

Neues Strommarktdesign: Eine nachhaltige ökonomische Basis für ein neues Energiesystem

**7. Lautrer ENERGIEforum
» Neues Strommarktdesign «**

**Dr. Felix Chr. Matthes
Kaiserslautern, 18. März 2015**

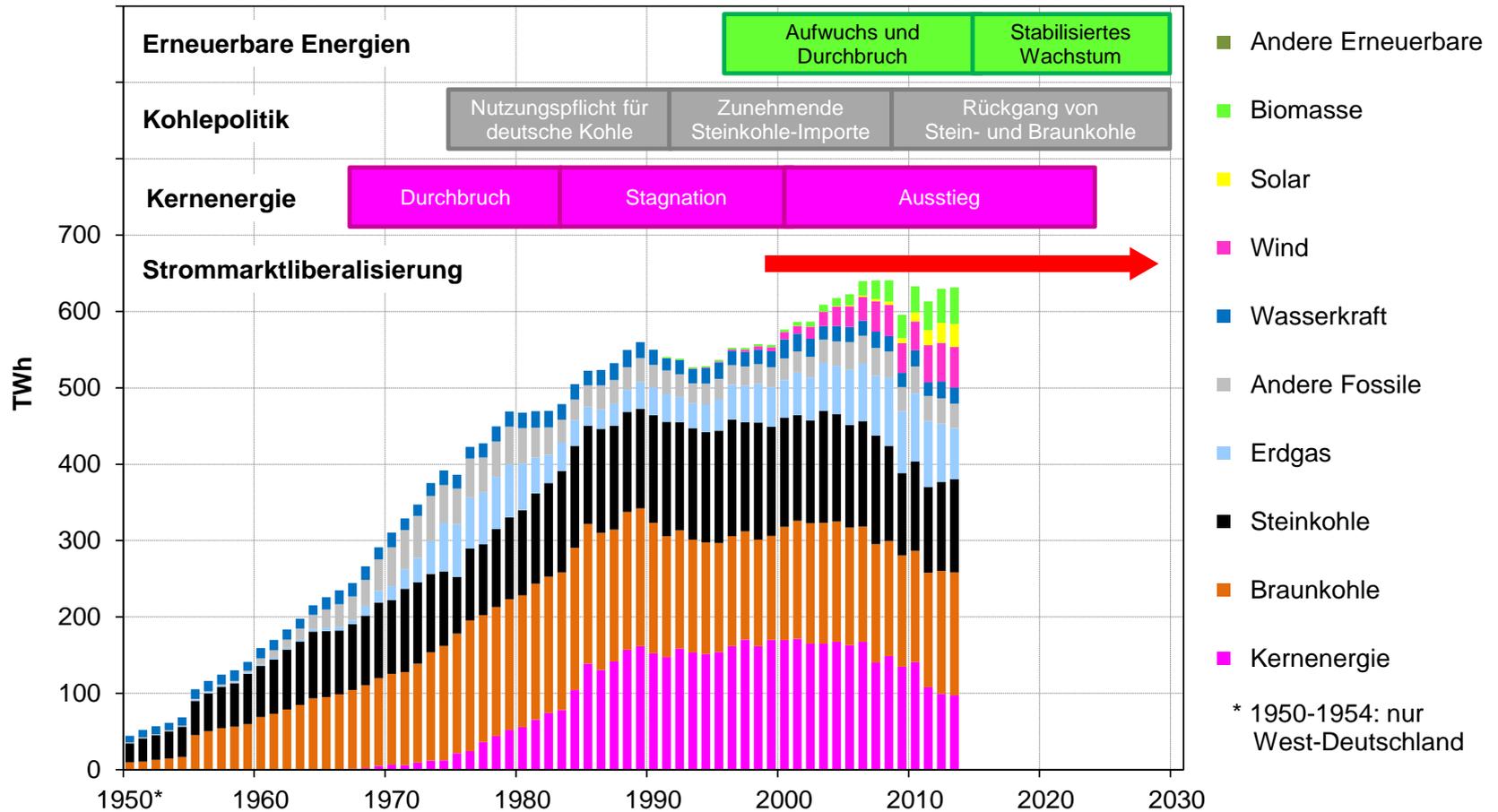
Die Diskussion um das Strommarktdesign

Eine unübersichtliche Debattenlage



Die Diskussion um das Strommarktdesign

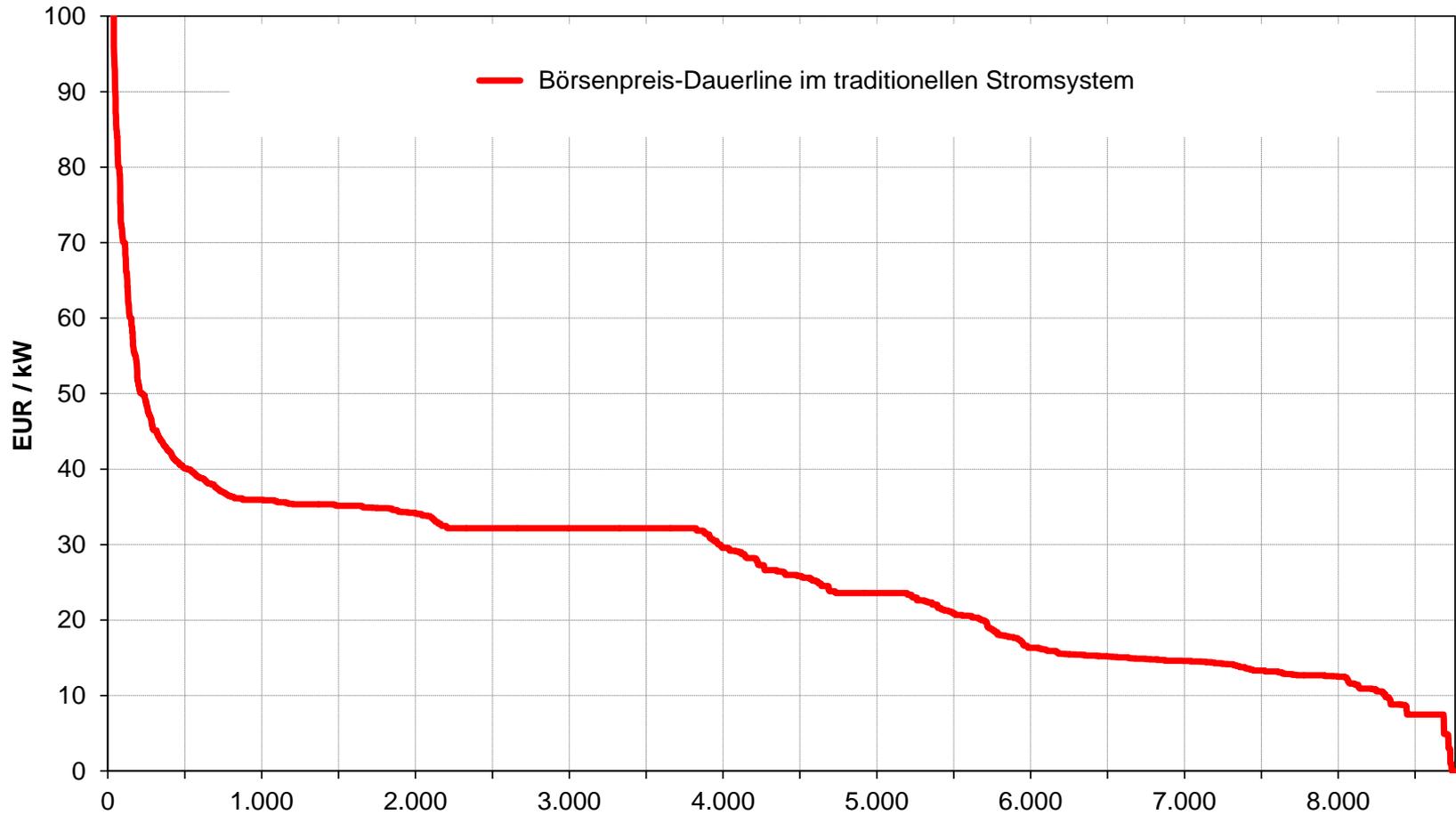
Unterschiedliche Herausforderungen (1)



- **Am Ende der Übergangsphase zum liberalisierten Strommarkt**
 - Strommarkt-Liberalisierung im Jahr 1998 (nach 63 Jahren Monopol-system und auf der Basis des dort errichteten Kraftwerksparks)
 - erstmalige Notwendigkeit erheblicher Investitionen (Kraftwerke, Nachfrageflexibilität, Speicher), die komplett über den liberalisierten Strommarkt refinanziert werden müssen
