

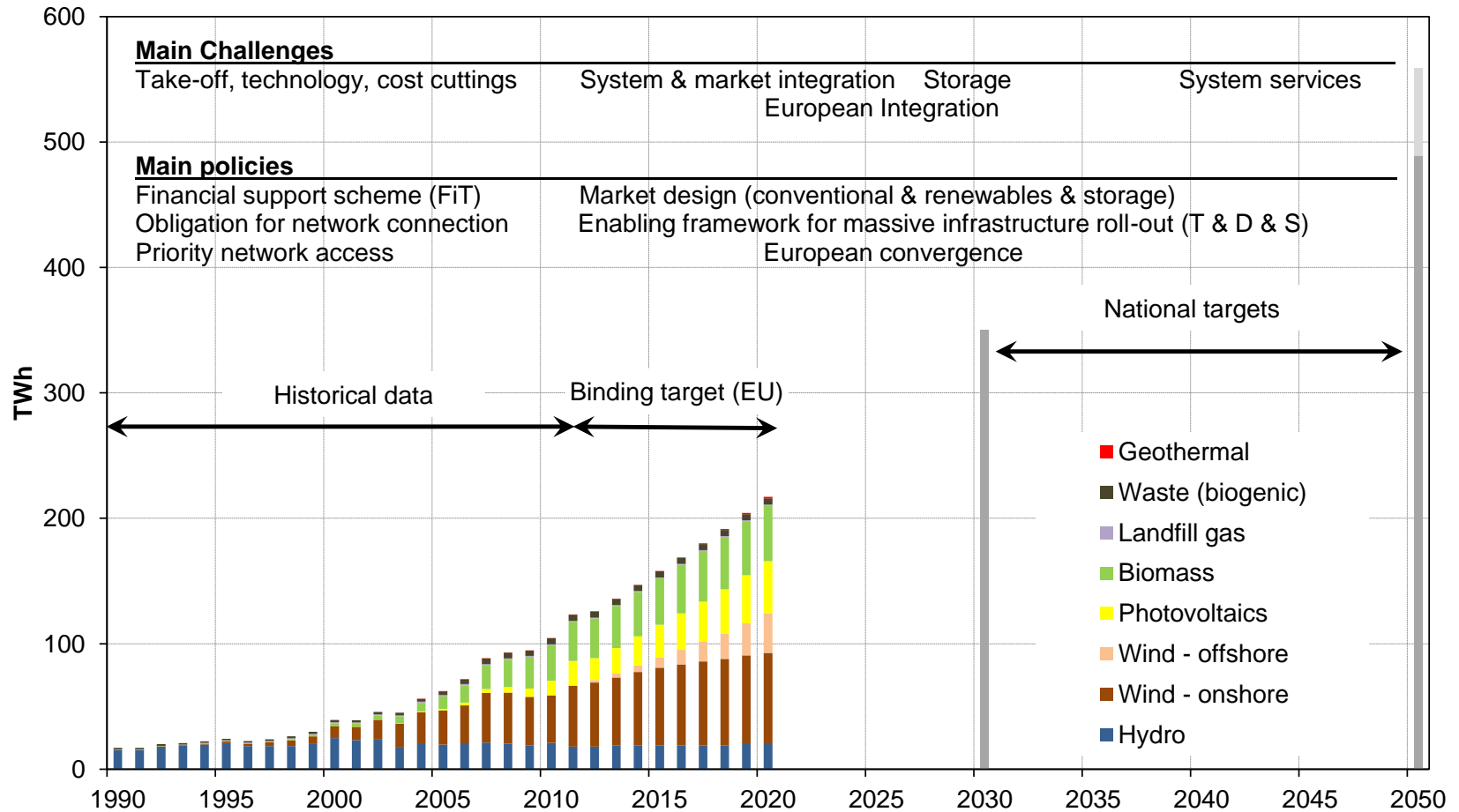
Erneuerbare Energien, Backup-Kraftwerke und Speicher: Ein neues Energiesystem nur mit einem neuen Marktdesign

**Fachtagung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)
„Energieeffizienz und Erneuerbare Energien im Wettbewerb
– der Schlüssel für eine Energiewende nach Maß“**

**Dr. Felix Chr. Matthes
München, 30. April 2012**

- **Ziel ist ein (sehr) weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendes Stromversorgungssystem**
- **Der Ausbau erneuerbarer Energien wird für Deutschland v.a. bei Wind- und Solar-Kraftwerken eine besondere Dynamik entfalten**
- **Die (zur Versorgungssicherheit notwendige) komplementäre Flexibilität wird im Zeitverlauf unterschiedlich bereitgestellt werden (können/müssen)**
 - 2010/2020: Flexibilitäten des vorhandenen Kraftwerksparks, (teilweise begonnener) Zubau konventioneller Kapazitäten (auch: KWK), DSM, Pumpspeicher, Infrastrukturausbau
 - 2020/2030: (notwendiger) Zubau konventioneller Kapazitäten, DSM, Strom/Strom-Speicher, Wärmespeicher, Infrastrukturausbau (auch: europäischer Verbund)
 - 2030/2050: Strom/Strom-Speicher (mit Kraftwerkskomponente!), Wärmespeicher, chemische Speicher (mit Kraftwerkskomponente!), europäischer Verbund

