



House of
**Energy Markets
& Finance**

The Fukushima-Effect and Plunge in German Electricity Wholesale Spot Prices – Analysis with a Parsimonious Fundamental Electricity Market Model

Philip Beran

Strommarkttreffen, Berlin, 10.02.2017

UNIVERSITÄT
**DUISBURG
ESSEN**

Offen im Denken

Motivation

1

Modell

2

Validierung

3

Case Study: Fukushima

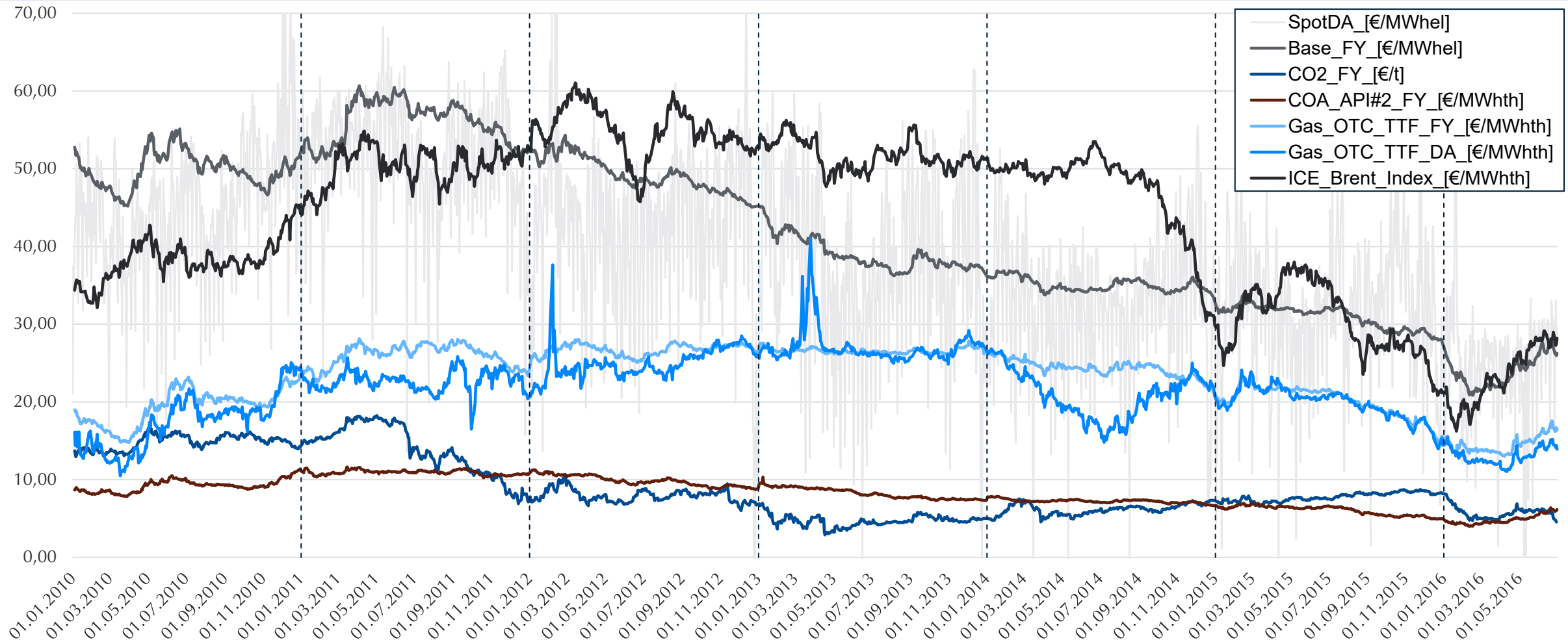
4

Fazit

5

Entwicklung auf den Energiemärkten 2011-2015

1. Motivation



1. Motivation

- Strompreisverfall
 - Durchschnittlicher DA-Preis 2011: 51,12 €/MWh
 - Durchschnittlicher DA-Preis 2015: 31,63 €/MWh
 - Rückgang um ca. 19,49 €/MWh (38%)
 - Fukushima-Katastrophe
 - Unfall am 11.03.2011
 - In DE „Neubewertung der Kernenergie“
 - Moratorium und Stilllegung der ältesten sieben KKW + Krümmel
 - Rückgang um ca. 12,1 GW Nettoleistung
 - KKW-Stromproduktion in 2010: 132,97 TWh
 - KKW-Stromproduktion in 2012: 94,48 TWh
1. Lässt sich der Preisverfall des deutschen Großhandels-Strompreises mithilfe eines vereinfachten fundamentalen Elektrizitätsmarktmodells nachvollziehen?
 2. Wie hätte sich der Strompreis ohne den Fukushima-bedingten Atomausstieg entwickelt?

