

Die Architektur von Elektrizitätsmärkten und die Rolle zentraler Koordination



Bernhard Kogelschatz
Fachgebiet für Energie- und Rohstoffwirtschaft

Vortrag im Colloquium
Neuere Forschungen zur Energie- und Umweltpolitik
ffu *forschungsstelle für umweltpolitik*
Freie Universität Berlin

16. Nov. 2004

Dezentrale Erzeugung: Lieferung an Nachbargrundstück

→ Netzentgelte

Unterwerfung zentrale Lastverteilung

→ EEG Novelle 2003

Kritik am Regelenergiemarkt

Stromausfälle

→ Versorgungssicherheit

Grundlagen

→ Die Koordination von Entscheidungen und der Begriffe
„Marktarchitektur“, „Market Design“

Problemstellung

→ Ziel, Vorgehensweise

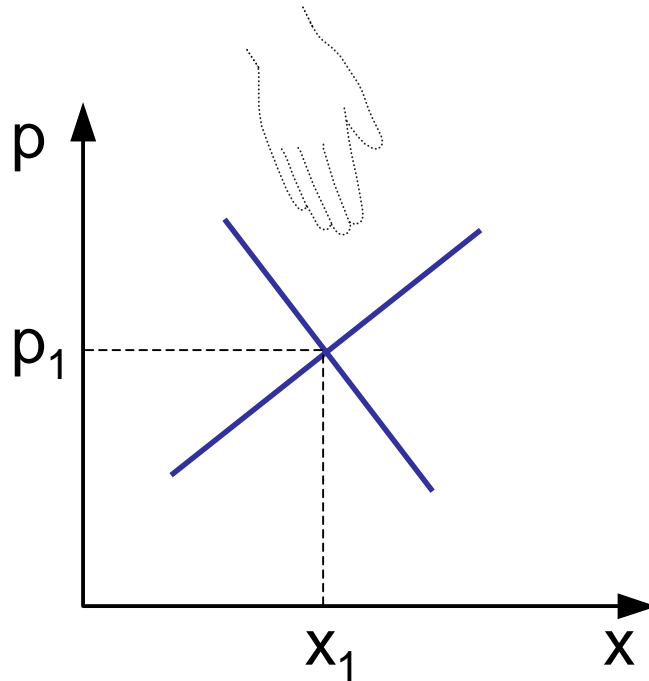
Beurteilung anhand von Gedankenmodellen

→ Argumente für und wider zentrale Koordination

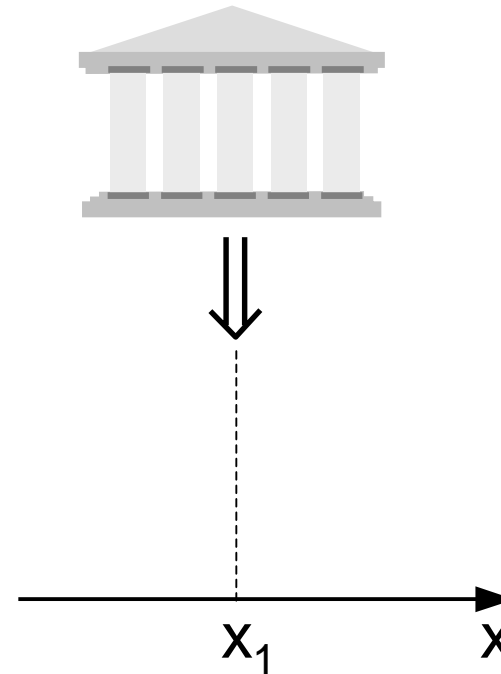
Fazit

Grundlagen

Koordinationsformen I



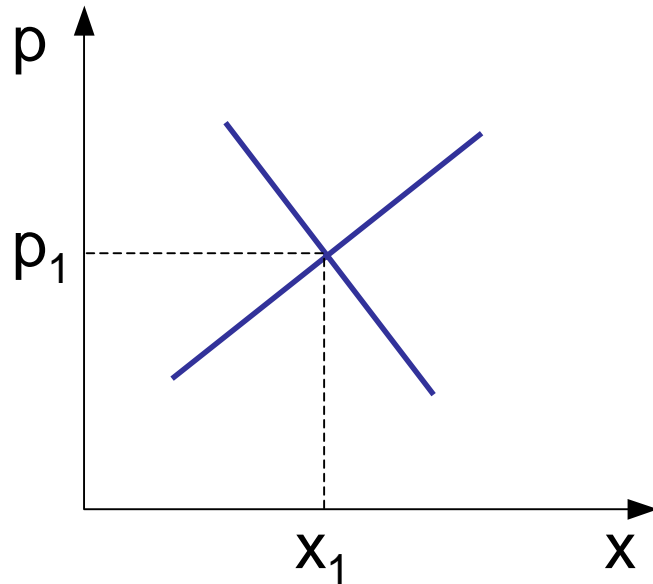
dezentrale, marktliche
Koordination
Unsichtbare Hand
(Vgl. Marktwirtschaft)



zentrale Koordination,
z. B. Staat
(Vgl. zentrale Planwirtschaft)

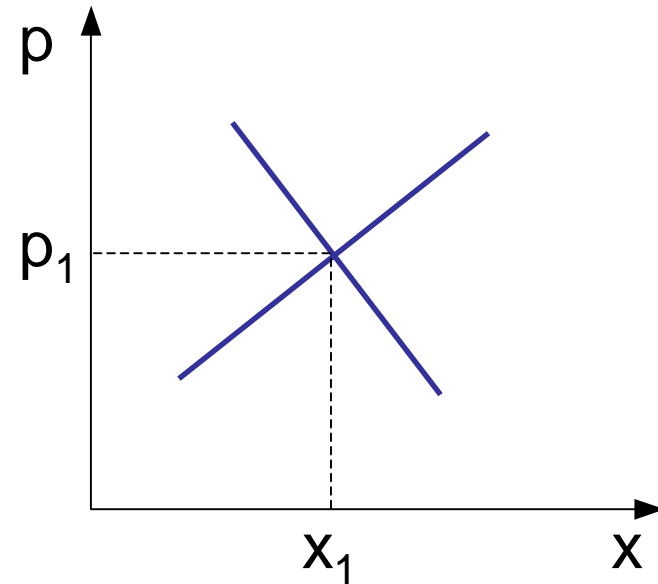
Grundlagen

Koordinationsformen II



Unorganisierter Markt (OTC) oder
dezentral organisierter Marktbetrieb
z.B. EEX

Marktbetrieb ist Business

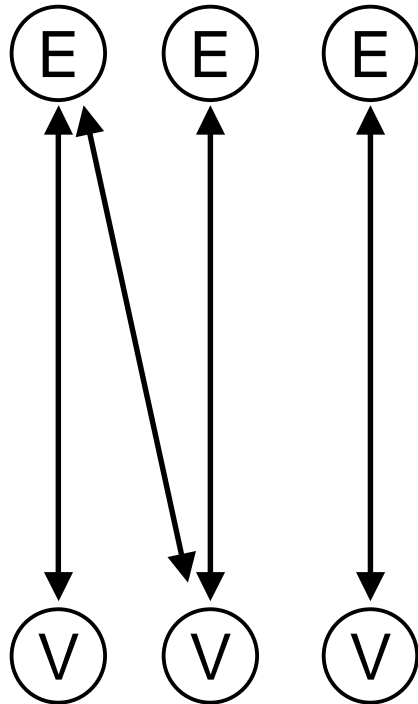


Zentral organisierter Markt

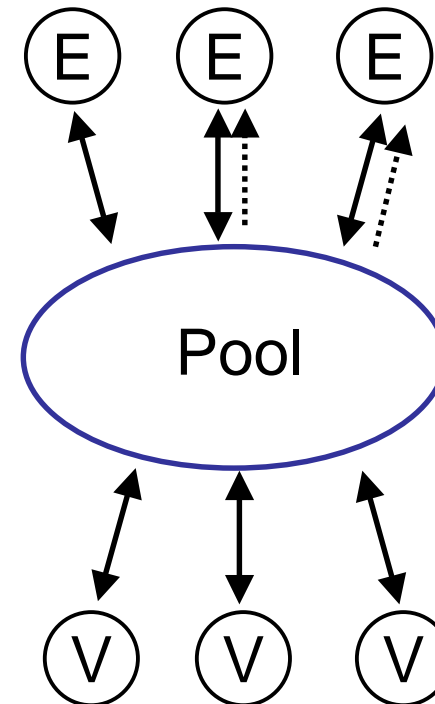
Staat ist Marktbetreiber

x: Menge; p: Preis

Bilaterale Architektur



Pool-Architektur



„Sozialismus“-Vorwurf

Verpflichtender zentraler Markt

Annahme: Vertikal desintegrierte Marktarchitektur (= complete ownership unbundling)