- **In der Mitte des Ausstiegs aus der Kernenergie**
 - politisch (aus guten Gründen) getriebene Abschaltung erheblicher Kernkraftwerks-Kapazitäten von 2011 bis 2022
- **Am Ende der 1. Etappe des Übergangs zu regenerativen Energien**
 - massiver Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien (mit Schwerpunkt auf Wind und Solarenergie)
 - zunehmende Beeinflussung des traditionellen Strommarkts durch Wind- und Solarenergie (Grenzkosten Null)
 - Grid-Parity dezentraler Erzeugung (massive indirekte Transfers)
- **Bei deutlich gestiegenen Kosten fossiler Kraftwerke und massiv gesunkenen Kosten für Erneuerbare sowie volatilen Brennstoffpreisen**

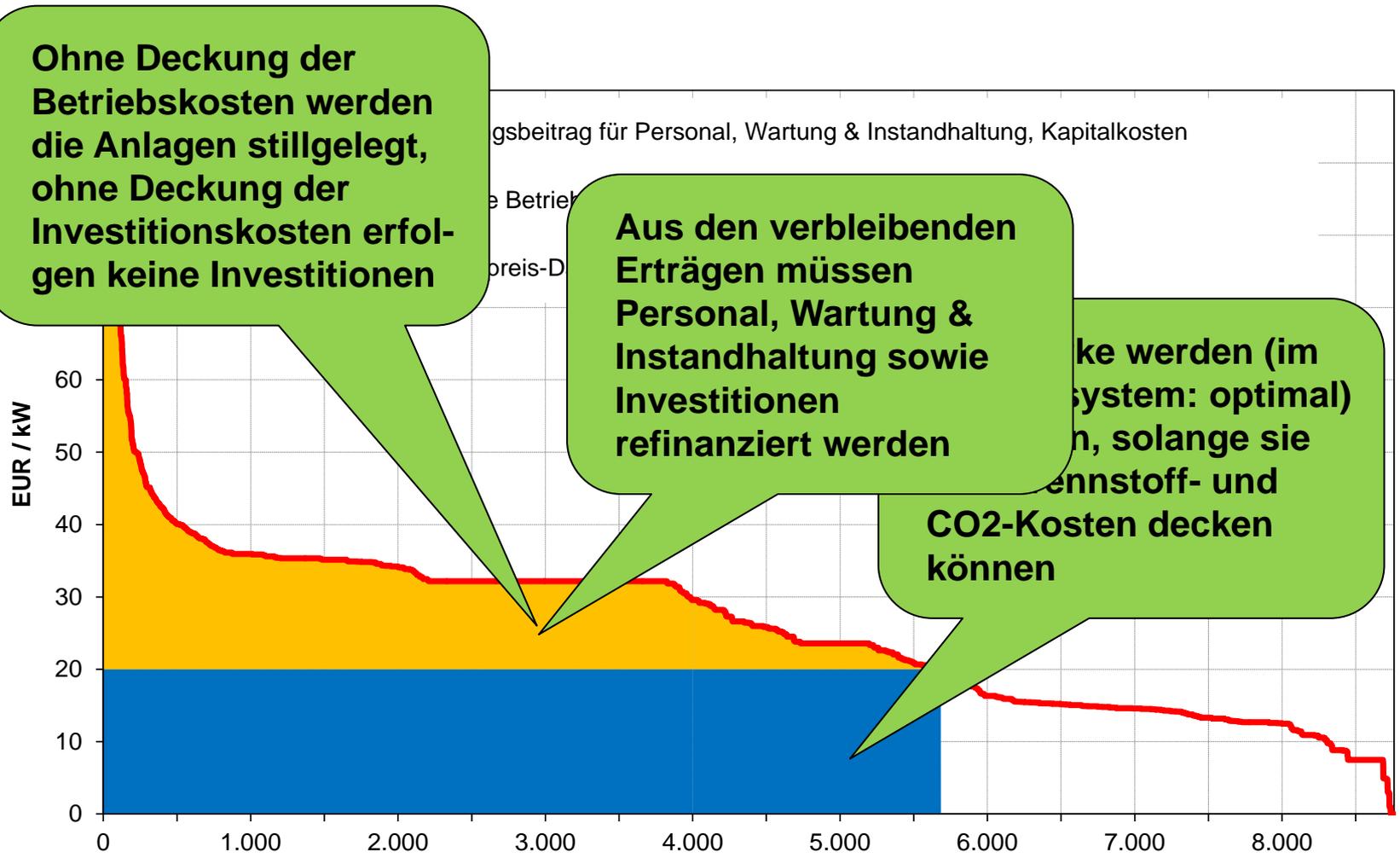
Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes

Die Strombörse als zentrales Segment



Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes

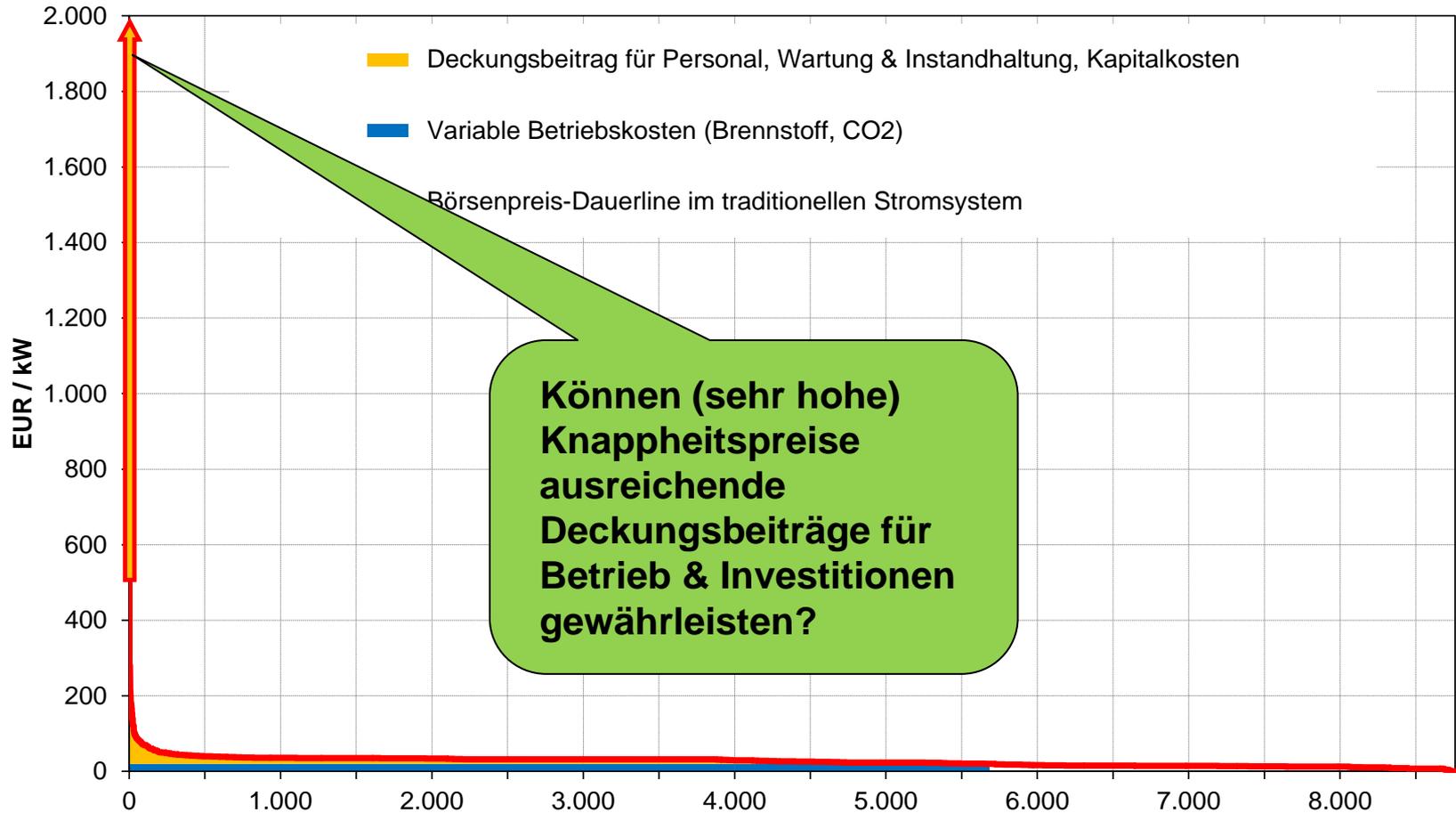
Koordination und Finanzierung über die Strombörse



