

# Five years down the road: Empirical Evidence from Distribution Network Tariff Regulation in Germany ?

**9<sup>th</sup> Conference in Applied Infrastructure  
Research (Infraday)**

8/9 October 2010, Berlin

**Kevin Canty, infraCOMP**

# Tariff regulation in Germany

- 1998–2005 Era of self-regulation (“Verbändevereinbarung”)
- 2005–2008 Cost-plus regulation
  - 11 regulatory authorities: 1 Federal, 10 state-level
  - 2 phases of cost -plus regulation
- since 2009 Incentive regulation
  - Basis: 2<sup>nd</sup> regulatory approval
  - Duration: 5 years, average efficiency target of 92.2%



**So what has happened in the past five years?**

**And where are we today?**

# Electricity Network Costs since 2005

## *Anecdotal evidence: Is it downhill first ...*

- Regulator: As a result of the initial tariff approval process, household customers saved „approximately over 1.6 billion euros“.

” Bezogen auf die erhobene Gesamtelektrizitätsabgabe an Haushaltskunden ergibt sich durch die Netzkostenprüfungen der Regulierungsbehörden eine gesamte **Kostenentlastung der Haushaltskunden** in Höhe von **schätzungsweise über 1,6 Milliarden Euro**. Auch bei den **Gewerbe- und Industriekunden** konnten **deutliche Entlastungen** erreicht werden. “

# ...and now back up again?

## Full year Results 2009

Marcus Schenck, CFO

March 10<sup>th</sup>, 2010

“Higher power network revenues due to regulation (+204)”

= pre-tax profit rises by 204 € million equalling 25% of previous EBIT (853 € million)

**e-on**

### Adjusted EBIT by business unit – Central Europe

in € million	2009	2008	+/- %
Central Europe West Non-regulated	3,522	3,360	+5
Central Europe West Regulated	1,064	853	+25
Central Europe East	341	424	-20
Other/Consolidation	-110	83	-
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>4,817</b>	<b>4,720</b>	<b>+2</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>6,479</b>	<b>6,266</b>	<b>+3</b>

#### Main effects:

##### Central Europe West Non-regulated (+162)

- Full year consolidation of SNET in 2009 (+223)
- Positive margin effect in generation (+120); higher gross margin in retail gas (+148); cost cutting (+174)
- Disposal of power plants (-171); negative effects resulting from economic downturn (-97)
- Lower gross margin retail power (-127)

##### Central Europe West Regulated (+211)

- Higher power network revenues due to regulation (+204); weather related higher gross margin in gas networks (+53); cost cutting (+56)
- Network losses (-15)

##### Central Europe East (-83)

- First time consolidation of Gaz Romania from PEG (+61)
- Lower gross margin power mainly Hungary (-64); negative effects due to economic downturn (-15); currency effects (-15)

4



## **Complication 1: Insufficient transparency...**

- Decisions are not published, only tariffs are published
- Not even overall permissible revenue/cost is published (one exception!)
- No publicly available analysis of cost components (e.g. average %)
- Lacking “culture” of providing statistical data to the public
- Published data often difficult to use (change of underlying definitions; statistical population often unclear)

## ... and vague announcements

” Durch die Kostenprüfungen in den übrigen 110 Verfahren wurden **überwiegend deutliche Kürzungen** (*predominately significant reductions*) gegenüber den beantragten Kosten vorgenommen, die sich **in praktisch allen Fällen** (*in practically all cases*) auch in Netzentgeltsenkungen niedergeschlagen haben.“

*Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2008, p.46*

“

## Complication 2: Lacking continuity of data

- Network metamorphosis:
  - mergers, de-mergers (growth and reduction)
  - regional cooperation
  - corporate restructuring (voltage level allocation)
  - new networks (municipalities taking over local grid from regional network operator)
- Demand changes / varying supply structure
- Changing cost components
  - e.g. renewables charge (EEG-Umlage) originally within TSO tariff, now in power price



