

Strommarktdesign und die Auswirkungen auf Stromspeicher

EnergieSpeicherSymposium Stuttgart 2014

Dr. Marc Deissenroth

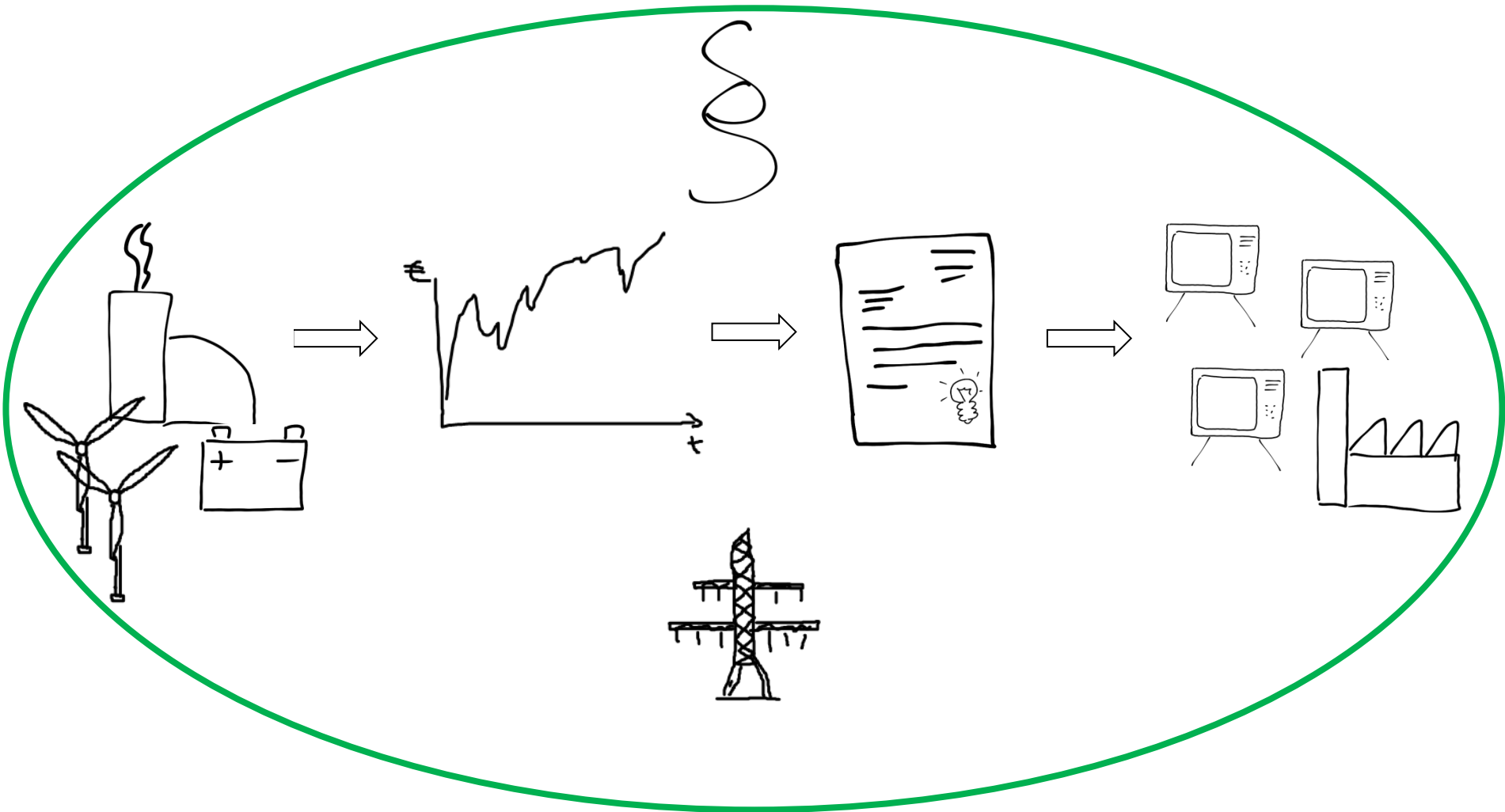
DLR - Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technikbewertung



Wissen für Morgen



Hauptakteure der Energiewirtschaft (skizziert)



Aufgabe eines Marktdesigns

Gestaltung eines Marktes zur Wahrung der

- Umweltfreundlichkeit** → Reduktion der Treibhausgasemissionen und des Energieverbrauchs
- Versorgungssicherheit** → dargebotsunabhängige Leistung
- Wirtschaftlichkeit** → Refinanzierung, Wettbewerbsfähigkeit
- Partizipation/Transparenz** → z.B. dezentrale Speicher*

Berücksichtigung **aller** Akteure entlang der Wertschöpfungskette.