Motivation

1

Modell

2

Validierung

3

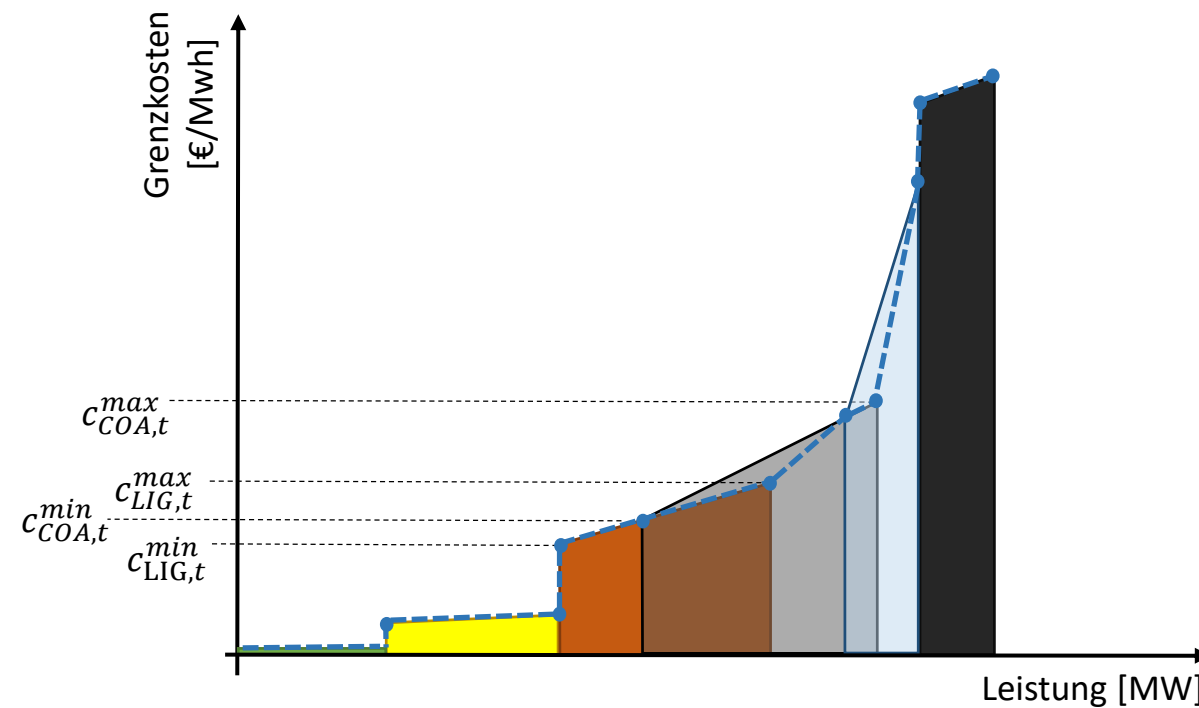
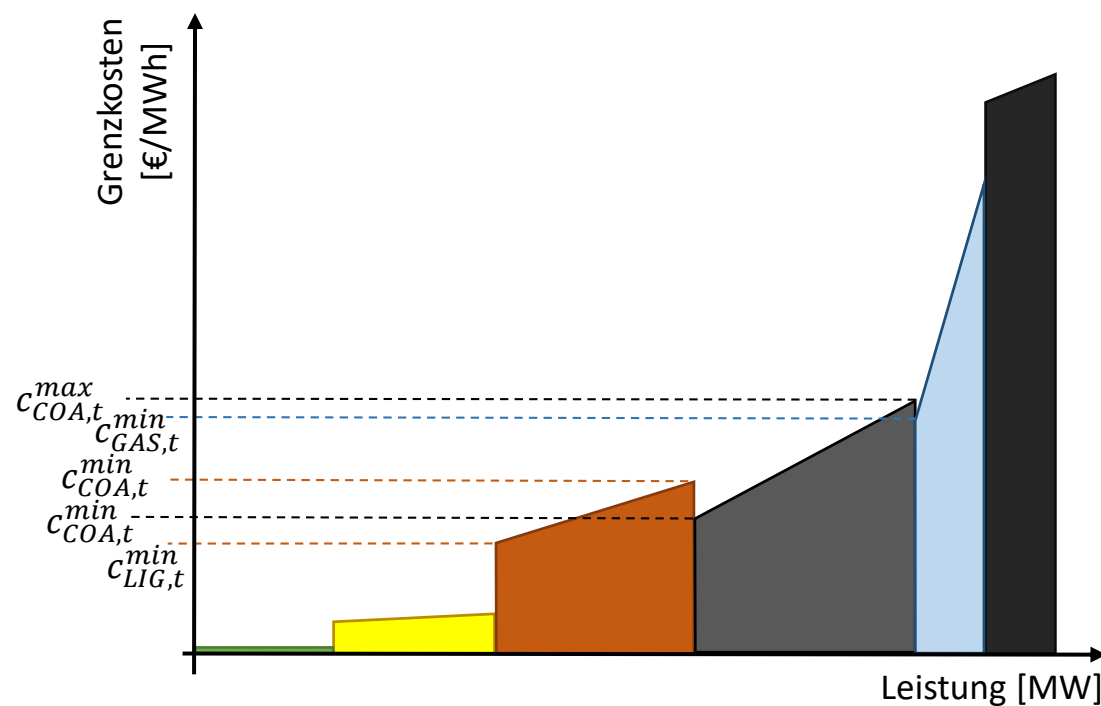
Case Study: Fukushima