# Reasons to be sceptical: The political economy of tariff regulation

- Logic of getting it done (or: getting it over with):
  - staff of ~10 (full time equivalents) at Federal Regulator overwhelmed with >200 cases to deal with
  - Situation at state regulators even more dramatic
  - Objective: Avoid court appeals by negotiating mutually agreeable percentage of reductions
  - Minimize case load by prolonging initial approval (2006/2007) into 2008 without renewed cost control
- Pressure on state regulatory authorities in state parliaments

# One exception: Publication of Revenue caps in State of Baden-Württemberg (2009)

- Only regulatory authority to publish individual revenue caps (“Erlösobergrenzen”)
- All other regulatory authorities published only individual efficiency targets
- But: Underlying decisions (material evaluation) remain unpublished




The screenshot shows a web browser window displaying the website of the Baden-Württemberg Ministry of Economic Affairs. The page title is 'Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg: Erlösobergrenzen, Effizienzwerte und Anpassungen für Stromnetzbetreiber'. The main content area features a list of regulatory decisions, including:

- Aalen: Stadtwerke Aalen GmbH** - Festsetzung Erlösobergrenzen und Effizienzwert, 23.12.2008 (pdf, 26 KB)
- Aalen: Stadtwerke Aalen GmbH** - PUS 2008 Erlösobergrenzen, 03.11.2009 (pdf, 26,7 KB)
- Albstadt: Albstadtwerke GmbH** - Behördliche Veränderung der Erlösobergrenzen, 02.03.2010 (pdf, 27 KB)
- Albstadt: Albstadtwerke GmbH** - Festsetzung Erlösobergrenzen und Effizienzwert, 19.12.2008 (pdf, 26 KB)
- Albstadt: Albstadtwerke GmbH** - (partially visible)