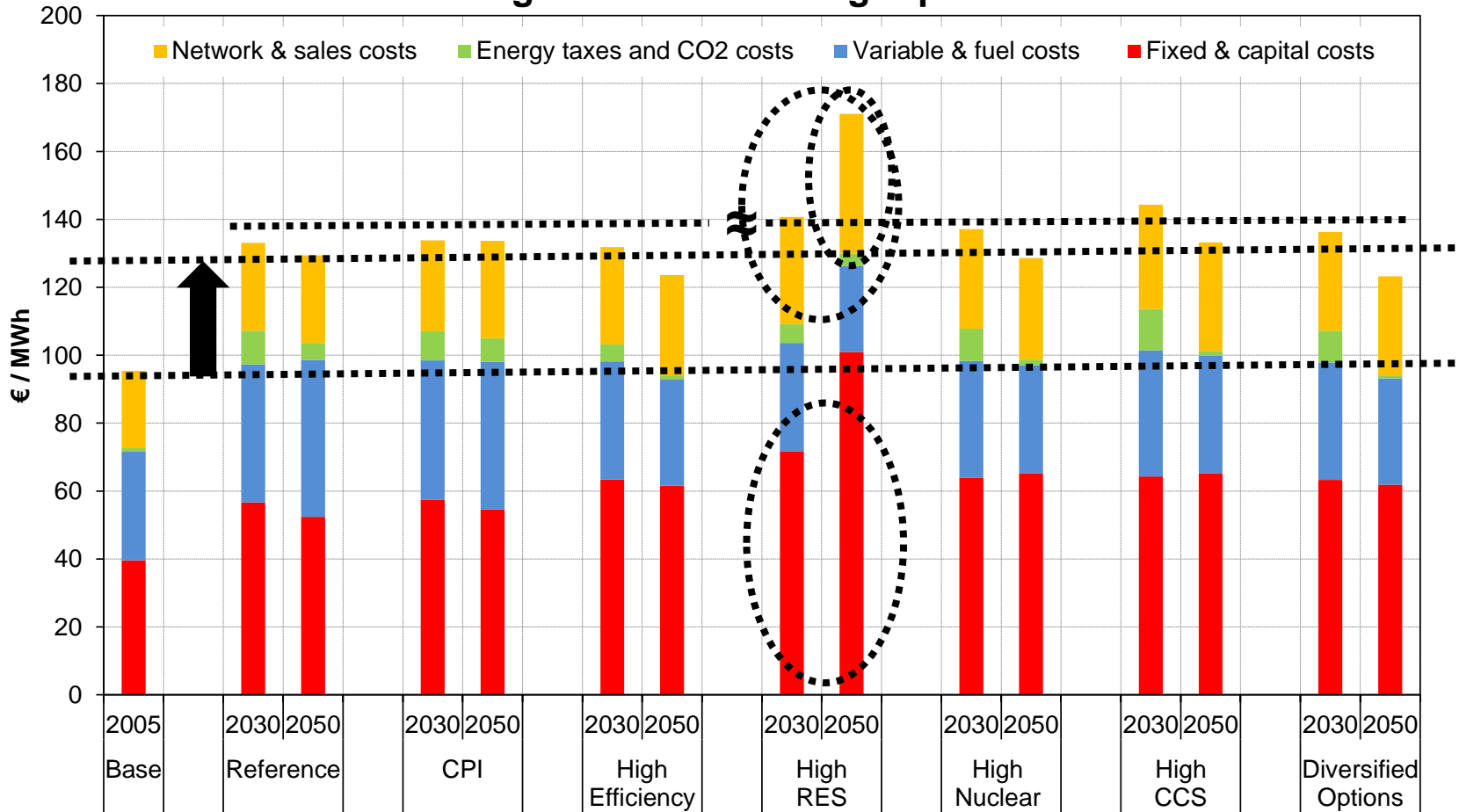
Stromerzeugung aus Erneuerbaren Herausforderungen & Ansatzpunkte



Quelle: BReg (2012), Öko-Institut (2012)

