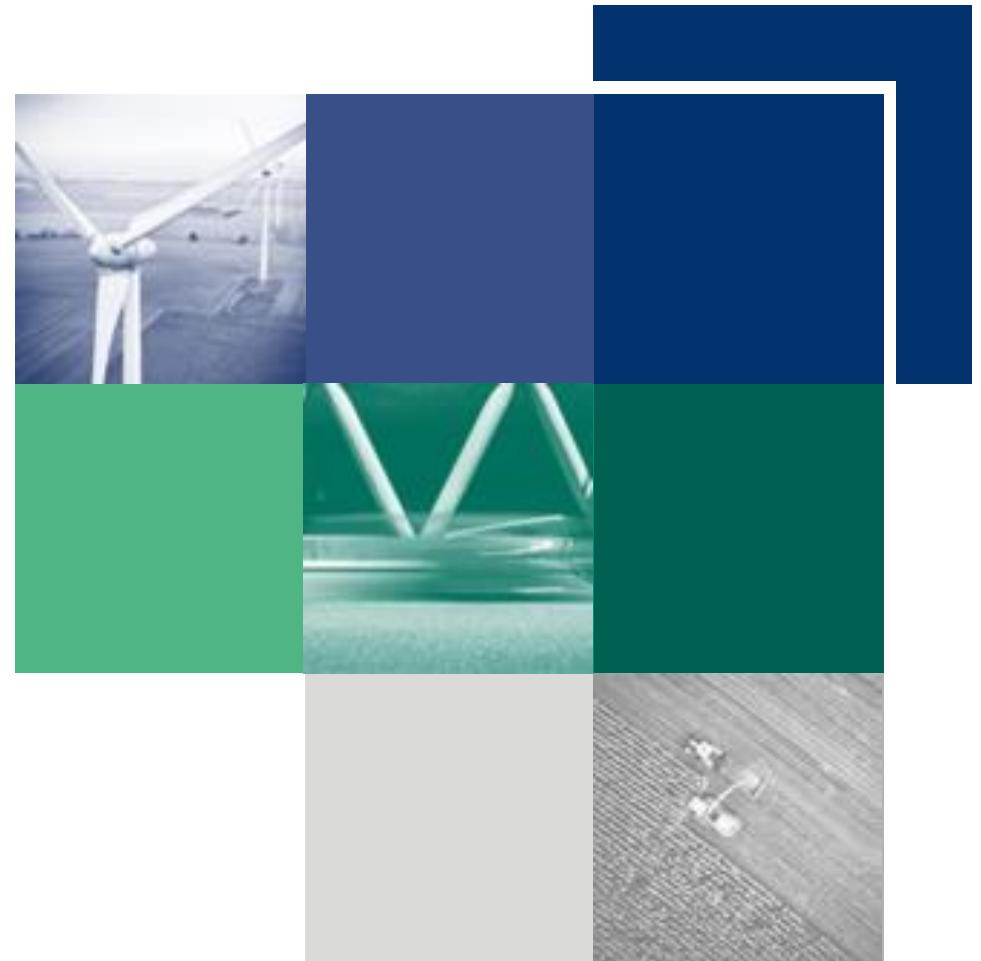


Ein Energiemarktdesign für die Dekarbonisierung

Mehr Systemverantwortung für die Erneuerbaren, weniger Abhängigkeit von den Fossilen



Disclaimer: Mittelfristperspektive, nicht Kurzfrist/Krisenkontext

- Die folgenden Vorschläge sind nicht als Reaktion auf die derzeitige Energiepreiskrise gedacht
- Fokus ist: Wie kommen wir rasch zu einem Marktrahmen, der sehr klare Rahmenbedingungen für eine rasche Dekarbonisierung der Energieerzeugung setzt?
- Dekarbonisierung muss sowohl im Handel als auch in den Reservemechanismen erfolgen (regulierte Mechanismen als „Vorreiter“)

Koordinationsmechanismen des „alten“ Systems funktionieren zunehmend schlechter

Das aktuelle Strommarktdesign basiert auf Annahmen zu einer zentralen, fossilen Energieversorgung.

- Die **Trennung von Netz und Markt** führt zu einem hohen Maß an „Korrekturmaßnahmen“.
- **Hohe Gleichzeitigkeit** der erneuerbaren Energien kann/wird zu „Missing Money“-Problem führen.
- Derzeit besteht weiterhin eine hohe Abhängigkeit von **steuerbaren, fossilen Kraftwerken und Reserven**

→ **Ziel: Marktdesign** sollte **klaren Impuls** für **rasche Dekarbonisierung aller Erzeuger** setzen

→ Dito für Reservemechanismen

Physikalische Realitäten anerkennen: Transport kostet

Das Netz ist keine Kupferplatte.

- Aktuell werden Transportkapazitäten nicht eingepreist.
- Es fehlen Anreize und marktliche Koordinationsmechanismen für eine effiziente Netznutzung.
- Systemkosten für „Korrektur“ des Marktergebnisses steigen an.

Bepreisung des Transports gemäß der verfügbaren Kapazitäten.

