

Arbeitskreis Emissionshandel

Affordable Energy Action Plan

How can power market reforms contribute?

Professor Karsten Neuhoff, TU Berlin und DIW Berlin

2.4.2025

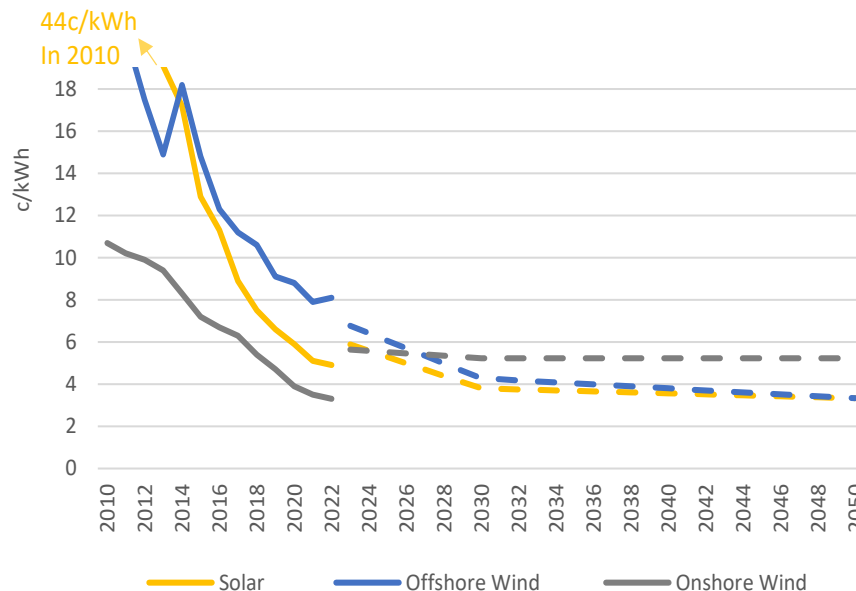
Vom EU Aktionsplan Affordable Energy zu konkreten Reformmaßnahmen

Ziele EU Aktionsplan	Ziele Sondierungspapier	Konkrete Reformmaßnahmen	Effizienzgewinn
Erschwingliche Energie für die europäische Industrie (Aktion 6)	Wettbewerbsfähige Energiekosten/Industriestrompreis	1. Erneuerbaren Energien Pool	2 c/kWh
Mit Flexibilität Stromkosten reduzieren (Aktion 2)		2. Netzentgeltreform und Investitionszuschüsse	
Versorgungssicherheit auch für Preisstabilität (Aktion 7)	Reservekraftwerke auch zur Stabilisierung des Strompreises	3. Versorgungssicherheitsreserve	
Reduzierte Stromkosten durch Netzentgelte, die reale Energiekosten spiegeln (Aktion 1)	Ziel ist eine dauerhafte Deckelung der Netzentgelte	4. Lokalen Preissignale mit Absicherung lokaler Preisrisiken	1 c/kWh
		5. Regulatorische Asset Basis für Investitionen	1.5 c/kWh

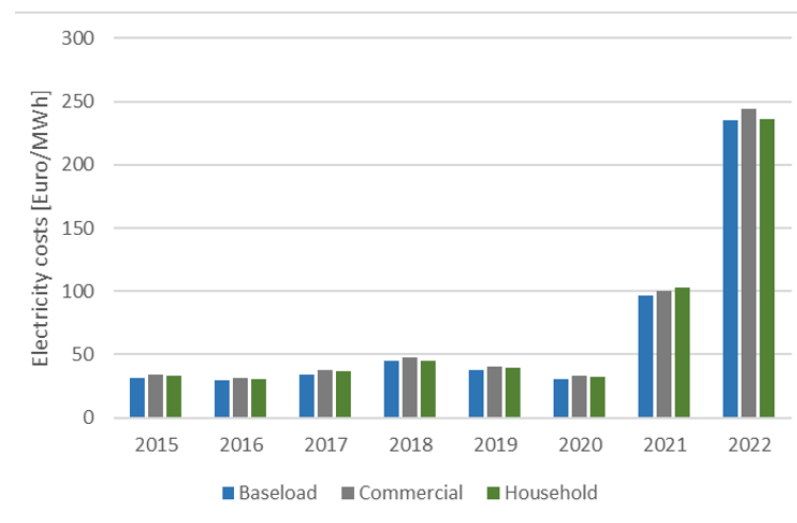
Zusammenfassung: ([Link](#))

Langfristverträge machen Wind und Solarenergie verlässlich bezahlbar

Stromgestehungskosten sinken rapide..