Art des Vertrages		Bilaterale Architektur	Pool-Architektur
Zukunfts- vertrag	Finanzielle Verträge	Börsenmärkte, dezentral organisiert oder unorganisierter Markt	Nicht vorgesehen oder ggf. zentraler Börsenmarkt
	Physische Verträge		
Gegenwarts- vertrag		Börsenmärkte, dezentral organisiert	Zentraler, verpflichtender Börsenmarkt

Besonderheiten

- ⇒ (1) Erfordernis sektorspezifische Marktgestaltung

- ⇒ (2) Grenzen bilateraler Architektur, Notwendigkeit zentraler Koordination

- ⇒ (3) Argumente hinsichtlich Vorziehungswürdigkeit

- ⇒ (4) Pool-Architektur nicht abwegig?

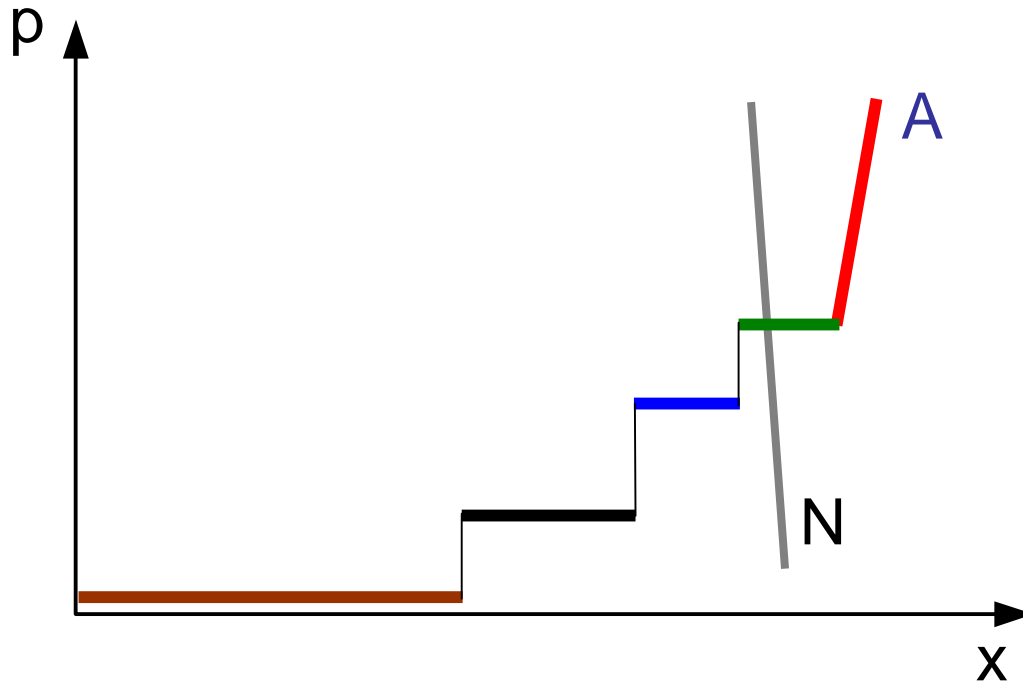
Dezentrale, marktliche ist zentraler Koordination vorzuziehen
Marktversagen rechtfertigt zentralen Eingriff

- (technologische) externe Effekte
- natürliches Monopol
- öffentliche Güter
- Informationsmängel
- . . .

(Vereinfachter) Maßstab:

idealer Markt i.S.v. vollständiger Konkurrenz, hier insbesondere:

- *effiziente Rationierung,*
- *verursachungsgerechte Preise,*
- *effiziente Allokation*



A: Angebot
N: Nachfrage

Externe Effekte der Bereitstellung auf Umwelt

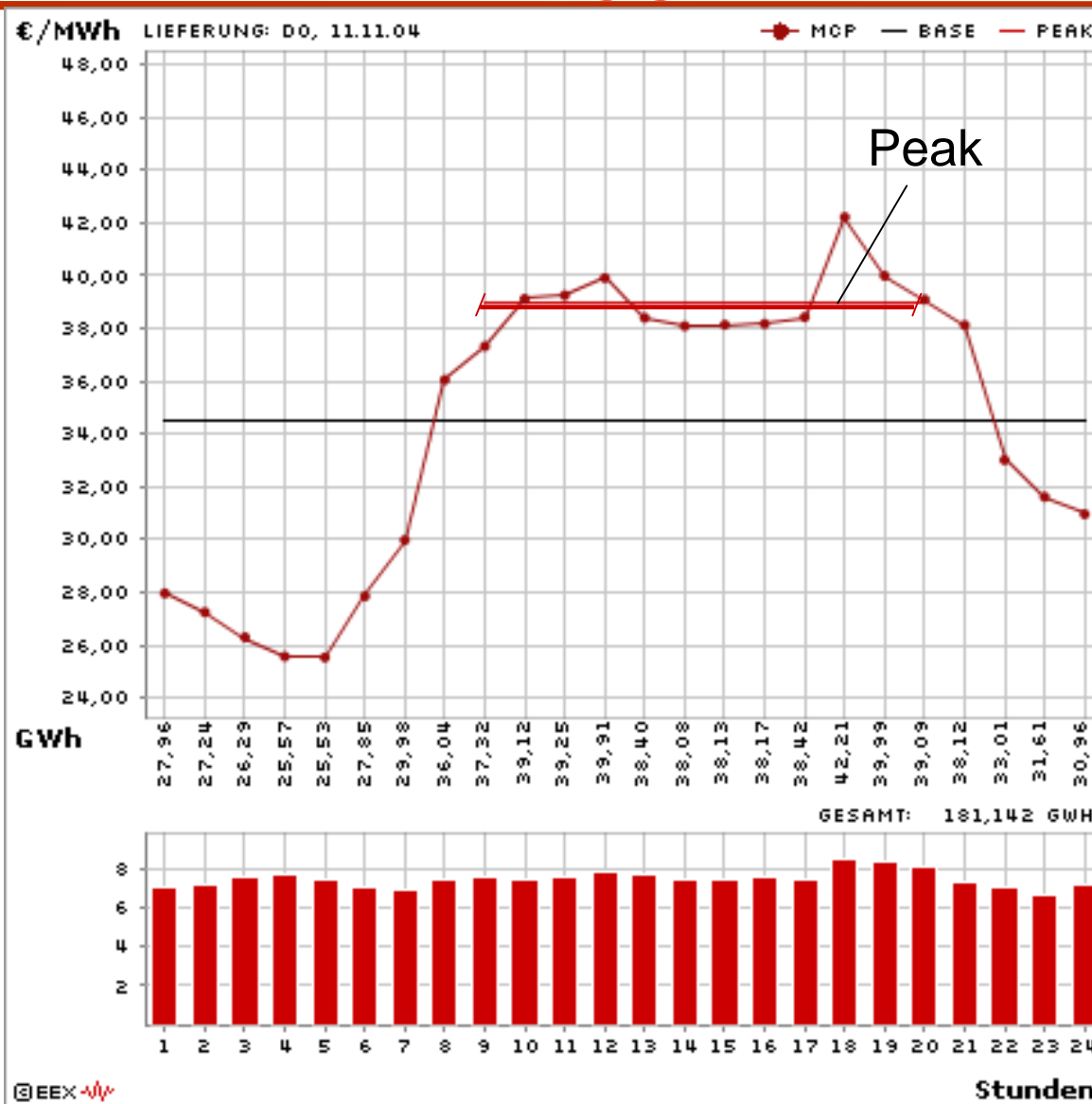
Komplexe, technisch notwendigerweise heterogene Angebotskurve

