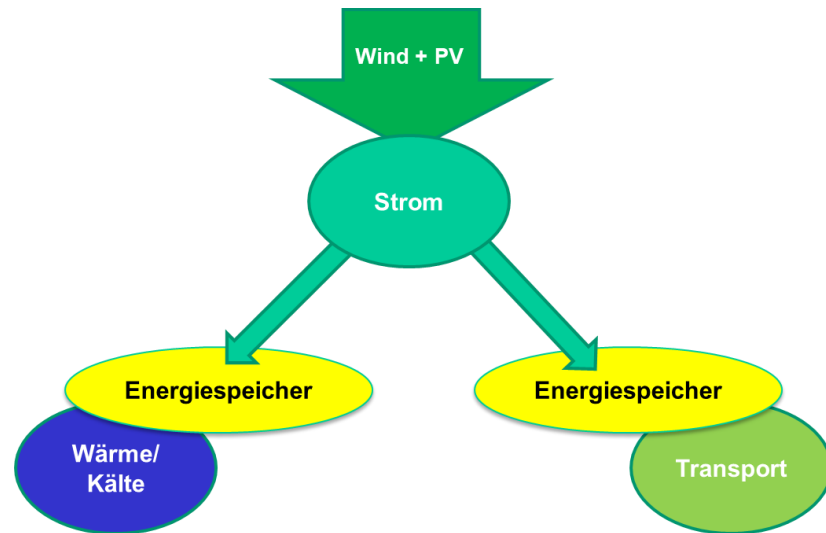
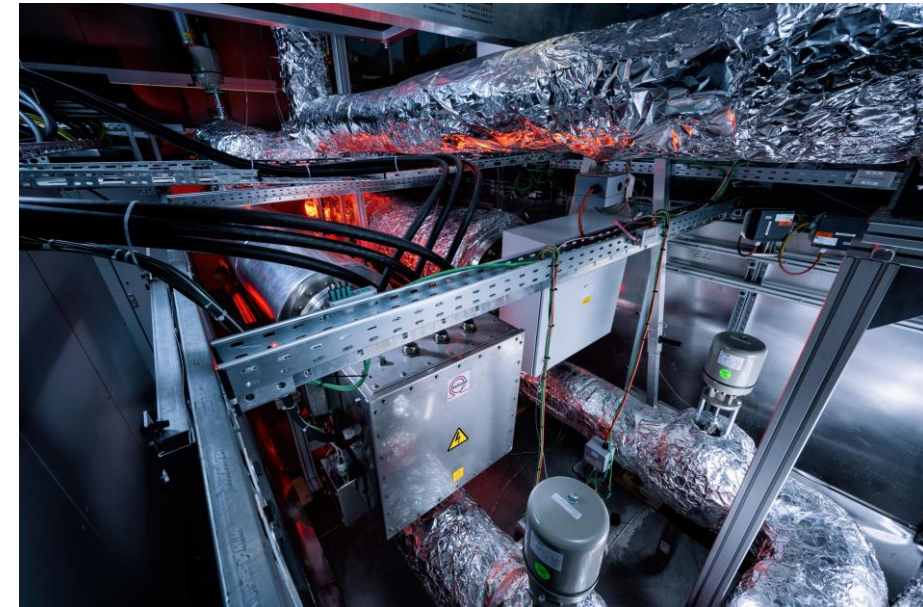


Flexible Sektorenkopplung und Power-to-Heat

Konzepte für eine Resiliente Energieversorgung



Prof. Dr.-Ing. Annelies Vandersickel (DLR)
Dr. Christoph Rathgeber (ZAE)

