



WIRTSCHAFTS
UNIVERSITÄT
WIEN VIENNA
UNIVERSITY OF
ECONOMICS
AND BUSINESS



Integration of European Electricity Markets: Evidence from Spot Prices

Klaus Gugler, Adhurim Haxhimusa*, Mario Liebensteiner

*Kontakt: adhurim.haxhimusa@wu.ac.at

14. Symposium Energieinnovation, 10. – 12. Februar 2016, TU Graz

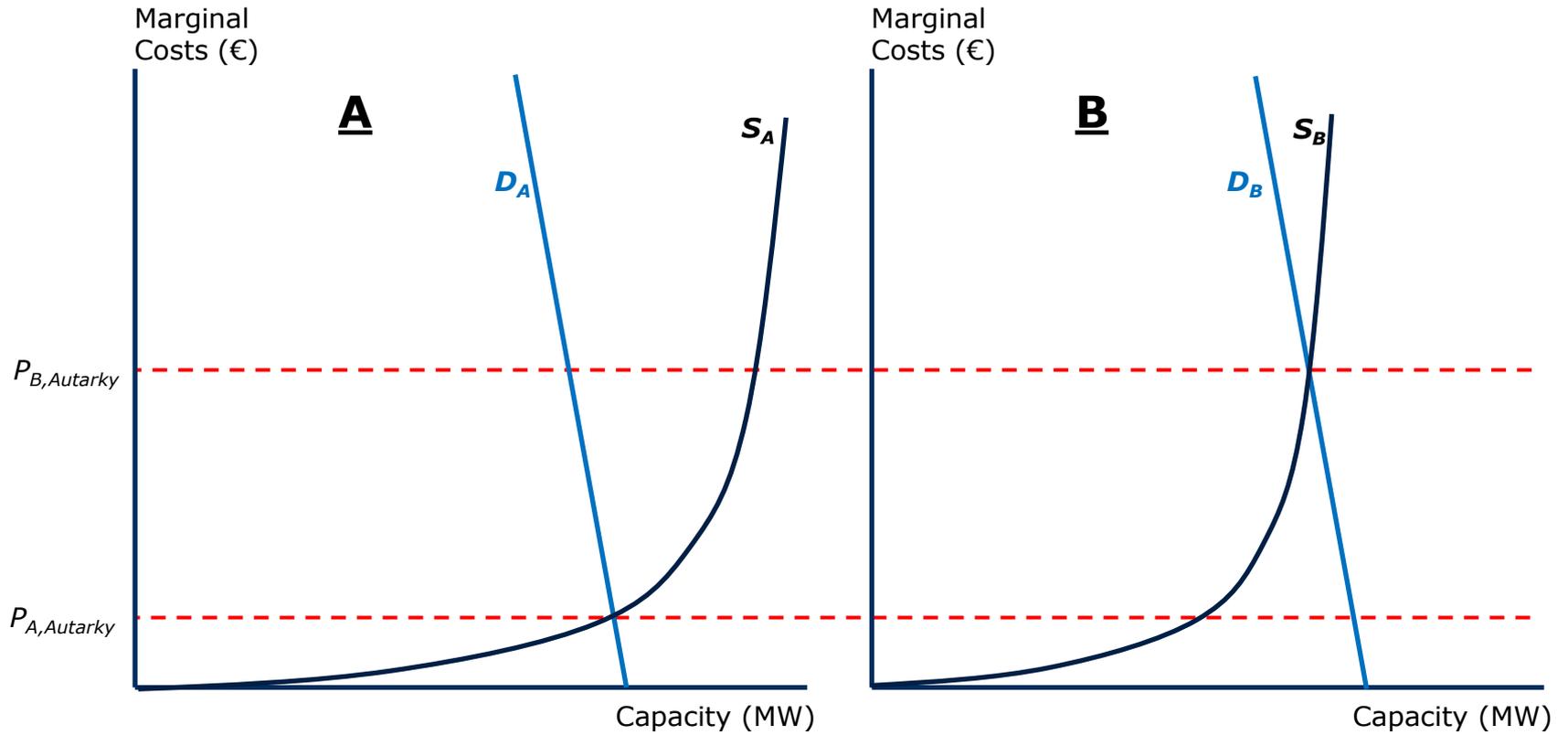
- EU-Kommission: Forderung nach einem EU-weiten Binnenmarkt
- **Wie gut sind die europäischen Strommärkte integriert?**
 - Evaluierung der derzeitigen Integration von ursprünglich national abgegrenzten Märkten
 - **Was bringt Marktintegration?**
 - Höhere Versorgungssicherheit – bessere Ausgleichsmechanismen
 - Reduzierte Anforderungen an Regelenergie
 - Bessere Integration von volatilen Erneuerbaren
 - Erhöht Wettbewerb durch größere Märkte
 - Limitiert Marktmacht (strategisches Zurückhalten von Kapazität)
 - Reduktion von Unsicherheit (bessere Investitionssignale?)
 - Wohlfahrtssteigerung (und höhere Konsumentenrente) aufgrund besserer allokativer Effizienz
 - Reduktion von Großhandelspreisen (im Durchschnitt, aber Gewinner & Verlierer)

Marktintegration in der Praxis?