4

Fazit

5

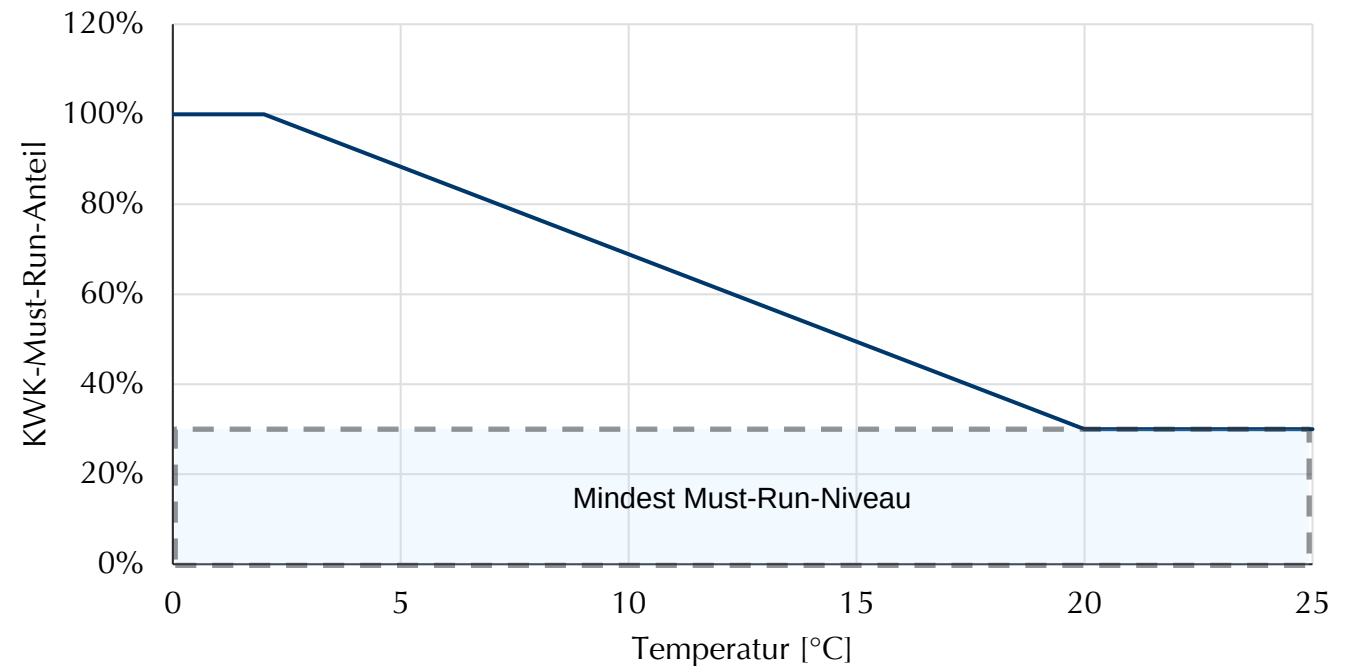
2. Fundamentales Strommarktmodell



2. Fundamentales Strommarktmodell

- Betrachtete Kraftwerksklassen
 - BIO, NUC, LIG, COA, CCG, OCG, MIS, OIL, PSH, RRH
- Residuallast
 - $D_t = L_t - W_t - S_t - TB_t - CHP_t^{MustRun}$
- Verfügbarkeiten
 - $Av_{pl,t} = 1 - \frac{Unav_{pl,t}^{sched} + Unav_{pl,t}^{unsched}}{Cap_{pl,t}}$
 - $AvCap_{pl,t} = Av_{pl,t} \cdot Cap_{pl,t}$
 - $AvCap_{pl,t}^{CHP} = Av_{pl,t} \cdot Cap_{pl,t}^{CHP} - CHP_{pl,t}^{MustRun}$

- KWK
 - KWK-Technologien: BIO, LIG, COA, CCG, OCG, MIS
 - Must-Run und „Merit-Order“-Mengen
 - Must-Run temperaturabhängig



2. Fundamentales Strommarktmodell

Daten		Einheit	Quelle	Produktname/Datenreihe	Auflösung
Brennstoffpreise	Steinkohle	[\$/t]	Energate	Front Month API#2	täglich
	Gas	[€/MWh]	Energate	Day-Ahead OTC TTF	täglich
	CO ₂	[€/tCO ₂]	Energate	Front Year CO ₂ EEX	täglich
	Uran	[€/MWh]	Eigene Berechnung	-	fix
	Braunkohle	[€/MWh]	Eigene Berechnung	-	fix
	Öl	[\$/bbl]	Energate	ICE Brent Index	täglich
	Wechselkurs	[€/€]	Energate	Referenzkurs €/€	täglich
Last, Auslandsaustausch, Erneuerbare, KWK-Faktoren	Last	[MWh]	ENTSOE.net IEA	Hourly load values for a specific country for a specific year Monthly electricity survey	stündlich monatlich
	Export-Saldo	[MWh]	ENTSOE.net ENTSOE Transparenz-Plattform APG	Cross border commercial schedule Cross border commercial schedule Grenzüberschreitender Austausch (Fahrpläne)	stündlich stündlich Stündlich
	Wind-Einspeisung	[MWh]	ÜNBs	Wind-Prognose	viertelstündlich
	PV-Einspeisung	[MWh]	ÜNBs	Photovoltaik-Prognose	viertelstündlich
	KWK-Faktoren	[°C]	DWD	Stündliche Wetterdaten	stündlich
		[%]	EWL BMW	Auswertung der Kraftwerksdatenbank nach Turbinentypen Energiedaten – Erzeugung und Brennstoffeinsatz der KWK	fix jährlich
Installierte Leistung & Nicht-Verfügbarkeiten	Kapazitäten	[MW]	BNetzA Transparency.EEX	Kraftwerksliste Master Data Energy	stündlich Stündlich
	KWK-Kapazitäten	[MW]	Eurelectric	CHP capacity by fuel	stündlich
	Verfügbarkeiten	[%]	Transparency.EEX	Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten	stündlich