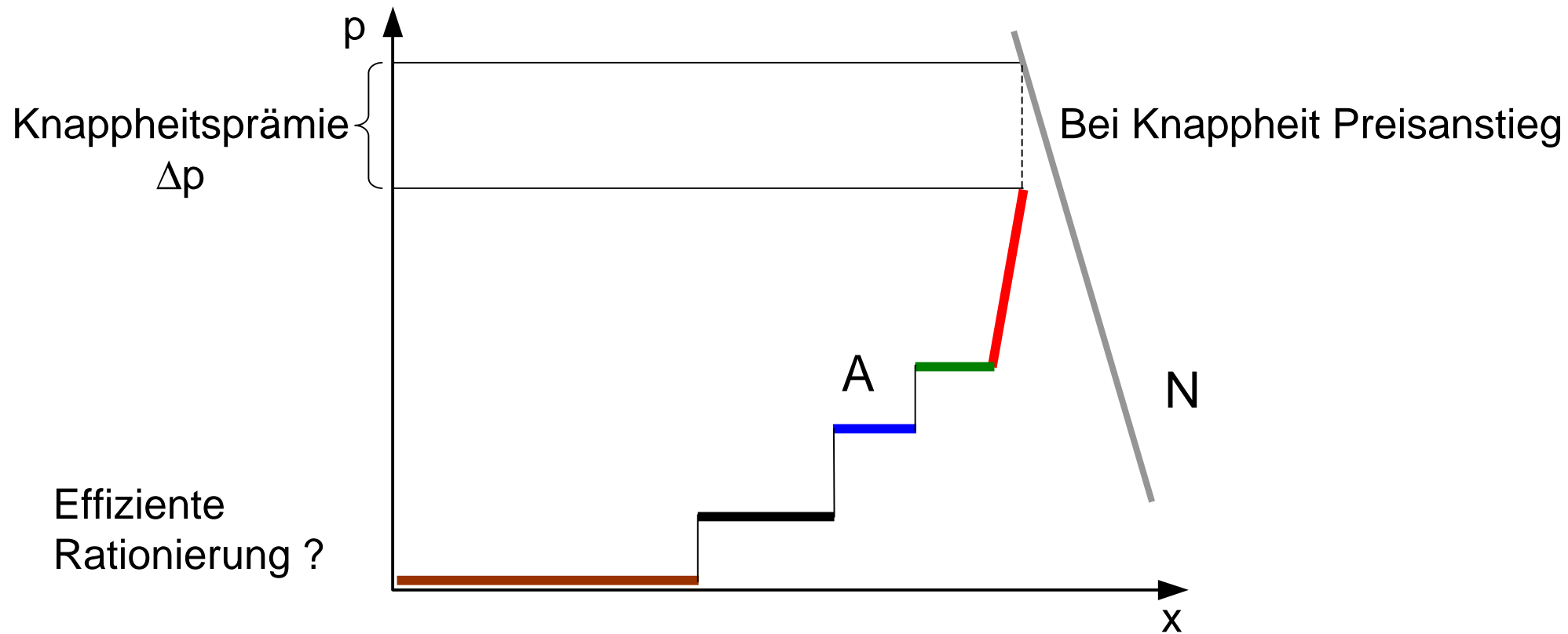
Unelastische Nachfrage nach homogenem Gut

Komplexe, heterogene Angebotskurve

Ökonomische Nachfrage \neq physikalischer Verbrauch

EEX-Preis





Unelastische Nachfrage, stochastische Natur von individuellem Angebot und Nachfrage, endliche Reaktionszeit

⇒ vollständige effiziente Rationierung kurzzeitig nicht möglich

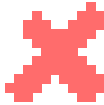

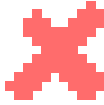

⇒ Opt. Peak Capa = f (VOLL, Kapitalkosten)

→ per se nicht ungewöhnlich, vgl. Frisör

VOLL: Value of Lost Load 12

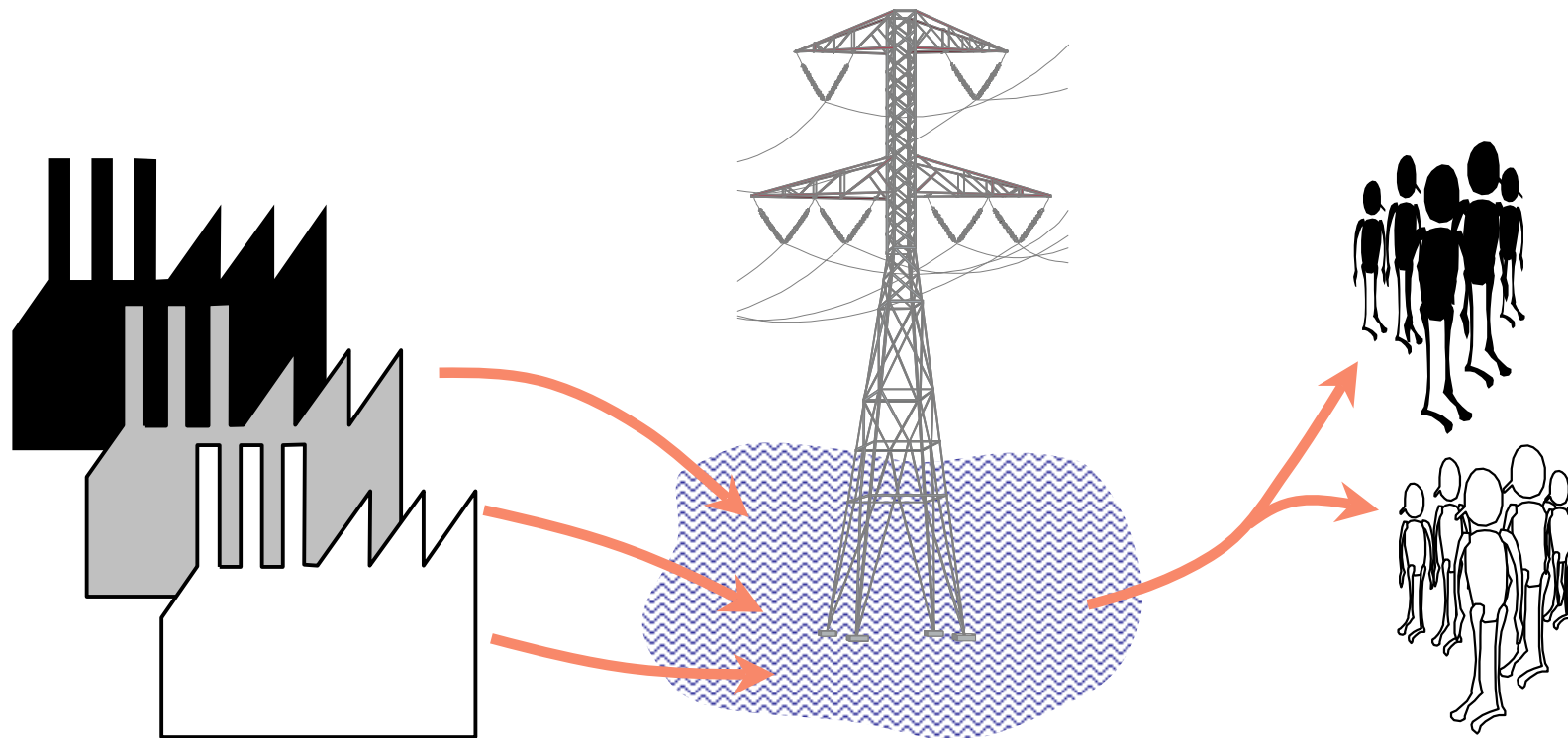
Grundlagen

Zwischenfazit

(1) Erfordernis Marktgestaltung		Nur einige Ungewöhnlichkeiten
(2) Notwendigkeit zentraler Koordination		
(3) Argumente		Gleichbehandlung Marktteilnehmer Kontrahentenrisiko, ... → Keine spezifischen
(4) Pool-Architektur nicht abwegig?		