*Dr. Uwe Pfenning (DLR) –
Zur Soziotechnik von Energiespeichern – Sinn- und Akzeptanzfragen



Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns

Umweltfreundlichkeit Anteil EE bei ca. 25% der Stromerzeugung (brutto)
und weiterer Ausbau



Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns

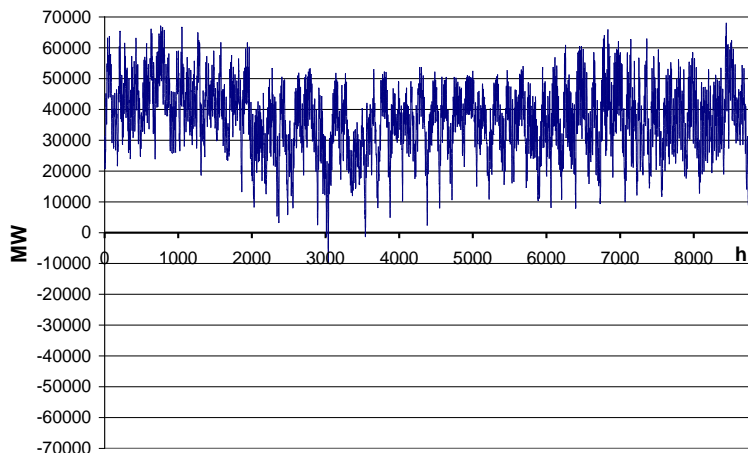
- Umweltfreundlichkeit** Anteil EE bei ca. 25% der Stromerzeugung (brutto) und weiterer Ausbau
- Versorgungssicherheit** Investitionszyklus des Kraftwerksbaus und Ausstieg aus der Kernkraft
Volatilität der Einspeisung nimmt zu



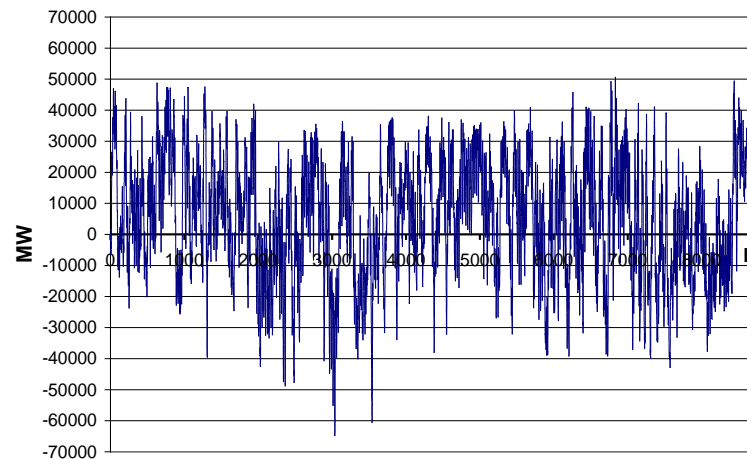
Residuallast in 2020 und 2050 in Deutschland

2020

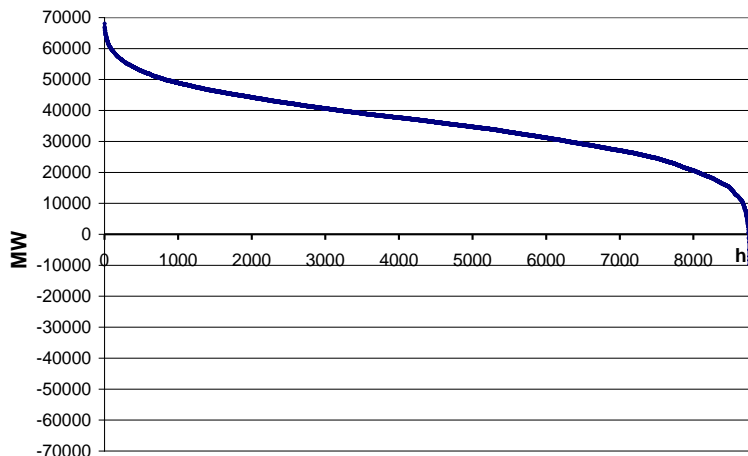
2050



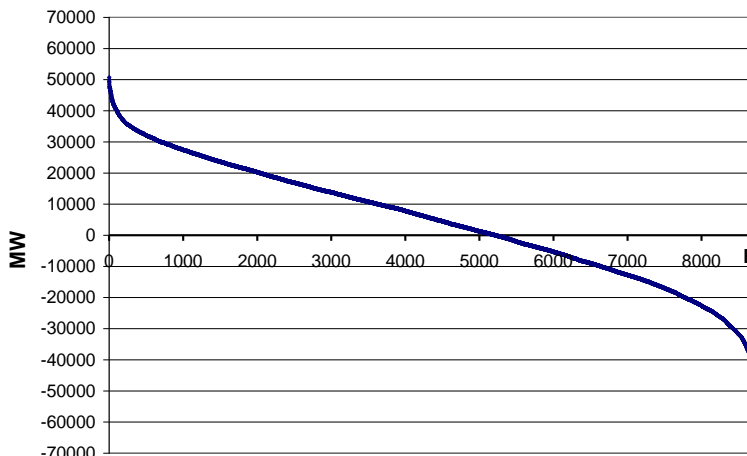
— Restlast (PV, Wind, Wasser, Geo)



