

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken

KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA

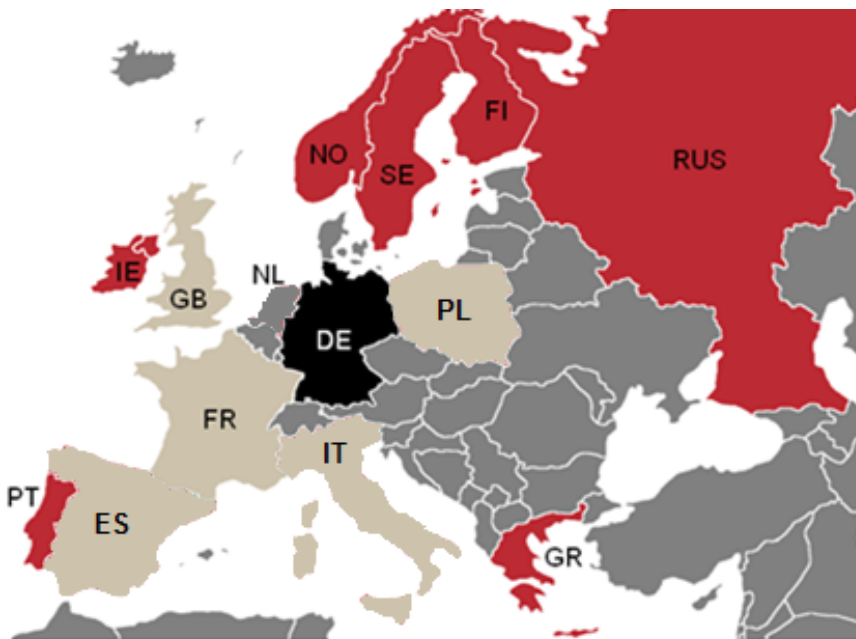
***QUANTITATIVE WIRKUNGSANALYSE VON NATIONALEN
ALLEINGÄNGEN VERSUS KOORDINIERTEN MECHANISMEN***

Michael Bucksteeg, Christoph Weber

13. Symposium Energieinnovation, 14.2.2014, TU Graz

Problemstellung

- Niedrigere Deckungsbeiträge konventioneller Kraftwerke infolge des Umbaus des Energiesystems erwartet
- Folglich zukünftig Kapazitätsengpässe in Deutschland und in Nachbarländern befürchtet
- Deshalb Vielzahl an nationalen Plänen für Kapazitätsmechanismen
- Aber Harmonisierung der nationalen Märkte im EU-Strombinnenmarkt vorgesehen
- Unkoordinierte nationale Kapazitätsmechanismen widerstreben diesem Gedanken



■ Kapazitätsmechanismus eingeführt ■ Kapazitätsmarkt geplant

BE	Strategische Reserve geplant	IE	Admin. Kapazitätzahlung
DE	Einführung geplant	IT	Einführung 2017 geplant (Admin. Kapazitätzahlung)
ES	Einführung geplant (Admin. Kapazitätzahlung)	NL	Einführung zurückgestellt
FI	Strategische Reserve	NO	Operative Reserve
FR	Einführung 2016 geplant (Strategische Reserve)	PL	Einführung 2014 geplant (Strategische Reserve)
GB	Einführung 2014 geplant	PT	Admin. Kapazitätzahlung
GR	Admin. Kapazitätzahlung	SE	Strategische Reserve

Quellen: CREG, E-Control, Fortum

Problemstellung

Forschungsfragen

- Brauchen wir Kapazitätsmechanismen?
- Wie wird die (optimale) Kapazitätsnachfrage ermittelt?
- Welche Synergieeffekte lassen sich durch einen europaweiten Kapazitätsmechanismus erwarten?
- Lassen sich nationale Ziele zur „Versorgungssicherheit“ mit einem europaweit koordinierten Mechanismus vereinbaren?
- Welche Auswirkungen ergeben sich für Deutschland bei verschiedenen Konstellationen?

Überblick

- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- Modellergebnisse
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Ausblick

Überblick

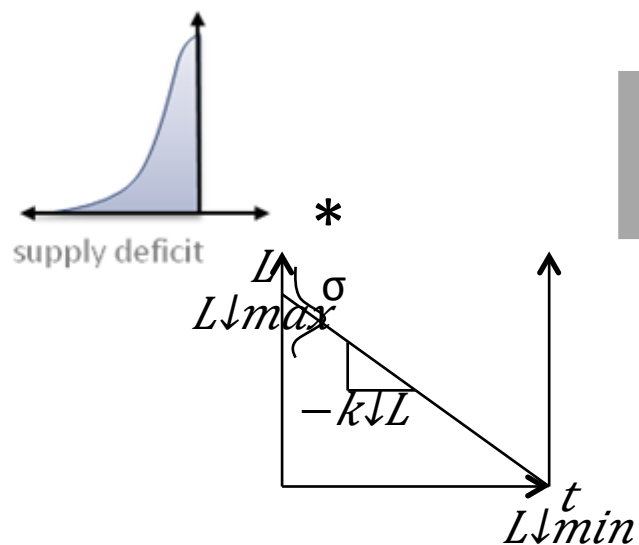
- Problemstellung
- **Methodischer Ansatz**
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- Modellergebnisse
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Ausblick

Methodischer Ansatz

Überblick

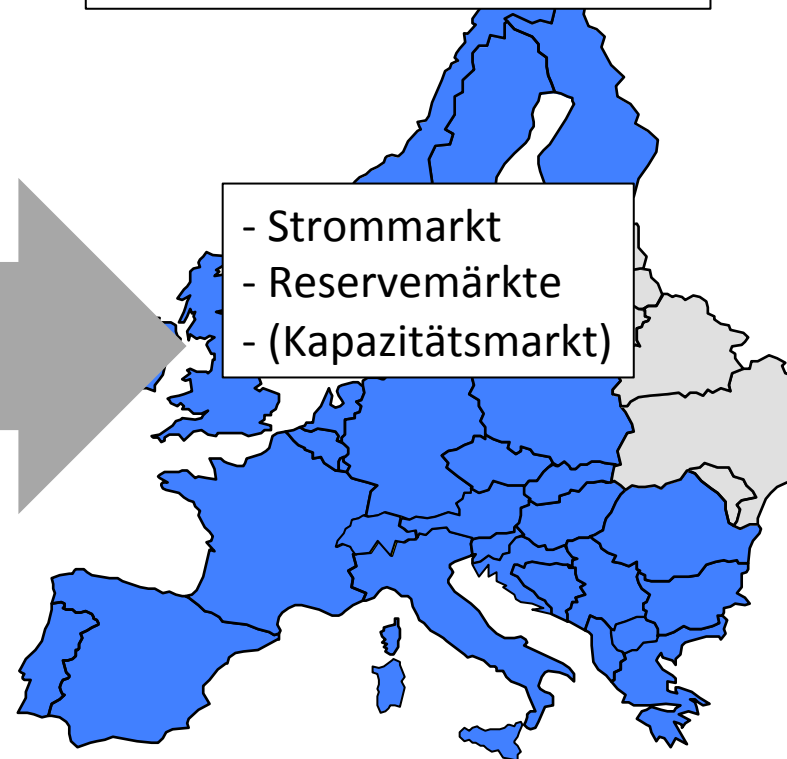
Bestimmung der Kapazitätsnachfrage

Power plant failure



stochastische Faltung

Strommarktmodell E2M2s



2020 bis 2050

Methodischer Ansatz

Europäisches Strommarktmodell E2M2s

- **Langfristiges Investitionsmodell**
 - Langfristige Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (inkl. KWK)
 - Ggf. modellendogener, markttriebener Zubau von EE
 - Subventionsgetriebener Zubau von EE durch zusätzliche Vorgabe exogener Mindestausbaupfade
 - Modellendogene Bestimmung des CO₂-Preises durch Vorgabe von Emissionszielen
 - Optionale, endogene Bestimmung von Reserven
 - Abbildung von Austauschflüssen über NTC- oder PTDF-Ansatz
- **Optimierungsziel: Minimierung der Gesamtsystemkosten**
- **Unter Einbeziehung von Restriktionen, bspw.:**
 - Technische Kraftwerksrestriktionen
 - Netzrestriktionen
 - Reserverestriktionen
 - Kapazitätsrestriktionen