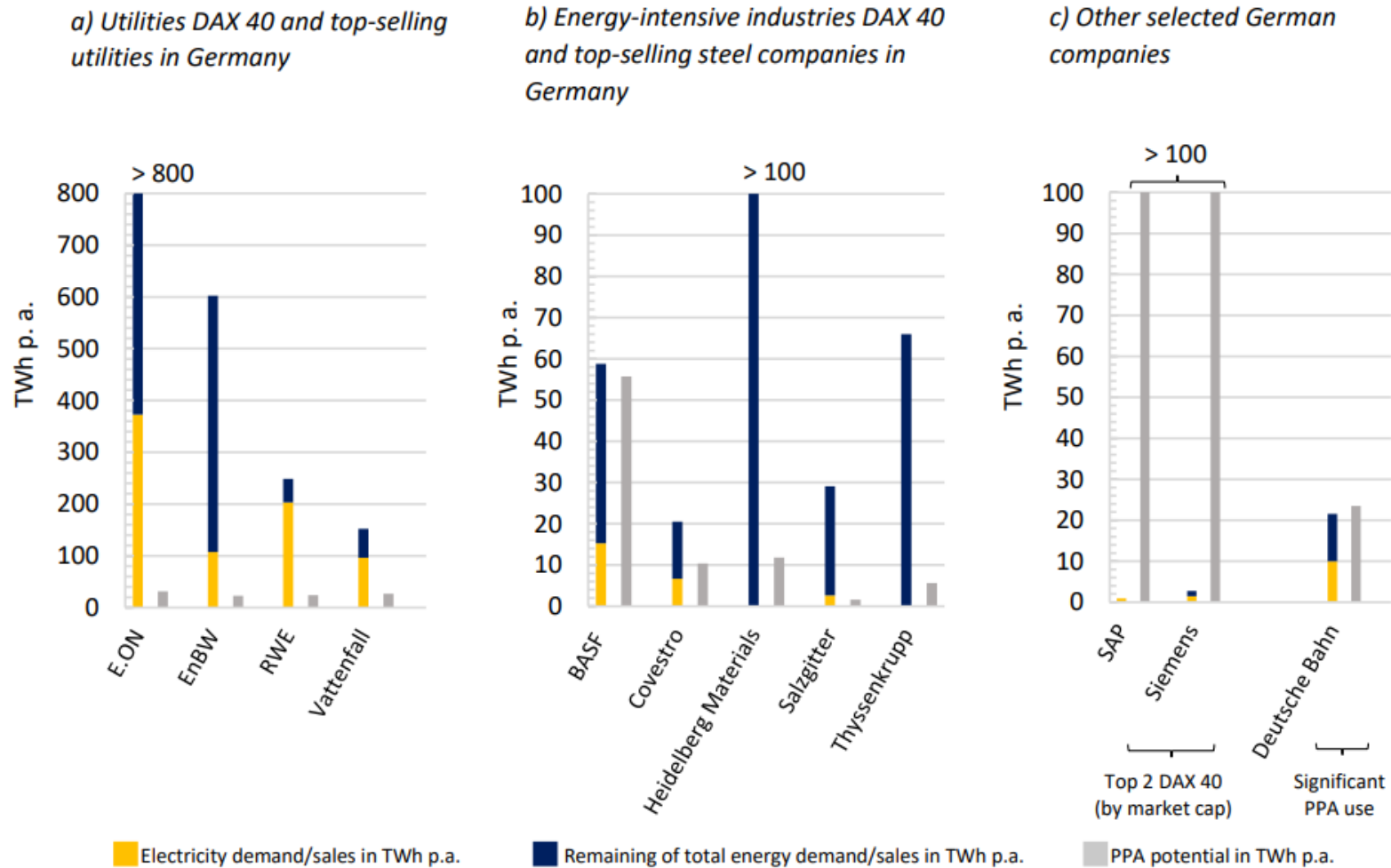
... aber Kosten explodierten in der Krise.