— Restlast (PV, Wind, Wasser, Geo)



— Restlast (PV, Wind, Wasser, Geo)



— Restlast (PV, Wind, Wasser, Geo)

(Quelle: DLR, Y. Scholz)

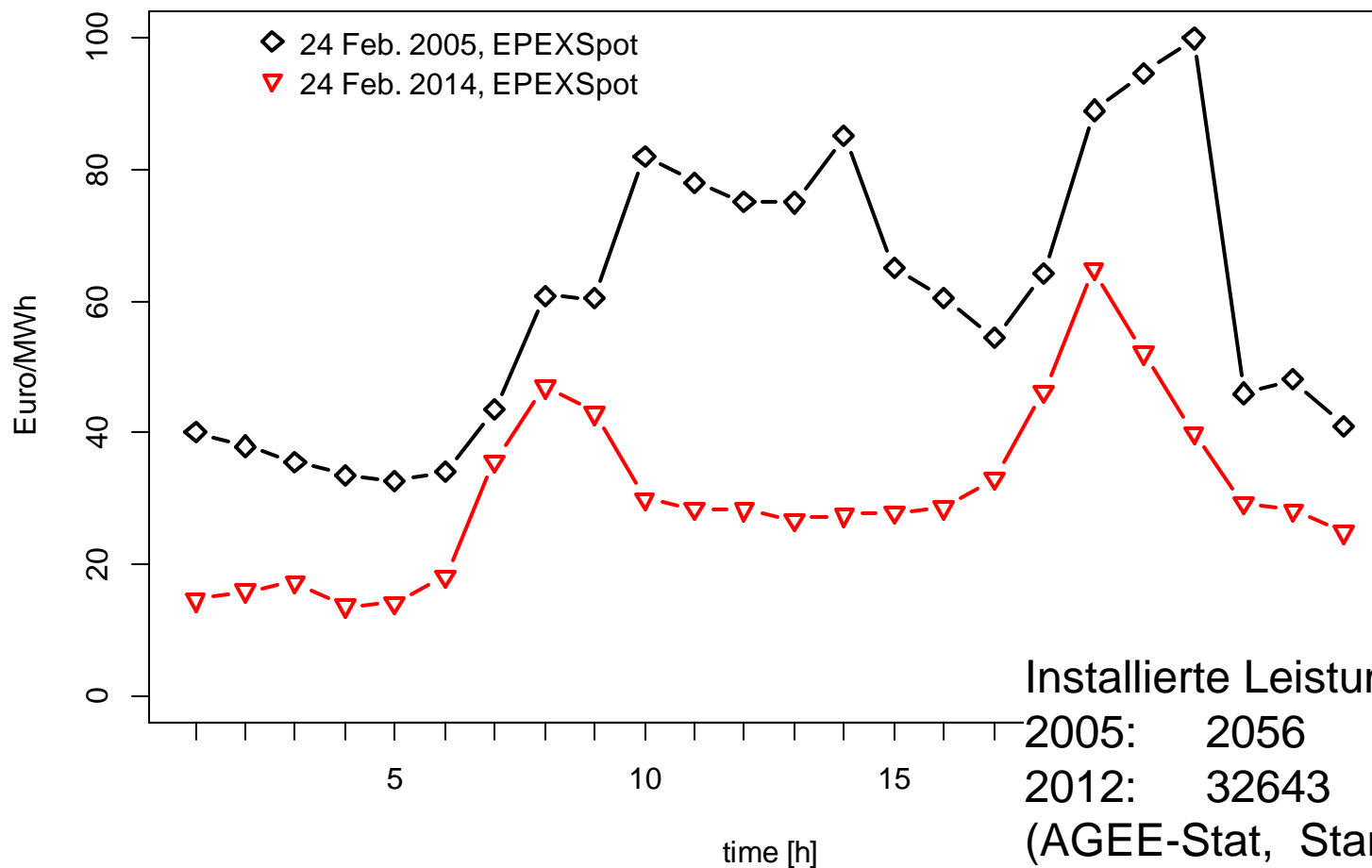


Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns

- Umweltfreundlichkeit** Anteil EE bei ca. 25% der Stromerzeugung (brutto) und weiterer Ausbau
- Versorgungssicherheit** Investitionszyklus des Kraftwerksbaus und Ausstieg aus der Kernkraft
Volatilität der Einspeisung nimmt zu
- Wirtschaftlichkeit** Geringere Preisspreads zwischen Stark- und Schwachlastzeiten

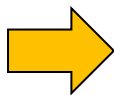


Preisdifferenz der Strompreise 2005 und 2014 und installierte Leistung PV



Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns

- Umweltfreundlichkeit** Anteil EE bei ca. 25% der Stromerzeugung (brutto) und weiterer Ausbau
- Versorgungssicherheit** Investitionszyklus des Kraftwerksbaus und Ausstieg aus der Kernkraft
Volatilität der Einspeisung nimmt zu
- Wirtschaftlichkeit** Geringere Preisspreads zwischen Stark- und Schwachlastzeiten
Volllaststunden konventioneller (Gas-)Kraftwerke kritisch
Ist die derzeitige EE-Förderung das Instrument der Zukunft?