Methodischer Ansatz

Europäisches Strommarktmodell E2M2s

Typtagansatz

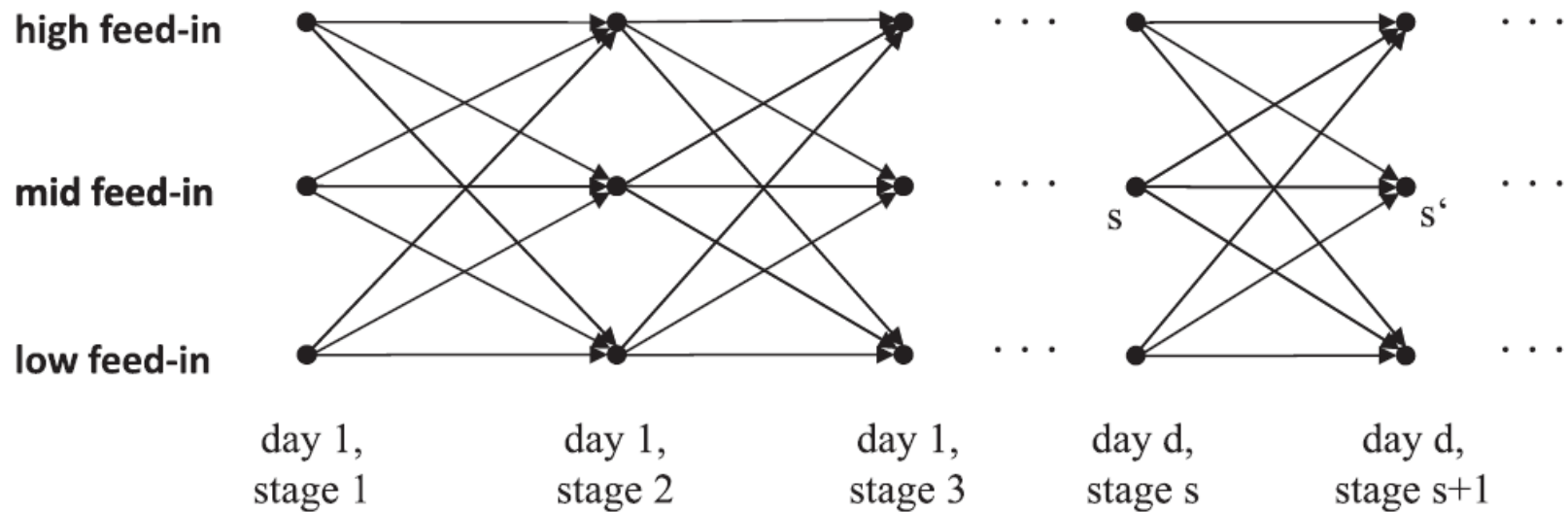
- Um verschiedene saisonale Einflüsse auf die Elektrizitätsnachfrage des Angebots zu erfassen, wird zunächst ein Jahr abgebildet
- Das Jahr wird in **8 typische Tage** aufgeteilt, um die Rechenzeit zu begrenzen
 - je ein Werktag (Mo-Fr) und ein Wochenendtag
 - für jeweils drei Monate (Jan-März, April-Juni usw.)
- Die typischen Tage werden wiederum in **2-Stunden-Schritte** unterteilt, um temporäre Fluktuationen hinsichtlich Nachfrage und EE zu berücksichtigen

→ 8 Typtage mit jeweils 12 Stunden

Methodischer Ansatz

Europäisches Strommarktmodell E2M2s

Stochastische Modellierung – rekombinierende Bäume



- Berücksichtigung fluktuierender Wind- und Photovoltaikeinspeisung

Methodischer Ansatz

Kapazitätsmarkt – grundsätzliche Anforderung

- Dass die verfügbare Kapazität nicht ausreicht, um die momentane Last zu decken, darf (fast) nicht vorkommen
- Mathematisch formuliert:

Die Wahrscheinlichkeit, dass die freie Leistung ψ negativ wird, darf ein vorab definiertes Sicherheitsniveau α nicht überschreiten:

$$F_{\psi}(0; P_{inst}) \leq \alpha \quad (1)$$

Mit: $\psi = P(h) - L(h) \quad (2)$

$\psi(h)$: freie Leistung in Stunde h

$P(h)$: verfügbare (steuerbare) Erzeugungsleistung in Stunde h

$L(h)$: (Residual-)Last in Stunde h

$F_{\psi}(y; P_{inst})$: Wert der kumulierten Verteilungsfunktion von ψ für y mit P_{inst} als zusätzlichem Parameter

P_{inst} : installierte (steuerbare) Erzeugungsleistung

Methodischer Ansatz

Herleitung der Kapazitätsnachfrage

$F_{\downarrow\psi}$ ergibt sich aus Faltung der Verteilungen der verfügbaren Leistung P und der Last L

(1) Ermittlung der Verteilung der verfügbaren Leistung P :

- Im Prinzip abhängig von den einzelnen installierten Blöcken, deren Blockleistung und Ausfallwahrscheinlichkeit

$$\rightarrow F_{\downarrow\psi}(0; P_{\downarrow inst}) \leq \alpha \Leftrightarrow P_{\downarrow inst} \geq P_{\downarrow 0} \quad (3)$$

mit $P_{\downarrow 0}$ so dass $F_{\downarrow\psi}(0; P_{\downarrow 0}) = \alpha$

→ Lineare Kapazitätsrestriktion in Marktmodell:

$$\sum Block_{\uparrow} \cdot \sum Land_{\uparrow} \cdot P_{\downarrow Block} \geq P_{\downarrow 0} \quad (4)$$

wobei: $P_{\downarrow Block} \in \{Thermisch, Wasser\}$

(2) Ermittlung der Verteilung der Last L :

- Approximation der Lastdauerlinie durch Überlagerung von Gleichverteilung und

Methodischer Ansatz

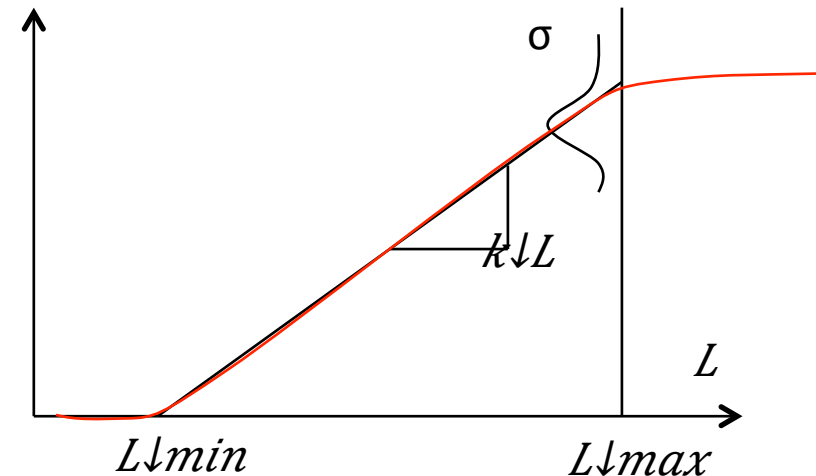
Herleitung der Kapazitätsnachfrage

- Schätzung der Parameter von $F \downarrow L(h)^P$ bzw. t

- auf Basis des stündlichen Nettostromverbrauchs 2010-2012 (ENTSO-E 2013, IEA 2013)
- Minimierung der Residuen für Top3000 der betrachteten drei Jahre
- Beispiel DE in Grafik

- Berechnung der Kapazitätsnachfrage $P \downarrow 0$ für europäische Länder, Annahmen:

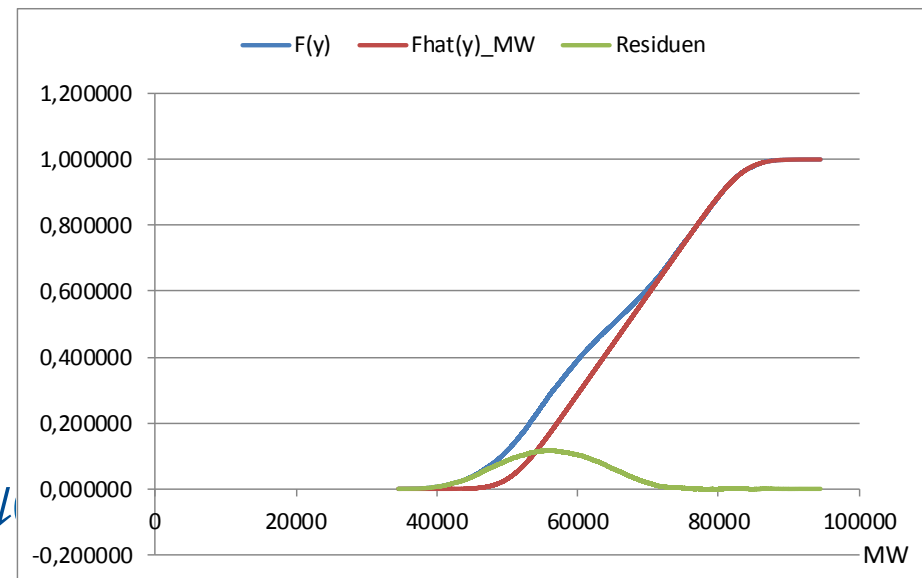
- Sicherheitsniveau: Versorgungsunterbrechung für 1 Stunde in 10 Jahren
→ $\alpha = 1.14155E-05$
- Größe eines Kraftwerksblocks $P \downarrow Block$: Maximale Leistung der Top10 Blöcke je EU-Land
- Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks $\alpha \downarrow P = 0.05$
- Freie Leistung $\psi = 0$ GW



Methodischer Ansatz

Herleitung der Kapazitätsnachfrage

- Schätzung der Parameter von $F \downarrow L(h)$
 - auf Basis des stündlichen Nettostromverbrauchs 2010-2012 (ENTSO-E 2013, IEA 2013)
 - Minimierung der Residuen für Top3000 der betrachteten drei Jahre
 - Beispiel DE in Grafik
- Berechnung der Kapazitätsnachfrage $P \downarrow$ für europäische Länder, Annahmen:
 - Sicherheitsniveau: Versorgungsunterbrechung für 1 Stunde in 10 Jahren
→ $\alpha = 1.14155E-05$
 - Größe eines Kraftwerksblocks $P \downarrow Block$: Maximale Leistung der Top10 Blöcke je EU-Land
 - Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks $\alpha \downarrow P = 0.05$
 - Freie Leistung $\psi = 0$ GW



Koordinierte versus nationale Lösungen

Ermittelte Kapazitätsnachfrage

Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW
AL	1,24	ES	52,37	JI	12,13
AT	15,98	FI	20,36	NL	21,99
BA	4,16	FR	123,49	NO	29,78
BE	18,80	GB	77,45	PL	28,65
BG	10,63	GR	13,78	PT	12,87
CH	11,86	HR	5,53	RO	12,31
CZ	14,34	HU	8,87	SE	37,14
DE	99,10	IE	7,66	SI	4,18
DK	11,12	IT	64,06	SK	7,03
Summe nat. KM: 726,90					
Summe europ. KM: 660,98					

- Geringer Kapazitätsbedarf bei koordiniertem bzw. europaweitem Kapazitätsmarkt, durch gemeinsame Vorhaltung gesicherter Leistung

Überblick

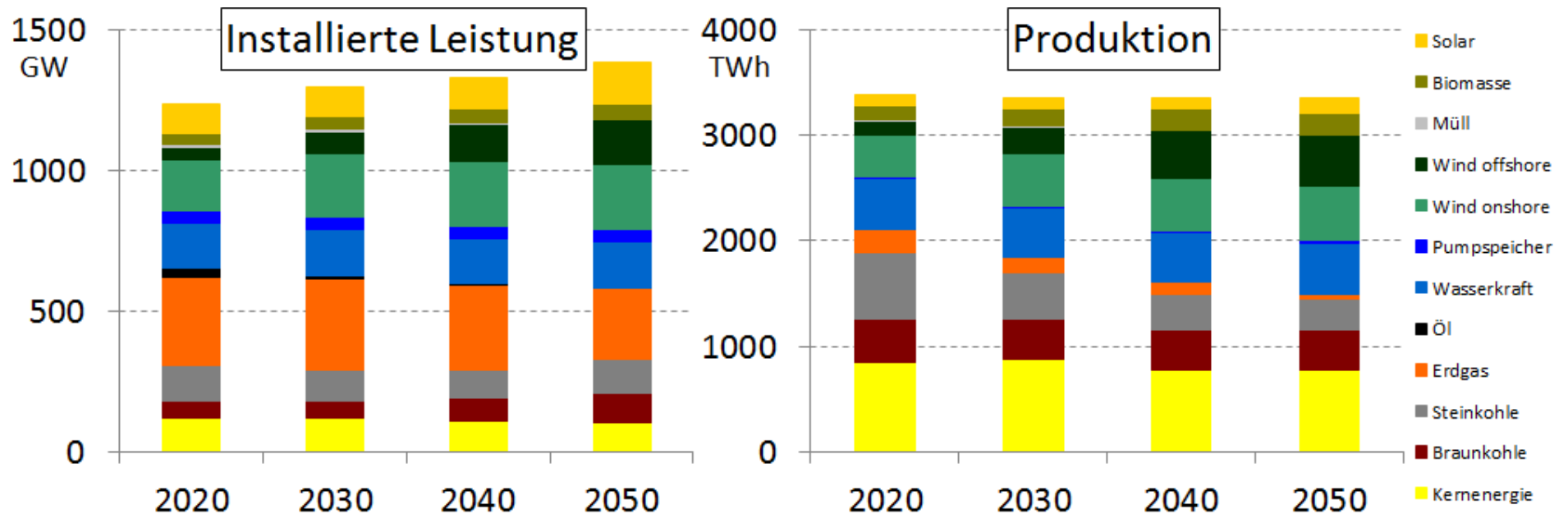
- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- **Modellergebnisse**
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Ausblick

Überblick

- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- **Modellergebnisse**
 - **Referenzscenario nationale Kapazitätsmechanismen**
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Ausblick

Modellergebnisse – Nationale Kapazitätsmechanismen

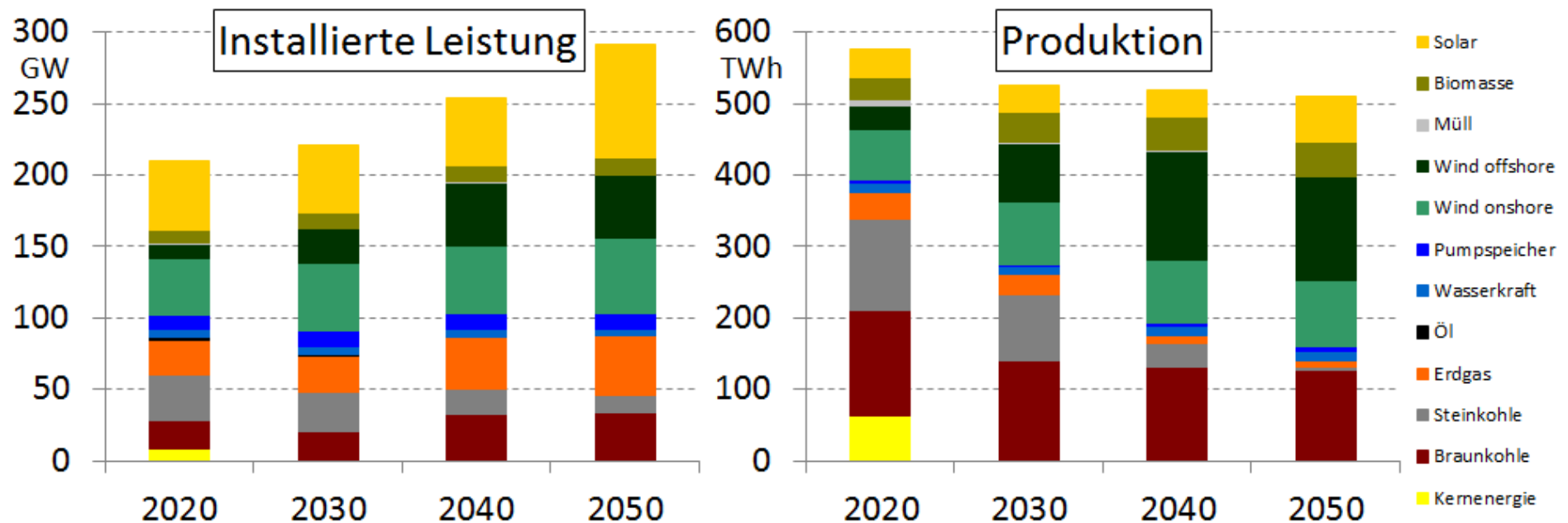
Installierte Leistung und produzierte Strommengen - Europa