Die See-Eigenschaft des Netzes

Anonymisierung der Stromherkunft



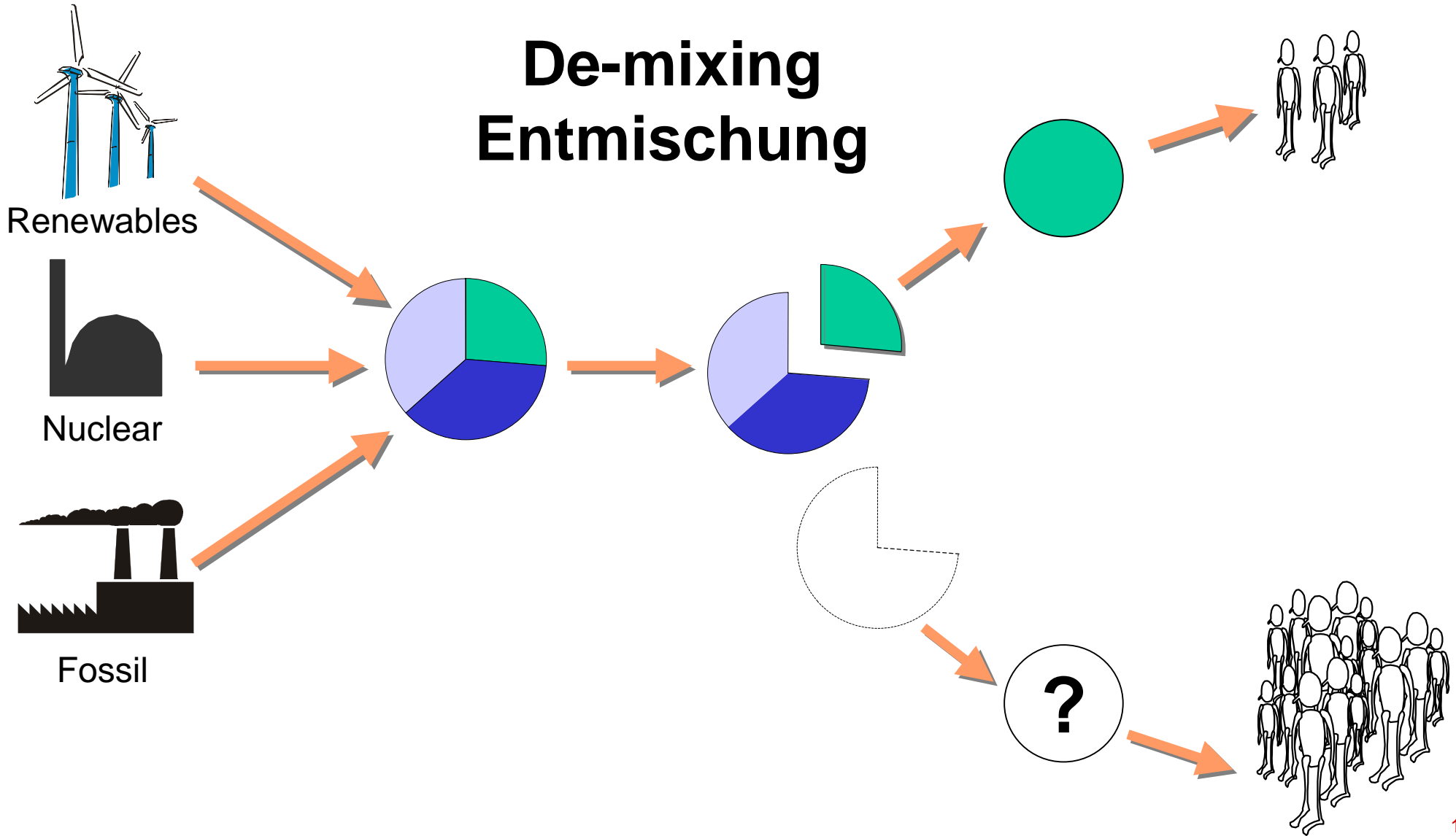
Generation
Heterogenous good



Transport
Non-separability
mixing

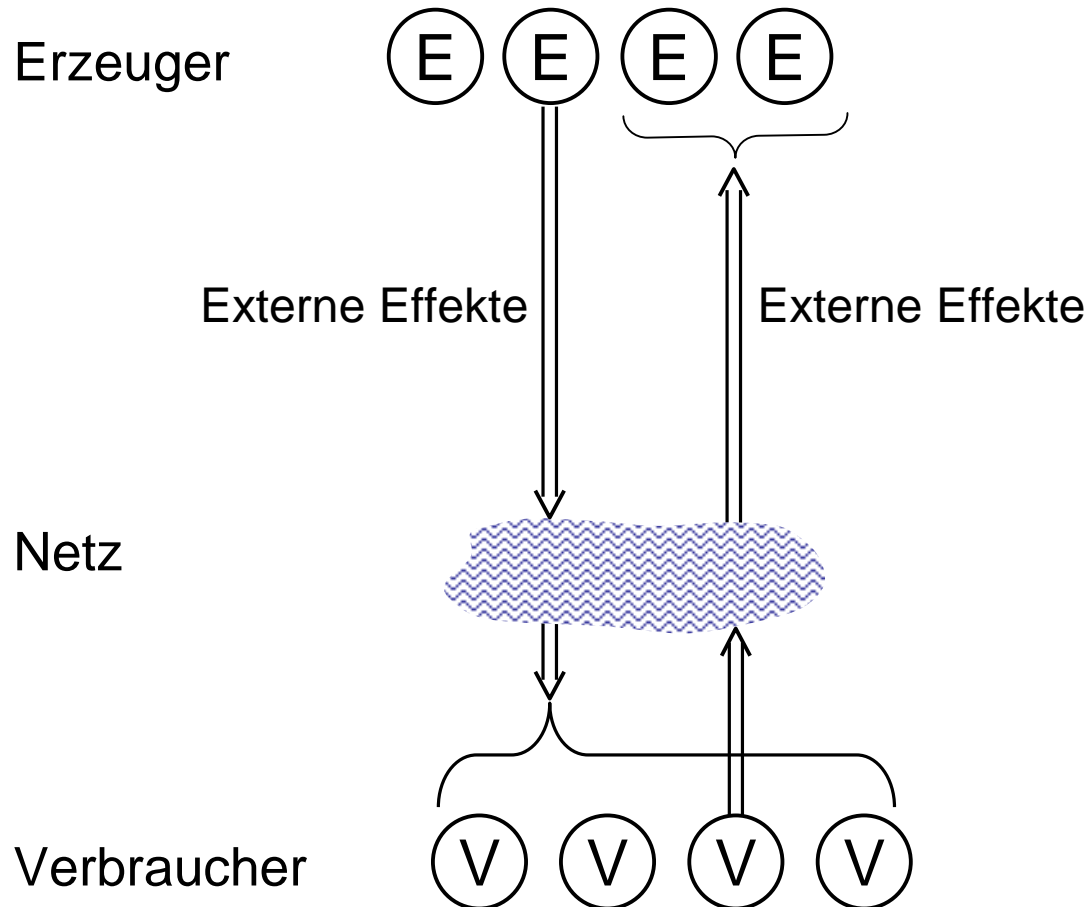


Consumption
Homogeneous good



Die See-Eigenschaft des Netzes

Netzexternalitäten



Schwarzstartfähigkeit

Vorhersehbarkeit

Abweichungen

Forced Outages

Spitzenreserve

Flexibilität

Netzexternalitäten i. V. m. Nichtspeicherbarkeit

- ⇒ *Individualisierung von Diskrepanz Angebot / Nachfrage nicht möglich*
- ⇒ *Synchronisation des Gesamtsystems erforderlich*
- ⇒ *V. a. erzeugungsseitige Aufgabe („asymmetrisch“)
(nachfrageseitiger Verzicht auf Last $\hat{=}$ Mehreinspeisung)*