- **Die Strombörse als zentrales Element des aktuellen Marktdesigns erfüllt eine hervorragende Koordinationsfunktion für den kostenoptimalen Betrieb der bestehenden Kraftwerke**
- **Nahezu alle Erdgas- und einige Steinkohlekraftwerke können ihre fixen Betriebskosten im aktuellen Marktumfeld nicht mehr decken**
 - im Kontext einer Überkapazitätssituation ist das nicht ungewöhnlich
 - der Abbau von Überkapazitäten würde ohne weitere Flankierung vor allem im Bereich dieser Kraftwerke erfolgen – im Kontext der Energiewende (systemtechnisch steigender Bedarf an flexiblen Gaskraftwerken) ist dies sehr problematisch
 - die vor allem 2021/2022 folgende Abschaltung der Kernkraftwerke kann dann zu Versorgungssicherheitsproblemen führen
- **Investitionen können im aktuellen und absehbaren Marktumfeld nicht refinanziert werden**
 - dies gilt für alle Kraftwerksarten,
 - aber auch für Nachfrageflexibilität und auch für Speicher
- **Können Knappheitspreise dies ändern?**

Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes

Streitpunkt Knappheitspreise



- **Das Missing-Money-Problem im nicht-regenerativen Segment**

1a) Kann der EOM sehr hohe Preise (>1000 €/MWh) erzeugen?

Ohne jeden Zweifel, ob und inwieweit solche Preise in extremen Marktsituationen rational sind, sei dahingestellt.

1b) Können solche Preisniveaus über längere Zeiträume im Jahr (>50 Stunden) auftreten?

Im Prinzip ja, angesichts der stochastischen Leistungsbeiträge v.a. der Windenergie sinkt die Wahrscheinlichkeit jedoch erheblich!

1c) Können solche Preisniveaus über längere Zeiträume im Jahr über mehrere Jahre (>5 Jahre) auftreten?

Im Prinzip ja, sobald aber Investitionen in die Ausweitung des Leistungsangebots oder die Nachfrageflexibilität erfolgen, ist der Fortbestand dieser Preisniveaus unwahrscheinlich, siehe auch 1b).

2) Wird der Regulierer angesichts dieser Preisniveaus auf Eingriffe verzichten?

...?!

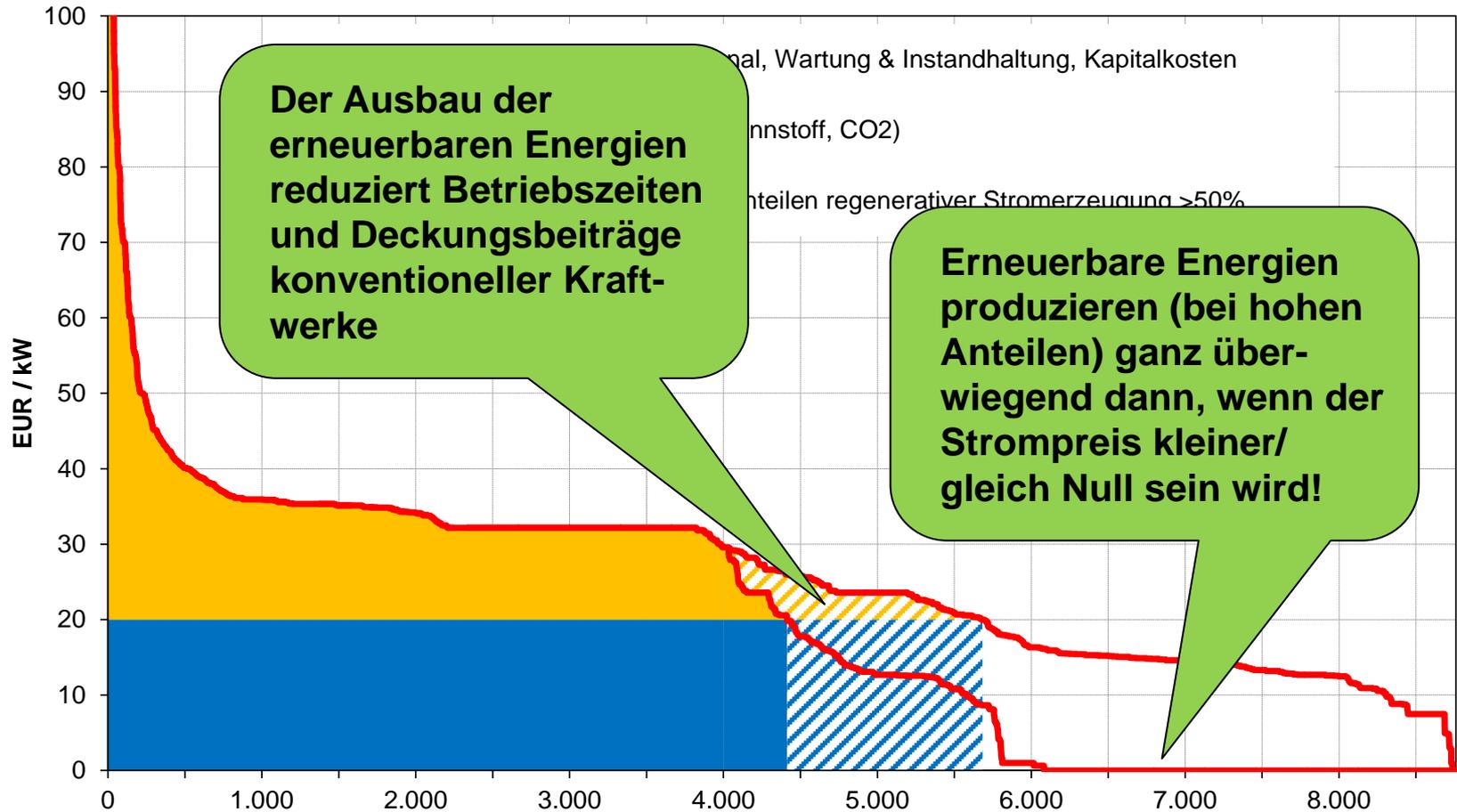
3) Mit welchen Risikozuschlägen (wenn überhaupt) sind in dieser Situation Investitionen (Angebots- oder Nachfrageseite) möglich?