- Klimaschutzszenario, Minderung der Emissionen um 95 % in 2050 im Vergleich zu 1990 (hier mit CCS)
- Zubau Erneuerbarer erfolgt ab 2030 modellendogen (Anteil EE 2050: 60 %)
- Biomasse trägt zur gesicherten Leistung bei
- Ansonsten insb. Ausbau von Gasturbinen (Teil von Erdgas), mit abnehmender Auslastung

Modellergebnisse – Nationale Kapazitätsmechanismen

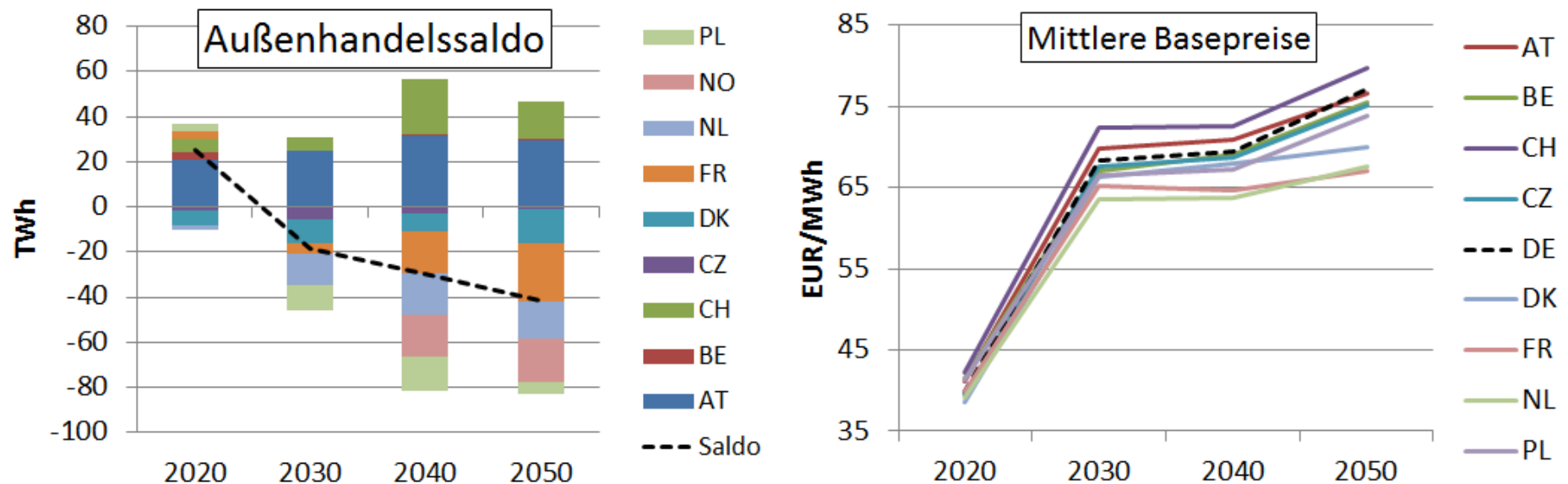
Installierte Leistung und produzierte Strommengen - Deutschland



- Zubau Erneuerbarer erfolgt ab 2030 modellendogen (Anteil EE 2050: 71 %)
- In DE ebenfalls Ausbau von Spitzenlastkapazitäten, jedoch mit geringen Laufzeiten
- Bei Szenario ohne CCS Substitution durch gesicherte Leistung aus Biomasse

Modellergebnisse – Nationale Kapazitätsmechanismen

Außenhandelssaldo (DE) und mittlere Basepreise



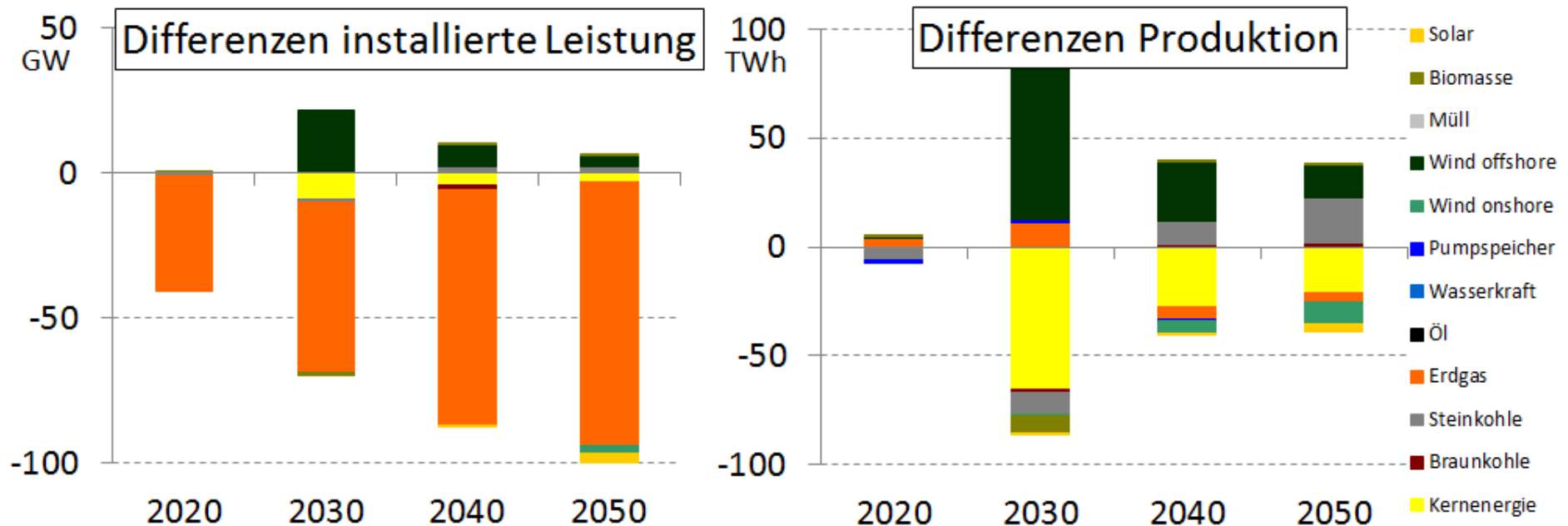
- Wechsel zum Stromimportland (aus FR, NL, PL und später NO)
- Export insb. nach Schweiz und Österreich (Wasserspeicher und Transitflüsse)
- Steigende Basepreise (Veränderungen im Kraftwerkspark und steigender modellendogener CO₂-Preis → 2030: ≈ 35 EUR/t, 2050: ≈ 80 EUR/t)

Überblick

- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- **Modellergebnisse**
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - **Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus**
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Ausblick

Modellergebnisse – Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus

Differenzen installierte Leistung und produzierte Strommengen - Europa



- Bei europ. KM stark verringerter Zubau von Gasturbinen → geringere Kapazitätsnachfrage
- Substitution von Produktion aus Kernenergie durch Wind offshore und flexible Steinkohlekraftwerke (insb. 2030 in DE, UK und NO)
- Geografische Verlagerung von Investitionen (Bsp. FR → DE, NL, CH)