- Neue Einnahmequellen für Speicherbetreiber notwendig
- Anspruch an Flexibilität des Gesamtsystems und der Speichieranlagen nimmt zu (zeitlich, räumlich, quantitativ)



Chancen für Speicherbetreiber

Einsatzmöglichkeiten	Zentrale Speicher	Dezentrale Speicher
Regelenergie	PSW, CAES	elektrochemische Speicher
Systemdienstleistungen	PSW, CAES	elektrochemische Speicher
Schwarzstart	PSW, CAES	
Flexibilisierung von KWK		Wärmespeicher
Lastmanagement		elektrochemische Speicher, Wärmespeicher
Puffer, Netzeinspeisemanagement	CAES, H2	Wärmespeicher
Saisonaler Ausgleich	H2	
Transportsektor	H2	elektrochemische Speicher

Option: Clustern zu virtuellen Kraftwerken



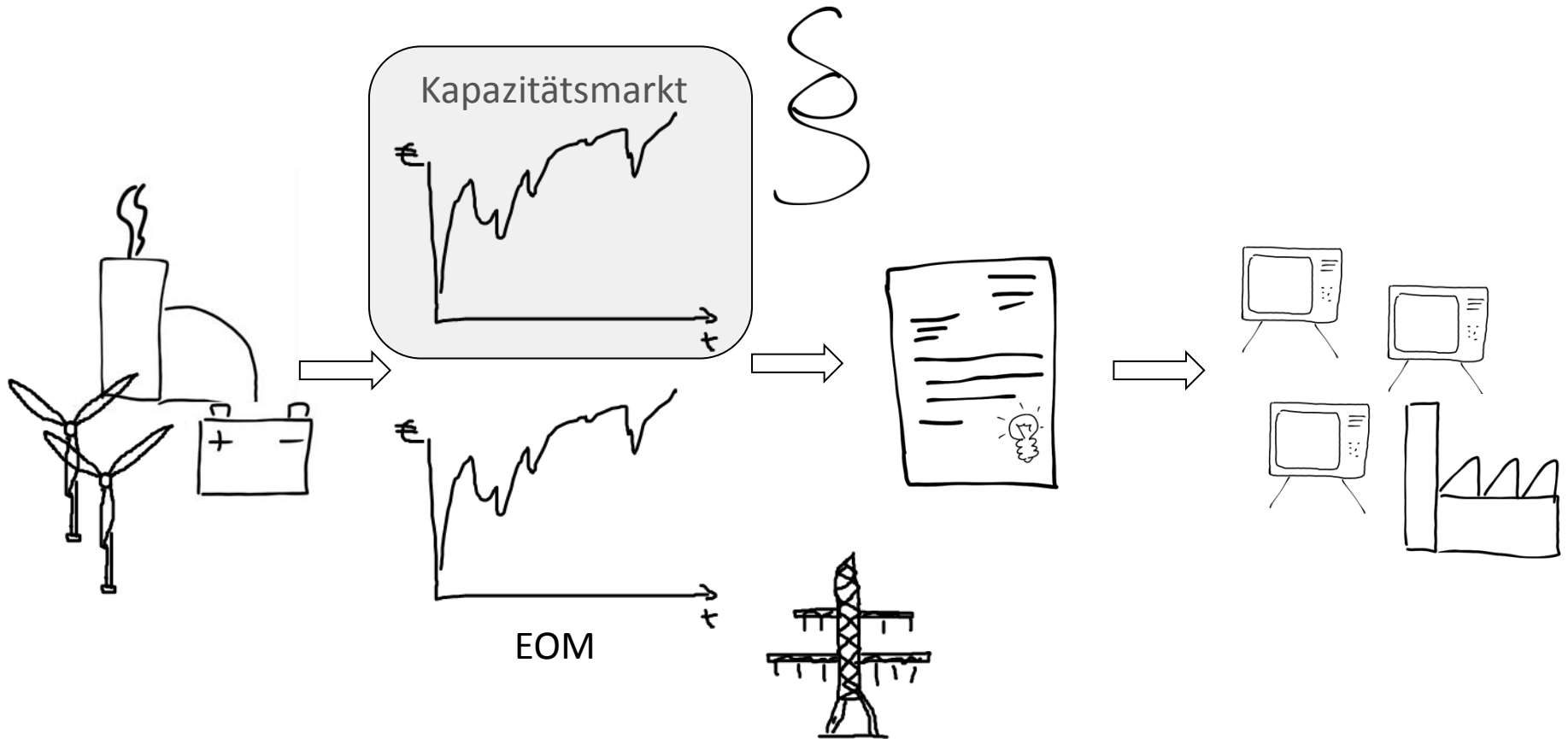
Aktuelle Rahmenbedingungen

- § 118 EnWG:
 - 20 Jahre **Netzentgeltbefreiung** für neue Anlagen (bei P2G ist nur eine Methanisierung notwendig): Strom muss aus Netz einer allgemeinen Versorgung entnommen werden
 - 10 Jahre Netzentgeltbefreiung für verbesserte Anlagen (Pumpspeicher)
- §37 EEG: Strom für Zwischenspeicher ist von der **EEG-Umlage befreit** (Voraussetzung: Wiedereinspeisung in das Stromnetz oder Eigenverbrauch)
- **Vorrangiger Anschluss** (§ 5 EEG), Vorrang entfällt sobald nicht 100% EE-Strom verwendet wird
- **Stromsteuer** Ausnahmen für Strom der zur Stromerzeugung verwendet wird (z.B. für Pumparbeit bei PSW)