- Investitionen in Interkonnektoren an Marktgrenzen
- Reduzierung von Übertragungsempfässen innerhalb der Märkte
- Market Coupling: Effiziente Allokation von Kapazität
 - Explizite Auktionen:
 - Elektrizität und Kapazität werden separat auktioniert
 - Konsequenzen: Koordinierungsfehler und strategisches Zurückhalten von Interkonnektoren-Kapazität
 - Implizite Auktionen:
 - Elektrizität und Kapazität werden simultan auktioniert (plus Synchronisierung von Marktregeln, z.B. Öffnungszeiten der Börsen)

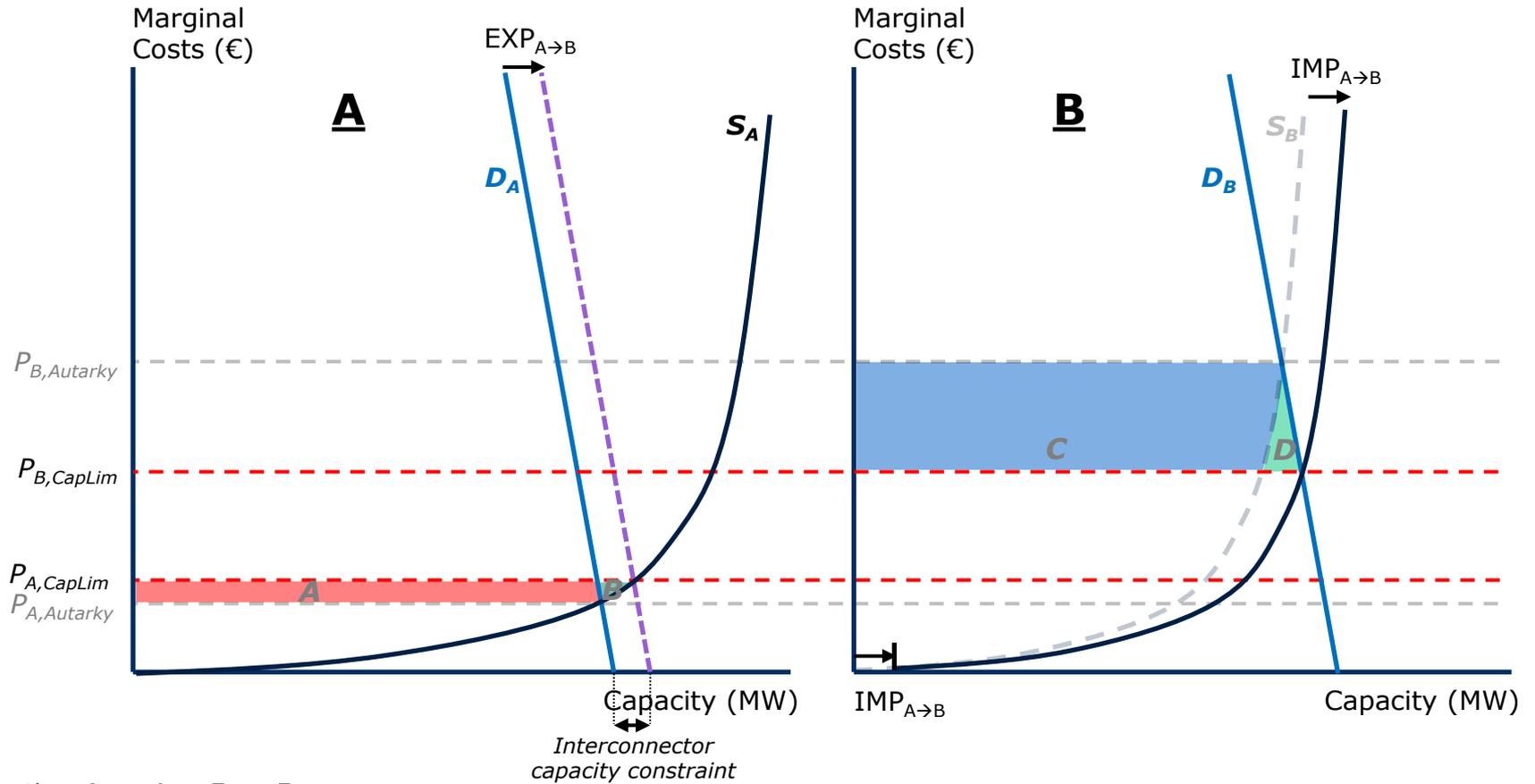
- Marktintegration ist notwendig für Preiskonvergenz
 - ☑ Market Coupling
 - ☑ Interkonnektoren-Kapazität nicht ausgeschöpft
 - Unlimitierte Stromflüsse: Gesetz des einheitlichen Preises hält (!)
- Preiskonvergenz durch Marktintegration:
- Im **Durchschnitt geringere Preise**, aber...
 - ... Preise im Hochpreismarkt sinken
 - ... Preise im Niedrigpreismarkt steigen
 - Führt zu **Gewinnern und Verlierern!**
 - Dies macht praktische Implementierung von Integration mühsam
 - Vergleiche: Diskussion um Market Splitting zwischen DE und AT