Modellergebnisse – Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus

Vergleich der Gesamtsystemkosten

in Mrd. EUR/Jahr

Nationaler Europaweiter

	KM	KM	Differenz
2020	239,26	236,58	-2,67
2030	246,12	242,28	-3,84
2040	252,14	247,40	-4,73
2050	263,38	259,11	-4,27

- Ersparnis bei europaweitem Mechanismus liegt bei durchschnittlich rund 4 Mrd. EUR pro Jahr

Modellergebnisse – Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus

Kapazitätspreise und –kosten (DE)

Jahr	Kapazitätspreis in T EUR/MW	Kapazitäts- nachfrage in GW	Kosten in Mrd. EUR/Jahr
2020	42.506	99,1	4,2
2030	51.723	99,1	5,1
2040	50.704	99,1	5,0
2050	50.704	99,1	5,0

- Kapazitätskosten bei nationalen KM bei durchschnittlich 4,8 Mrd. EUR/Jahr
- In 2020 geringer Zubaubedarf zur Deckung der Kapazitätsnachfrage
- Gasturbinen preissetzend im Kapazitätsmarkt
- Zyklische Schwankungen der Kapazitätspreise bedingt durch Ersatzinvestitionen in entsprechenden Stützjahren

Modellergebnisse – Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus

Kapazitätskosten (Europa)

Jahr	Kapazitäts- nachfrage in GW	Kosten in Mrd. EUR/Jahr	Kapazitäts- nachfrage in GW	Kosten in Mrd. EUR/Jahr
2020	726,90	24,8	660,98	12,6
2030	726,90	26,9	660,98	12,6
2040	726,90	26,5	660,98	26,6
2050	726,90	30,8	660,98	33,2

- Geringerer Kapazitätsbedarf führt zu geringeren Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus
- In 2020 und 2030 höheres Preisniveau und verstärkte Refinanzierung der Kraftwerke über den Energy-Only Markt
- Ab 2040 vergleichsweise höhere Kapazitätskosten bedingt durch Ersatzinvestitionen

Modellergebnisse – Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus

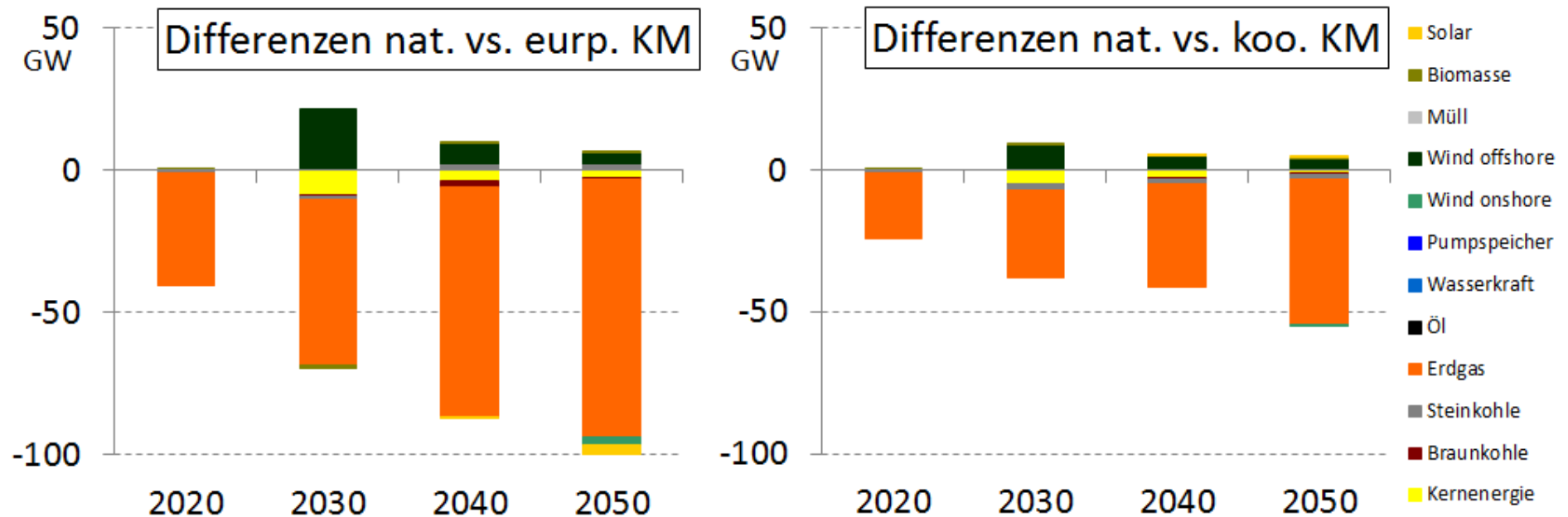
Zwischenfazit

- Unkoordinierte Einführung von KM bzw. nationale Alleingänge führen zu:
 - Überhöhter Kapazitätsvorhaltung
 - Zusätzlichen Kosten von mehreren Mrd. EUR pro Jahr
 - Ein europaweiter KM führt zu:
 - Geografischen Verlagerung von Investitionen an günstigere und zentrale Standorte (Bsp. FR → DE, NL, CH)
 - Geringerem Kapazitätsbedarf
 - Trotz anfänglich höherer Strompreise zu geringeren Gesamtkosten
- Aber: europaweiter KM erscheint aus politischen Gründen in naher Zukunft unrealistisch
- Alternativ: gemeinsame bzw. koordinierte Festlegung der Kapazitätsnachfrage denkbar (anteilige Kapazitätsvorhaltung gemäß europ. KM)

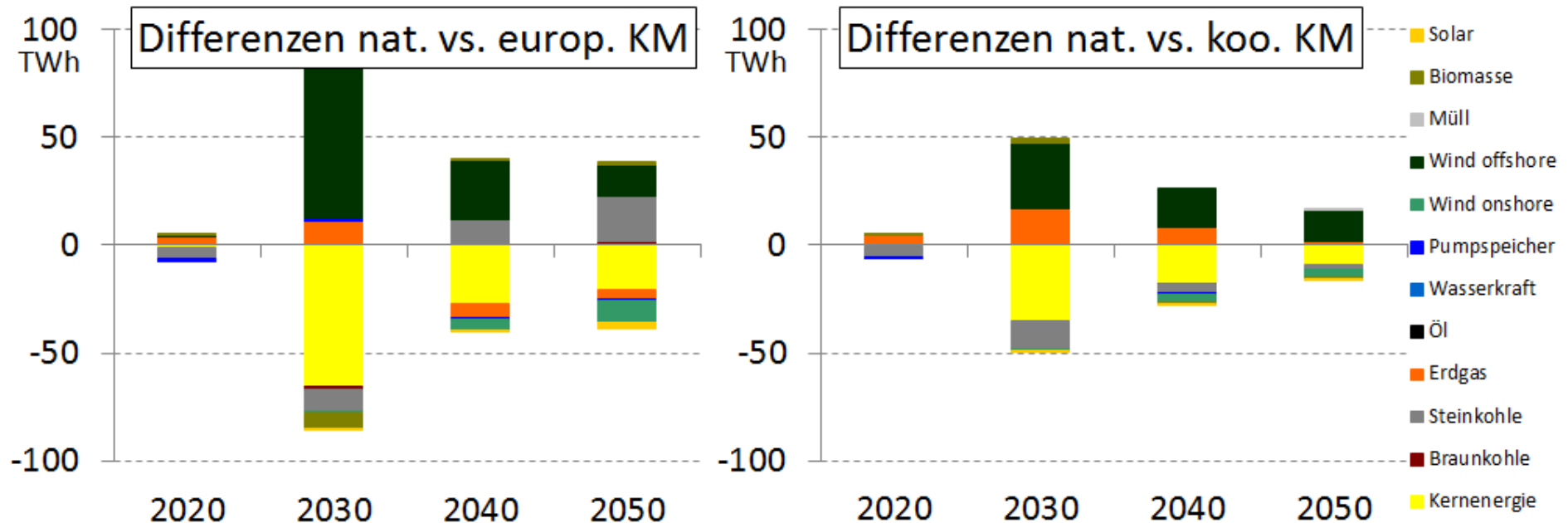
Überblick

- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- **Modellergebnisse**
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - **Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage**
- Ausblick