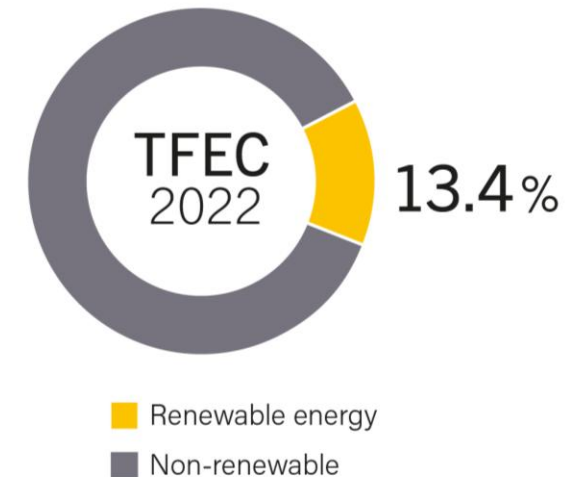
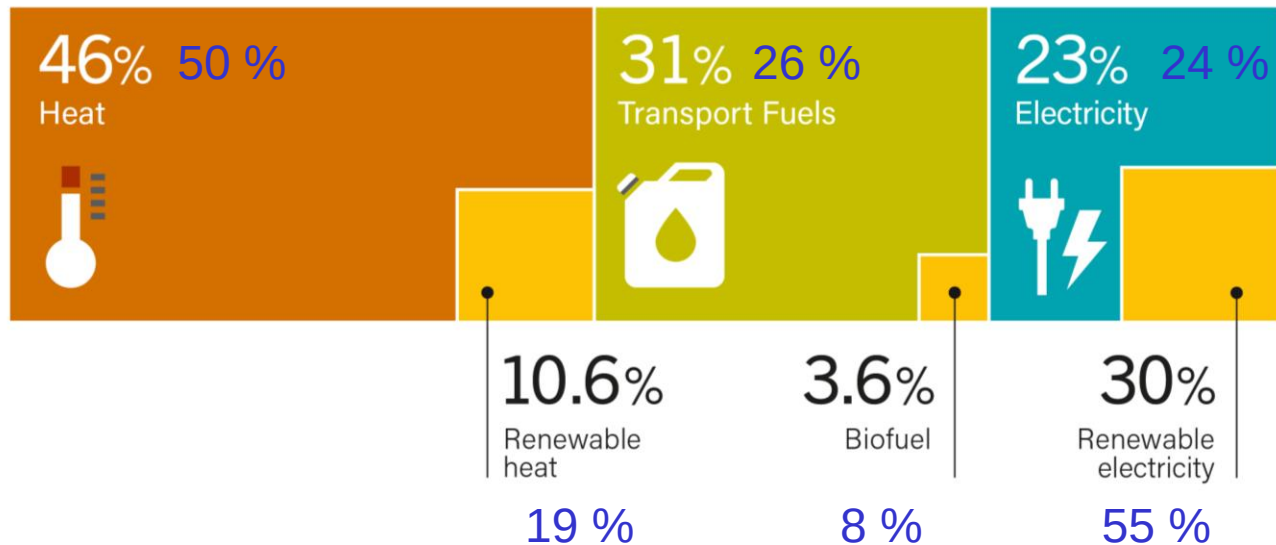


Elektroheizer für Flusssalz in der Forschungsanlage TESIS (© DLR)

Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität



Total Final Consumption and Share of Modern Renewable Energy, by Energy Carrier, 2022



Deutschland (2025, [2-4])