- **Regelenergie**: Bedarf an Reduktion der Marktzutrittsbarrieren (Verringerung der Losgrößen, kürzere Ausschreibungszeiten)



Kapazitätsmarkt

- Ziel: Verfügbarkeit ausreichend gesicherter Leistung
- Weg: Zusätzlicher Markt, Einnahmen für gesicherte Leistung



Zentrale Kapazitätsmärkte – auktionierte Leistung

Umfassender Kapazitätsmarkt	Selektiver Kapazitätsmarkt	Fokussierter Kapazitätsmarkt
<ul style="list-style-type: none"> • Erlaubte Bieter: <ul style="list-style-type: none"> • Alle Erzeuger sicherer Leistung • Große Nachfrager • Verhinderung von Preisspitzen z.B. über Ausübungspreis 	<ul style="list-style-type: none"> • Erlaubte Bieter: <ul style="list-style-type: none"> • Neubauten • Räumliche Steuerung des Ausbaus 	<ul style="list-style-type: none"> • Erlaubte Bieter: <ul style="list-style-type: none"> • stilllegungsbedrohte Kraftwerke • Nachfrager • Hochflexible und CO₂-arme Neubauten

Pfadabhängigkeit	
Aufbau des Marktes komplex	Rutschbahn-Effekt
Flexibilität nicht explizit gefordert	Geringere ausgeschriebene Leistung u. geringeres finanzielles Risiko
Windfall profits	Flexible Kraftwerke
Transparenter Markt	
Geringe Transaktionskosten	



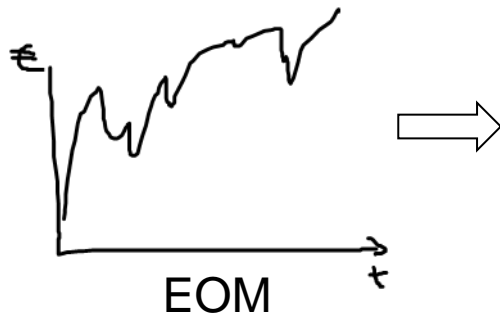
Zentrale Kapazitätsmärkte - Marktrisiken

Kapazitätsmarkt



Vergütungsrisiko

- Zuschlag für Gebot bekommen?
- Gibt es technologiespezifische Auktionen?
- Wie sind Präqualifikationsanforderungen?