Scenario 1: Autarky



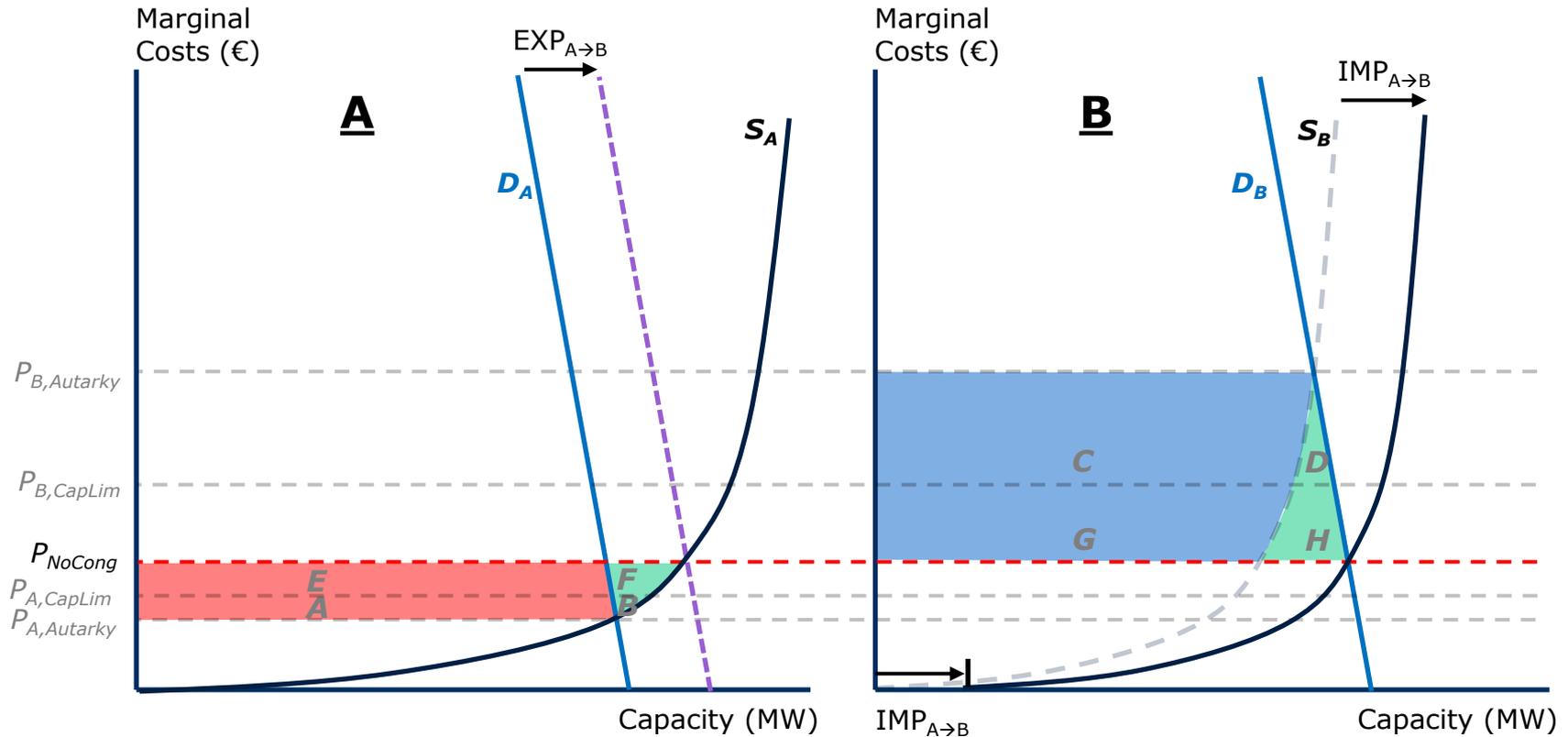
1) Autarky: $P_A < P_B$

Scenario 2: Limited Interconnection Capacity



- 1) Autarky: $P_A < P_B$
- 2) Constrained trade: $P_A < P_{A,CapLim} < P_{B,CapLim} < P_B$
 Consumers: $-A+C+D$, Producers: $+A+B-C$, Welfare: $+B+D$