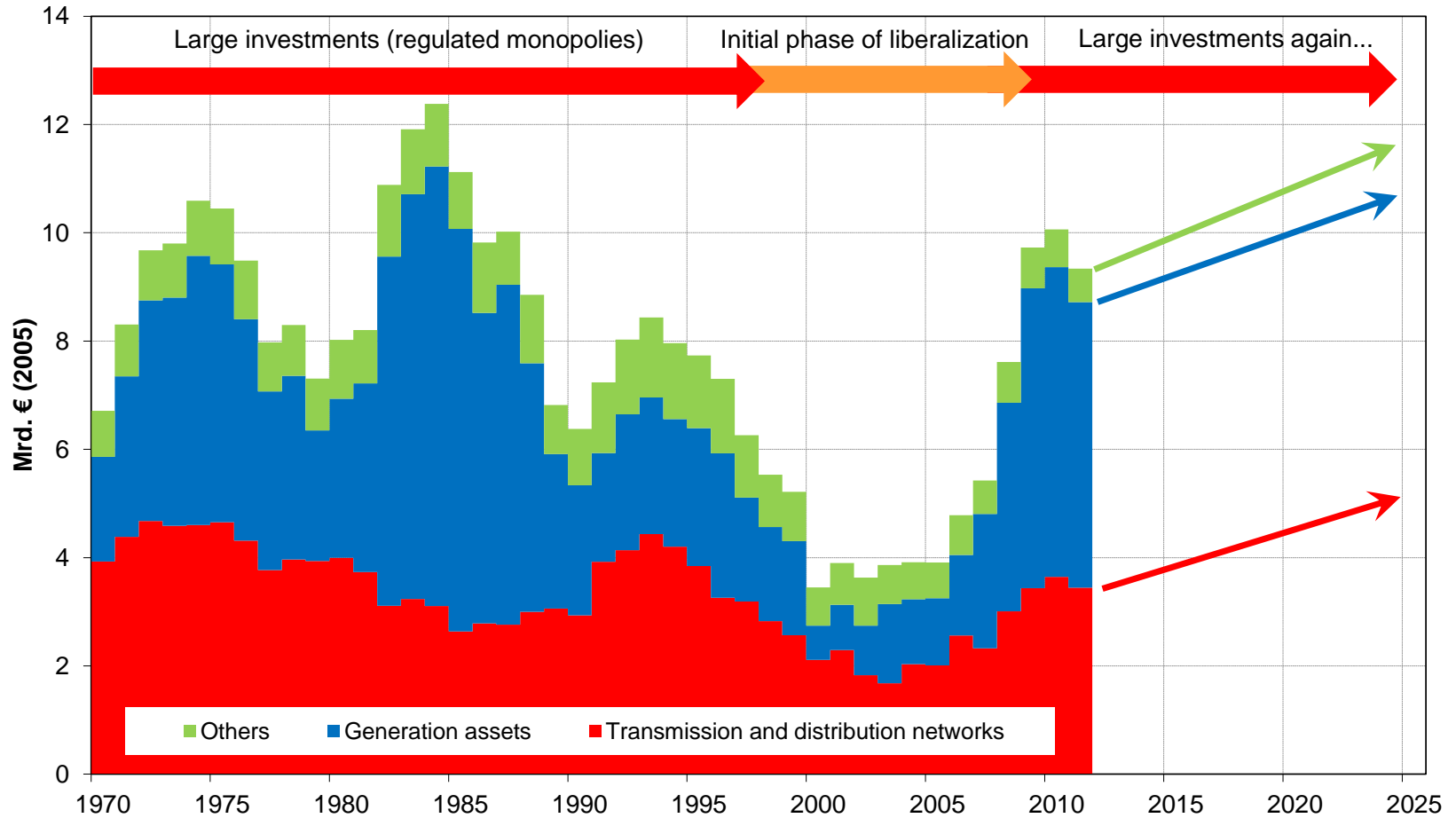
Zukünftiges Energiesystem: in den meisten Varianten sehr heterogen & kapitalintensiv

1. höhere Systemkosten
2. (sehr) vergleichbare Systemkosten
3. sehr kapitalintensiv
4. mittelfristige Herausforderung: Speicherkosten