...?!

- **Dargebotsabhängigkeit (Fluktuation)**
 - Koordinations- und Flexibilitätsbedarf in neuer Qualität
- **(Teilweise) starke Ortsbindungen (Dargebot, Flächenverfügbarkeit)**
 - Infrastruktur- und Koordinationsbedarf
- **Kapitalkostenintensität und (sehr weitgehend) Grenzkosten von Null**
 - neue Elemente im Marktdesign werden notwendig
- **Dezentralität (für signifikante Teile des Systems)**
 - Perspektivisch massive indirekte Transfers (Marktdesign-Anpassung notwendig), Koordinationsbedarf, ökonomische Partizipation
- **Infrastrukturintensität**
 - neue Herausforderungen bei Akzeptanz und Regulierung

Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes

Ausbau Erneuerbarer verschärft die Herausforderung



- **Das Missing-Money-Problem im erneuerbaren Segment**
 - 1) Kann der EOM in den Zeiträumen jenseits der Spitzeneinspeisung von Sonne und Wind Preise erzeugen, die zur Refinanzierung der Investitionen und Wind- und Solarkraftwerke ausreichen?
Theoretisch sind solche Konstellationen zumindest für bestimmte Anteile der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie vorstellbar, es bedürfe jedoch extrem hoher – und aus heutiger Sicht: sehr unwahrscheinlicher – Brennstoff- bzw. CO₂-Preise.
 - 2) Wird der Regulierer angesichts solch hoher Preisniveaus, v.a. für CO₂-Zertifikate auf Eingriffe verzichten?
...?!
 - 3) Mit welchen Risikozuschlägen (wenn überhaupt) sind in dieser Situation Investitionen in regenerative Kraftwerke möglich?
...?!
- **Neben dem Missing-Money-Problem gibt es im erneuerbaren Segment ein Missing-Coordination-Problem!**
 - Im Fördersystem des EEG spielt es keine Rolle, ob regenerative Kraftwerke so ausgelegt und betrieben werden, dass möglichst werthaltiger Strom produziert wird

- **Können/werden (sehr hohe) Preisspitzen in Knappheitssituationen eine belastbare Basis für die Deckung der fixen Betriebskosten bzw. die Refinanzierung von Investitionen bilden?**
 - Ja: Beibehaltung des heutigen Strommarktdesigns (Strombörse)
 - **Nein:** Ergänzung des Energy-only-Marktes durch Kapazitätsmechanismen, die zusätzliches Einkommen für die Bereitstellung gesicherter Leistung schaffen
- **Ist (breite) Versorgungssicherheit ein heute schon privates, ein privatisierbares oder strategisch zu privatisierendes Gut?**
 - Ja: Beibehaltung des heutigen Strommarktdesigns oder Übergang zu einem Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage (Kapazitätsnachfrage ergibt sich aus der Summe der Verbraucherpräferenzen)
 - **Nein:** Übergang zu einem Kapazitätsmarktmodell mit zentraler Nachfrage (Explizite Vorgabe des Versorgungssicherheitsniveaus und Ausschreibung von Kraftwerkskapazitäten)

Strommarktdesign im nicht-regenerativen Segment

Was ist Versorgungssicherheit für ein Gut?

		Die Inanspruchnahme bestimmter Güter		
		kann	soll nicht	kann nicht
		ausgeschlossen werden		
Bei der Inanspruchnahme bestimmter Güter	herrscht Rivalität	z.B. Lebensmittel, Investitionsgüter	z.B. Arbeitsvermittlung	z.B. Gemeindeflächen
	herrscht ab einer bestimmten Nutzungsdichte Rivalität	z.B. private Erholungsparks	z.B. Nutzung öffentlicher Fernstraßen	z.B. Nutzung innerstädtischer Straßen
	herrscht keine Rivalität	z.B. Pay-TV	z.B. innere Sicherheit	z.B. Straßenbeleuchtung
		Private Güter Klub-/ Mautgüter	Meritorische Güter	Allmende-Güter Öffentliche Güter