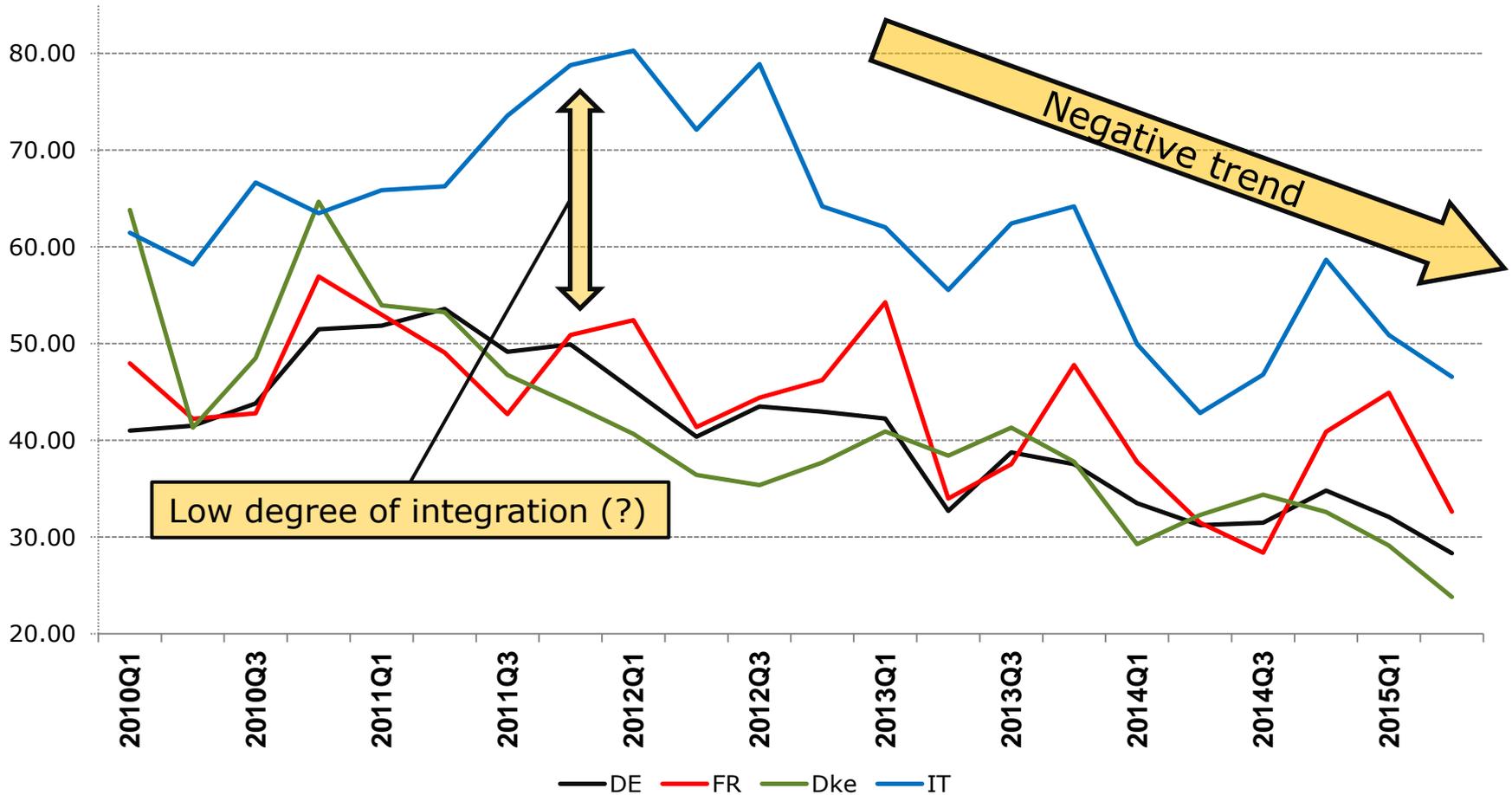
Scenario 3: Full Market Integration



- 1) Autarky: $P_A < P_B$
- 2) Constrained trade: $P_A < P_{A,CapLim} < P_{B,CapLim} < P_B$
 Consumers: $-A+C+D$, Producers: $+A+B-C$, Welfare: $+B+D$
- 3) Unconstrained trade: $P_A < P_{A,CapLim} < P_{NoCong} < P_{B,CapLim} < P_B$
 Consumers: $-A+C+D-E+G+H$, Producers: $+A+B-C+E+F-G$, Welfare: $+B+D+F+H$