Modellergebnisse – Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit koordinierter Kapazitätsnachfrage

Differenzen installierte Leistung - Europa

- Nationale Kapazitätsmechanismen mit koordinierter Kapazitätsnachfrage führen trotz identischer Gesamtkapazitätsnachfrage zu höherem Zubau von Gasturbinen
- Keine Deckung der Kapazitätsnachfrage durch ausländische Kraftwerksleistung
- Keine Verlagerung von Investitionen an günstigere Standorte

Modellergebnisse – Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit koordinierter Kapazitätsnachfrage**Differenzen produzierte Strommengen - Europa**

- Bei koordinierter Kapazitätsnachfrage verstärkter Einsatz von Bestandskraftwerken
- Insgesamt geringere Abweichungen zu nationalen KM, da der KM mit koordinierter Kapazitätsnachfrage abgesehen vom geringeren Zubau von GTs zu einem vergleichbaren Kraftwerkspark führt

Modellergebnisse – Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit koordinierter Kapazitätsnachfrage

Vergleich der Gesamtsystemkosten

in Mrd. EUR/Jahr

	(1) Nat. KM	(2) Europ. KM	Differenz (2) und (1)	(3) koo. KM	Differenz (3) und (1)
2020	239,26	236,58	-2,67	237,23	-2,02
2030	246,12	242,28	-3,84	243,68	-2,44
2040	252,14	247,40	-4,73	249,42	-2,71
2050	263,38	259,11	-4,27	260,22	-3,16

- Ersparnis bei koordinierter Festlegung der Kapazitätsnachfrage liegt bei durchschnittlich rund 2,6 Mrd. EUR pro Jahr
- Effizienzverluste durch Ausbleiben der geografischen Verlagerung von Investitionen an günstigere Standorte

Modellergebnisse – Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit koordinierter Kapazitätsnachfrage

Kapazitätskosten (Europa)

Jahr	Kapazitätsnachfrage in GW <u>nat.</u>	Kosten in Mrd. EUR/Jahr	Kapazitätsnachfrage in GW <u>europ.</u>	Kosten in Mrd. EUR/Jahr	Kapazitätsnachfrage in GW <u>koo.</u>	Kosten in Mrd. EUR/Jahr
2020	726,90	24,8	660,98	12,6	660,98	15,8
2030	726,90	26,9	660,98	12,6	660,98	22,0
2040	726,90	26,5	660,98	26,6	660,98	23,7
2050	726,90	30,8	660,98	33,2	660,98	26,4

- Auf Ebene der Kapazitätskosten führt der KM mit koordinierter Kapazitätsnachfrage zu geringeren Kosten als nat. KM
- Ausbleiben von Ersatzinvestitionen vor allem in 2040 und 2050
- Verstärkte Refinanzierung der Kraftwerke über den Energy-Only Markt

Überblick

- Problemstellung
- Methodischer Ansatz
 - Europäisches Strommarktmodell E2M2s
 - Modellierung eines Kapazitätsmarktes
 - Herleitung der Kapazitätsnachfrage
- Modellergebnisse
 - Referenzszenario nationale Kapazitätsmechanismen
 - Nationale vs. europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Nationale vs. nationale Kapazitätsmechanismen mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- **Ausblick**

Ausblick - Koordinierte versus nationale Lösungen

- Unkoordinierte Einführung von KM bzw. nationale Alleingänge führen zu:
 - Überhöhter Kapazitätsvorhaltung
 - Zusätzlichen Kosten von mehreren Mrd. EUR pro Jahr
 - europaweiter KM erscheint aus politischen Gründen in naher Zukunft unrealistisch
- Koordinierte Festlegung des jeweils nationalen Kapazitätsbedarfs führt zu:
 - Einer verhältnismäßig geringeren Ersparnis (Systemkosten) ggü. dem europ. KM
 - Bietet jedoch die Möglichkeit, mit geringem Koordinationsaufwand einen Großteil der Effizienzpotenziale eines europäischen KM zu heben
 - Voraussetzung: Kontrolle der effektiven Vorhaltung der anteiligen Kapazität
 - Vorteile:
 - individuelle nationale Ausgestaltung des KM weiterhin möglich
 - Nationale Versorgungssicherheit weitgehend gewährleistet

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Michael Bucksteeg

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen

Universitätsstraße 12 | 45117 Essen

michael.bucksteeg@uni-due.de

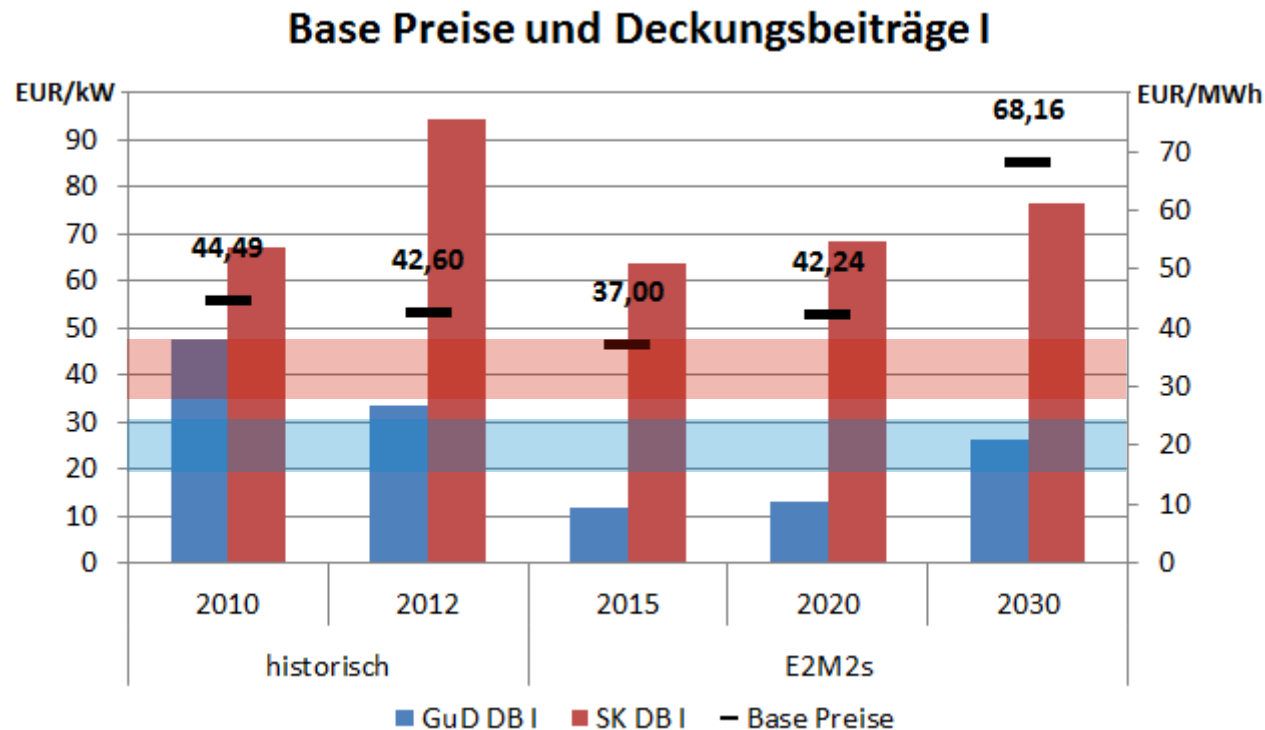
Tel. +49 201/183-2967

Exkurs - Berechnung von Kraftwerksdeckungsbeiträgen

- Übertragung der mehrstufigen Deckungsbeitragsrechnung auf Kraftwerkserlöse und Fixkosten