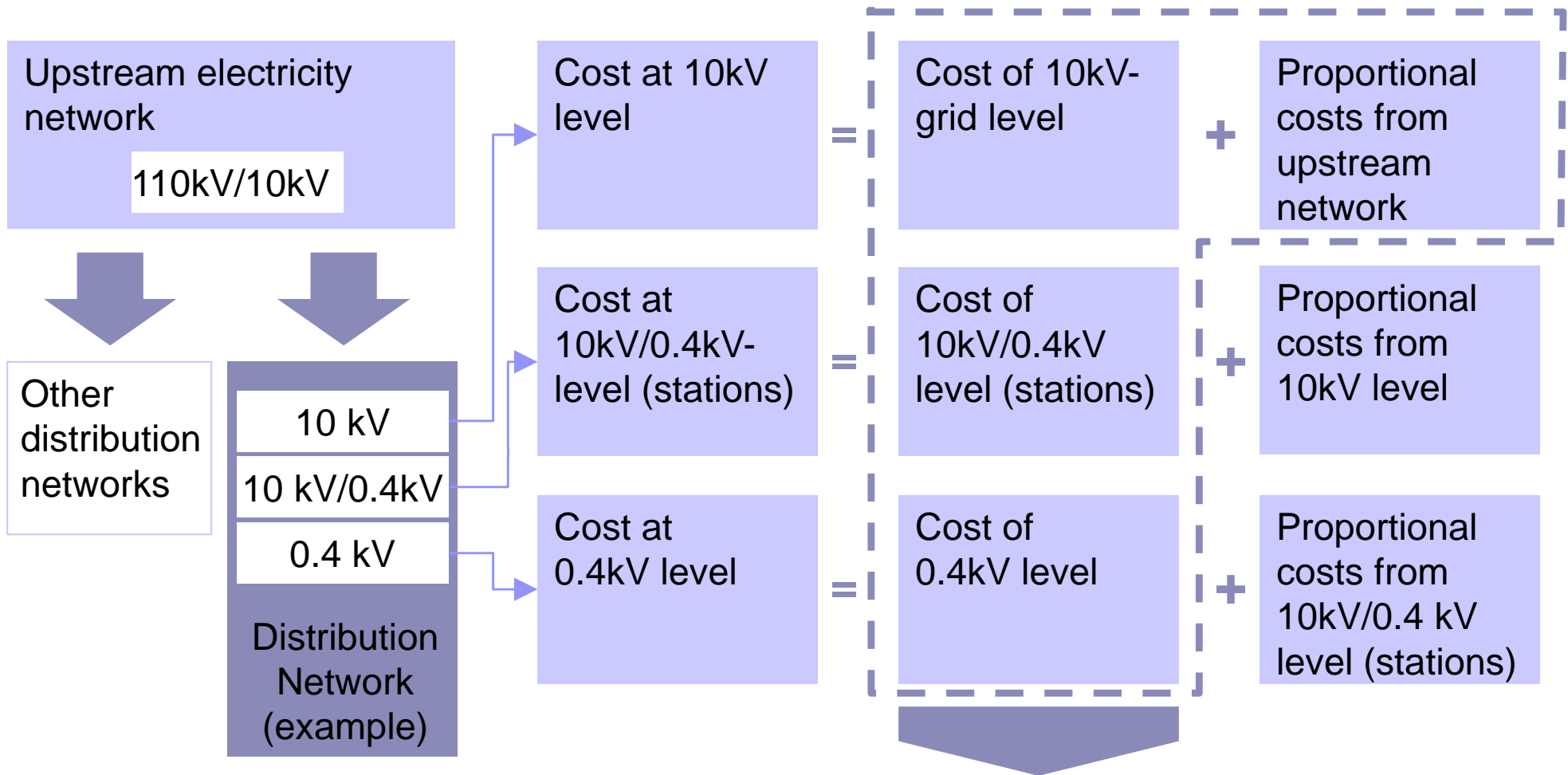
The left sidebar contains navigation menus for 'DAS MINISTERIUM' (Die Amtsspitze, Organisation und Aufgaben, Kontakt, Anfahrt) and 'THEMEN' (Standortpolitik und Internationales, Innovation und Technologietransfer, Mittelstand, Energie und Wohnungsbau, Infrastruktur - Planen und Bauen, Aufsicht und Recht). The 'Aufsicht und Recht' menu is expanded, showing sub-items like 'Landeskartellbehörde und Energiekartellbehörde', 'Landesregulierungsbehörde', and 'Erlösobergrenzen, Effizienzwerte und Anpassungen für Stromnetzbetreiber'.

# Data sample

- 120 network operators
  - Revenues between 12.000 € and 30.000.000 €
- 
- Focus: Top 52, revenue cap > 3.000.000 €