Motivation

1

Modell

2

Validierung

3

Case Study: Fukushima

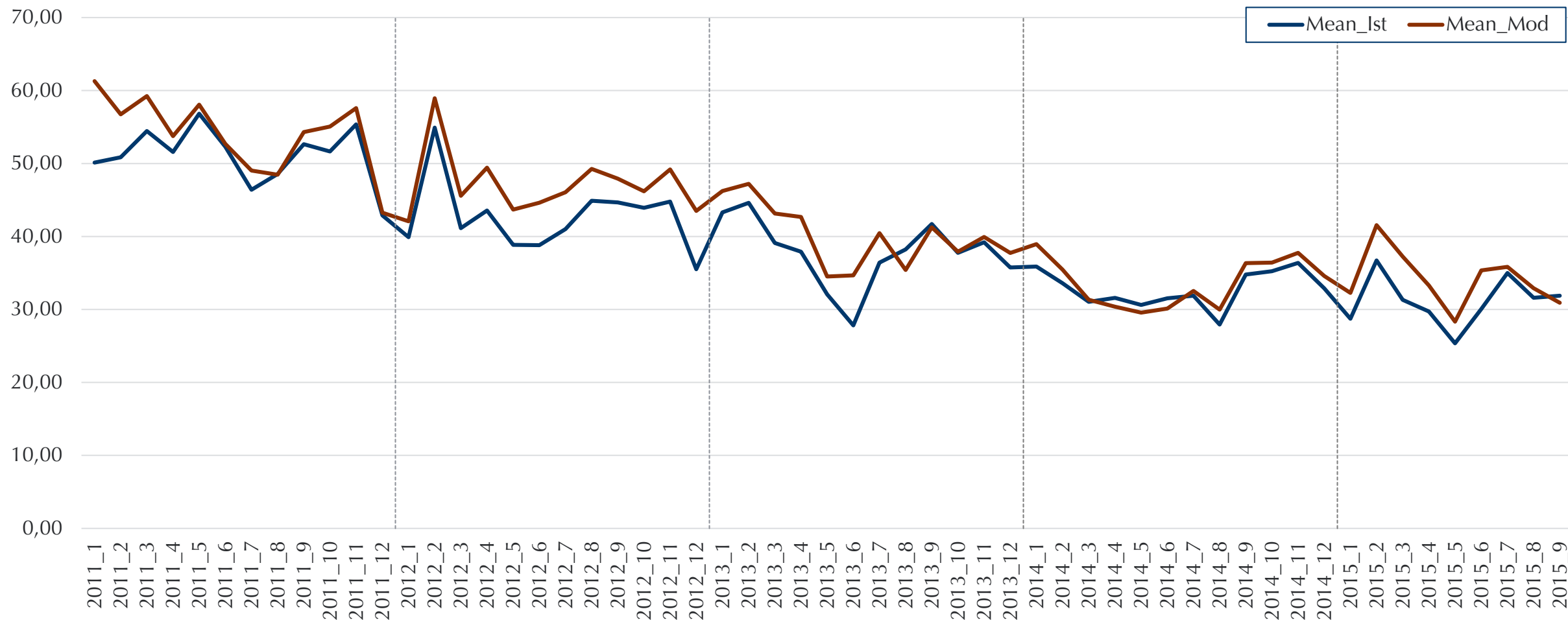
4

Fazit

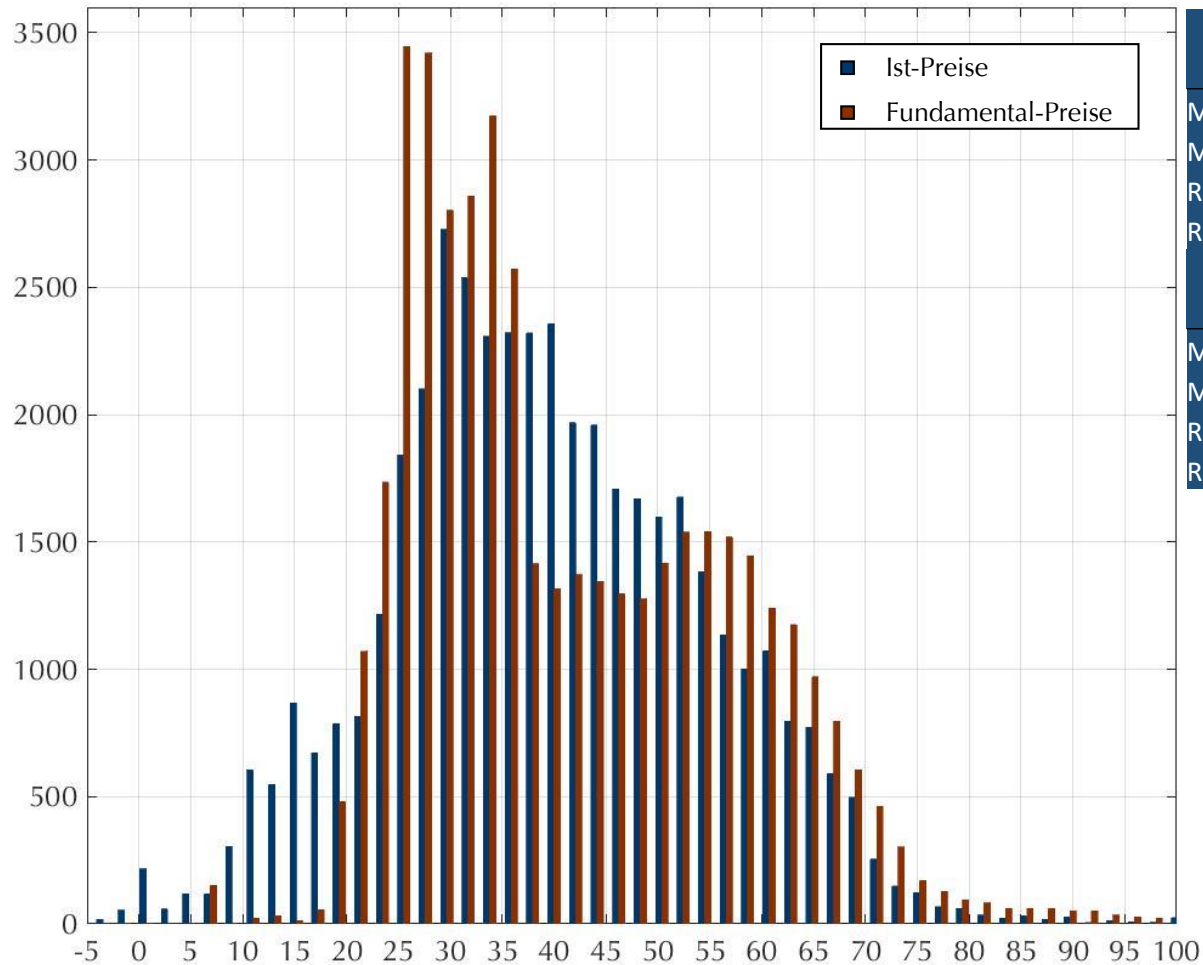
5

Preisvalidierung - Mittlerer Monatspreis

3. Modellvalidierung



3. Modellvalidierung



	Overall	Naiv				
		2011	2012	2013	2014	2015
ME (Mean Error)	0,05	0,10	0,16	-0,11	-0,04	0,13
MAE (Mean Absolute Error)	7,13	6,05	7,95	8,00	6,44	7,20
RMSE (Root Mean Square Error)	10,91	9,19	13,56	11,60	9,37	10,22
R ² (Bestimmtheitsmaß)	0,57	0,54	0,47	0,50	0,46	0,35
	Overall	Fundamental Modell				
		2011	2012	2013	2014	2015
ME (Mean Error)	2,50	2,98	4,54	2,26	0,84	1,86
MAE (Mean Absolute Error)	5,99	5,91	7,00	7,04	4,55	5,45
RMSE (Root Mean Square Error)	9,19	8,72	12,30	9,75	6,70	7,41
R ² (Bestimmtheitsmaß)	0,69	0,59	0,57	0,65	0,72	0,66

- Modellpreise sind höher als in der Realität
- Es gibt nur wenig niedrige Preise
- Starke Preiskonzentration im Intervall 25-35 €/MWh