“With unconstrained interconnections, consumers in the higher price zone would gain more in terms of consumer surplus than what other consumers in the lower price zone would lose”

Day Ahead Spot Preise (EUR)



- Veränderte Angebotsstruktur (z.B. mehr Erneuerbare) führen zu einem Verfall der Großhandelspreise
- Manche Märkte scheinen besser integriert zu sein (DE, FR, DKe) als andere (IT)

Cross-Border Congestion

Direction of congested hours: DE and selected neighbors

Direction	Market Coupling	2010	2011	2012	2013	2014	2015Q1,2
DE-->FR		1. 90.4%	10.8% 2.	30.4%	41.9%	31.7%	66.7%
FR-->DE		84.6%	27.0%	6.9%	11.5%	17.3%	6.5%
Total	09.11.2010	91.5%	37.8%	37.3%	53.4%	49.1%	73.3%

Einführung MC
→ **3.**

1. Vor Einführung von Market Coupling, waren oft Grenzkapazitäten in beide Richtungen ausgeschöpft
2. Die Einführung von Market Coupling hat Kapazitätsengpässe stark eingedämmt
3. Über die Zeit steigen Kapazitätsengpässe von DE nach FR wieder an (wegen Einspeisung von volatilen Erneuerbaren)

Methode – erste Stufe (1)

■ Cointegration:

$$P_{A,t} = \alpha + \beta P_{B,t} + Z_t:$$

- α → Systematische Preisdifferenz (Transportkosten, institutionelle Unterschiede)
- β → Langfristige Beziehung zwischen P_A und P_B

1. **Vollständige Konvergenz** (Vollständige Marktintegration):

- $\alpha_1 = 0, \beta_1 = 1$, wenn Export < Kapazität und market coupling = 1

2. **Unvollständige Konvergenz:**

- $\alpha_2 > 0, \beta_2 \neq 1$, wenn Export = Kapazität und/oder market coupling = 0
→ Abweichung von der relative Effizienz

3. **Autarkie:**

- $\alpha_3 > 0, \beta_3 \neq \beta_2$, wenn Export = 0 (sprich: market coupling = 0)
→ Abweichung von der relative Effizienz wird größer

■ Erweiterung:

$$P_{A,t} = \alpha + \beta P_{B,t} + \beta_1 P_{B,t} * t + \beta_2 P_{B,t} * t^2 + Z_t$$

- t → monatlicher Indikator (2010m1: $t = 0, \dots, 2015m6: t = 65$)

Methode – erste Stufe (2)

▪ Wir kontrollieren für cross-border capacity congestion und market coupling:

- $P_{A,t} = \alpha_1 + \beta_1 P_{B,t} + \gamma_1 CBC_t + \delta_1 P_{B,t} CBC_t + \varphi_1 MC_t + \pi_1 P_{B,t} MC_t + Z_t$

- $CBC_t = \begin{cases} = 0 & \rightarrow \text{no congestion} \\ = 1 & \rightarrow \text{congestion} \end{cases}$

- Interaktionsterm: CBC_t und $P_{B,t}$

- $MC = 1 \rightarrow \text{market coupling};$

- $MC = 0 \rightarrow \text{no market coupling}$

when $CBC_t = 0$ & $MC = 1 \rightarrow \beta_1 = 1$ & $\alpha_1 = 0$

▪ Richtung der congestion:

- $P_{A,t} = \alpha_2 + \beta_2 P_{B,t} + \gamma_2 CBC_{AB,t} + \rho_2 CBC_{BA,t} + \delta_2 P_{B,t} CBC_{AB,t} + \eta_2 P_{B,t} CBC_{BA,t} + \varphi_1 MC_t + \pi_1 MC_t + Z_t$

- $CBC_{AB,t} \rightarrow = 1$ if congested from market A to B

- $CBC_{BA,t} \rightarrow = 1$ if congested from market B to A

Integrationsgrad hängt von der Richtung der Congestion ab.

Methode – zweite Stufe

■ Error Correction Model (ECM):

1. $P_{A,t} = \alpha + \beta P_{B,t} + \mathbf{Z}_t$

- $\hat{\mathbf{Z}}$... Error Correction Term: Abweichungen von der langfristigen Gleichgewichtsbeziehung (i.e. prediction errors)

2. $\Delta P_{A,t} = \gamma + \delta \Delta P_{A,t-24} + \eta \hat{\mathbf{Z}}_{t-24} + \theta' X + \varepsilon_t$