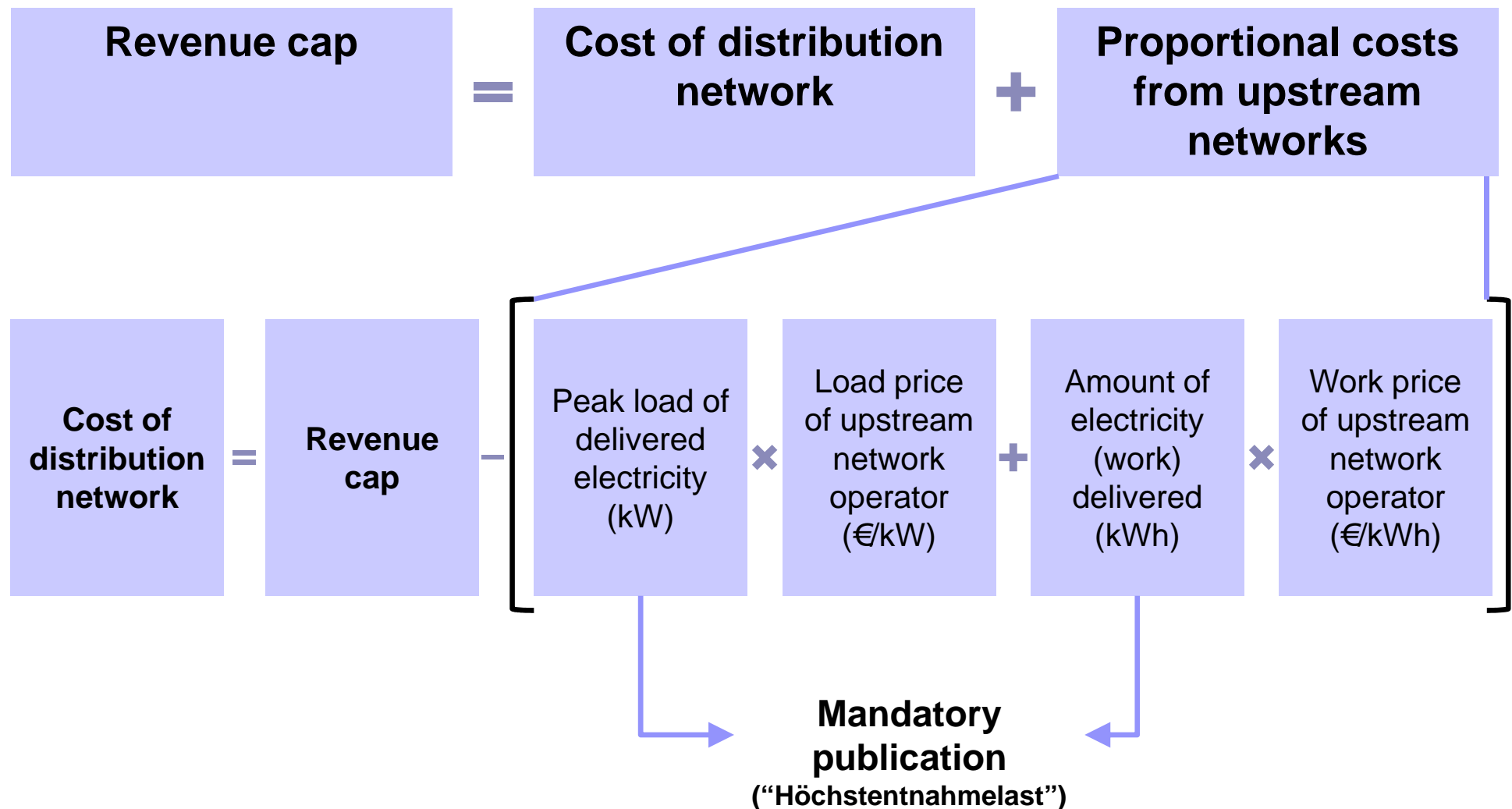
Network operator	efficiency target	Revenue caps
		2009 Euros
1 NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH	100,00%	27.406.168,84
2 Stadtwerke Heidelberg Netze und Umwelt GmbH	100,00%	25.300.957,46
3 FairEnergie GmbH	86,31%	24.286.626,18
4 Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG	90,95%	19.762.106,17
5 Albwerk GmbH & Co. KG	100,00%	18.369.445,09
6 Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH	86,40%	14.116.035,54
7 Stadtwerke Tübingen GmbH	91,73%	12.807.275,89
8 Stadtwerke Konstanz	91,86%	12.662.475,66
9 TWS Netz GmbH	100,00%	12.305.332,26
10 Technische Werke Friedrichshafen	100,00%	11.721.911,74
11 Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH	89,92%	11.084.711,01
12 Thüga Energienetze GmbH	94,20%	10.603.798,05
13 Stadtwerke Baden-Baden	91,15%	10.292.851,92
14 Albstadtwerke GmbH	85,97%	9.366.499,50
15 Hellenstein-Energie-Logistik GmbH	87,50%	9.355.306,48
16 Stadtwerke Sindelfingen GmbH	94,49%	9.185.349,38
17 Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH	87,50%	8.487.773,70
18 Stadtwerke Waiblingen GmbH	84,91%	8.348.269,97
19 Stadtwerke Aalen GmbH	87,50%	8.290.312,91
20 EGT Energie GmbH (NEU)	87,50%	8.271.347,60
21 Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH	87,50%	8.241.084,76
22 EGT Energie GmbH	87,50%	8.190.724,03
23 ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG	87,50%	8.054.519,22
24 Stadtwerke Fellbach	80,00%	7.785.059,14
25 star.Energiewerke GmbH & Co. KG	87,50%	7.505.066,90
26 Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG	87,50%	7.401.031,40
27 Stadtwerke Nürtingen GmbH	87,50%	7.050.644,99
28 Stadtwerke Bühl GmbH	87,50%	6.575.309,33
29 Stadtwerke Balingen	87,50%	6.317.087,90
30 Stadtwerke Ettlingen GmbH	87,50%	5.955.697,78
31 Stadtwerke Crailsheim GmbH	87,50%	5.573.685,67
32 Stadtwerke Tuttlingen GmbH	87,50%	5.102.508,76
33 Energieversorgung Rottenburg am Neckar GmbH	87,50%	5.073.423,68
34 Stadtwerke Mosbach GmbH	87,50%	4.856.707,48
35 e.wa.riss Netze GmbH	87,50%	4.828.250,35
36 Stadtwerke Radolfzell GmbH	87,50%	4.712.346,82
37 Stadtwerke Mühlacker GmbH	87,50%	4.491.172,84
38 Stadtwerke Mühlacker GmbH	87,50%	4.491.172,84
39 Stadtwerke Bretten GmbH	87,50%	4.488.401,62
40 Stadtwerke Gaggenau	87,50%	4.481.518,50
41 Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG (nach Netzüberna	87,50%	4.272.349,75
42 Stadtwerke Schorndorf	87,50%	4.267.213,62
43 Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG	87,50%	4.201.479,35
44 Stadtwerke Hockenheim	87,50%	3.992.996,76
45 Stadtwerke Überlingen GmbH	87,50%	3.849.975,23
46 Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG	87,50%	3.633.225,85
47 Stadtwerk Tauberfranken GmbH	87,50%	3.589.179,81
48 Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH	87,50%	3.488.424,05
49 Stadtwerke Emmendingen GmbH	87,50%	3.409.529,67
50 Energie Calw GmbH	87,50%	3.281.810,72
51 Stadtwerke Waldkirch GmbH	87,50%	3.145.565,85
52 Ehinger Energie Wendelin Maunz GmbH	87,50%	3.034.593,10

