspricht der Vorgabe in ARegV § 13 Abs. 3: Parameter unterstützen die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs, wenn sie „nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar“ sind
- Die vorgenommene Klassifizierung nach Kontrollierbarkeit umfasst daher folgende Kategorien:
  - Y: Output-/Nutzenorientierte, stärker exogene Y Parameter;
  - X(Y): Input-/Anlagenorientierte, stärker endogene Y Parameter;
  - Z: Nicht kontrollierbare, exogene Z Parameter, welche die Leistungserstellung begünstigen oder verteuern, bspw. Bodenbeschaffenheit

# Wahl der funktionalen Form

Normiert linear	Loglinear	Translog
Wie in RP2 und RP3, konsistent mit CRS Vorgabe in der ARegV	Bislang keine Anwendung	Anwendungsfall in der Literatur v.a. wenn unterschiedliche Inputpreise der Unternehmen
Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität	Eliminiert i.d.R. Heteroskedastizität	Relativ kleines Modell nötig mit wenigen Basisvariablen (mit Implikationen für die DEA)
Konsistent mit Produktionstheorie	Nicht konsistent mit Produktionstheorie – Output Sets ev. nicht konvex	Basiert auf Approximationen 2. Ordnung
Keine Probleme mit Krümmung (“curvature”)	Probleme mit Krümmung (“curvature”)	Monotonie und Krümmung (“curvature”) können ein Problem darstellen
I.d.R. Gute Korrelation zur DEA	Oft recht unterschiedliche Rangfolge im Vergleich zur DEA	Vergrößert i.d.R. den Unterschied zwischen SFA und DEA Werten

- Es ergibt sich eine Präferenz für normiert lineare Modell
- Loglineare Modelle werden getestet aufgrund von Forderungen der Netzbetreiber in der Vergangenheit
- Translog-Modelle werden getestet aufgrund der Verwendung im EVG3/4