Die See-Eigenschaft des Netzes

Netzregelung als öffentliches Gut

Technisches Nachfahren der Last durch Erzeugung

- Mehr entnehmen
 - Weniger entnehmen
 - Weniger einspeisen
 - Mehr einspeisen
- } ⇒ System gleicht aus

→ Koordination A-N atypisch

→ Netzregelung öffentliches Gut (Nicht-Ausschließbarkeit)






⇒ *Systembetrieb zentral zu koordinieren*

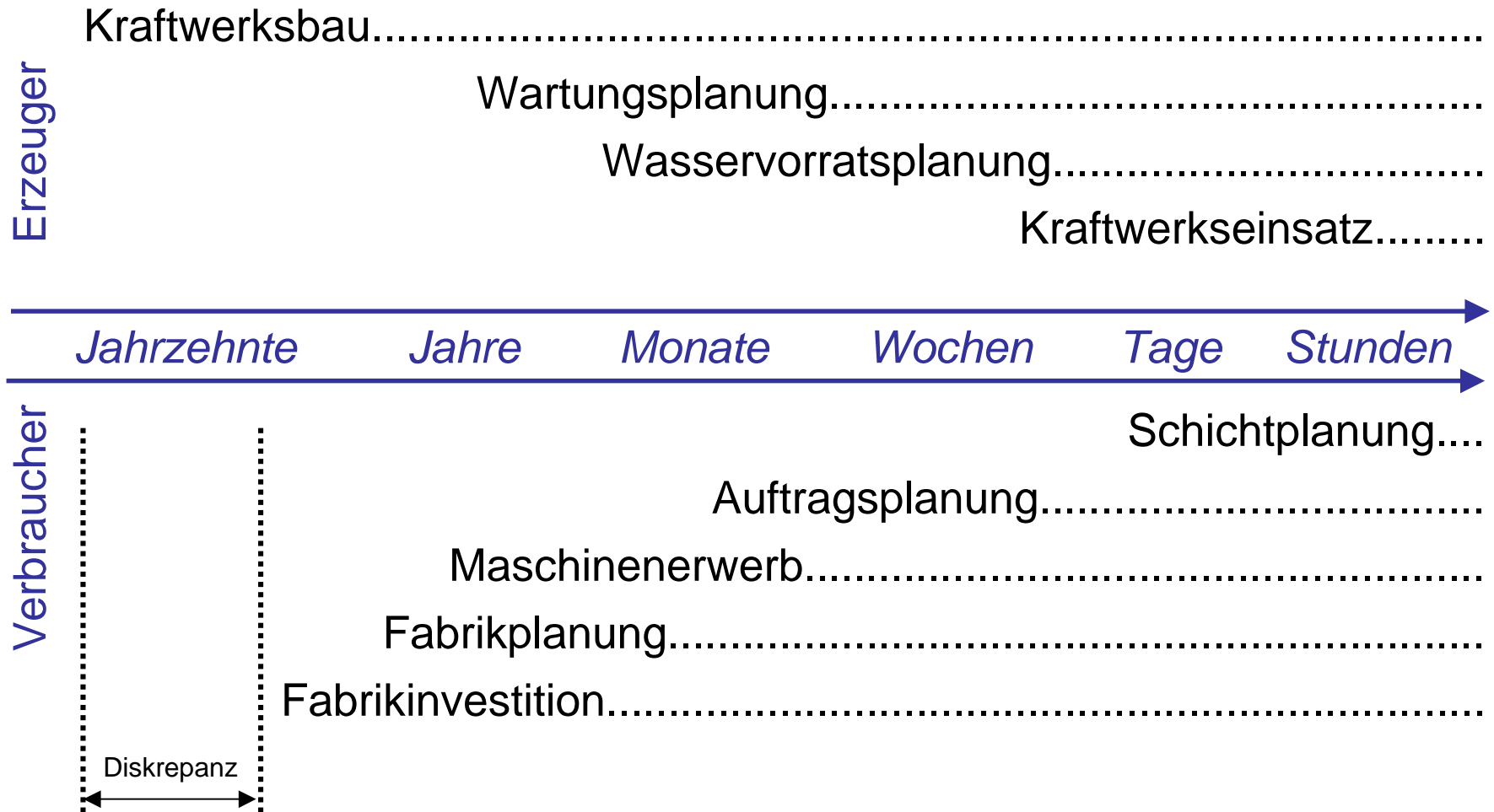
⇒ *Mindestens ein Teil der Kraftwerke muss einem zentralen Lastmanagement unterworfen sein.*