Wenn der Markt nur auf Kurzfristigkeit ausgerichtet ist, dann...:

- ... führt die Volatilität des Grenzpreises zu schwankenden Stromkosten
- ... erhöhen Inframarginal- und Knappheitsrente die Stromkosten

Herausforderung für private Langzeitverträge (1): Mangelnde Kapazitäten für Unterzeichnung erforderlicher Verträge

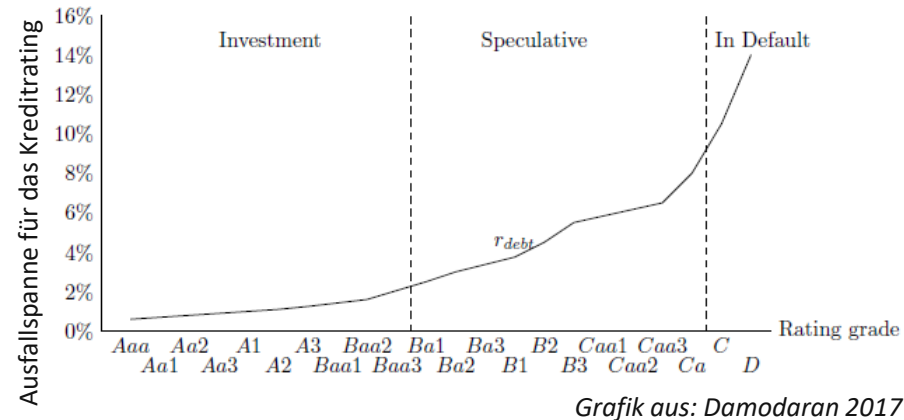


Garantien für einzelne Projekte beheben dieses Problem nicht.

Quelle: Karsten Neuhoﬀ, Fernanda Ballesteros, Mats Kröger, Jörn Richstein (2023): Contracting Matters: Absicherung von Erzeugern und Verbrauchern mit einem Erneuerbare-Energien-Pool. [\(Link\)](#)

Herausforderung für private Langzeitverträge (2): Finanzierungskosten bei privaten höher als bei öffentlichen Aufträgen

1. Das Gegenparteirisiko für die Projektentwickler steigt mit privaten langfristigen Verträgen (PPA): Stromgestehungskosten etwa 10% höher
2. Höhere Finanzierungskosten auf der Nachfrageseite bedeuten eine Erhöhung der Stromgestehungskosten für Wind- und Solarenergie um 20%.



3. Gesamteffekt der gestiegenen Finanzierungskosten und Risiken auf die Bilanz
 - 29% (DIW, 2018 / Mai, 2021)
 - 28% (Aurora Energy Research, 2018)
 - 25% (Enertrag, 2019)

Öffentliche Garantien decken nur das Gegenparteirisiko ab (10%)

Affordable Energy Action Plan: Tripartite Contract

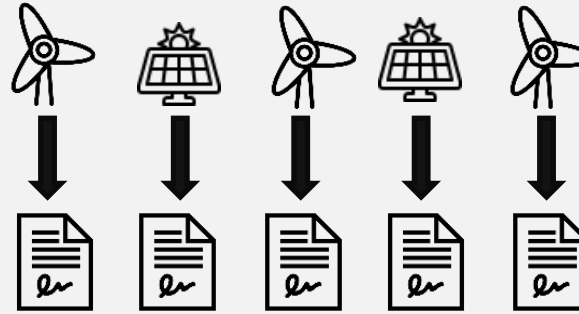
Action 6 – A tripartite contract to ensure affordable energy for Europe's industry

To counteract high energy prices and market uncertainty, a broader tripartite contract for affordable energy can bring together the public sector, energy producers, and energy-consuming industries to create a favourable investment climate, facilitating a [competitive EU industrial sector](#), while ensuring the retention and creation of quality jobs.