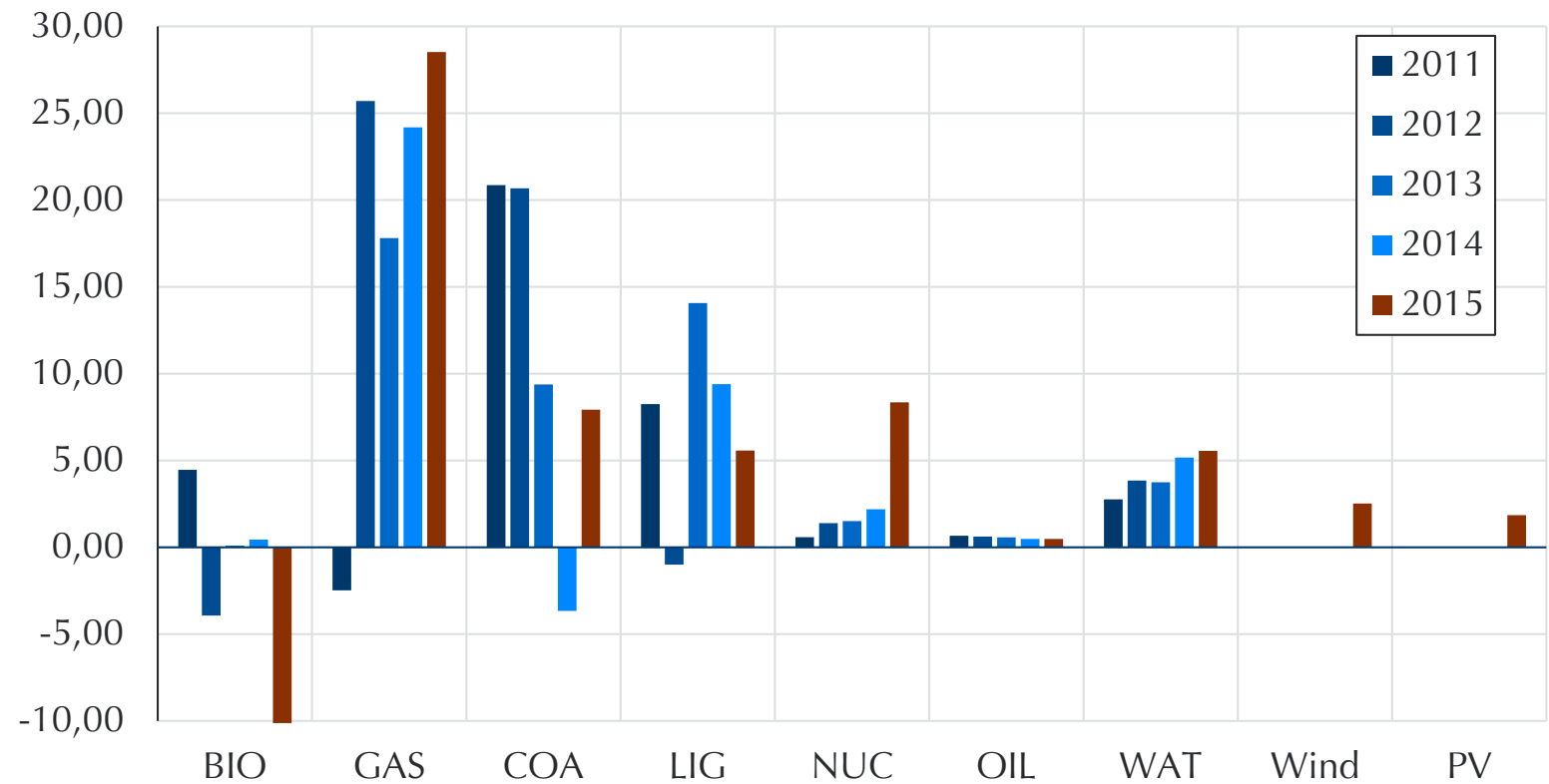
3. Modellvalidierung

[€/MWh]		Overall		2011		2012		2013		2014		2015	
		Ist	Fund	Ist	Fund	Ist	Fund	Ist	Fund	Ist	Fund	Ist	Fund
Alle Stunden	Min	-222,0	-10,0	-36,8	20,8	-222,0	-10,0	-100,0	6,8	-65,0	6,7	-79,9	6,5
	Max	210,0	210,9	117,5	162,2	210,0	210,9	130,3	94,4	88,0	70,6	99,8	68,0
	# neg.	324	12	15	0	56	12	63	0	64	0	126	0
	Mean	39,2	41,7	51,1	54,1	42,6	47,1	37,8	40,0	32,8	33,6	31,6	33,5
	S.D.	16,6	15,6	13,6	14,2	18,7	16,1	16,4	15,8	12,8	10,1	12,7	9,6
Peak	Min	-8,3	6,8	12,5	25,2	-0,1	20,1	-8,3	6,8	4,5	19,2	10,6	20,4
	Max	210,0	210,9	117,5	162,2	210,0	210,9	130,3	94,4	88,0	70,6	99,8	68,0
	# neg.	7	0	0	0	1	0	6	0	0	0	0	0
	Mean	48,7	52,4	61,1	66,0	53,4	60,8	48,7	53,7	41,0	41,3	39,1	40,0
	S.D.	14,9	15,9	8,9	12,7	15,2	13,9	14,9	13,5	11,2	10,4	11,1	9,3
Off-Peak	Min	-222,0	-10,0	-36,8	20,8	-222,0	-10,0	-100,0	6,8	-65,0	6,7	-79,9	6,5
	Max	183,5	109,1	81,3	90,6	183,5	109,1	95,4	72,0	72,0	63,8	66,1	63,0
	# neg.	317	12	15	0	55	12	57	0	64	0	126	0
	Mean	33,9	35,7	45,6	47,5	36,6	39,6	31,7	32,4	28,2	29,3	27,5	29,9
	S.D.	15,1	11,9	12,5	10,1	17,7	11,6	13,9	11,1	11,2	6,9	11,6	7,7

- Extrempreise werden im Modell nicht erreicht
- Modellpreise sind durchweg höher
- Preisvolatilität ist im Modell geringer

3. Modellvalidierung

- Vergleichsdaten: Energy Charts
- Insgesamt zu viel Produktion vor allem aus
 - Gas
 - Steinkohle
 - Braunkohle
 - Wasser



Motivation

1

Modell

2

Validierung

3

Case Study: Fukushima

4

Fazit

5

4. Case-Study: Fukushima

- Kontrafaktische Untersuchung
 - Hierbei wird der Unterschied zwischen der tatsächlichen Entwicklung und der Entwicklung unter anderen Voraussetzungen untersucht
 - Vergleich mit der tatsächlichen Entwicklung
- Konstruktion des kontrafaktischen Sachverhalts
 - Direkter Einfluss
 - Installierte KKW-Leistung
 - Verfügbare KKW-Leistung
 - Indirekter Einfluss
 - Stromaustauschsaldo
 - CO₂-Preis

4. Case-Study: Fukushima

- Regressoren
 - Windeinspeisung DE
 - PV-Einspeisung DE
 - Temperatur
 - Füllstand skandinavischer Speicherseen
 - Last
 - Verfügbare Leistung Braunkohle
 - Verfügbare Leistung KKW
 - CO₂-Preis