REN21 GSR 2025 GLOBAL OVERVIEW

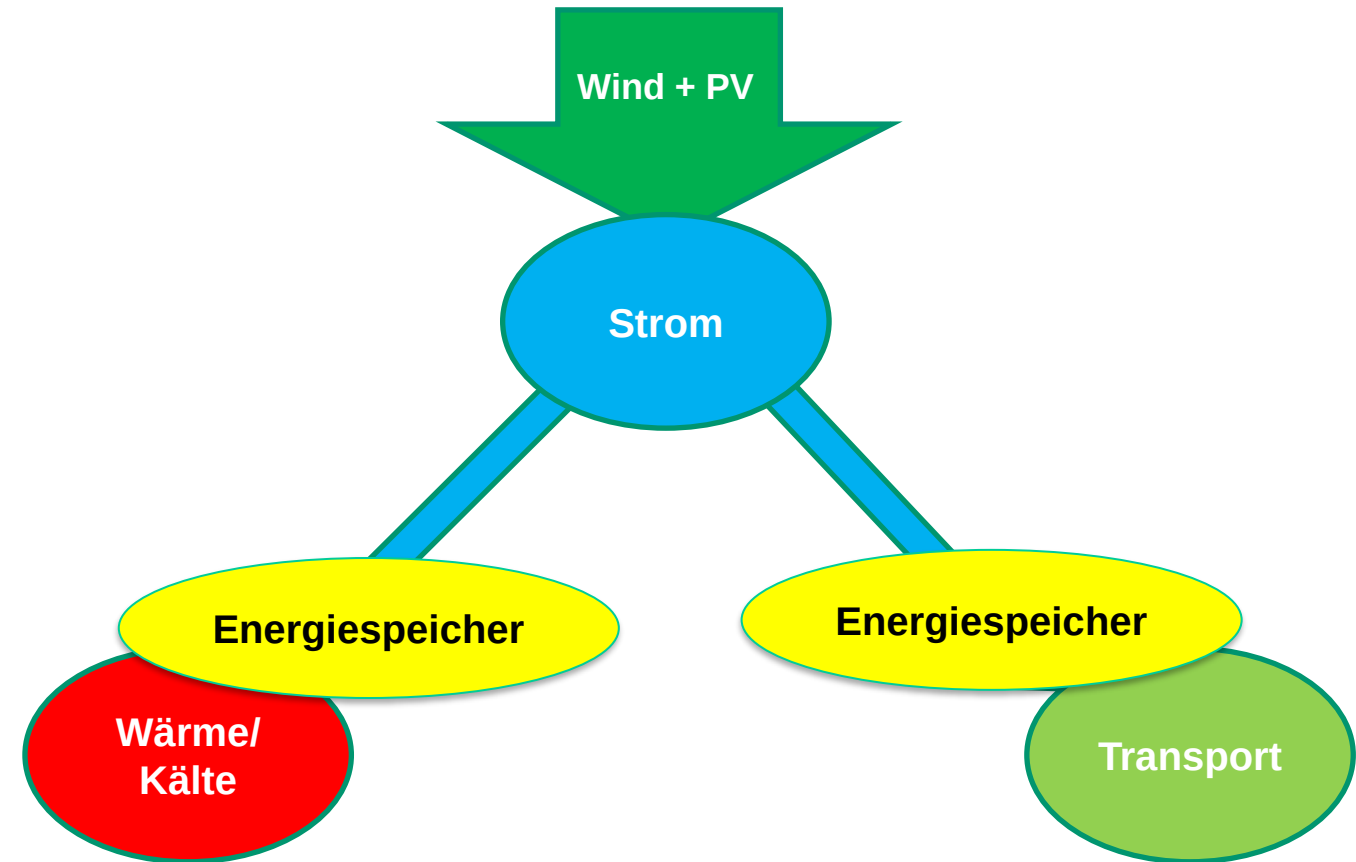
- Wärme: Größter Energieverbrauch – besonders großer Hebel für die Dekarbonisierung
- Verkehr: Geringster Anteil Erneuerbarer – größter Aufholbedarf
- Strom: Am weitesten dekarbonisiert – Basis für die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr

Bild: [1]

Flexible Sektorenkopplung

Konzept

- Starre Kopplung (Direktelektrifizierung) führt zu extremen Anstieg der Peakleistung, Netzauslastung
 - Flexibilisierung einzelner Verbraucher nur eingeschränkt möglich
- Energiespeicher zur Entkopplung von Stromerzeugung und Energiebedarf



Flexible Sektorenkopplung

Konzept

- Verbrauchsseitige Speicherintegration: techno-ökonomische und genehmigungsbezogene Vorteile
- Breiteres Technologiespektrum: elektrische, thermische und chemische Energiespeicher