Behebung von Marktversagen aufgrund mangelnder privater Verträge: Öffentlich garantierter Pool für erneuerbare Energien

Wind- und Solarprojekte
nehmen an der
Ausschreibung für
langfristige Verträge teil



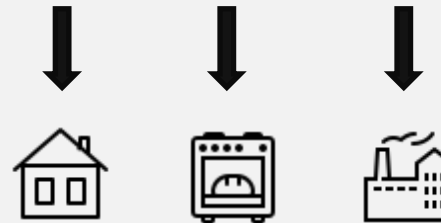
*Jeder Vertrag legt einen Strike-Preis fest, der
für die Produktionsmenge vergeben wird*

Alle langfristigen Verträge
werden in einem Pool für
erneuerbare Energie
zusammengefasst



*Der Pool ist durch seinen durchschnittlichen Strike-Preis
und die Summe der Produktionsmengen gekennzeichnet*

Die Stromverbraucher
(oder Großhändler)
erhalten Anteile an dem
Pool



Charakteristika eines Pools für erneuerbare Energien

Öffentliche Garantie für den Pool, 5-jähriger Ausstiegsoption für Kunden

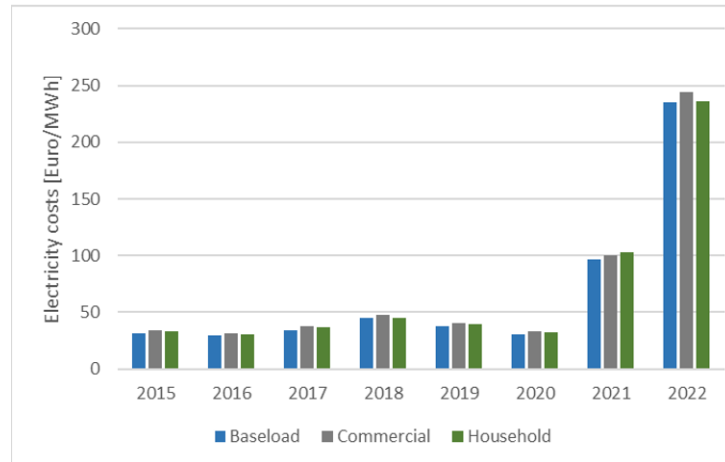
- Bietet Rechtssicherheit: Teilnehmer werden nicht benachteiligt
- Vermeidung eines Aufschlags von 30% auf die Finanzierungskosten bei langfristigen privaten Verträgen
- Sicherstellung der Finanzierung, höhere Wahrscheinlichkeit der Realisierung von Projekten und damit Absicherung der Projektpipeline

Ausschreibungen für langfristige Verträge für Projekte

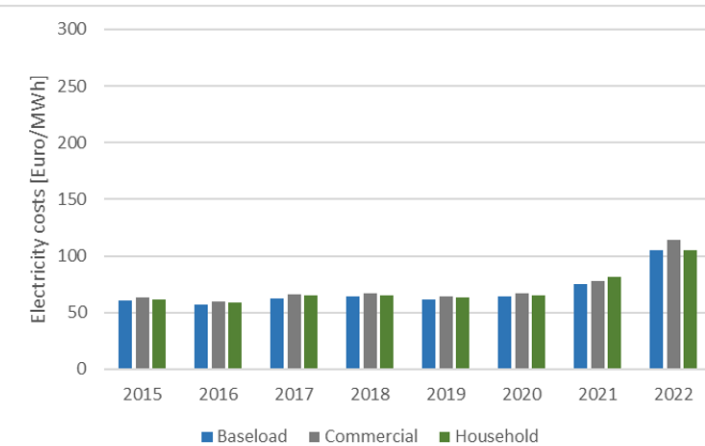
- Ermöglichung einer Differenzierung der Ressourcen zur Senkung der Kosten für die Verbraucher
- Kann umfassende Anreize für systemfreundliche Technologien beinhalten

Erneuerbare Energien-Pool stabilisiert Stromkosten vollständig - nur in Kombination mit Flexibilität -