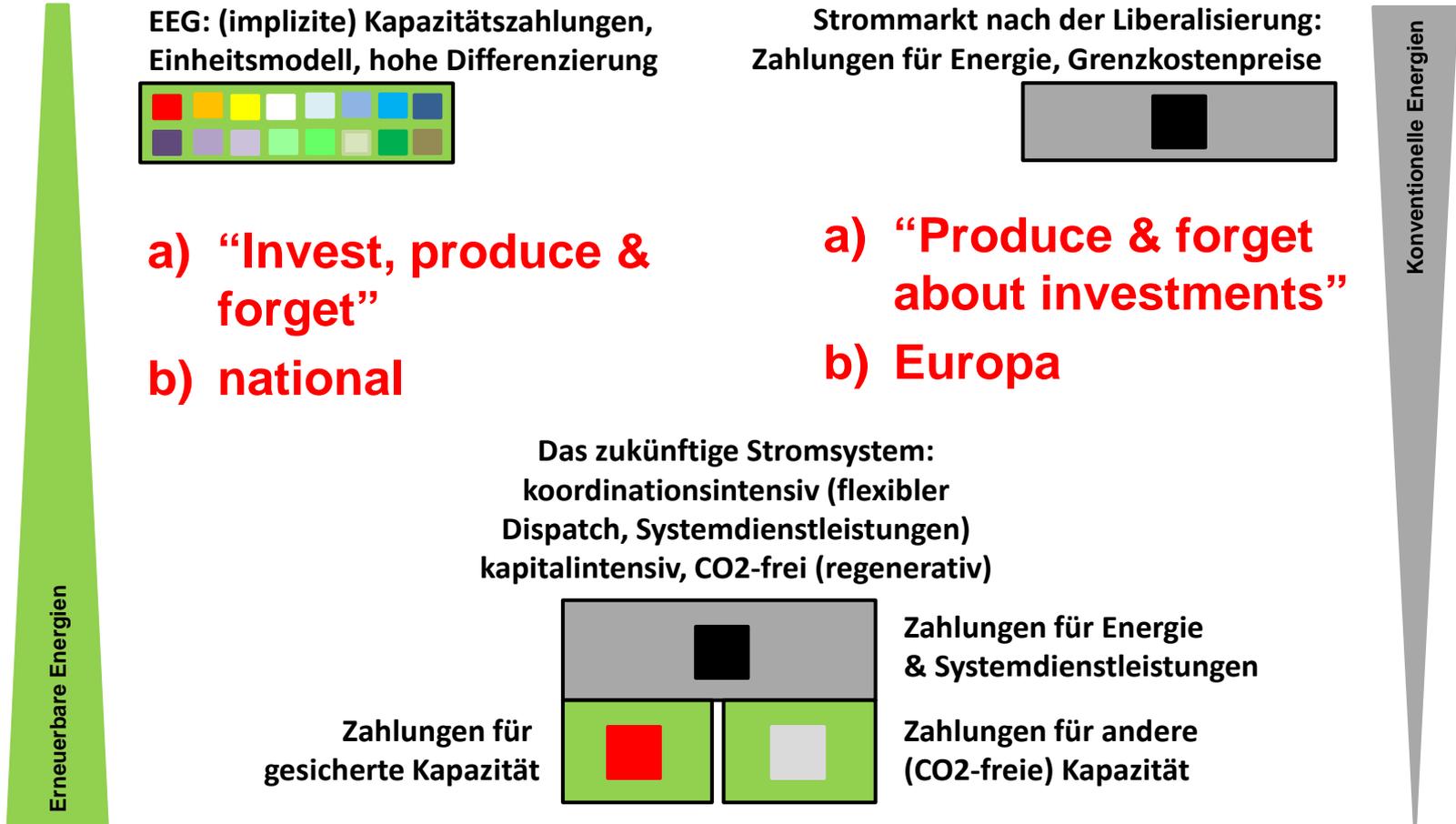
- **Werden für die Refinanzierung von Neu-Investitionen längerfristig berechenbare Einkommensströme aus Kapazitätsmechanismen benötigt?**
 - **Ja:** Übergang zu einem Kapazitätsmarktmodell mit zentraler Nachfrage (u.a. Ausschreibung für wettbewerblich ermittelte, aber länger laufende Kapazitätszahlungen für neue Kraftwerks-, Nachfrageflexibilitäts- bzw. Speicher-Kapazitäten)
 - Nein: Beibehaltung des heutigen Strommarktdesigns oder Übergang zu einem Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage
- **Spielen die für Verbraucher entstehenden Kosten aus Kapazitätszahlungen und Strommarkteffekten eine wichtige Rolle?**
 - **Ja:** Übergang zu einem Kapazitätsmarkt mit zentraler Nachfrage, der nur die Kapazitäten adressiert, die mit wirtschaftlichen Problemen konfrontiert sind
 - Nein: Übergang zu Kapazitätsmarktmodellen mit zentraler oder dezentraler Nachfrage, die Kapazitätszahlungen für den gesamten Kraftwerkspark vorsehen

- **Sollen neben der Gewährleistung von Versorgungssicherheit über das Kapazitätsmarkt-Instrument noch weitere Ziele bzw. entsprechende Absicherungen (Vermeidung klimaschutzpolitisch problematischer Entwicklungen, gezielter Aufbau von Flexibilitäten im Stromsystem) verfolgt werden?**
 - **Ja**: Übergang zu einem Kapazitätsmarktmodell mit zentraler Nachfrage und selektiven Kapazitätzahlungen für klimafreundliche und flexible Kapazitäten
 - **Nein**: Übergang zu einem umfassenden (nicht-selektiven) Kapazitätsmarktmodell mit zentraler oder dezentraler Nachfrage, das allein Versorgungssicherheit adressiert und keine Differenzierung bzgl. Emissionen oder Flexibilität für die unterschiedlichen Kapazitäten vorsieht

- **Soll die Wertigkeit des erzeugten Stroms bei Auslegungs- und Betriebsentscheidungen eine Rolle spielen?**
 - **Ja:** Übergang zu einem Finanzierungssystem auf Basis fester Prämien
 - Nein: Beibehaltung des Festpreissystems
- **Sollen/können die Finanzierungsbeiträge (im Kontext des liberalisierten Strommarkts) weiterhin administrativ festgelegt werden?**
 - Ja: Beibehaltung des Festpreissystems
 - **Nein:** Übergang zu Modellen mit wettbewerblicher Preisbildung (Ausschreibungen, Quoten)
- **Ist der Abbau von Verzerrungen des Strompreissignals der Strombörse (z.B. negative Preise) notwendig oder sinnvoll?**
 - **Ja:** Übergang von Strommengen- auf Kapazitätsprämien
 - Nein: Beibehaltung des Festpreissystems (im Kontext der gleitenden Marktprämie) oder Übergang zu Strommengenprämien