⇒ Erfordernis buyer and seller of last resort

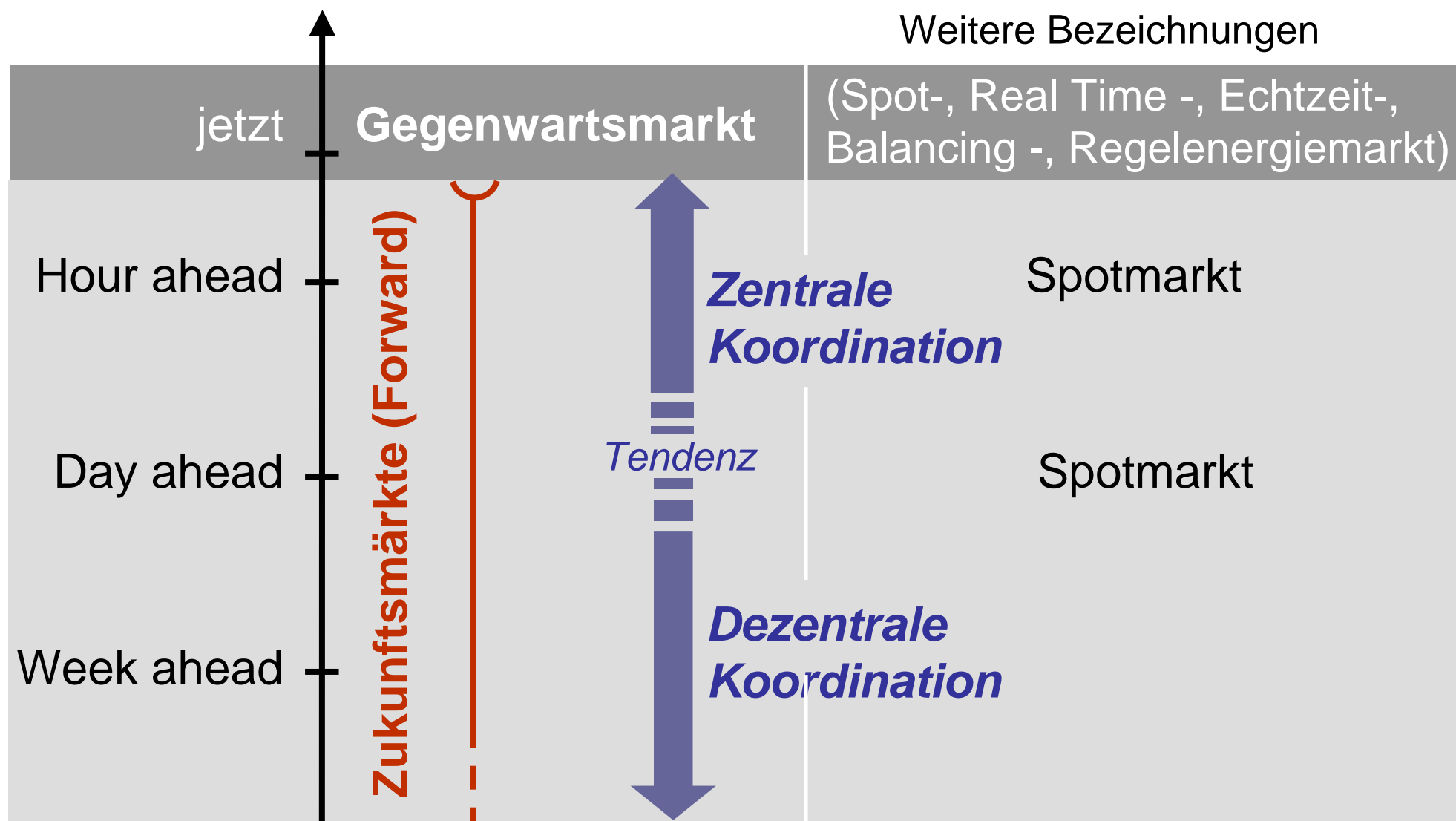
Die See-Eigenschaft des Netzes

Zwischenfazit

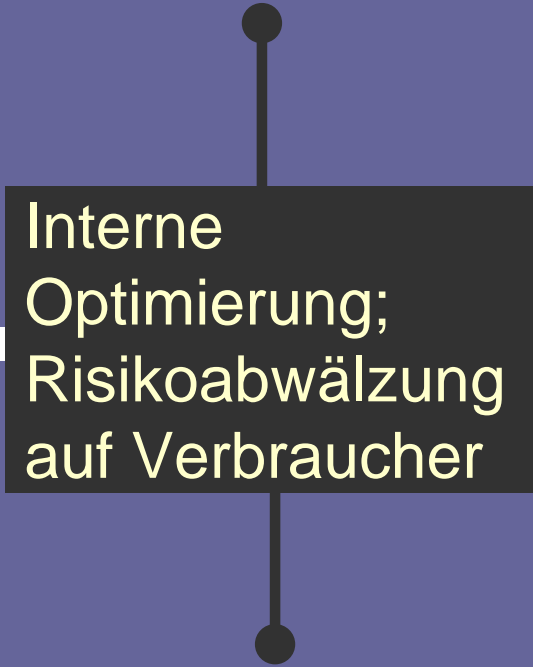
(1) Erfordernis Marktgestaltung		Externe Effekte i. V.m. Erfordernis der Kurzzeitkoordination
(2) Notwendigkeit zentraler Koordination		Rein bilateral unmöglich; zentraler Mechanismus für Fehlmengen technisch zwingend erforderlich
(3) Argumente	 	Vergütung von Reserve; Kurzfristige Preiskorrekturen; Information SB Re-Dispatch Missbrauch (Pool, Teilnehmer)
(4) Pool-Architektur nicht abwegig?		Zwingender Grund für Teilnahmezwang?

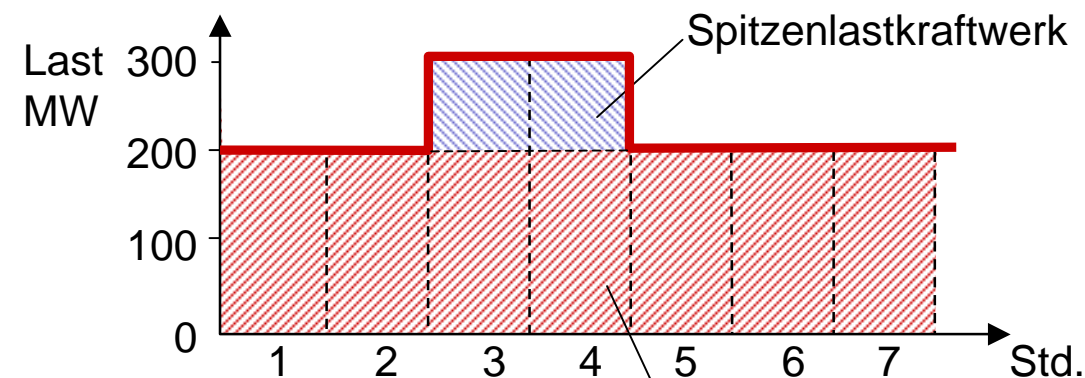


Vgl. Kleindorfer (1998), S. 65, Abb. 1

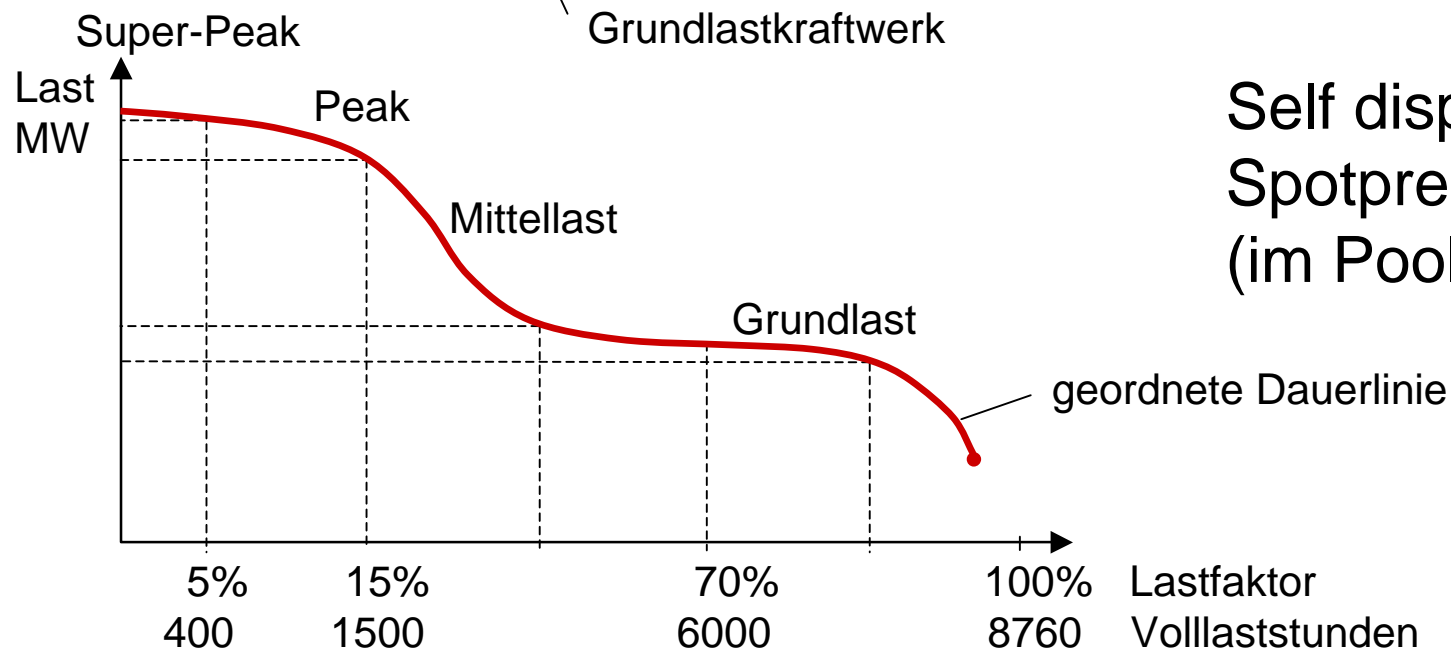


Zukunftsmarkt Risikoabsicherung

Architektur Risiko	Im Monopol	Im Wettbewerb
des ineffizienten Dispatch	 <p>Interne Optimierung; Risikoabwälzung auf Verbraucher</p>	Hedging-Transaktionen auf Zukunftsmärkten Market Design
der ineffizienten Investition		Natürlicher Counterpart für langfristiges Hedge fehlt Kapitalbeteiligung von Verbrauchern