Geschätzte Koeffizienten				
Variablenname	Schätzer	SA	t-Statistik	p-Wert
(Konstante) [MWh]	6.124,1300	635,6297	9,6347	0,0000
Wind [MWh]***	-0,3548	0,0086	-41,0770	0,0000
Photovoltaik [MWh]***	-0,4652	0,0090	-51,9271	0,0000
Temperatur [°C]***	146,5702	7,5380	19,4443	0,0000
Sk.-Speicherstand [GWh]**	-0,0044	0,0020	-2,2555	0,0241
Last [MWh]***	0,0862	0,0035	24,2831	0,0000
Verfgb. Kap. LIG [MW]***	-0,4337	0,0286	-15,1606	0,0000
Verfgb. Kap. NUC [MW]***	-0,5448	0,0222	-24,5539	0,0000
CO ₂ -Preis [€/t]***	183,5405	12,4692	14,7195	0,0000
# Beobachtungen	26.304	Mittelwert abhängige Var.		-2.313
R ²	0,650797	S.A. abhängige Var.		3756,83
adjustierter R ²	0,650691	Akaike Info Kriterium		18,24908
F-Statistik	6.126	Schwarz Kriterium		18,25188
Wsk. (F-Statistik)	0,0000	Hannan-Quinn Kriterium		18,24999
		Durbin Watson Statistik		0,157963
Signifikanzen zu einem 1 % Level sind mit ***, zu einem 5 % Level mit ** markiert.				

$$TB_t = \beta_0 + \beta_1 Wind_t + \beta_2 PV_t + \beta_3 Temp_t + \beta_4 FS_t + \beta_5 L_t + \beta_6 AvCap_{LIG,t} + \beta_7 AvCap_{NUC,t} + \beta_8 CO_2 Preis + \varepsilon_t$$

4. Case-Study: Fukushima

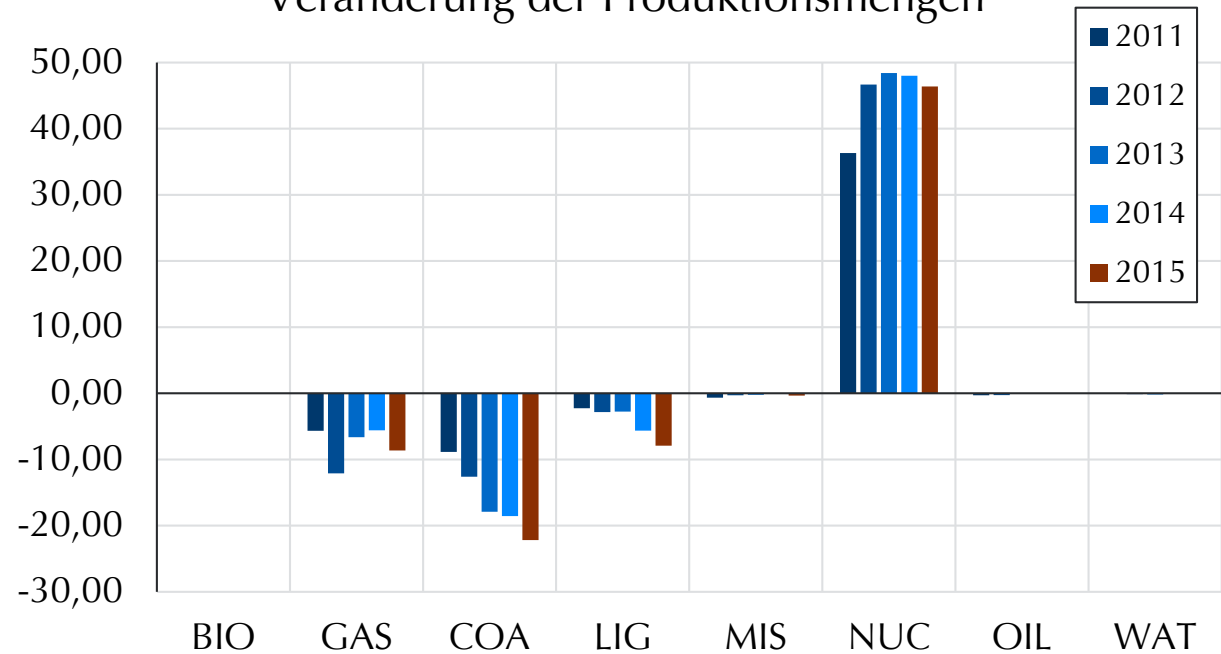
[€/MWh]		Alle Jahre		2011		2012		2013		2014		2015	
		Valid	Fuku	Valid	Fuku	Valid	Fuku	Valid	Fuku	Valid	Fuku	Valid	Fuku
Alle Stunden	Min	-10,0	6,5	20,8	15,3	-10,0	6,5	6,8	6,8	6,7	6,7	6,5	6,7
	Max	210,9	127,7	162,2	127,7	210,9	100,2	94,4	84,8	70,6	65,4	68,0	59,9
	# neg.	12	0,0	0	0,0	12	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Mean	41,7	37,7	54,1	51,1	47,1	42,7	40,0	35,2	33,6	30,1	33,5	29,7
	S.D.	15,6	13,9	14,2	12,5	16,1	13,5	15,8	13,8	10,1	7,7	9,6	6,9
Peak	Min	6,8	0,1	25,2	0,5	20,1	-0,3	6,8	0,0	19,2	2,8	20,4	2,5
	Max	210,9	0,8	162,2	0,2	210,9	0,3	94,4	1,0	70,6	1,3	68,0	0,7
	# neg.	0	6,8	0	23,2	0	16,3	0	6,8	0	14,3	0	20,7
	Mean	52,4	127,7	66,0	127,7	60,8	100,2	53,7	84,8	41,3	65,4	40,0	59,9
	S.D.	15,9	0,0	12,7	0,0	13,9	0,0	13,5	0,0	10,4	0,0	9,3	0,0
Off-Peak	Min	-10,0	46,7	20,8	61,7	-10,0	54,4	6,8	46,6	6,7	36,1	6,5	34,7
	Max	109,1	14,5	90,6	9,6	109,1	10,8	72,0	13,9	63,8	8,1	63,0	6,7
	# neg.	12	-0,7	0	2,7	12	1,1	0	-1,3	0	1,2	0	0,4
	Mean	35,7	0,4	47,5	0,7	39,6	-0,3	32,4	0,1	29,3	1,2	29,9	0,9
	S.D.	11,9	6,5	10,1	15,3	11,6	6,5	11,1	6,8	6,9	6,7	7,7	6,7