Kalkulationsobjekt	Berechnung
<i>Umsatzerlöse</i>	<i>Strompreis · produzierte Strommenge (+ Wärmepreis · produzierte Wärmemenge)</i>
<i>– Variable Kosten</i>	<i>Brennstoffkosten + CO₂ Kosten + var. Betriebskosten + Steuern</i>
<i>+ Zuschläge</i>	<i>(+ KWK Zuschlag + Steuervergünstigungen + verm. Netznutzungsentgelte)</i>
= Deckungsbeitrag I	
<i>– Fixe jährliche Betriebskosten</i>	<i>Personal + Wartung + Versicherung</i>
= Deckungsbeitrag II	
<i>– Annualisierte Investitionskosten</i>	<i>Investitionskosten · Annuitätenfaktor</i>

Energy-Only Markt - Deckungsbeiträge ohne KWK – vereinfachte Rechnung



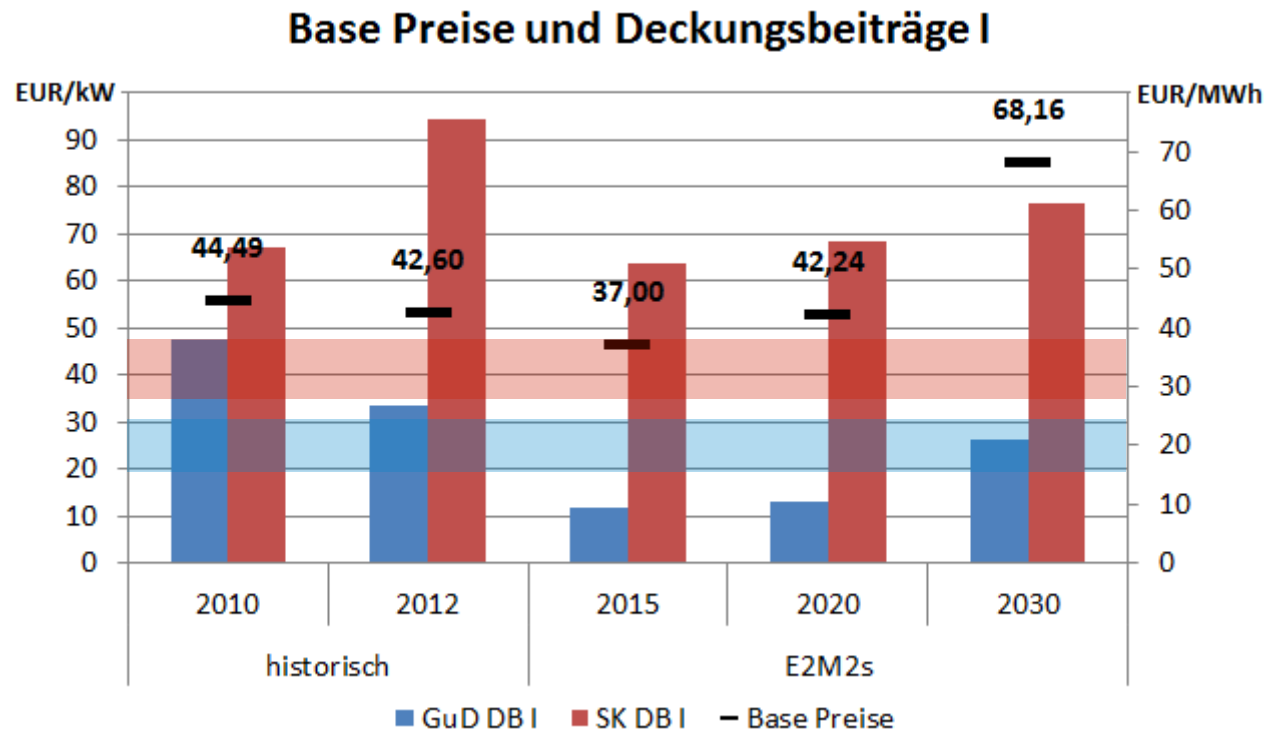
- **Zum Vergleich:**

- GuD: jährliche fixe Betriebskosten 19-30 EUR/kW
annualisierte Investitionskosten 54-102 EUR/kW
- SK: jährliche fixe Betriebskosten 35-48 EUR/kW
annualisierte Investitionskosten 127-150 EUR/kW

GuD: Wirkungsgrad 58 %, CO₂-Faktor 0,205 t/MWh_{th}, 100 % Verfügbarkeit

SK: Wirkungsgrad 46 %, CO₂-Faktor 0,342 t/MWh_{th}, 85 % Verfügbarkeit

Energy-Only Markt - Deckungsbeiträge ohne KWK – vereinfachte Rechnung



- Deckungsbeiträge im Energy-Only Markt steigen ab 2020 aufgrund steigender Strompreise an
 - Anstieg bei GuD durch steigenden CO₂-Preis relativ höher
- Betrachtete Kraftwerke decken jedoch auch in 2030 ihre Vollkosten nicht

Methodischer Ansatz

Modellierung einer strategischen Reserve

Wie bei der Regelleistung ist zu unterscheiden zwischen:

- Vorhaltung von Reserveleistung → Leistungspreis
 - Bei Überkapazitäten im Markt, die keine Deckungsbeiträge erwirtschaften:
Im Wesentlichen bestimmt durch fixe Betriebskosten
 - Bestimmung auf Basis der Merit Order der fixen Betriebskosten
 - Marktbasierter Beschaffungsmechanismus: Ausschreibung mit Vergütung auf Basis des Grenzpreises (Marginal Price)
 - Festlegung der Kapazitätsmenge in Abhängigkeit von der Jahreshöchstlast (bspw. 5 % → DE 4,5 GW)
 - Implementierung der strategischen Reserve: $\sum Block \uparrow \cdot \sum Land \uparrow \cdot P \downarrow Block \geq 0,05 \cdot Last \downarrow max$
- Abruf von Reservearbeit → Arbeitspreis
 - Abhängig von der gesetzten Preisobergrenze, bspw. 3.000 EUR/MWh
 - Modellierte Spitzenpreise aufgrund von Überkapazitäten bis 2020 (selbst bei 10 GW strategischer Reserve) zu gering → kein Abruf von Reservearbeit

Strategische Reserve

Auswirkungen und Kosten einer strategischen Reserve

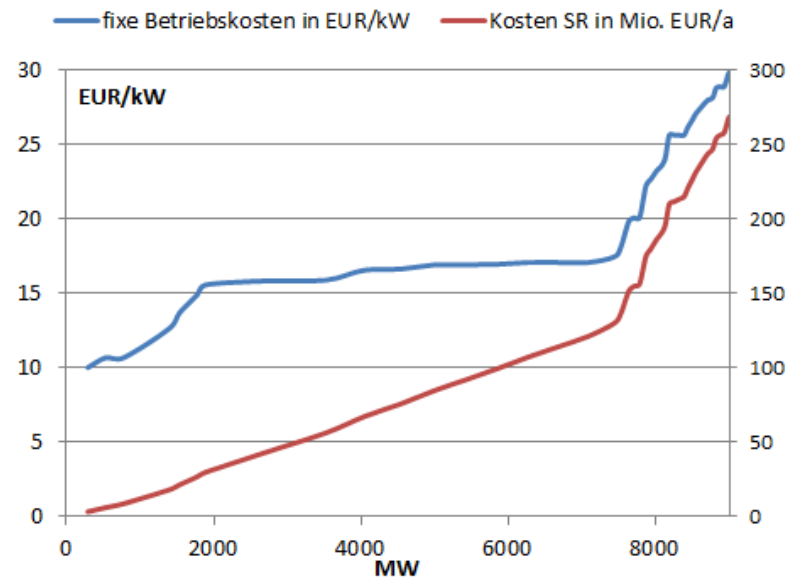
- Verknappung der Kapazitäten im Energy-Only Markt um 5 % der Jahreshöchstlast führt zu keinen Veränderungen der Preise
- Somit unveränderte Deckungsbeiträge der im Markt verbleibenden Kraftwerke, da weiterhin Überkapazitäten bestehen

→ **Kosten für die Vorhaltung** einer strategischen Reserve in Höhe von 5 % der Jahreshöchstlast würden bei rund **86 Mio. EUR/Jahr** liegen