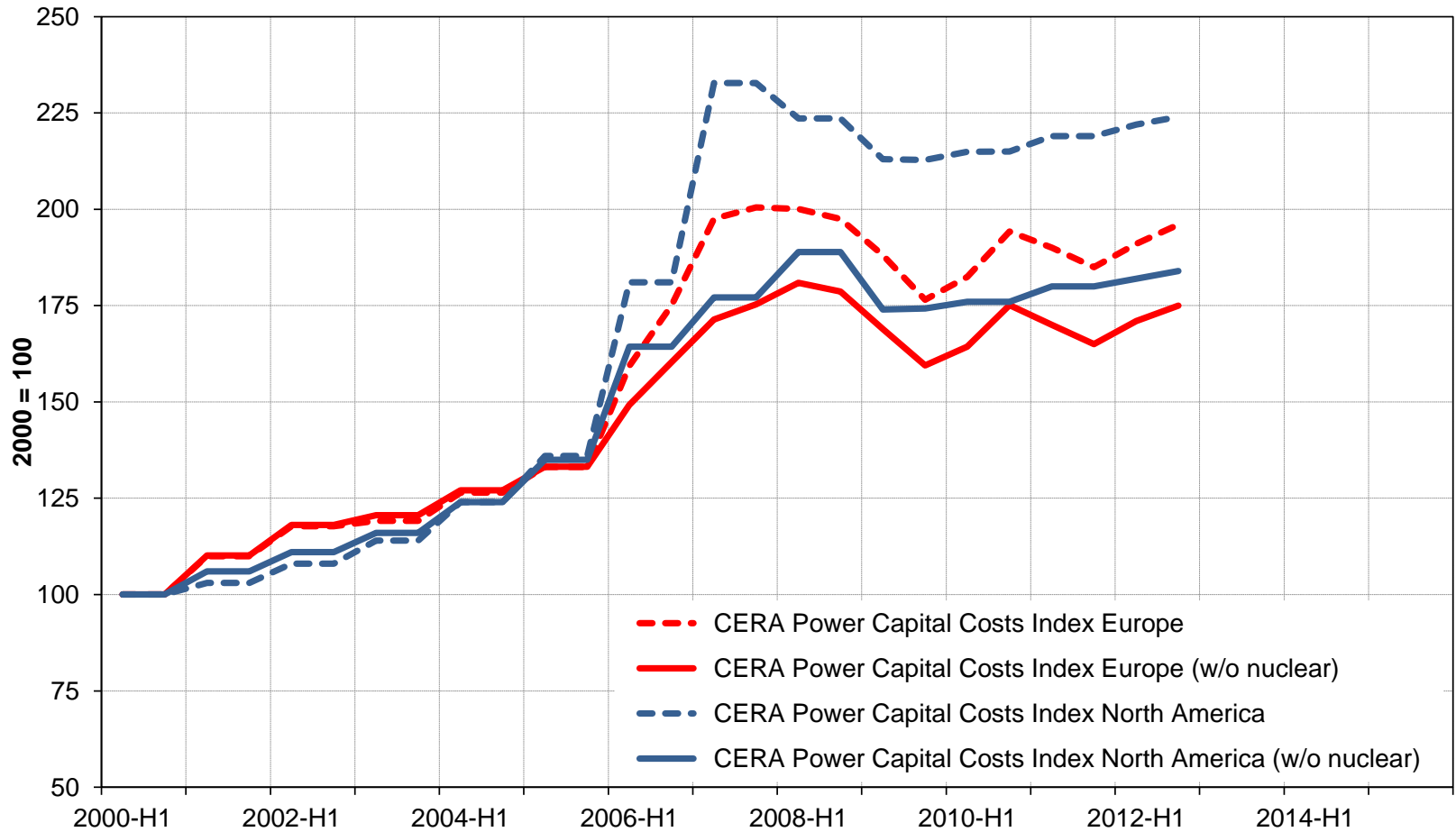


Das stromwirtschaftliche Umfeld

Umfassende Investitionen werden notwendig



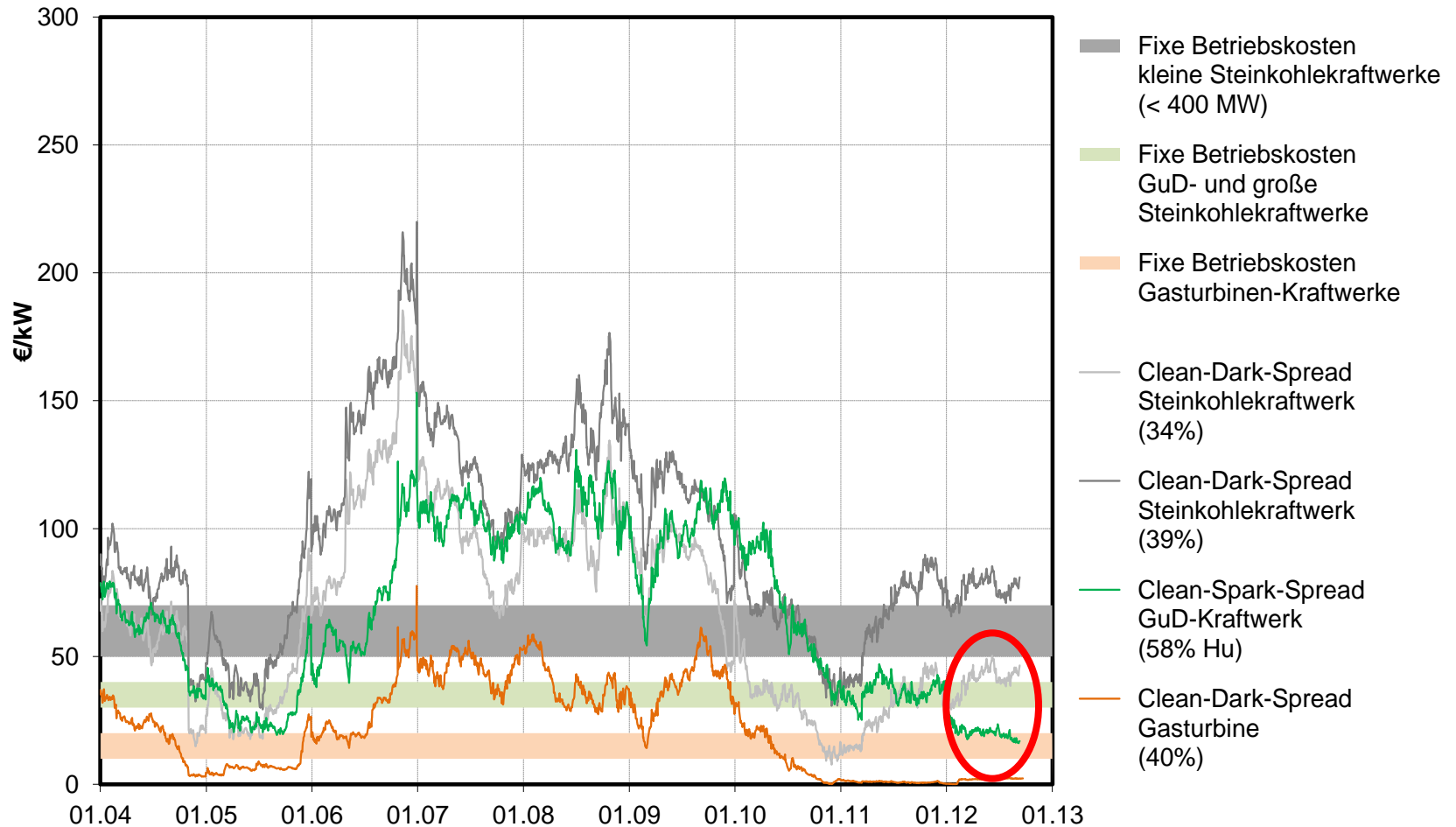
Auch die Welt der Anlagenmärkte befindet sich im Wandel