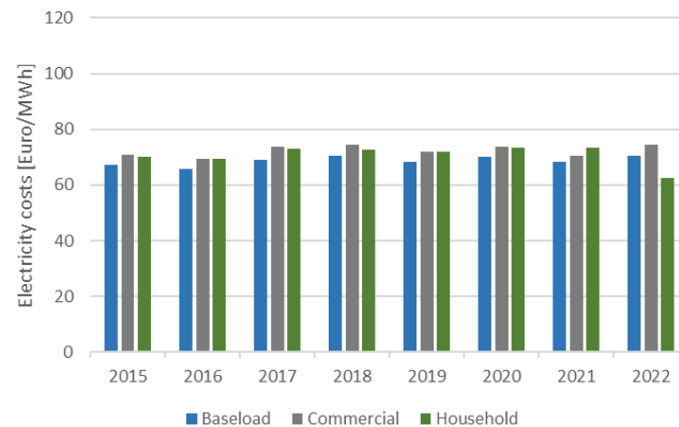
(i) Spotpreis



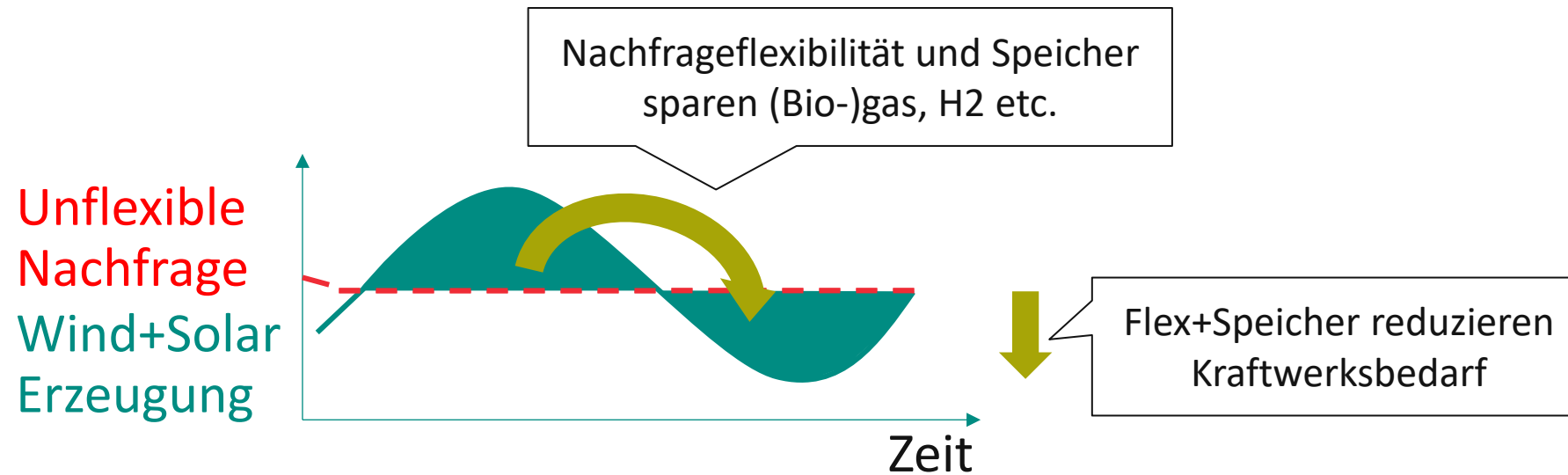
(ii) Spotpreis + 100% CfD-Pool



(iii) Spotpreis + 100% CfD Pool + 4h Batteriespeicher/Tag



Flexibilität reduziert Kosten in Stunden mit weniger Wind/Solar

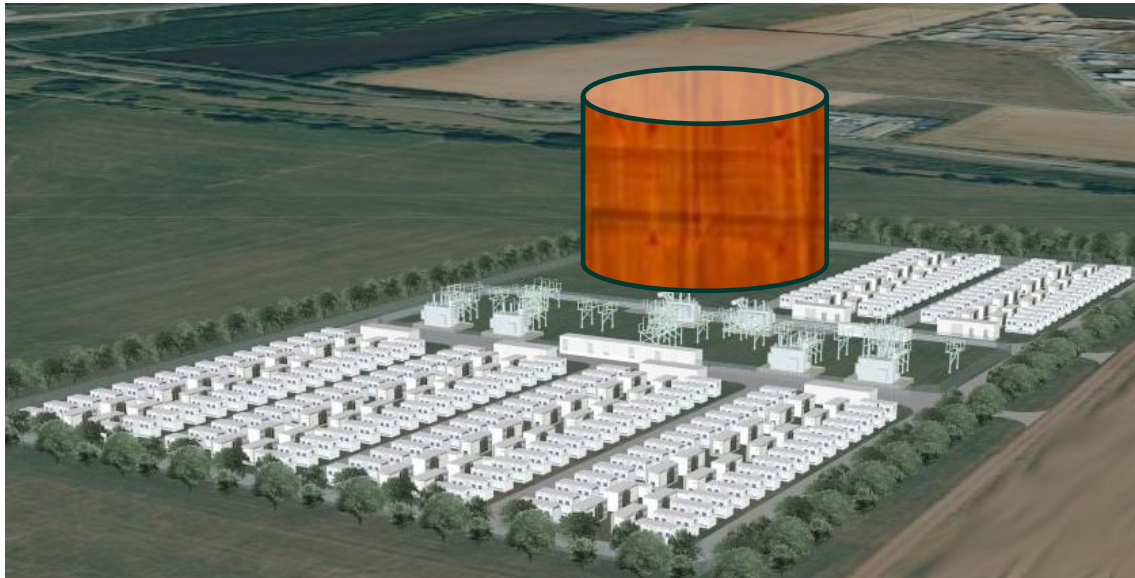


Sektorkopplung bietet große & kostengünstige Flexibilitätspotentiale

- Verkehr: Zeitflexibles laden von E-Autos
- Gebäude und Quartiere: Wärmespeicher für Wärmepumpen
- Industrie: Klimaneutrale Grundstoffherstellung (Zwischenprodukte speichern)
- Ergänzt durch Batterien (insbesondere im Verteilnetz)



Portfolio von Speichertechnologien minimiert Kosten



¹ <https://www.wittlich.de/de/aktuelles/wittlich/2023/oktober/eco-stor-plant-eines-der-groessten-batteriespeicherwerkes-europas-in-der-kreisstadt-wittlich-stadtteil-wengeroehr/>; Bild: ECO STOR GmbH; Investitionskosten: Elalfy, Dina A., et.al. (2024), Danish Energy Agency (2024)