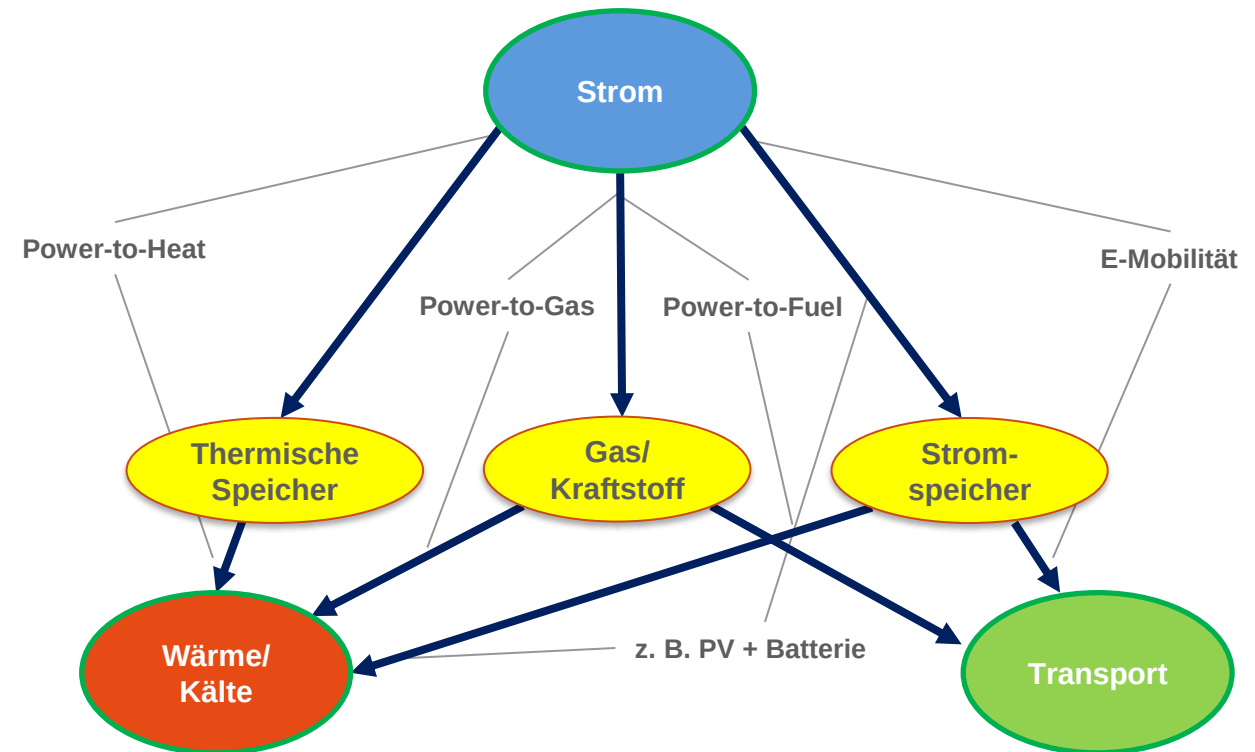


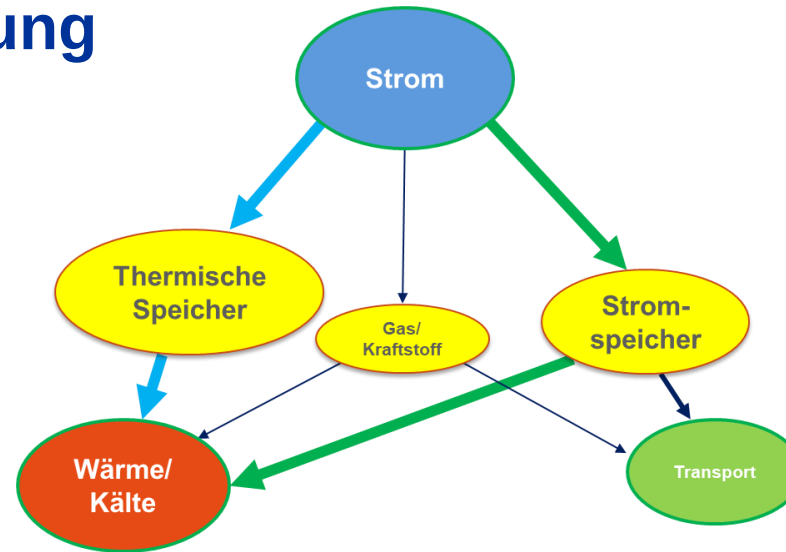
Bild adaptiert von [5]

Flexible Sektorenkopplung

Beispiel: Power-to-Cold

Vergleich:

Kältespeicher – Batterie



Eisspeicher (Quelle: [6])



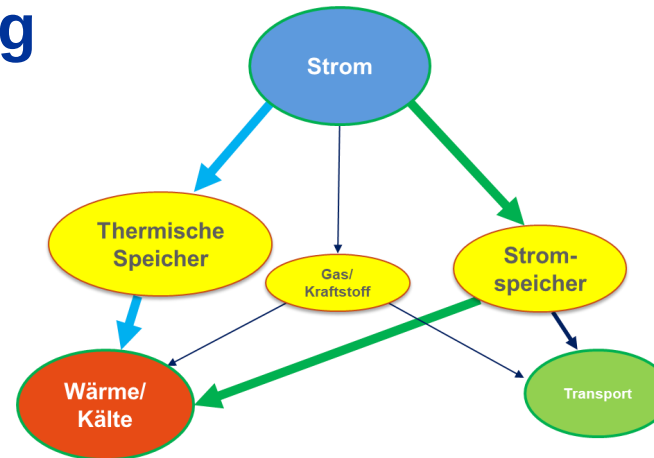
Batteriespeicher (Quelle: [7])