- **Das konventionelle Kraftwerkssegment wird für die nächsten beiden Dekaden einen entscheidenden Beitrag der Flexibilitätssicherung übernehmen müssen**
- **Es bestehen hier jedoch erhebliche Herausforderungen**
 - Kraftwerksbestand
 - die Preis setzende Kraftwerks-Kohorte (ca. 20 GW) läuft mit der Vollversteigerung im EU ETS ab 2013 in (zunehmende) wirtschaftliche Probleme
 - die Industrial Emissions-Richtlinie der EU wird sehr zeitnah (Stichjahre 2015/2020/2023) Kapazitätsabschaltungen v.a. im benachbarten Ausland bewirken (PL >10 GW, FR >5 GW)
 - weitere KKW-Abgänge absehbar (DE!, BE!, FR?)
 - Neubaukraftwerke: notwendig (>20 GW für nächsten zwei Dekaden) aber absehbar wirtschaftlich nicht darstellbar
 - Kapazitätssicherung im Bestand und im Neubau sind nötig

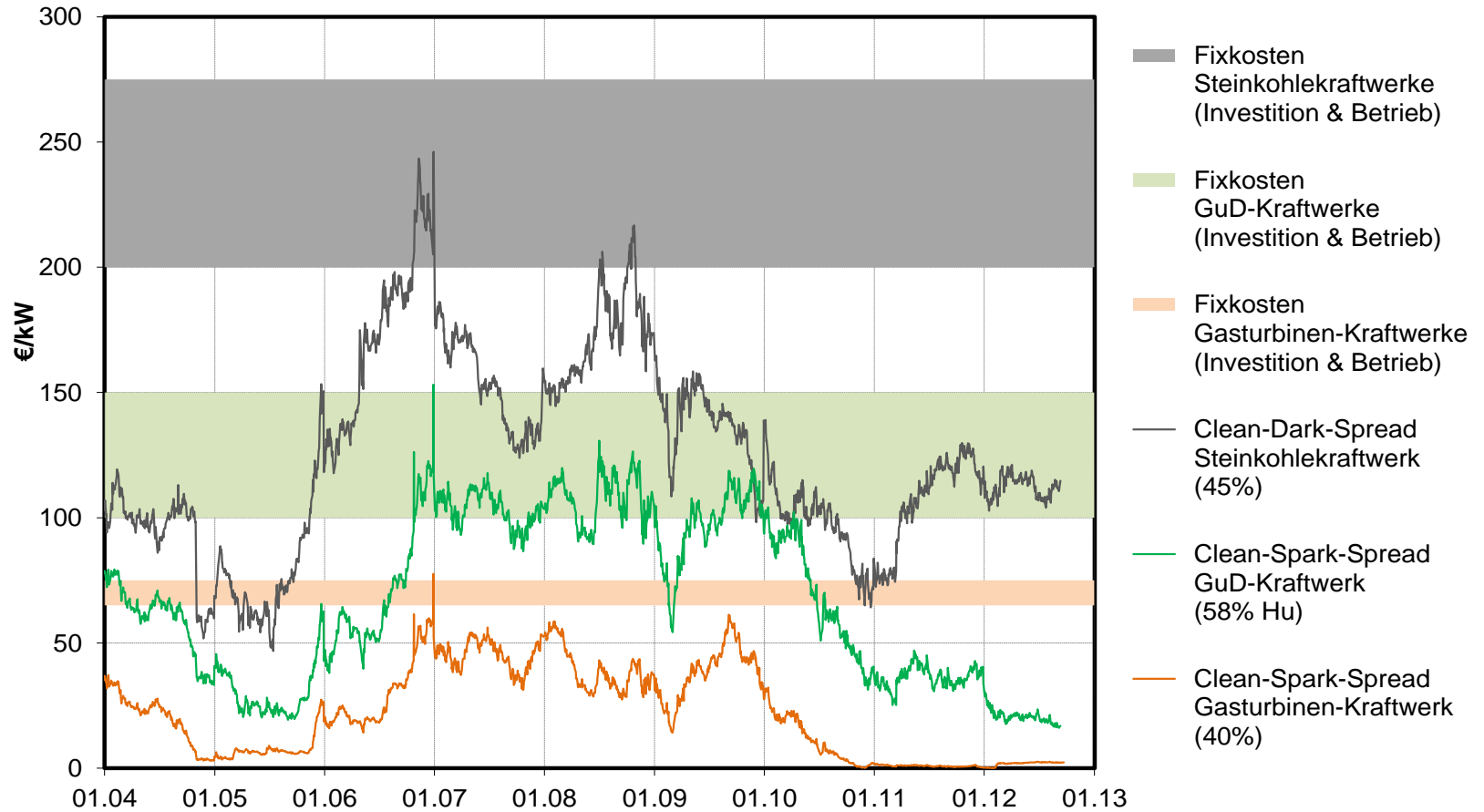
Wirtschaftliche Situation (einiger) Bestands-KW