² MVV Energie AG: Geschäftsbericht 2012/13, Investitionskosten (Arnold, Karin (2019)); Annahmen zur Umwandlung von kWh_{th} in kWh_{el} über Wärmepumpe $\text{COP} = 2$ (AgoraEnergiewende(2023)), Speichereffizienz = 0,9 (Arnold, Karin (2019))

Lithium-Ionen-Akku Wittlich¹ :

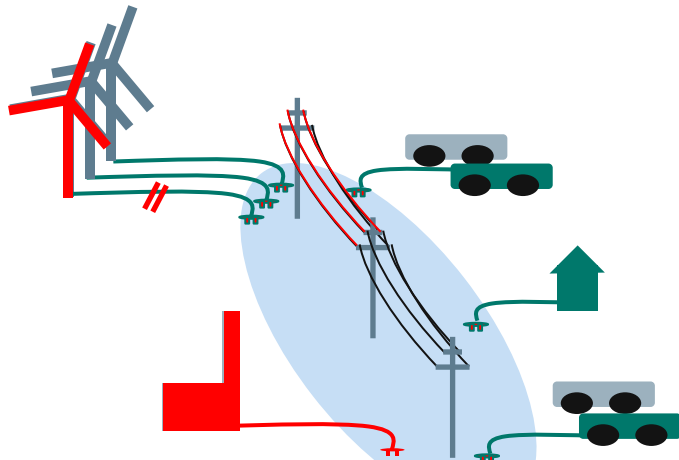
- Speicher: $600 \text{ MWh}_{\text{el}}$
- Investition: 250 Mio €
- Etwa 400 €/kWh
- Größe: 6 ha

Fernwärme Mannheim²

- Speicher: $1500 \text{ MWh}_{\text{th}}$
 $\triangleq \text{ca. } 650 \text{ MWh}_{\text{el}}$
- Investition: 27 Mio €
- Etwa 40 €/kWh
- 40 m Durchmesser,
- 36 m Höhe

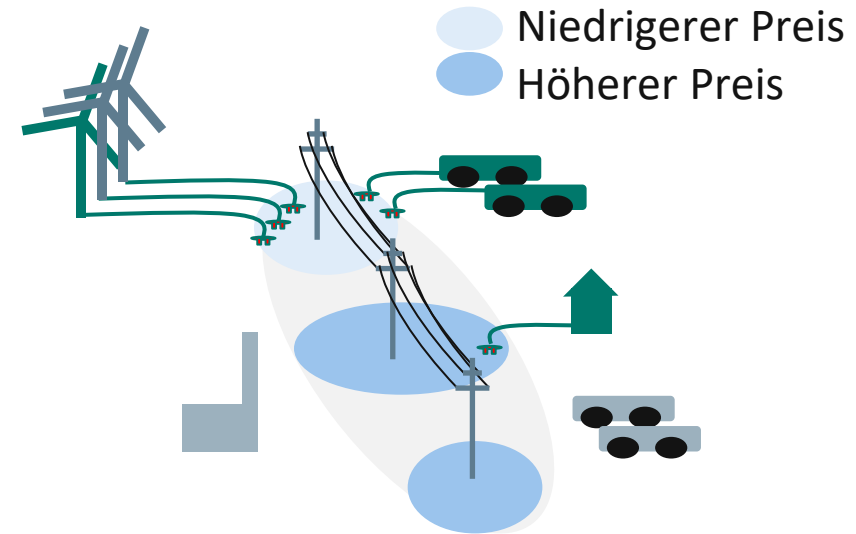
Lokale Preisgestaltung notwendig für effektive Nutzung und Vergütung von Flexibilität