Flexible Sektorenkopplung

Beispiel: Power-to-Cold

Vergleich:

Kältespeicher – Batterie



Anwendung	Speicherkapazitätskosten	
	Kältespeicher	Batteriespeicher
Wohngebäude	~25–60 €/kWh _{th} [8, 9]	~300–700 €/kWh _{el} [10]
Industrielle Prozesskälte		~150–450 €/kWh _{el} [11, 12]

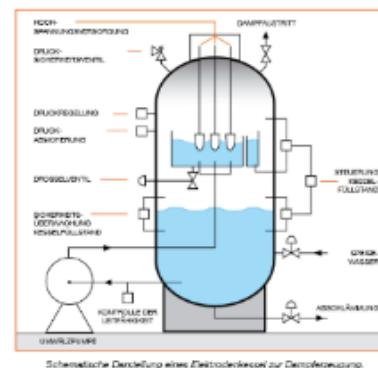
Zu beachten:

- COP der Kältemaschine beeinflusst Kostenvorteil der Kältebereitstellung durch Kältespeicher.
- Kältespeicher rein für thermische Anwendungen, Batterien flexibler einsetzbar.

Beispiel: Power-to-Heat

**Fernwärme ($T < 115\text{ °C}$)
erfolgreich auf dem Markt eingeführt**

Prozesswärme ($T > 115\text{ °C}$) erste Pilotanlagen in Betrieb



56 MWh

Speicher
kapazität

> 8.000 t

CO₂-Einsparung/Jahr

10 MW

Netzanschluss
(elektr.)

4 S

Hochlaufzeit

7 MW

Dampfleistung

< 90 s

volle Netzlast,
aFRR-fähig

Quelle: [13]

Flexible Elektrifizierung eines Chemieparks

Keine technische Show-Stopper

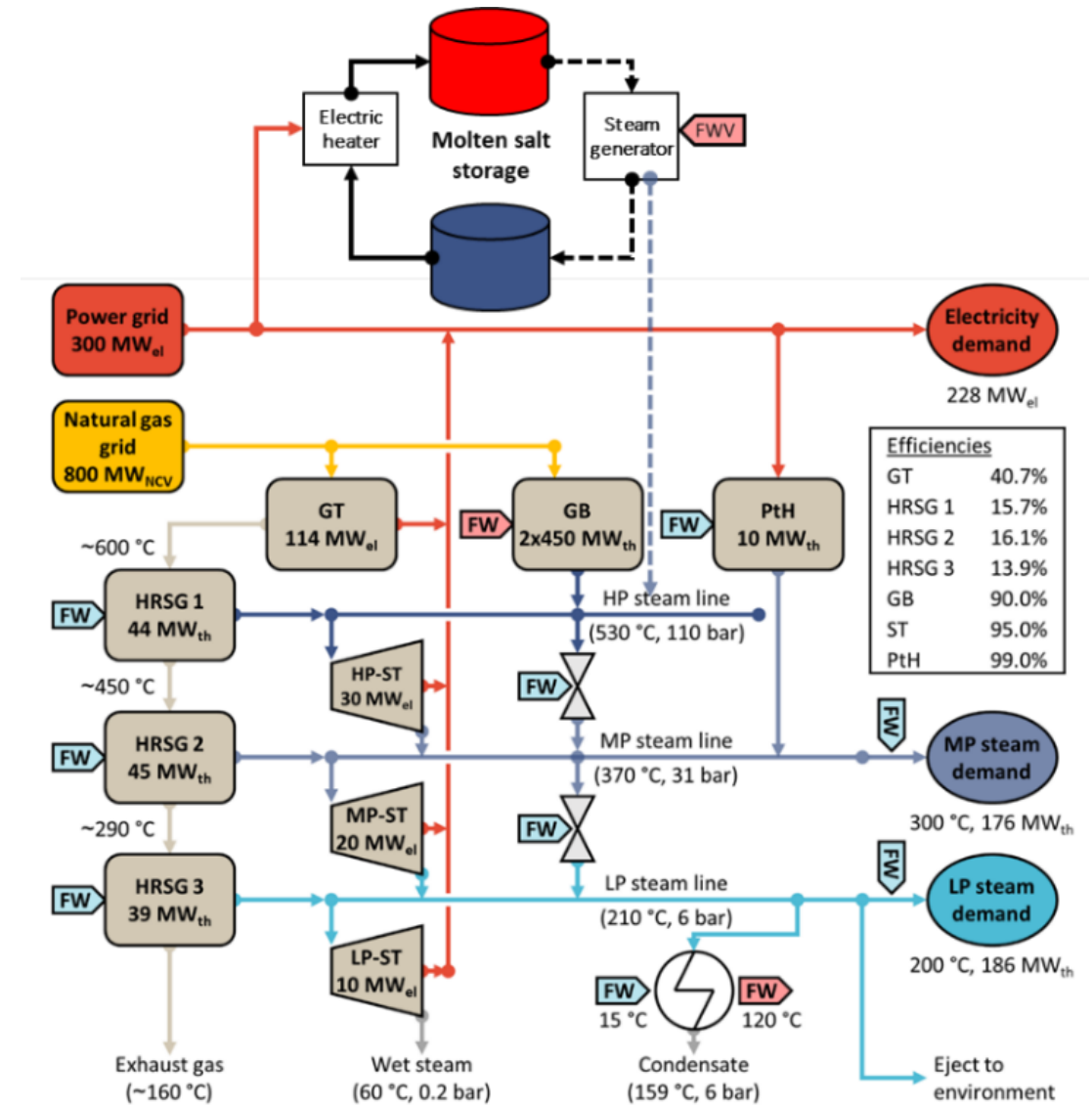
- Keine wesentlichen technischen Hürden, hoher Reifegrad
- Genehmigung unkritisch
- Flächenbedarf unkritisch
- Integration in den Chemiestandort anspruchsvoll, aber technisch umsetzbar