- $\eta \rightarrow$ Anpassungsgeschwindigkeit zur langfristigen Gleichgewichtsbeziehung, wenn $P_{A,t}$ & $P_{B,t}$ durch einen Schock im Vortag von der langfristigen Gleichgewichtsbeziehung abweichen.
- $\Delta \rightarrow$ erste Differenz (z.B. $\Delta P_{A,t} = P_{A,t} - P_{A,t-24}$)
- $X =$ strukturelle Variablen: Anzahl der Stunden des Tages mit Congestion, Market Coupling Dummy, Solar & Wind Prognose, Brennstoffpreise (Kohle, Gas, Öl), Saisonalität (day of week, months, holidays)
- Wie effizient zwei Märkte einen Schock absorbieren können

■ Wenn $CBC_t = 0$ & $MC = 1 \rightarrow \beta = 1$ & $\alpha = 0 \rightarrow \eta = -\infty$

- **ECM** nur für:

- | | | |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Tägliche Mittelwerte ■ $P_{A,t-24} \neq P_{B,t-24}$ | } | mit und ohne Einschränkung zur vollständigen Cointegration |
|---|---|--|
- Wie Effizient sind die Märkte während Congestion
 - Mit Einschränkung \rightarrow Wie lange brauchen die Märkte zurück zur vollständigen Cointegration.

Daten & Erweiterung der vorhandenen Literatur

- Stündliche Daten, 2010/Q1–2015/Q2
- 25 Strommärkte: SK, CZ, EST, LT, LV, FIN, NO1, NO2, NO3, NO4, NO5, ES, PT, SE1, SE2, SE3, SE4, DKW, DKE, IT, HU, SL, CH, FR, DE
- Wir diskutieren "lag structure" (1h, 24h – "demand and supply stickiness")
- Einbeziehung der Kapazitätsengpässe & Market Coupling
 - Richtung der Kapazitätsengpässe (ohne MC → Kapazitätsengpässe gibt es in beide Richtungen meistens)
 - Keine Congestion & Market Coupling: Preise konvergieren sofort
 - → Error correction model "misleading"
 - → Fokus auf die "Congestion Spells" (i.e. sequential congested hours) und tägliche Mittelwerte.
 - Wie Effizient arbeiten die Märkte, wenn es Kapazitätsengpässe gibt?

Results (1)

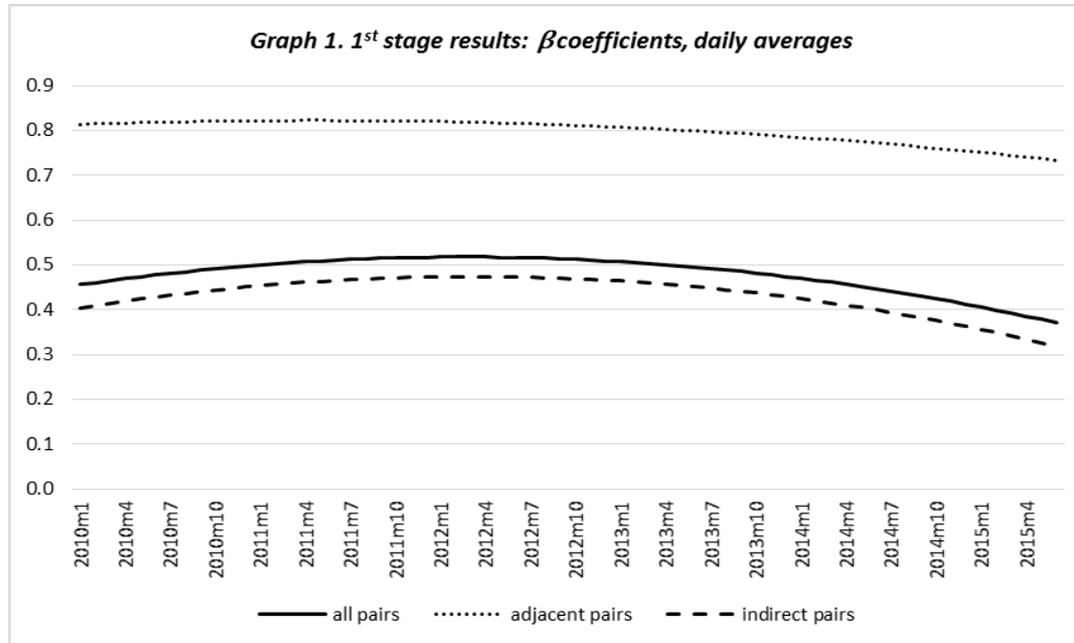
1st stage results, deviation from full integration ($\beta = 1$)

Adjacent market pairs							
Year	Pairs	Dev. +/-0.05	Dev. +/-0.10	Dev. +/-0.20	Dev. +/-0.30	Dev. +/-0.40	Dev. +/-0.50
2010	60	20%	32%	45%	53%	70%	78%
2011	72	39%	47%	63%	74%	79%	89%
2012	72	31%	42%	60%	72%	85%	88%
2013	76	28%	46%	63%	66%	76%	91%
2014	76	29%	36%	61%	68%	74%	79%
2015Q1, 2	76	30%	41%	61%	71%	78%	89%