Deckung der fixen Betriebskosten nicht gesichert



Wirtschaftliche Situation von Neubaukraftwerken

Kapitalkostendeckung nicht in Sicht



Transformation des Stromsystems

Startpunkt 1: Konventionelles Marktsegment (2)

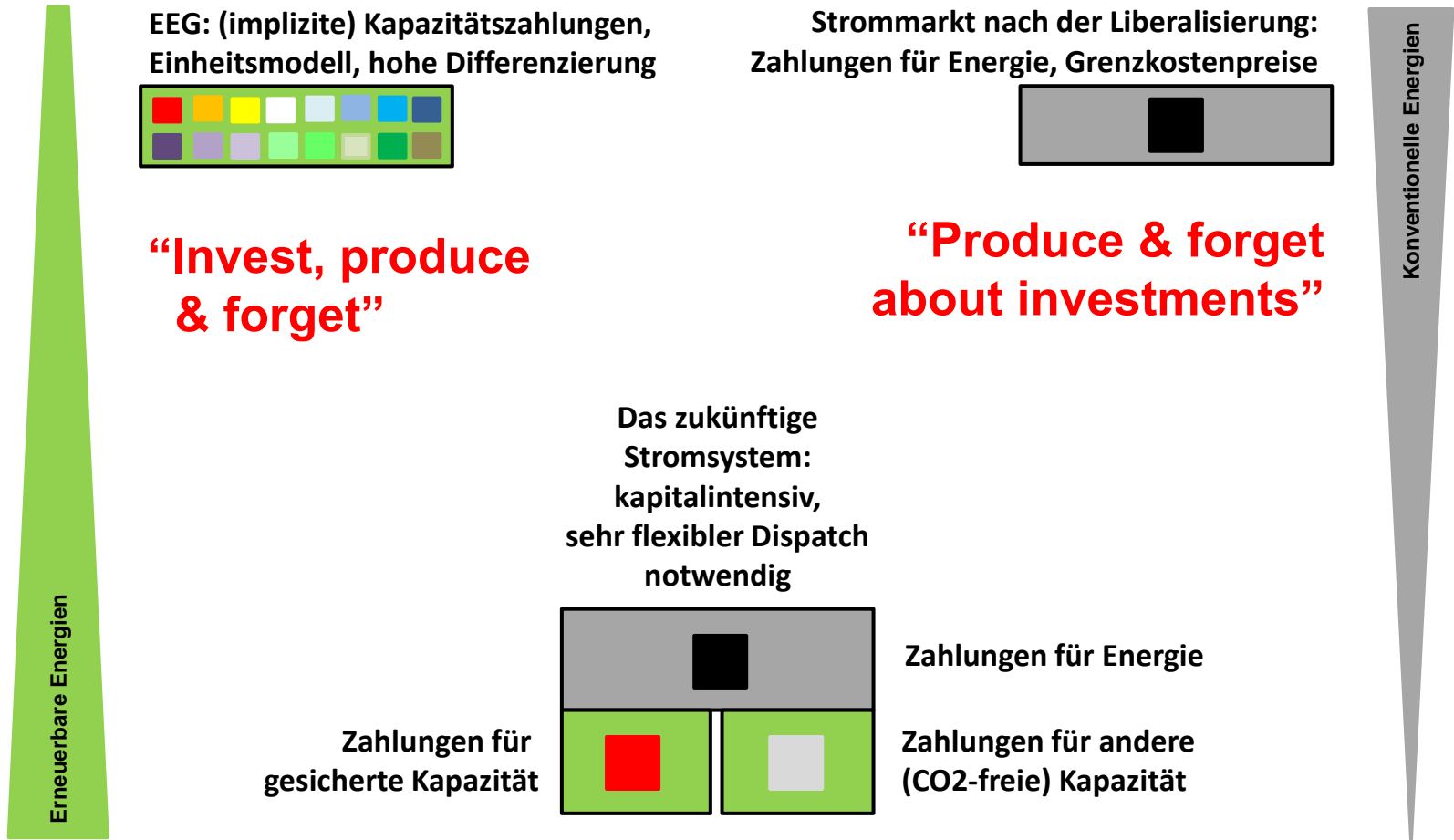
- Die sich in einem bestimmten historischen Kontext (in Kontinental-Europa) herausgebildeten Energy only-Märkte können fundamental nicht zu längerfristig nachhaltigen Preisniveaus führen
- Für einen Teil des für Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitätsbestandes gibt es im Energy only-Markt keine marktendogene Nachfrage – und damit auch kein Angebot
- Die Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke sind in den letzten Jahren – aus unterschiedlichen Gründen – massiv gestiegen
- Die energie- und klimapolitisch motivierte (notwendige) Flankierung erneuerbarer Energien verschärft diese Situation
- Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union führt – bei niedrigen CO₂-Preisniveaus – nicht zu den erwarteten zusätzlichen Deckungsbeiträgen
- Ähnliche Entwicklungen ergeben sich für die meisten Staaten in der Strommarktregion CWE