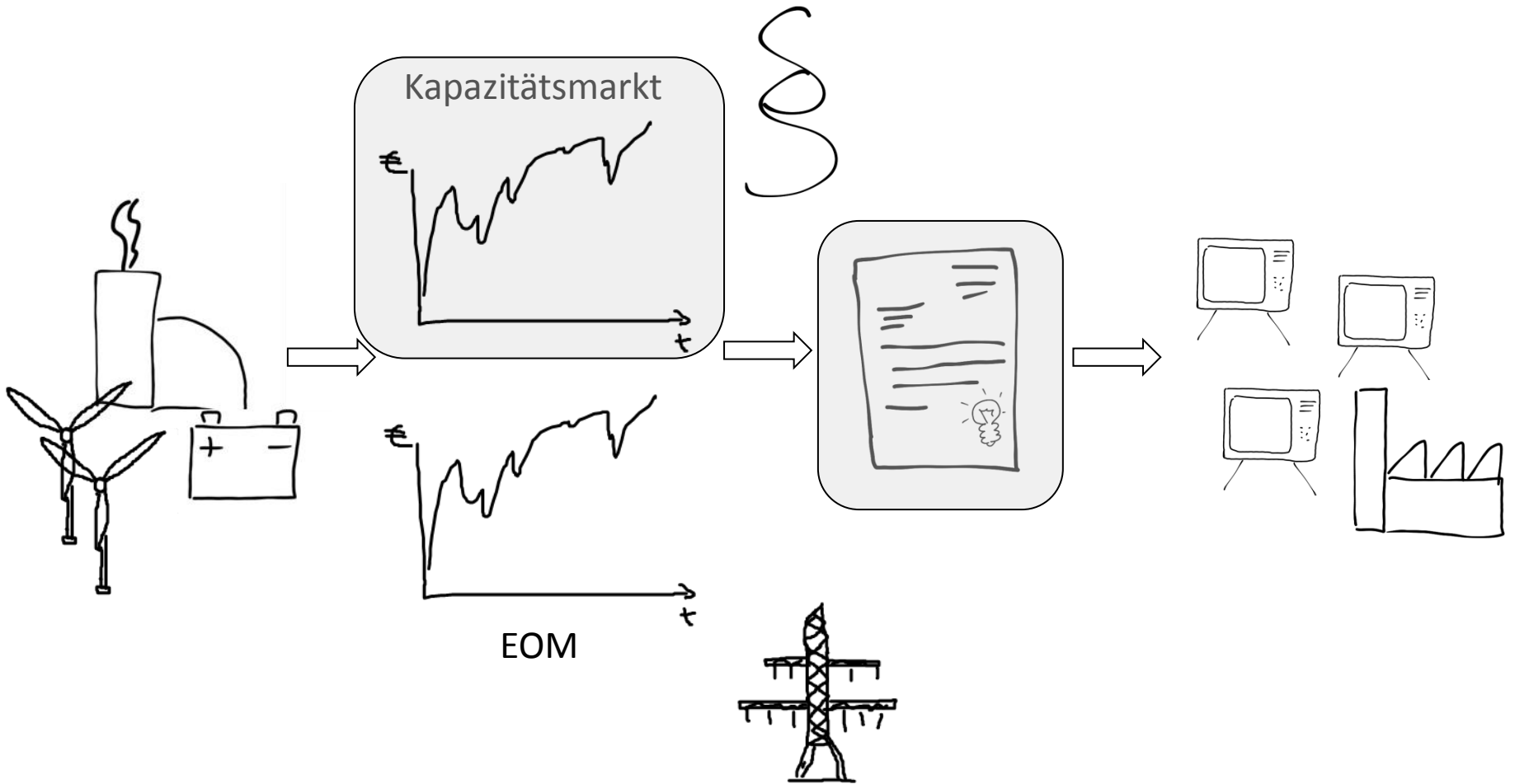


Strompreisrisiko

- Preise können fallen, da Anbieter über Kapazitätsmarkt zusätzliche Einnahmen generieren
- „Rutschbahn-Effekt“, v.a. bei fokussierten/ selektiven Märkten
- Spitzenpreise können/sollen weniger häufig auftreten



Dezentraler Leistungsmarkt



Dezentraler Leistungsmarkt

Umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage

- Z.B. Lieferanten verantwortlich für Erbringung der sicheren Leistung
- Lieferanten erstehen Leistungszertifikate von Kraftwerken
- Evtl. Börsenhandel für die Leistungszertifikate
- Kunden zahlen für Leistungsvorhaltung
- Finanzieller Anreiz zur Flexibilität, wenn Kosten für Leistungsvorhaltung > Opportunitätskosten

Hohe Transaktionskosten

Bedarf ergibt sich aus dem Markt heraus

Hoher Kontrollaufwand für Regulierer

Flexible Kraftwerke/Speicher

Windfall profits

Lastseitige Flexibilität (z. B. Demand Side Management, virtuelle Verbraucher)

Privatisierung des Gutes
Versorgungssicherheit

Privatisierung des Gutes
Versorgungssicherheit



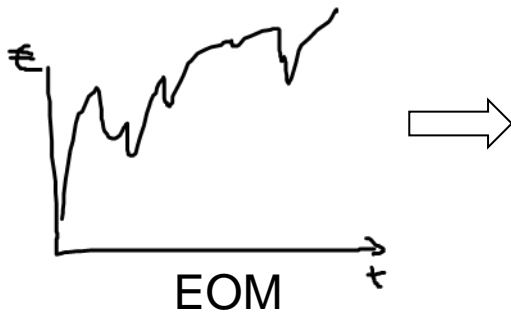
Dezentraler Leistungsmarkt – Marktrisiken

Dezentraler
Leistungsmarkt



Vergütungsrisiko

- Preise der Zertifikate ausreichend zur Deckung der Differenzkosten zum EOM?