- Im Schnitt ohne Atomausstieg ein um 3,93 €/MWh niedrigerer DA-Preis (-9,4%) und eine geringer Volatilität.

4. Case-Study: Fukushima

- Kontrafaktische Untersuchung
 - Mehr NUC-Produktion (ca. 45 TWh/a)
 - Weniger fossile Produktion (ca. 28 TWh/a)
 - COA um ca. 16 TWh/a
 - LIG um ca. 4,29 TWh/a
 - GAS um ca. 7,73 TWh/a
 - Die Differenz der fossilen Produktion i.H.v. ca. 17 TWh exportiert Deutschland
 - Der 2015er Exportüberschuss i.H.v. ca. 55 TWh wäre bereits im Jahr 2013 erreicht worden
 - In 2015 läge der Exportüberschuss bei 62 TWh

Veränderung der Produktionsmengen



■ Veränderung im Auslandsaustausch

[TWh]	2011	2012	2013	2014	2015
Tatsächlich	-4,1	-20,3	-34,3	-35,6	-55,5
Fukushima-Case	-22,4	-38,9	-54,9	-53,6	-62,5

Motivation

1

Modell

2

Validierung

3

Case Study: Fukushima

4

Fazit

5

5. Fazit

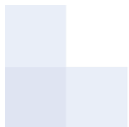
- Einfaches Fundamentalmodell
 - Das Modell ist geeignet für die Rekonstruktion des DA-Strompreisverfalls
 - Der Modellpreis weicht im Mittel um 2,50 €/MWh ab
 - Der MAE liegt bei 5,99 €/MWh
 - Das Modell erklärt ca. 69% der Preisvariation (R^2)
 - Modelldefizite
 - Probleme bei extremen Preisen (pos./neg.), vor allem bei niedrigen Preisen
 - Zu geringe Volatilität
 - Abweichungen in den Produktionsmengen
- Case-Study: Kein Fukushima-bedingter Atomausstieg
 - Der deutsche DA-Preis läge um ca. 3,93 €/MWh niedriger
 - Der deutsche Stromexport-Überschuss wäre höher
 - Ca. 55% der Produktion aus den abgeschalteten Kernkraftwerken würde Deutschland exportieren

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Philip Beran

House of Energy Markets & Finance
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Universität Duisburg-Essen

T +49-201-183-2967
Mail: philip.beran@uni-due.de



Kennzahlen Brennstoffpreise

Backup

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
SpotDA [€/MWh _{el}]	Min	-20,45	-36,82	-221,99	-100,03	-65,03	-79,94	-130,09
	Max	131,79	117,49	210,00	130,27	87,97	99,77	92,75
	Mean	44,48	51,12	42,59	37,78	32,76	31,63	25,54
	SD	13,98	13,61	18,69	16,45	12,78	12,67	10,35
CO ₂ _FY [€/t]	Min	12,95	6,90	6,00	2,89	4,56	6,54	4,55
	Max	16,83	18,25	10,31	6,96	7,53	8,73	8,13
	Mean	14,83	13,80	7,96	4,69	6,17	7,78	5,75
	SD	0,93	3,17	0,80	0,70	0,67	0,54	0,74
COA_API#2_FY [€/MWh _{th}]	Min	7,85	10,24	8,73	7,31	6,66	4,94	3,98
	Max	11,38	11,62	11,27	10,34	7,84	6,95	6,40
	Mean	9,21	10,92	9,86	8,24	7,23	6,05	4,83
	SD	0,75	0,29	0,66	0,68	0,23	0,58	0,59
Gas_OTC_TTF_DA [€/MWh _{th}]	Min	10,50	16,50	20,80	24,85	14,80	13,95	11,05
	Max	25,05	25,85	37,65	41,08	26,85	24,10	15,45
	Mean	17,41	22,66	25,02	27,06	20,89	19,82	13,04
	SD	3,45	1,31	2,03	2,19	2,97	2,00	1,06
ICE_Brent_Index [€/MWh _{th}]	Min	32,13	44,10	45,78	47,70	29,85	20,85	16,24
	Max	45,36	54,84	61,06	56,25	53,51	38,00	29,14
	Mean	38,31	50,36	54,92	51,76	47,26	30,40	23,21
	SD	2,68	2,34	3,05	1,90	5,39	4,50	3,68