- **Die Wahrscheinlichkeit, ob die heutigen (Energy only-) Märkte (in Kontinentaleuropa) Preissignale erzeugen können, die nachhaltige Kraftwerksinvestitionen ermöglichen, ist in der vielschichtigen theoretischen und empirischen Debatte hoch umstritten**
- **Ein einfacher Test schafft jedoch (realweltliche) Klarheit**
 - Glauben Sie, dass es über einen Zeitraum von 5 bis 10 Jahren eine Marktsituation gibt, in der jeweils für 50 bis 100 Stunden Preise von 1.000 €/MWh auftreten?
 - Glauben Sie, dass der Regulierer es (politisch) aushalten wird, in einer solchen Situation nicht einzugreifen?
 - Würden Sie vor diesem in diesem Hintergrund eine (große) Investition tätigen, deren Wirtschaftlichkeit davon abhängt, dass es über einen Zeitraum von 5 bis 10 Jahren eine Marktsituation gibt, in der jeweils für 50 bis 100 Stunden Preise von 1.000 €/MWh auftreten?
- **Für Speicher potenzieren sich all' diese Herausforderungen**

- **Massiver Ausbau erneuerbarer Energien in den letzten Jahren**
 - Fördermodell des EEG war mit Blick auf Ausbaudynamik und Kosten (auch der Finanzierung) erfolgreich (nicht: problemfrei)
 - Flankierung mit kostenorientierten Garantiepreisen führt jenseits der Marktnische zu wachsenden Problemen (Optimierung des Portfolios wie auch des Betriebs, politisch/rechtlicher Rahmen)
 - Kosten des Systems bilden eine sensible Flanke (wenn auch Fokussierung auf EEG-Umlage nicht sachgerecht ist)
- **Erzeugungsoptionen mit sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten werden dominieren (und das System prägen)**
 - Integration erneuerbarer Energien in den heutigen (Energy only-) Markt hat letztlich keine tragfähige Perspektive
 - Technologieportfolio und Finanzierung prägen die Kosten
- **Alle regenerativen Erzeugungsoptionen haben einen (sehr) starken Infrastruktur-Bezug (mit entsprechenden Politik-Implikationen)**

- **Wenn erneuerbare Energien endgültig die Nische verlassen (aktuell bzw. in den nächsten Jahren) ...**
 - kann das aktuelle Fördermodell des EEG (kostenorientierte Garantie-Einspeisepreise) nicht mehr tragen
 - ist die Teilnahme der erneuerbaren Energien an einer Gesamtsystem-Optimierung für Anlageninvestition und -betrieb unausweichlich
- **Zentrale Aspekte des zukünftigen Flankierungsrahmens**
 - Finanzierungsaspekte (bzw. Risikoprämien)
 - Infrastrukturaspekte (d.h. auch Technologieportfolios und deren Lokalisierung)
 - Kostenaspekte (d.h. Technologieportfolios und Lernkurven)
- **Integration in heutige Märkte ist keine belastbare Option**
- **Radikale Systemwechsel ergeben keine belastbaren Strategien**