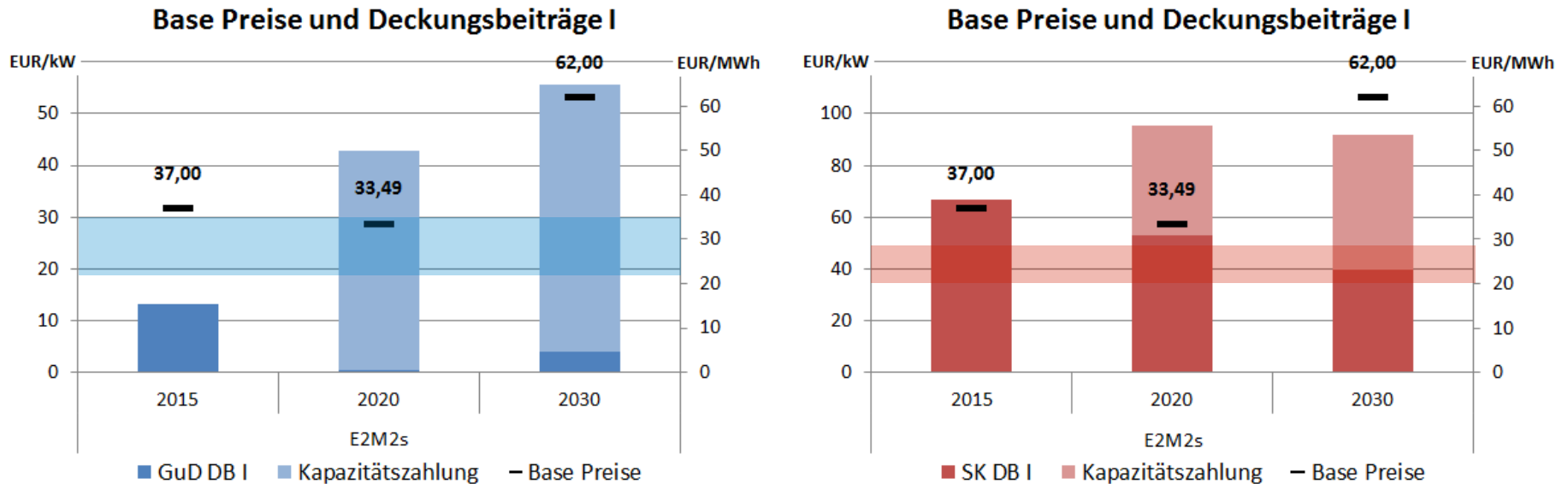
– wenn kein strategisches Bieten erfolgt

→ Aufgrund der relativ geringeren fixen Betriebskosten und der fehlenden Deckungsbeiträge im Spotmarkt gehen insb. flexible Gasturbinen in die strategische Reserve

Merit Order der fixen Betriebskosten 2015



Nationale Kapazitätsmechanismen - Deckungsbeiträge ohne KWK – vereinfachte Rechnung



- Deckungsbeiträge im Energy-Only Markt gehen mit Kapazitätsmarkt aufgrund niedrigerer Strompreise zurück
- Steigender CO₂-Preis (insb. in 2030) reduziert DB des SK-Kraftwerks weiter
- Kapazitätszahlungen in 2020 und 2030 ermöglichen die Deckung der fixen Betriebskosten, aber nur einen Teil der Investitions- und Kapitalkosten, da Gasturbinen mit geringen Investitionskosten im Kapazitätsmarkt preissetzend sind

Ausblick - Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken

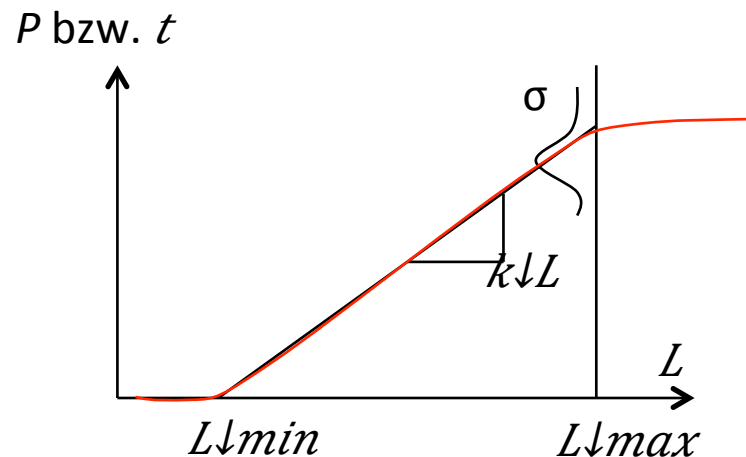
- **Energy-Only Markt**
 - Nach 2020 leicht steigende Deckungsbeiträge
 - Betrachtetes GuD-Kraftwerk (ohne KWK) erwirtschaftet im günstigsten Fall die fixen Betriebskosten erst ab 2030
- **Strategische Reserve**
 - Keine Veränderung der Deckungsbeiträge ggü. reinem Energy-Only Markt
 - Trotz Verknappung der Kapazitäten im Energy-Only Markt weiterhin Überkapazitäten und somit kein Abruf der strategischen Reserve
- **Kapazitätsmärkte**
 - Deckungsbeiträge im Energy-Only Markt gehen bei nationalem Kapazitätsmarkt aufgrund niedrigerer Strompreise zurück
 - Kapazitätzahlungen in 2020 und 2030 ermöglichen die Deckung der fixen Betriebskosten, aber nur einen Teil der Investitions- und Kapitalkosten
 - Ein europaweiter Kapazitätsmarkt führt zu einer stärkeren Auslastung von Bestandskraftwerken, wodurch die DB im Energy-Only Markt steigen; die Kapazitätzahlungen sind jedoch entsprechend geringer

Methodischer Ansatz

Herleitung der Kapazitätsnachfrage

(2) Ermittlung der Verteilung der Last L :

- Approximation der Lastdauerlinie
- Notwendig da Extremwerte nur selten beobachtbar
- Ansatz: Überlagerung von Gleichverteilung und Normalverteilung
- Empirische Bestimmung der Parameter $L \downarrow min$, $L \downarrow max$ und σ
- Dabei Fokus auf guter Anpassung bei hoher Last



Methodischer Ansatz

Europäisches Strommarktmodell E2M2s

Prämisse des funktionierenden Wettbewerbs

→ **Marktergebnis** kann durch **zentrale Optimierung** repräsentiert werden
(LP-Modell)

- Fokus auf Interdependenzen zwischen Investitionsentscheidungen und Kraftwerksbetrieb
- Verwendung eines stochastischen Optimierungsansatzes
 - wegen stochastischen Fluktuationen bei erneuerbaren Energien
 - in deterministischem Optimierungsansatz nicht berücksichtigt
 - Abbildung von „extremen Stunden“ möglich, die zu "bottlenecks" führen und maßgeblichen Einfluss auf die Preise und Investitionen haben

Methodischer Ansatz

Herleitung der Kapazitätsnachfrage

- $F_{\downarrow\psi}$ ergibt sich aus Faltung der Verteilungen:

- der verfügbaren Leistung P und
- der Last L

(1) Ermittlung der Verteilung der verfügbaren Leistung P :

- Im Prinzip abhängig von den einzelnen installierten Blöcken, deren Blockleistung und Ausfallwahrscheinlichkeit
- Näherung:
 - Homogener Kraftwerksbestand mit identischen Blöcken
 - Gesetz der großen Zahl
 - Normalverteilung der verfügbaren Leistung
 - Freie Leistung monoton wachsende Funktion der installierten Leistung

$$\rightarrow F_{\downarrow\psi}(0; P_{\downarrow inst}) \leq \alpha \Leftrightarrow P_{\downarrow inst} \geq P_{\downarrow 0} \quad (3)$$

mit $P_{\downarrow 0}$ so dass $F_{\downarrow\psi}(0; P_{\downarrow 0}) = \alpha$

- Lineare Kapazitätsrestriktion in Marktmodell:

$$\sum_{Block} L_{\uparrow} \cdot P_{\downarrow Block} \geq P_{\downarrow 0} \quad (4)$$

wobei: $P_{\downarrow Block} \in \{Thermisch, Wasser\}$