- **Werden für die Refinanzierung von Investitionen längerfristig berechenbare Einkommensströme benötigt?**
 - **Ja:** Beibehaltung des Festpreissystems oder Übergang zu Ausschreibungsmodellen
 - Nein: Übergang zu Quotenmodellen
- **Soll/kann der Finanzierungsmechanismus für regenerative Energien technologieneutral ausgestaltet werden**
 - Ja: Übergang zu technologieneutralen Festpreisen oder technologieneutralen Ausschreibungs- bzw. Quotenmodellen
 - **Nein:** Nein Verbleib bei Festpreissystemen oder Übergang zu technologiespezifischen Ausschreibungsmodellen

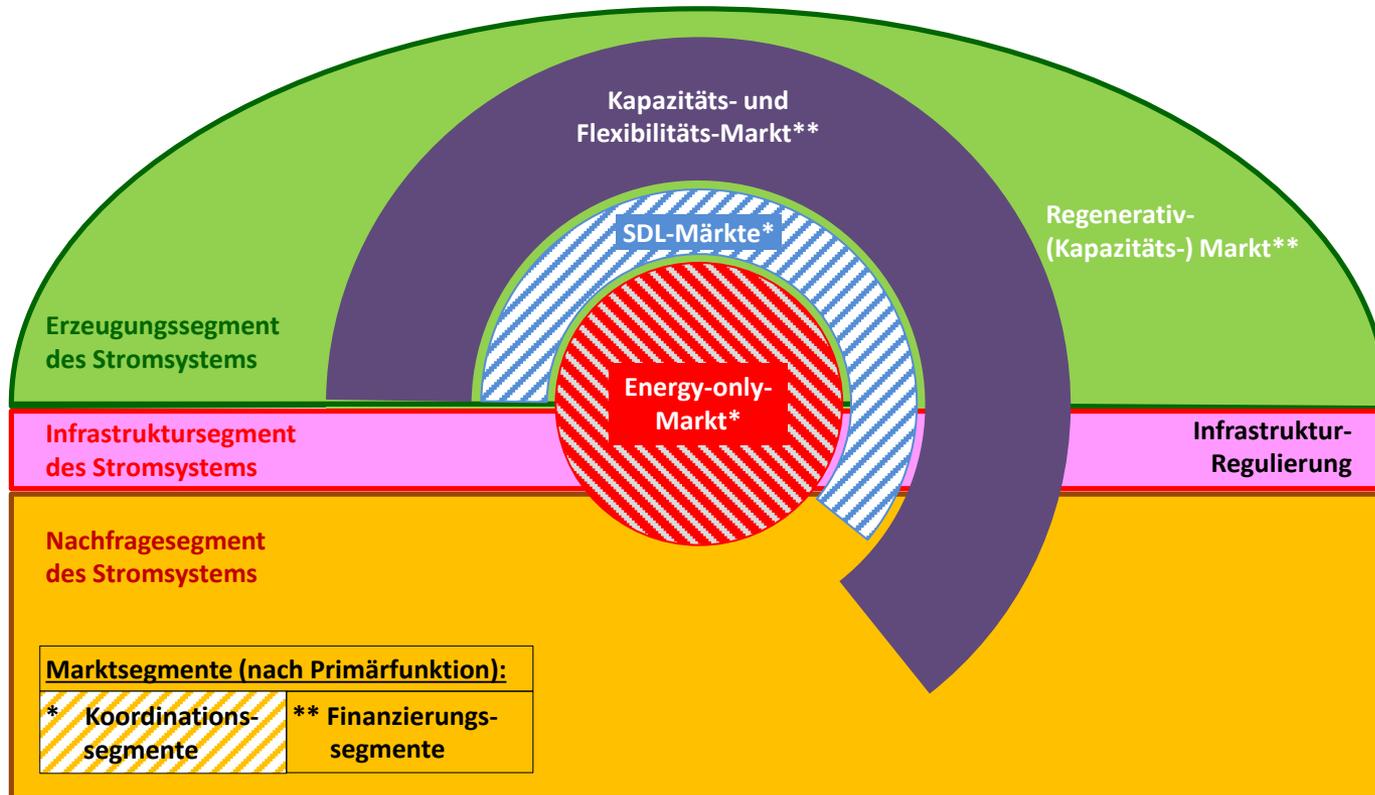
Im Überblick: Die anstehende Transformation einer polarisierten Struktur des Strommarktes