- Markt und Netz zusammendenken.
- Marktliche Anreize zur effizienten Netznutzung setzen z.B. durch nodale oder zonale Preiselemente
- Nutzung von Flexibilitäten zur Netzentlastung erschließen.

Hohe Gleichzeitigkeit und negative Preise: Finanzierungsrisiken für erneuerbare Energien adressieren

Problem: Gleichzeitigkeit bei der EE-Produktion führt zu negative Preise

- Negative Preise führen nach 4 Stunden zu einem Ausfall der EEG-Vergütung.
- Vermehrtes Auftreten von negativen Preisen stellt ein Finanzierungsrisiko für Anlagenbetreiber dar.
- EE-Strom wird abgeregelt.

Lösung: mehrere Säulen für EE-Finanzierung etablieren

- „echte“ Direktvermarktung
- Zusätzliche Vertriebswege ermöglichen: Terminmarkt oder OTC, z.B. durch (regionale) PPAs
- Übergangsweise: Einspeisetarif für Teilmengen weiterführen
- Wechsel zwischen den Vertriebsformen ermöglichen

EE-Vermarktung reformieren, neue Impulse setzen: Neue Finanzierungsquellen für Erneuerbare, mehr Systemorientierung

Strom ist nicht immer gleich viel wert.

- Das EEG vergütet jede Kilowattstunde pauschal.
- Es gibt kein klares Marktsignale für regionale Knappheit oder Überproduktion („nur“ EinsMan)
- Es entstehen Systemkosten und Ineffizienzen.

Netzdienliche Planung von Anlagen vergüten.

- Eine netzdienliche Anlagenplanung kann den Bedarf an Redispatch etc. reduzieren.
- Kapazitätszahlung für EE-Anlagen als „Grundfinanzierung“, abhängig von Lage, Größe und technischer Eignung der Anlagen

EE-Vermarktung reformieren, neue Impulse setzen: Neue Finanzierungsquellen für Erneuerbare, mehr Systemorientierung

Neue Finanzierungsquellen

- **EE-Finanzierung** auf mehrere Säulen verteilen:
 - **Direktvermarktung** von geeigneten Erzeugungsmengen über den Spotmarkt
 - **Zusätzliche Vertriebswege** ermöglichen: Terminmarkt oder OTC, z.B. durch (regionale) PPAs
 - **Übergangsweise: Einspeisetarif** weiterführen für einen (definierten) Teil der Erzeugungsmengen

Systemorientierung etablieren

- **Kapazitätzahlungen für EE-Anlagen in Abhängigkeit von ihrer Netzdienlichkeit** (z.B. Größe der Anlage, Lage im System, prognostiziertes Einspeiseprofil, technische Eignung für Systemdienstleistungen) über Ausschreibungen
- **Stromtransportkosten einpreisen, abhängig von verfügbaren Transportkapazitäten (echtzeitnah)**, z.B. durch nodale oder zonale Transportentgelte.

Ein stetig und rasch steigender CO₂-Preis bzw. eine verbindliche Verknappung der Emissionsrechte als übergreifender Markttreiber für emissionsfreie Technologien

Fossile Kapazitäten I: Bedarf an Reserven verringern

Fossile Steuerbarkeit zur Gewährleistung der Systemstabilität

- Fossile Kraftwerke sollen Versorgungssicherheit und Netzstabilität gewährleisten.
- Finanzierung am Markt und in den Kapazitätsreservemechanismen.
- Erneuerbare werden nur bedingt in die Verantwortung genommen.

Systemverantwortung dekarbonisieren

- Bedarf an „fossilen Korrekturmaßnahmen“ kann durch intelligentes Marktdesign verringert werden.
- Stärkerer Einbezug von EE, Demand Side Management und Speichern in die Systemverantwortung.

Fossile Kapazitäten II: Planungssicher dekarbonisieren

(Gas-)Kraftwerke werden mittelfristig noch gebraucht

- Durch Kohle- und Atomausstieg steigt der Bedarf an Gaskraftwerken mittelfristig. Bedarf lt. verschiedenen Studien 61-xx GW in 2035 aus.
- Aktuell sind ca. 30 GW Gaskraftwerke in DE installiert.
- Alle fossilen Kapazitäten betragen noch etwa 100 GW.
- Ca. 10 GW Kraftwerksleistung wird in Reservemechanismen vorgehalten.

Klarer Regelungsrahmen für neue fossile Anlagen

- Neue fossile Kraftwerke nur bei **Demonstration der Umstellungsfähigkeit auf EE/erneuerbare Gase** (z.B. H₂-Ready)
- **Nutzungsbefristung für fossilen Betrieb** für planbaren Ausstieg aus fossilen Energien
- Maximale **CO₂-Budgets** für Kraftwerke und ggf. Prämien, die eine Nicht-Ausnutzung der CO₂-Budgets anreizen.
- **Emissionsgrenzwerte vorgeben**, vglb. der Regelungen der Kapazitätsreserve, Upstream-Emissionen berücksichtigen

Diskussion, Fragen, Anregungen





**Vielen Dank für eure
Aufmerksamkeit!**



Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.
Schwedenstraße 15a | 13357 Berlin | Deutschland
+49 (0)30 - 76 23 991 – 30 | foes@foes.de