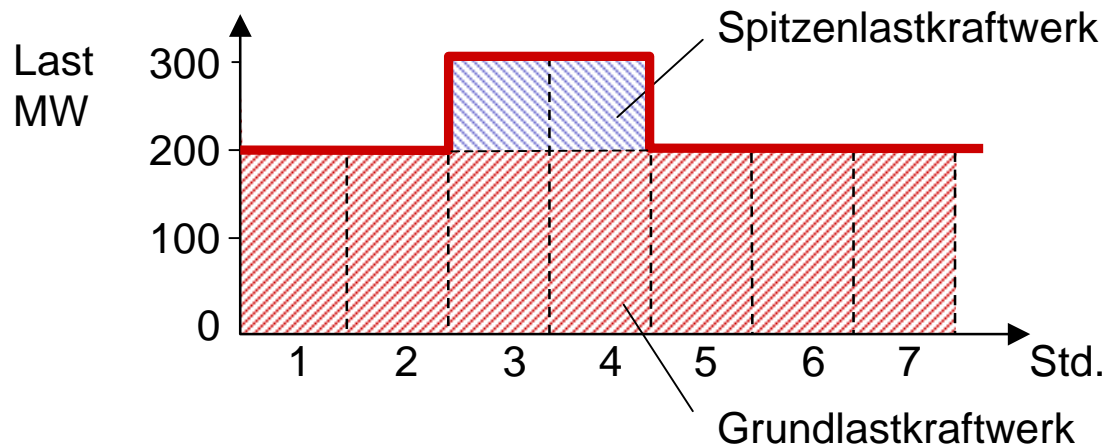


Kraftwerk	Grenzkosten
Grundlast	20 €/MWh
Spitzenlast Typ 1	30 €/MWh
Spitzenlast Typ 2	27,50 €/MWh



Self dispatch über
Spotpreis möglich
(im Pool/in bilat.)

Grenzkosten der Erzeugung ⇒ Merit Order

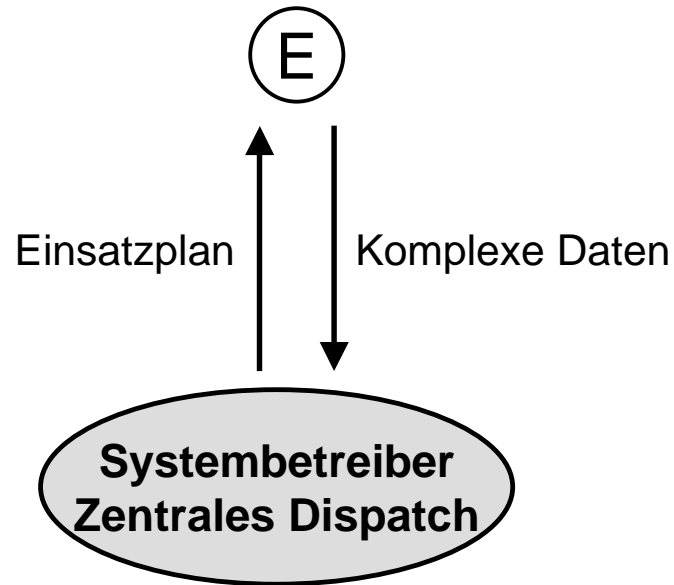


Spotpreis als Informationsgrundlage für Dispatch unzureichend

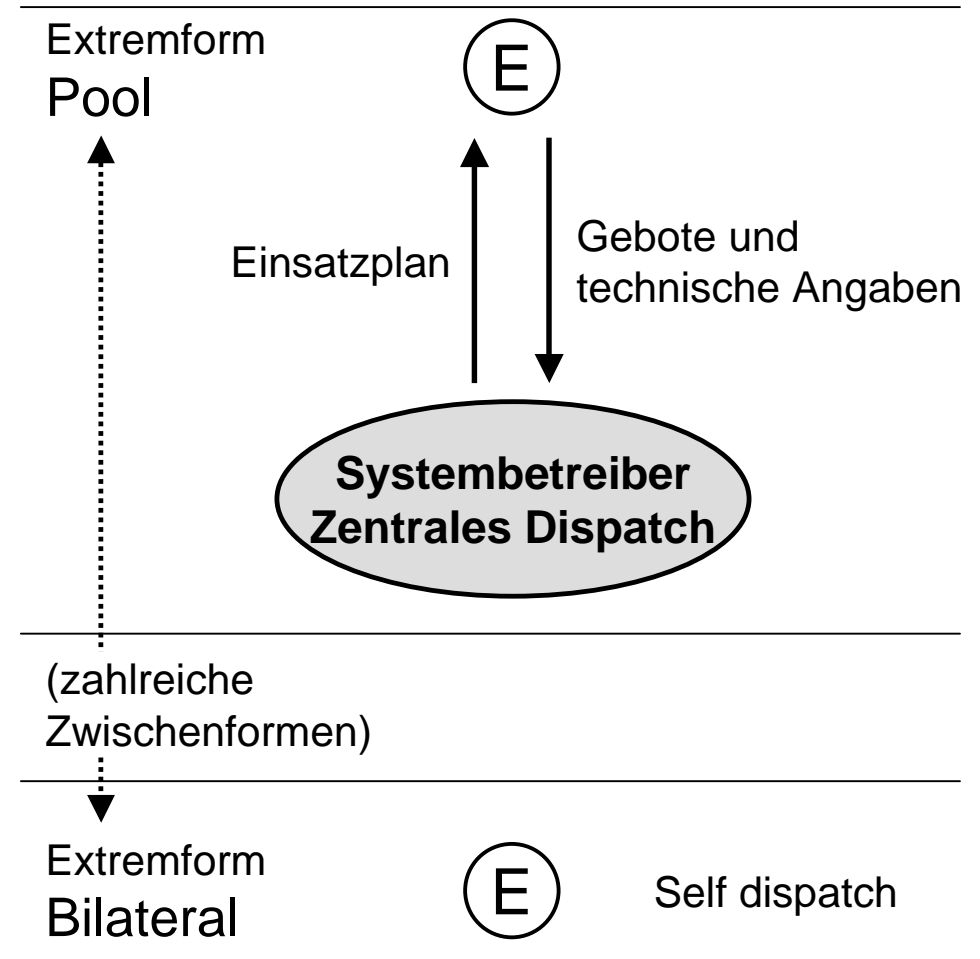
Kraftwerk	Grenzkosten	Start up cost
Spitzenlast Typ 1	30 €/MWh	0 €
Spitzenlast Typ 2	27,50 €/MWh	500 €

*Effizienter Einsatz: Optimierung über mehrere Perioden
⇒ komplexes Problem*

Im Monopol



Im Wettbewerb



Vgl. Stoff 2002, S. 289 ff.

(E) : Erzeuger

26

Zentralisierungsgrad der Koordination	Monopol	interne Optimierungsaufgabe
	Pool mit mehrteiligen Geboten	zentrales Dispatch ähnliche Optimierung wie Monopol
	Pool mit nur MWh-Preis	zentrales Dispatch; Minimum an technischer Information zu erheben
	bilateral (Realität)	Self-Dispatch und Minimum an zentralem Dispatch
	bilateral (Reinform)	reines Self-Dispatch

Argumente: Informationsstand Entscheider, Besonderheitenlehre





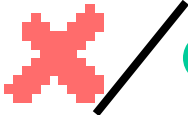


Vgl. Stoft 2002, S. 289 ff.