# The system of voltage-level costs of distribution networks



**Total costs to be covered by revenues from network tariffs = Revenue cap**

# Getting to the core: Extracting distribution network costs from (published) revenue caps



# Theory: Legal obligations for data-publication

## Practice: Poor publication compliance

- Base year varies (data as old as 2005!)
- Scope of publication varies
- Definitions used vary
- BNetzA-survey in 2008 illustrates poor compliance (and poor enforcement...)

Veröffentlichungspflicht gemäß	Veröffentlichungspflicht wurde umgesetzt (in Prozent)	Veröffentlichungspflicht wurde entsprechend dem Leitfaden umgesetzt (in Prozent)
§ 19 Abs. 1 EnWG	92	91
§ 20 Abs. 1 EnWG	90	78
§ 12 Abs. 3 StromNZV	51	37
§ 13 Abs. 3 StromNZV	77	61
§ 15 Abs. 5 StromNZV	76	76
§ 17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV	86	42
§ 17 Abs. 2 Nr. 2 StromNZV	85	66
§ 17 Abs. 2 Nr. 3 StromNZV	77	49
§ 17 Abs. 2 Nr. 4 StromNZV	59	43
§ 17 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV	69	38
§ 17 Abs. 2 Nr. 6 StromNZV	43	24
§ 17 Abs. 2 Nr. 7 StromNZV	87	85
§ 10 Abs. 2 StromNEV	82	76
§ 27 Abs. 1 StromNEV	98	79
§ 27 Abs. 2 Nr. 1 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 2 StromNEV	93	92
§ 27 Abs. 2 Nr. 3 StromNEV	90	87
§ 27 Abs. 2 Nr. 4 StromNEV	92	90
§ 27 Abs. 2 Nr. 5 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 6 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV	91	89
§ 4 Abs. 2 NAV	94	83
§ 29 Abs. 1 NAV	75	74