Indirect market pairs							
Year	Pairs	Dev. +/-0.05	Dev. +/-0.10	Dev. +/-0.20	Dev. +/-0.30	Dev. +/-0.40	Dev. +/-0.50
2010	282	2%	5%	10%	17%	25%	35%
2011	434	7%	10%	17%	23%	30%	38%
2012	480	5%	9%	17%	28%	38%	47%
2013	524	5%	12%	21%	29%	35%	46%
2014	524	5%	10%	20%	26%	35%	41%
2015Q1, 2	524	5%	13%	22%	30%	37%	47%

- Direkt angrenzende Märkte haben bereits hohen Grad an Kointegration
- Über die Zeit nimmt Kointegration zu
- Nicht direkt angrenzende Märkte holen schneller auf → Indiz für starke internationale Marktintegration

Results (2)



- Direkt angrenzende Märkte haben bereits hohen Grad an Kointegration
- Über die Zeit nimmt Cointegration zu, nimmt dann aber wieder ab.
 - Investitionen an Grenzkapazitäten (+),
 - Market Coupling (+),
 - Erneuerbare Energien (-)
 - Makroökonomischen Indikatoren (+/-)

Results (3)

First Stage Results: Selected market pairs

	DE-FR						
	No Congestion Direction				Congestion Direction		
	(1) Full sample	(2) Full sample	(3) Before MC	(4) Since MC	(5) Full sample	(6) Before MC	(7) Since MC
P_{FR}	0.7364 ***	0.9996 ***	0.8818 ***	1.0000 ***	0.9828 ***	0.8891 ***	1.0000 ***
CBC		13.7351 ***	12.7352 ***	13.7142 ***			
$P_{FR}CBC$		-0.4305 ***	-0.2402 ***	-0.4602 ***			
$CBC_{DE,FR}$					0.6953 ***	4.6802 ***	1.6121 ***
$CBC_{FR,DE}$					13.9261 ***	8.4593 ***	16.6954 ***
$P_{FR}CBC_{DE,FR}$					-0.2586 ***	-0.1947 ***	-0.2931 ***
$P_{FR}CBC_{FR,DE}$					-0.1278 ***	-0.0528	-0.2505 ***
Constant	8.6519 ***	0.0044	1.0160	-0.0011	0.4801 ***	0.6370	-0.0001
Observations	48,137	48,137	7,512	40,625	48,137	7,512	40,625
R – squared	0.661	0.739	0.654	0.760	0.820	0.656	0.841

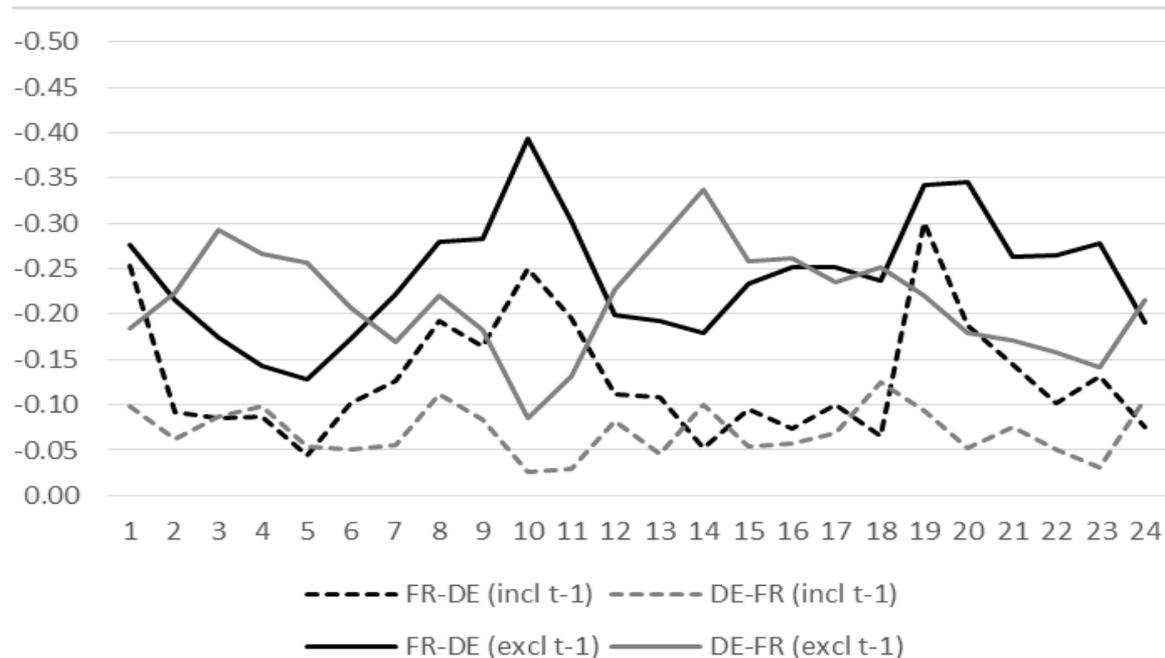
- $MC = 1 \& CBC = 0 \rightarrow \alpha = 0 \& \beta = 1$
- Richtung der Congestion:
- $MC = 1 \& CBC_{DE,FR} = 1 \rightarrow \beta = 0.7069$
- $MC = 1 \& CBC_{FR,DE} = 1 \rightarrow \beta = 0.7495$