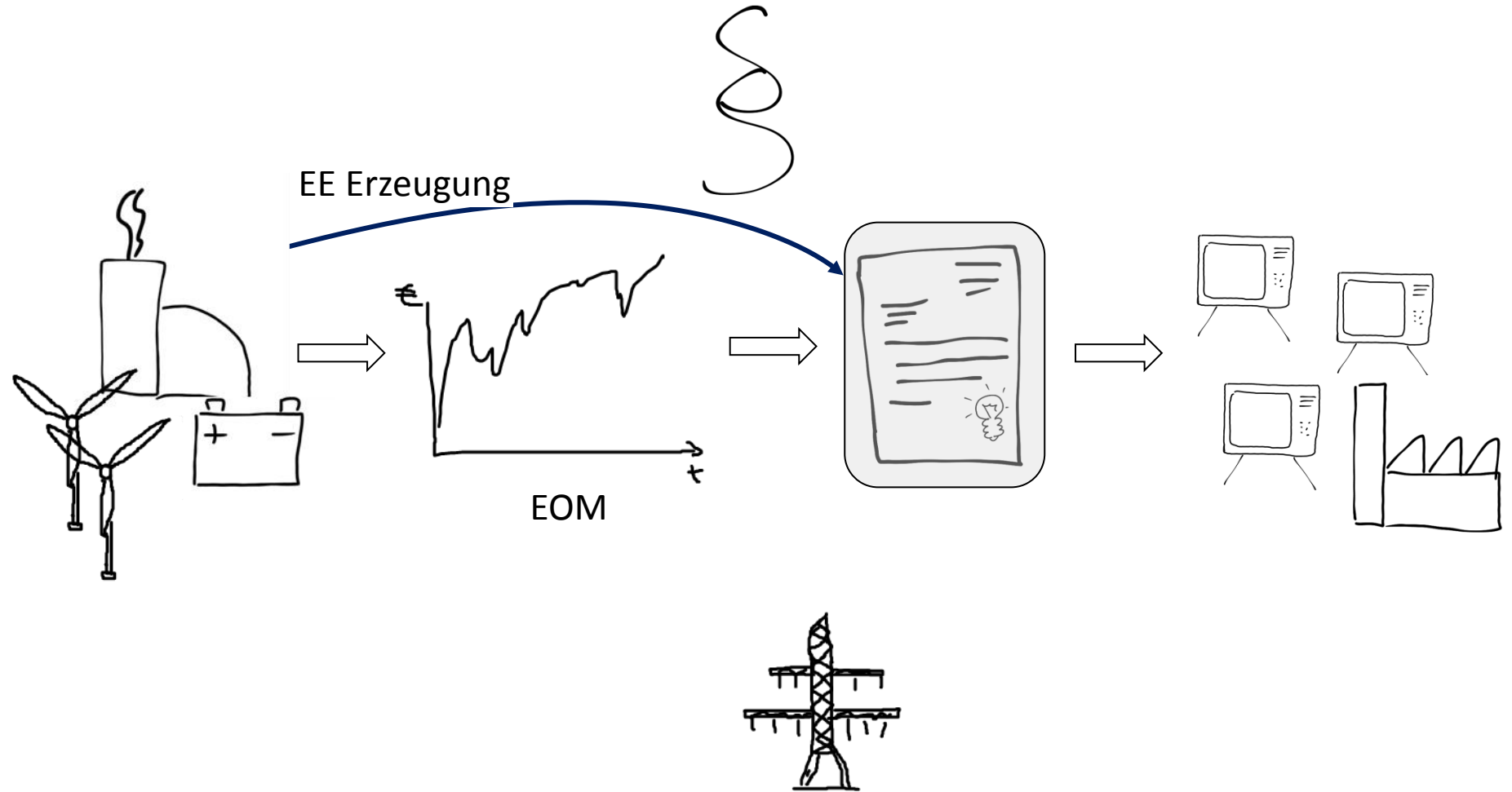


Strompreisrisiko

- Preise können fallen, da Anbieter über Leistungsmarkt zusätzliche Einnahmen generieren
- Spitzenpreise können/sollen weniger häufig auftreten
- Evtl. Nachteil für Speicher: weniger negative Preise



EE-Anteile im Lieferantenportfolio



EE-Anteile im Lieferantenportfolio

EOM als Residuallastmarkt

- Lieferanten bekommen entsprechende EE-Quote in Ihre Erzeugungsportfolio (fluktuierende EE)
- Lieferant für Deckung der Residuallast verantwortlich (bilateral, EOM)
- Lieferanten fragen flexible, gesicherte Leistung nach
- EOM würde zu einem Residuallastmarkt
 - Kurzfristiger Handel (evtl. bis zu viertelstündlichen Handelsprodukten)

Hohe Transaktionskosten

Bedarf ergibt sich aus dem Markt heraus

Hoher Kontrollaufwand für Regulierer

Flexible Kraftwerke/Speicher

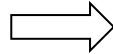
Lastseitige Flexibilität (z. B. Demand Side Management, virtuelle Verbraucher)

Transparenz bei EEG Kosten

(Dissertation Matthias Reeg, DLR, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, matthias.reeg@dlr.de)

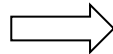
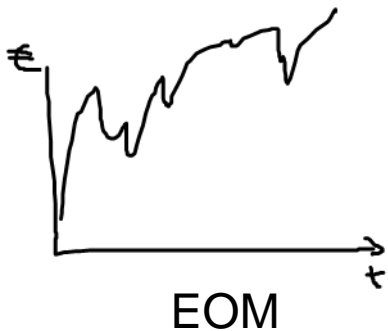


EE-Anteile im Lieferantenportfolio



Vergütungsrisiko

Vergütungsrisiko hier nicht vorhanden.



Strompreisrisiko

- Preise am Residuallastmarkt ausreichend (Termin-, Spotmarkt)?
- Bilaterale Verträge wirtschaftlich attraktiv?