In sample, percentage is only 15%

Tabelle 7: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten zum 01.04.2009<sup>33</sup>

Source: Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2009, p.46

# Example 1\*

Stadtwerke Heidenheim Aktiengesellschaft - Strom, Erdgas, Erdgastankstelle, Trinkwasser, Wärme, - Windows Internet Explorer

http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnzv/225\_226\_227\_228\_229\_230j

web durchsuchen...

Home Sitemap Impressum Quickfinder

Hellenstein Energie-Logistik GmbH

Unternehmen    Netznutzung    Aquarena    Kontakt    Links

**Jahreshöchstlast 2005:**  
aufgetreten am 20.01.2005 11:15 bis 11:30: 41.053 kW  
Unter folgendem Link kann ein Diagramm zum Höchstlasttag als PDF-Datei heruntergeladen werden:  
Diagramm Höchstlasttag 2005.pdf

**Netzverluste 2005:**  
Jahresmenge in kWh: 6.243.665 kWh  
in % der Einspeisung: 2,59 %  
Verlustenergiepreis 2006: 4,6 Cent/kWh  
Summenlast in kW: 1.182 kW  
**Summenlast in kW von nicht leistungsgem. Kunden 2005:** 17.431 kW  
Das Analytische Verfahren wird von der Hellenstein Energie Logistik GmbH nicht angewendet.

**Bezug aus der vorgelagerten Netzebene 2005:**  
Jahresmenge in kWh: 188.359.624 kWh  
Höchstleistung in kW: 35.340 kW  
Zeitpunkt: 15.06.2005, 10:00 Uhr

Fertig    Internet | Geschützter Modus: Aktiv    100%

\* as of October 8, 2010

([http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnev/216\\_217\\_218\\_219\\_220\\_221\\_222/216\\_217\\_218\\_219\\_220\\_221\\_222.htm](http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnev/216_217_218_219_220_221_222/216_217_218_219_220_221_222.htm))

# Example 2\*

\* as of October 8, 2010

([http://www.muehlacker.de/stadtwerke/downloads/01Strom/08Netzstruktur/03\\_Netzstrukturdaten\\_\\_\\_17\\_Abs.\\_2\\_StromNZV\\_SWM\\_2009.pdf](http://www.muehlacker.de/stadtwerke/downloads/01Strom/08Netzstruktur/03_Netzstrukturdaten___17_Abs._2_StromNZV_SWM_2009.pdf))



## Restlastkurve der Lastprofilkunden bei Anwendung des analytischen Verfahrens

*{wird zur Zeit noch ermittelt}*

### Nr. 5 Höchstentnahmelast aus der vorgelagerten Ebene

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

### Bezug aus der vorgelagerten Ebene

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

### Nr. 6 Summe aller Einspeisungen pro Spannungsebene

#### aus Erzeugungsanlagen

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

#### aus Rückspeisungen

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>






## Evaporating sample...

- Of the 52 network operators with a revenue cap > 3.000.000 Euros, only 8 published obligatory data („Höchstentnahmelast aus der vorgelagerten Netzebene“) for every voltage level
- Clearly, sample is too small for robust analysis

# Conclusions

- Jury is still out on just how “successful” tariff regulation has been so far.
- Data availability from regulators is dismal. It needs to improve dramatically.
- Enforcement of publication obligations has to get serious.



Even 5 years into the regulation of electricity network tariffs, there is insufficient data for third parties (academics!) to run evaluations



# infraCOMP

**Kevin Canty**

Dircksenstr. 41

10178 Berlin

Germany

T: +49-30-2345.8961

F: +49-30-2345.9754

[kevin.canty@infracomp.de](mailto:kevin.canty@infracomp.de)