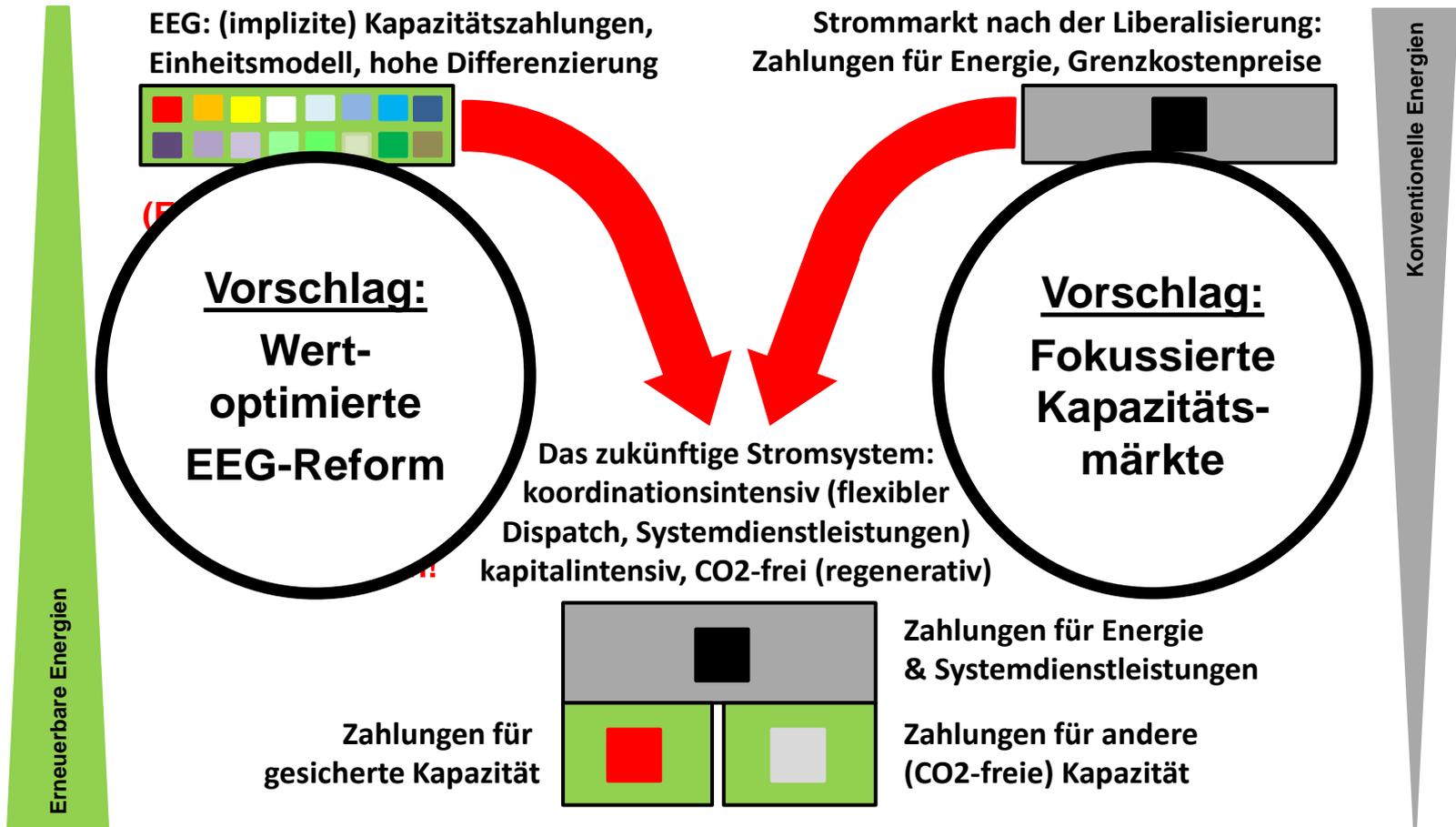
- a) “Invest, produce & forget”
- b) national

- a) “Produce & forget about investments”
- b) Europa

- a) Welcher Weg dorthin?
- b) Wieviel Europa in welcher Etappe



Übergangsoption #3 (#1 & 2 gern auf Nachfrage) Marktrealismus mit Vision auf beiden Seiten



Aufgeklärte Reform: Klare strukturelle Perspektive, auch auf Lernen angelegte Schritte hin zu Konvergenz & Integration

- **Hat das alles noch etwas mit Markt zu tun?**
 - die Marktfrage entscheidet sich daran, WIE Preise entstehen, durch administrative Festlegung (wie Festpreise im aktuellen EEG) oder im Wettbewerb (Festprämien-Ausschreibungen für Erneuerbare, Kapazitätsmärkte, Strombörse)
 - die Marktfrage entscheidet sich NICHT daran, wer die Nachfrage festlegt (vgl. z.B. den Markt für Kfz-Haftpflichtversicherungen)
 - ein marktlicher Rahmen ist b.a.W. im EU-Rahmen rechtlich bindend
- **Wo stehen wir momentan im politischen Prozess in Deutschland?**
 - Die Bundesregierung will erkennbar in dieser Legislaturperiode eine Entscheidung zu Kapazitätsmärkten vermeiden, dies wird (faktisch) in die nächste Legislaturperiode verschoben
 - Die Bundesregierung wird 2016 den weitgehenden Übergang zu Ausschreibungen im EEG vollziehen, Strukturreformen werden auf die nächste Legislaturperiode verschoben
 - Hinweis: Die Europäische Kommission wird 2015/2016 eigene Vorstellungen zum Rahmen für Kapazitätsmärkte und Finanzierung Erneuerbarer öffentlich machen

- **Spannungsfelder**
 - unterschiedliche Kompetenzzuweisungen für
 - Binnenmarkt (Europäische Union)
 - Versorgungssicherheit (Mitgliedstaaten)
 - Energiemix (Mitgliedstaaten)
 - kurz- und mittelfristig bleibt die Bereitschaft zur Kompetenzverlagerung in Richtung EU fraglich, das Beihilferecht ist als Harmonisierungsmechanismus nicht geeignet
 - (sehr) unterschiedliche Entwicklungsstadien bei Systemtransformation sowie Investitions- und Politikzyklen in den Mitgliedstaaten
- **Erfolgversprechende Ansätze**
 - regionale Kooperation und partielle Integration
 - Mengenabstimmung
 - Entwicklung von gemeinsamen Ziel-Modellen
 - bis auf Weiteres: Konvergenz statt Harmonisierung

Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012):
Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin, 8. Oktober 2012.

<http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

Öko-Institut (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign.* Berlin, Oktober 2014

<http://www.oeko.de/publikationen/download/2127/index.html>

Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft (2015):
Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion. Kommentierung und Bewertung der Impact-Assessment-Studien zu Kapazitätsmechanismen im Auftrag Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes.
Berlin, Februar 2015.

<http://www.oeko.de/oekodoc/2218/2015-003-de.pdf>

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de
twitter.com/FelixMatthes