Agentenmodell AMIRIS – Agentenbasiertes Modell zur Integration Regenerativer in den Strommarkt

Realität: Akteure

Typen

- EE-Anlagenbetreiber
- Speicherbetreiber
- Netzbetreiber
- ...

Eigenschaften

- Unvollständige Informationen
- Zielvorstellungen
- Strategien
- ...

Handlungen

- Kommunikation
- Strategieanpassung
- ...

Modell: Agenten

Typen

- ...

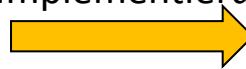
Eigenschaften

- ...

Handlungen

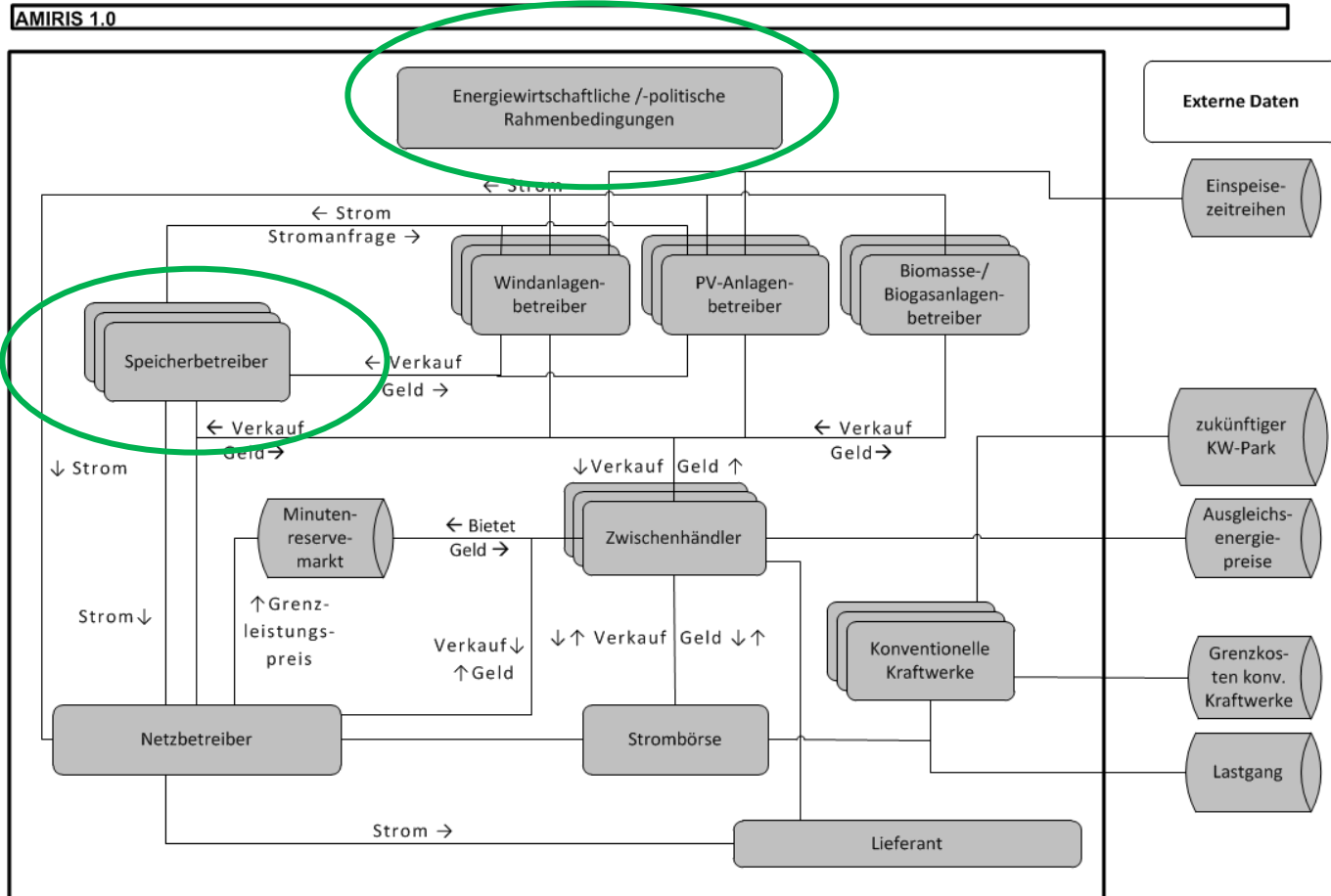
- ...

Implementierung



AMIRIS Modellstruktur

- Einfluss von politischen Rahmenbedingungen und Marktdesign auf Verhalten und Wirtschaftlichkeit der Akteure



Vielen Dank!

Kontakt:

Dr. Marc Deissenroth

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung
Wankelstraße 5 | 70563 Stuttgart

Telefon 0711 6862-8139 | Telefax 0711 6862-8100 | marc.deissenroth@dlr.de

www.DLR.de



Wissen für Morgen