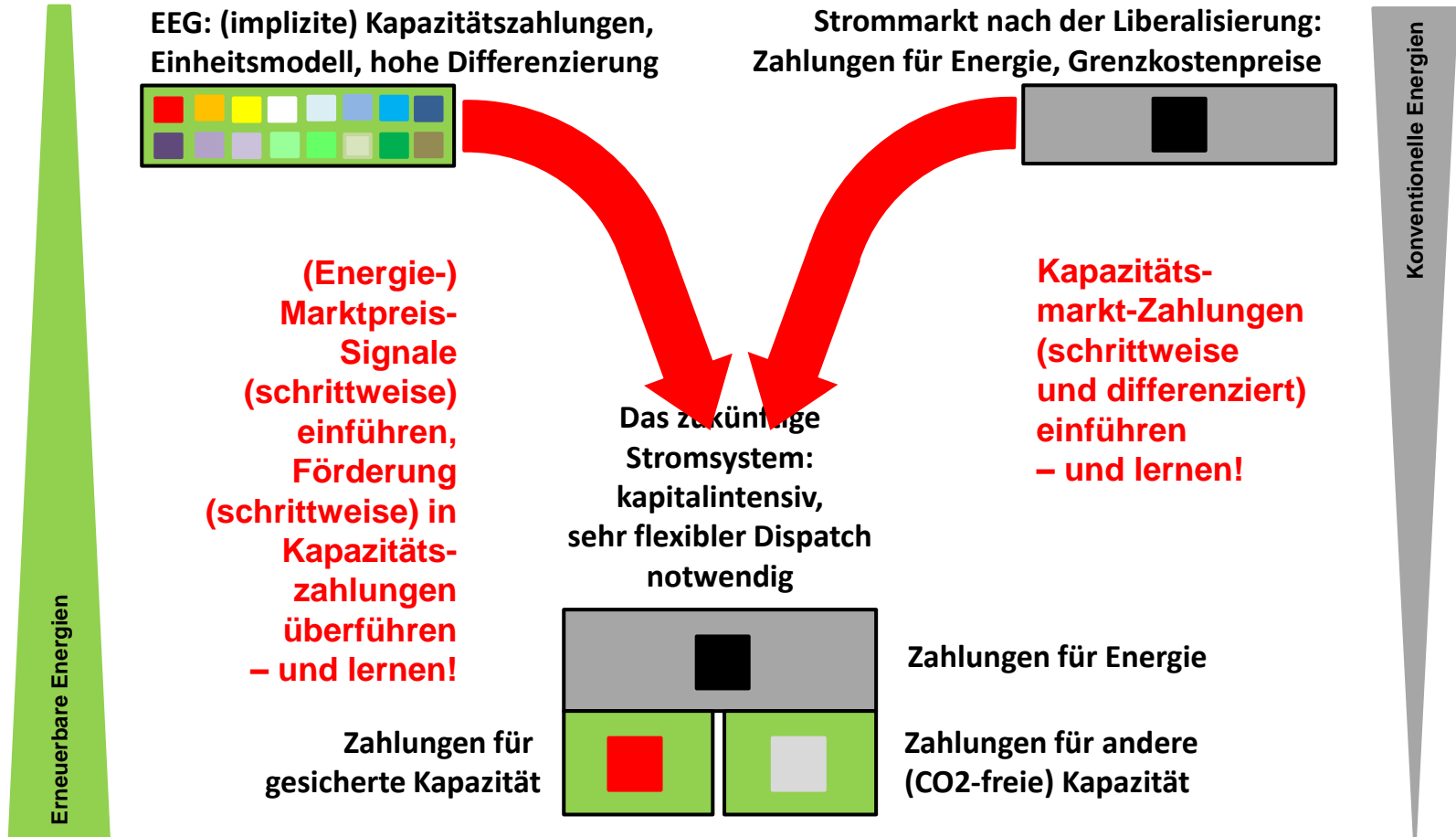
Das größere Bild: Die Transformation einer polarisierten Struktur des Energiemarkts



**Welcher Weg dorthin?
„From vision to transition“**

- **Strategisches Langfristziel: Preissignale und Einkommensströme für unterschiedliche Funktionalitäten des Systems**
 - Koordinationsfunktion: Energy only-Markt, Betriebsoptimierung, teilweise Investitionsfinanzierung – für alle Erzeugungsoptionen
 - Sicherstellung der Versorgungssicherheit: Kapazitätsmarkt zur Investitionsfinanzierung, (Lokalisierungssignale) – für alle Erzeugungsoptionen
 - Sicherstellung CO₂-freier Erzeugungsoptionen: Kapazitätsmarkt für CO₂-freie Stromerzeugung zur Investitionsfinanzierung
 - Sicherstellung der Systemstabilität: Systemdienstleistungsmarkt (Regelenergie etc.)
 - Sicherstellung der Infrastruktur: reguliertes Strommarktsegment zur Finanzierung

Ein lernender Übergang des Marktdesigns Marktrealismus mit Vision auf beiden Seiten



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

- **Pragmatischer Konvergenzansatz**
 - Kurz- bis mittelfristig
 - konventionelles Marktsegment
 - Schaffung von Kapazitätsmechanismen (inkl. Speicher)
 - zunächst segmentiert: Lernerfahrungen, Verteilungseffekte, Lokalisierungsproblem (Süd!)
 - regeneratives Marktsegment
 - Integration von Spotmarktsignalen in das EEG (ggf. als variable Vergütungsanteile)
 - Integration von Kapazitäts-Preiskomponenten in das EEG
 - Langfristig: Konvergenz und Integration der beiden Marktsegmente
- **Radikale Alternativmodelle und zu frühe Integration können (werden) die Transformation des Systems ins Stocken bringen**

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Berlin office
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de