Große Preiszone



- Preis Gleichen Angebot und Nachfrage innerhalb Zone aus.
- Kann zu Übertragungsbeschränkungen führen. Dann fordert der ÜNB die Kraftwerke zum Redispatch auf.
- Keine Nutzung von Nachfrageflexibilität und Speicherung für Engpassmanagement

Lokale Preise



- Die lokalen Preise sorgen für ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage, Angebot und Importen/Exporten.
- Wirksame Nutzung der Flexibilität reduziert Windspill und konventionell Erzeugung

Rahmen für die regionale Einführung von lokalen Preisen dringend erforderlich.

Status quo:

- Marktteilnehmer wird de-fakto unbegrenzte Netzkapazität versprochen
- Ist ein ungedeckter Scheck – wenn mehr genutzt wird, also vorhanden, muss Netzbetreiber sie zurückkaufen (Redispatch)
- Redispatchkosten 2023 waren 4 Mrd.€ c.a. 10 € /MWh extra Netzentgelt

Lokale Marktplätze¹

- Mit Netz wird Energie von Märkten zu Märkten mit höheren Preisen gebracht
- Wenn Preisunterschiede bleiben entstehen dabei Engpasserlöse
- Diese verbleiben bei Nationaler Marktplattform (Netzbetreiber & Börse)
- Damit werden Stromkunden gegen lokale Preisrisiken abgesichert

Übergang zur lokalen Preisgestaltung muss gut gestaltet werden

Preisrisiken während des Übergangs berücksichtigen und adressieren

- Quantifizierung der Auswirkungen: moderater als befürchtet¹
- Im Engpassmanagement entstehen Erlöse (statt bisher Redispatchkosten). Mit diesen
- Option 1: Finanzielle Übertragungsrechte ausgeben um lokale Preisrisiken abzusichern²
- Option 2: Teilnehmer im Erneuerbaren Energien Pool gegen lokale Preisrisiken absichern

Fokus auf den Nutzen für Verbraucher - Beispiel lokale Marktplätze³:

- Kann für den Verbraucher zugänglich und attraktiv sein
- Erschließung von Flexibilität für das System (Vermeidung von Autarkie)
- Klare Schnittstelle für den Betrieb von Übertragung und Verteilung

¹ Knörr, Bichler, Dobos (2024) Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market, <https://arxiv.org/abs/2403.09265>

² Friedrich Kunz, Karsten Neuhoff, Juan Rosellón (2016): FTR-Allokationen zur Erleichterung des Übergangs zu nodalen Preisen: An application to the German power system. ([Link](#))

³Bevorstehender Bericht über www.diw.de/fpm

Wie wirkt ein **umfassender Kapazitätsmarkt**?

- Staat definiert, wie viel „sichere“ Kapazität für kritische Zeiten vorzuhalten ist
- Wer Kapazität liefern kann, erhält Zahlungen. Kosten auf alle Stromkunden umgelegt.

Umsetzungsoptionen

- Zentral: Ermöglicht langfristigere Verträge, kann so Investitionen absichern
- Dezentral: Jährlich anpassbar, regulatorische Unsicherheit für Investoren
- Hybrid: Unklar was Mehrwert gegenüber zentralem Kapazitätsmarkt ist?

Bewertung

- Sichert Versorgungssicherheit, reduziert Knappheit und Preisspitzen
- Kapazitätsmarkt berücksichtigt nachfrageseitige Flexibilität unzureichend
- Erlöse für Flexibilität im Energiemarkt fallen, somit auch Anreize in Flexibilität zu investieren.
- Werden zu viele Kraftwerke und zu wenig Flexibilität vorgehalten?