Results (4)

2 nd stage results: DE-IT, daily averages						
	(1) unconstrained model				(2) constrained model	
	DE-IT		IT-DE		DE-IT	IT-DE
$\Delta P_{DE,t-1}$	-0.115	***			-0.167	***
$\Delta P_{IT,t-1}$			-0.250	***		-0.268 ***
ECT_{t-1}	-0.203	***	-0.196	***	-0.097	*** -0.166 ***
#Cong hours	-0.045	***	0.019		-0.017	0.032 **
dummy_MC	-0.159		-1.746	***	0.627	-1.009
Δ solar forecast	-0.539	***	-0.320	***	-0.547	*** -0.333 *
Δ wind forecast	-0.000		-0.000		-0.000	-0.000
Δp_{gas}	1.342	***	0.462	***	1.428	*** 0.518 **
Constant	-7.628	***	-6.064	***	-9.922	*** -2.494 ***
Daily FE	yes		yes		yes	yes
Monthly FE	yes		yes		yes	yes
Obs.	yes		yes		yes	yes
Adj. R ²	1,943		1,943		1,943	1,943
Daily FE	0.588		0.345		0.569	0.345

- $ECT \approx -0.20$ in „unconstrained model“ → 20% eines Preisschocks werden innerhalb des Tages absorbiert.
- ECT in „constrained model“ ($\alpha = 0$ & $\beta = 1$) ist geringer
 - Märkte sind effizienter, wenn der Schock in Deutschland auftritt ($ECT = -0.166$ im Vergleich zur $ECT = -0.097$).
- #Cong hours → In Deutschland sinken die Preise, wenn es Kapazitätsengpässen gibt, während die Preise in Italien steigen.
- Market Coupling → In Italien sind die Preise im Durchschnitt um 1.75€ EUR/MWh gesunken.

Results (4)



- ECM für jede Stunde des Tages (zur vollständigen Cointegration)
- *ECT* ist um 20% kleiner, wenn man für $t - 1$ (intra-day Rigiditäten) kontrolliert.
- Ein Indiz, dass die Effizienz der europäischen Märkte ziemlich gering ist.
- *ECT* ist größer, wenn DE der exogener Markt ist.

- Wenn Märkte voll integriert sind:
 - Märkte haben einen einheitlichen Preis
 - Führt zu Wohlfahrtsoptimierung (!), aber Gewinner und Verlierer
 - Praktische / politische Umsetzung mühsam
 - Diskussion um Marktteilung zwischen DE und AT
- Bis Mitte 2012 steigt Marktintegration in Europa, danach sinkt sie
 - Märkte sind noch weit entfernt von voller Integration
 - $\beta = 0.81$ für angrenzende Märkte
 - $\beta = 0.40$ für nicht angrenzende Märkte
- Kapazitätsengpässen an den Grenzen und keine Market Coupling → Preisdivergenz
- Die Effizienz der Märkte ist sehr begrenzt.
 - Weniger als 20% eines Preisschocks zurück werden innerhalb des Tages absorbiert

- Ist ein einheitlicher Preis überhaupt erstrebenswert?
 - Unterschiedliche regionale Kosten können Preisunterschiede rechtfertigen
 - Nodal Pricing als Alternative?
- Trade-off zwischen positive Wohlfahrtseffekten (über Zeit) und teuren einmaligen Investitionen in Kapazitätserweiterungen
- Steigende internationale Marktintegration führt dazu, dass unilaterale politische Entscheidungen starke Auswirkungen auf andere Länder haben
 - Förderung von Wind in DE lässt preise in Nachbarländern sinken
 - Atomausstieg lässt Preise in Nachbarländern steigen

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!



VIENNA UNIVERSITY OF
ECONOMICS AND BUSINESS

Research Institute for Regulatory Economics
Welthandelsplatz 1, Building D4
1020 Vienna, Austria

Adhurim Haxhimusa, MSc. (WU)

T +43-1-313 36-6336
adhurim.haxhimusa@wu.ac.at
www.wu.ac.at/regulation/en/