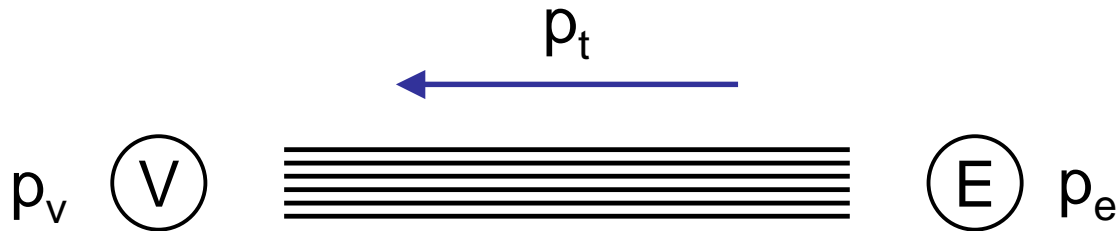
Kriterien für das endgültige (Re-)Dispatch

Architektur	Dem Systembetreiber stehen zur Verfügung:
Monopol	Kosteninformationen und technische Charakteristika
Pool	Gebotspreise und ggf. technische Informationen
bilaterale Architektur (Reinform)	keine
bilaterale Architektur (Realität)	1) erkaufte oder 2) erzwungene Information von einem Teil der Erzeuger oder 3) Betrieb eigener Kraftwerke

Zukunftsmarkt

Zwischenfazit

(1) Erfordernis Marktgestaltung		s. o.
(2) Notwendigkeit zentraler Koordination		s. o.
(3) Argumente	 	Zukunftsmärkte erzwingbar; Informationsgrundlage Dispatch (Transparenz → dezentral / zentral); Äquivalenzthese Architektur technologie-orientierbar
(4) Pool-Architektur nicht abwegig?	  	Effizienz der Kurzfristkoordination



p_t = marginale Transportkosten = marginale Verluste

$p_t = p_v - p_e$ = Wert der Transportarbitrage

Briefmarke: Transaktionskosten \downarrow , Lokationale Effizienz \uparrow

Pool-Architektur

explizite Transportentgelte

implizite Transportentgelte

Bilaterale Architektur

explizite Transportentgelte

—

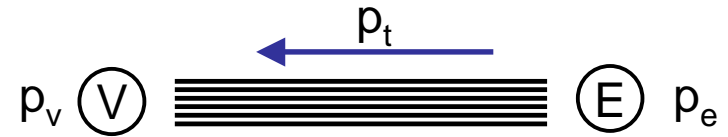
p_t : Transportpreis

P_v : Preis Verbrauchsort

P_e : Preis Erzeugungsort

≡ Leitung

Verlust $\sim (\text{Stromfluss})^2$



\Rightarrow *Festes Recht nicht ex ante definierbar*

ohne Engpass

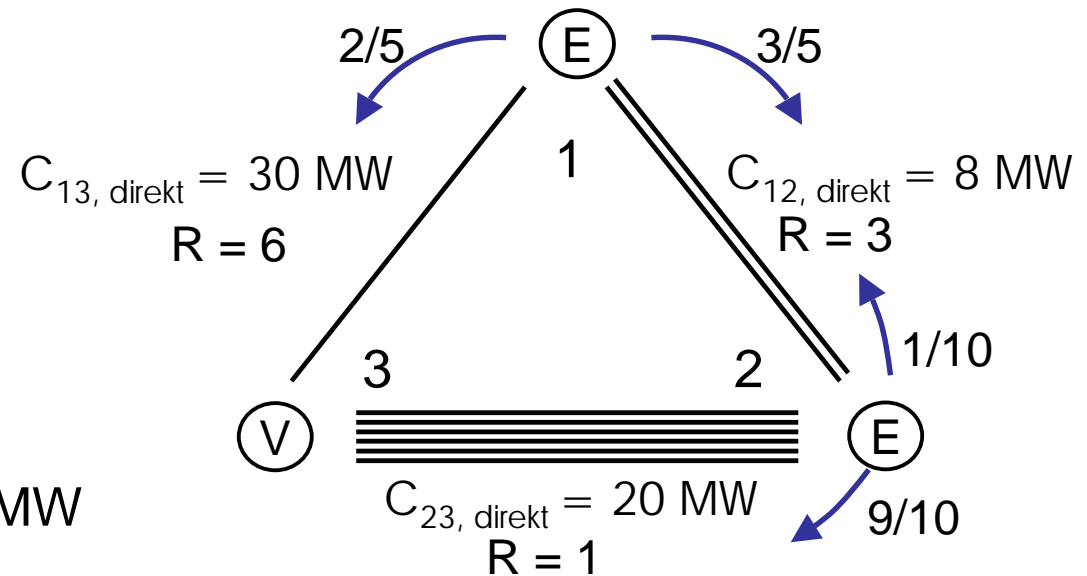
$$C_{13} = 30 \text{ MW}$$

E₂ erzeugt nicht

$$C_{13} = 5/3 \cdot 8 \text{ MW} = 13,3 \text{ MW}$$

E₂ speist 13,3 MW ein

$$C_{13} = 5/3 \cdot 8 \text{ MW} + 1/10 \cdot 13,3 = 15,6 \text{ MW}$$



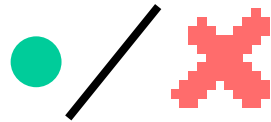



\Rightarrow *Kapazität = f (Flüsse im Netz)*

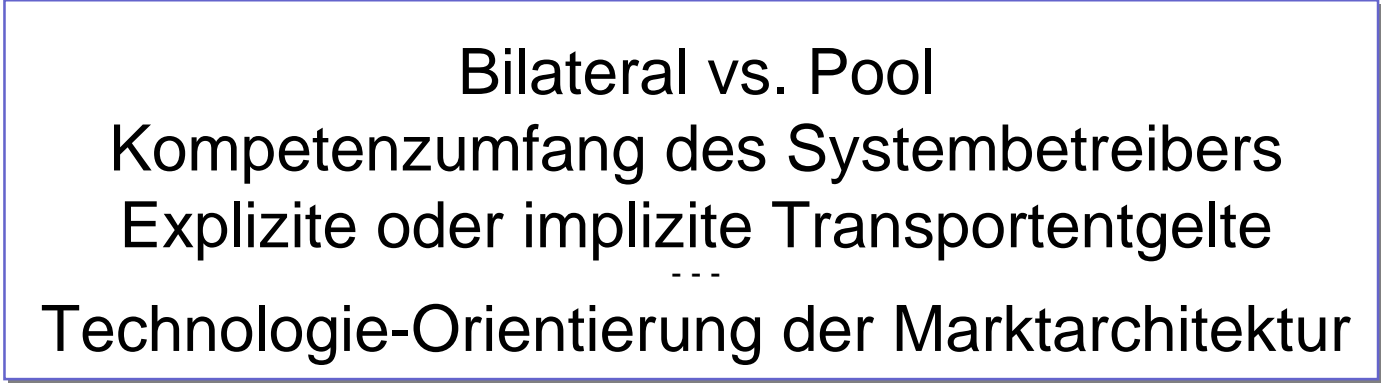
\Rightarrow *1 Engpass \Rightarrow effiziente Preise an jedem Ort verschieden*

Transportentgelte

Zwischenfazit

(1) Erfordernis Marktgestaltung		s. o.
(2) Notwendigkeit zentraler Koordination		s. o.
(3) Argumente		Physik des Stromflusses, Implizite vs. explizite Transportentgelte
(4) Pool-Architektur nicht abwegig?		→ simultane Markträumung Gleichgewicht Transport und Energie

Kerndebatten



Teilgebiete

Vertiefung (v.a. USA)

- Praxiserfahrung
- Netz
- Marktmacht
- Pool Governance

EU-Übertragbarkeit

- Regelmarktdesign
- Interconnection prices
- Transportentgelte

Spezialfälle, Market Design im Hinblick auf:

- Windenergie
- Blindstrom
- Hydro
- Dezentralisierung

Hogan, W. W. (1992): Contract Networks for Electric Power Transmission. Journal of Regulatory Economics 4, S. 211-242.

Kleindorfer, P. R. (1998): Ownership Structure, Contracting and Regulation of Transmission Services Providers. In: Chao, H. / Huntington, H. (Hrsg.): Designing Competitive Electricity Markets. International Series in Operations Research and Management Science 13, Boston, S. 63 - 77.

Oren et al. (1995): Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal. The Electricity Journal 8 (4), S. 24 – 35.

Stoft, S. (2002): Power System Economics, New York.