Wie wirkt ein **Versorgungssicherheitsreserve**?

- Netzbetreiber schreiben Kraftwerkskapazitäten für Reserve aus
- Kosten abzüglich Erlöse werden auf alle Stromkund*innen umgelegt

Umsetzungsoptionen

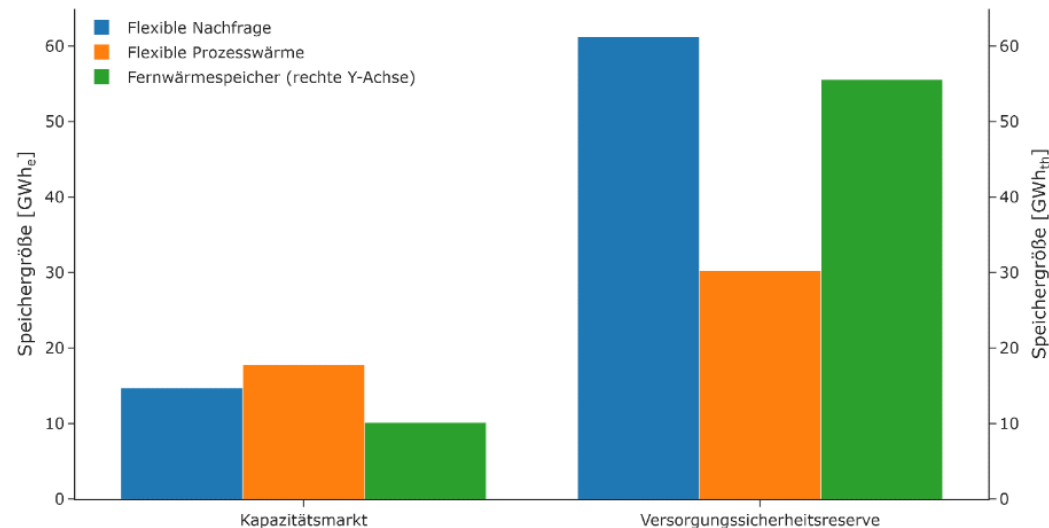
- Auslösekriterium: Nachfrage > Angebot war 2022 nicht haltbar
- Auslösekriterium: ≈ 500 €/MWh reduziert Kosten- und Interventionsrisiken

Bewertung

- Sichert Versorgungssicherheit, bewahrt dabei (moderate) Preisspitzen
- Flexibilität kann sich im Energiemarkt refinanzieren (Lernumfeld)
- Terminmärkte werden gestärkt durch reduzierte Risiken und geringere Margin Calls
- Setzt Versorgungssicherheitsreserve zu oft einen Preis > Grenzkosten?

Wie wirken sich Kapazitätsmechanismen auf Investitionen aus?

- Sowohl zentraler Kapazitätsmechanismus als auch Versorgungssicherheitsreserve
 - Können ausreichend Erzeugungskapazität sicherstellen
 - Kosten für Stromkund*innen: Energie+Umlage



- Mittelfristig wird Flexibilität zum Standort- und Innovationsfaktor
 - Versorgungssicherheitsreserve nutzt Energiemarkt für Flexibilitätspotentialen
 - Kapazitätsmarkt – kommt Flexibilität in Ausschreibungen zum Zuge??
- Versorgungssicherheitsreserve stärkt Terminmarkt – und stabilisiert dadurch Stromkosten

Erneuerbaren Energien Pool für Wind- und Solarprojekte

- Für Einsparungen bei Finanzierung, Landrenten und Systemkosten
- Kommen direkt Stromkund*innen zugute zusammen mit stabilen Preisen

Lokale Marktplätze

- Beenden Fehlanreize: Vermeiden Redispatchkosten und reduzieren Netzbedarf
- Speicher und andere Flexibilitäten: Kunden profitieren von ihrem Systembeitrag
- Engpasserlöse: Sichern Landesweit vergleichbare Stromkosten

Versorgungssicherheitsreserve

- „Feuerwehr“ für Extremfälle - statt Kapazitätzahlungen an alle
- Stärkt den Strommarkt – so lohnen sich Flexibilitätsinvestitionen im Markt
- Das reduziert mittelfristig Stromkosten und Stromkostenrisiken