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: TransTES-Chem
FKZ 03ET1646
Quelle [16, 17]



Speicher wirkt Betriebskostenzunahme entgegen

Wirtschaftlichkeit in einem „EU Green Deal“ Szenario*

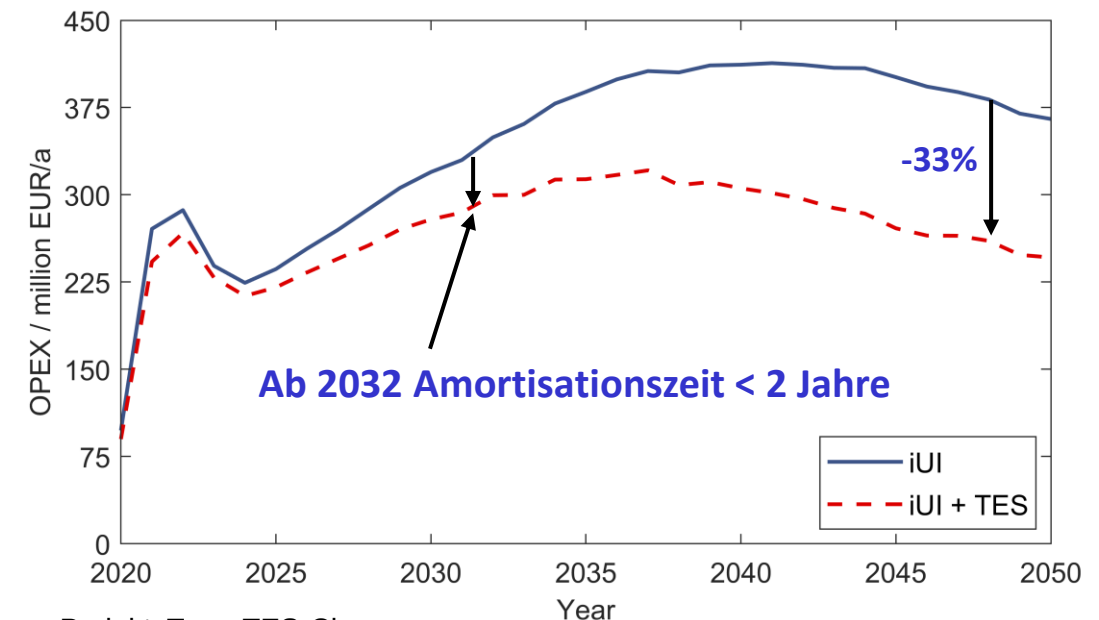
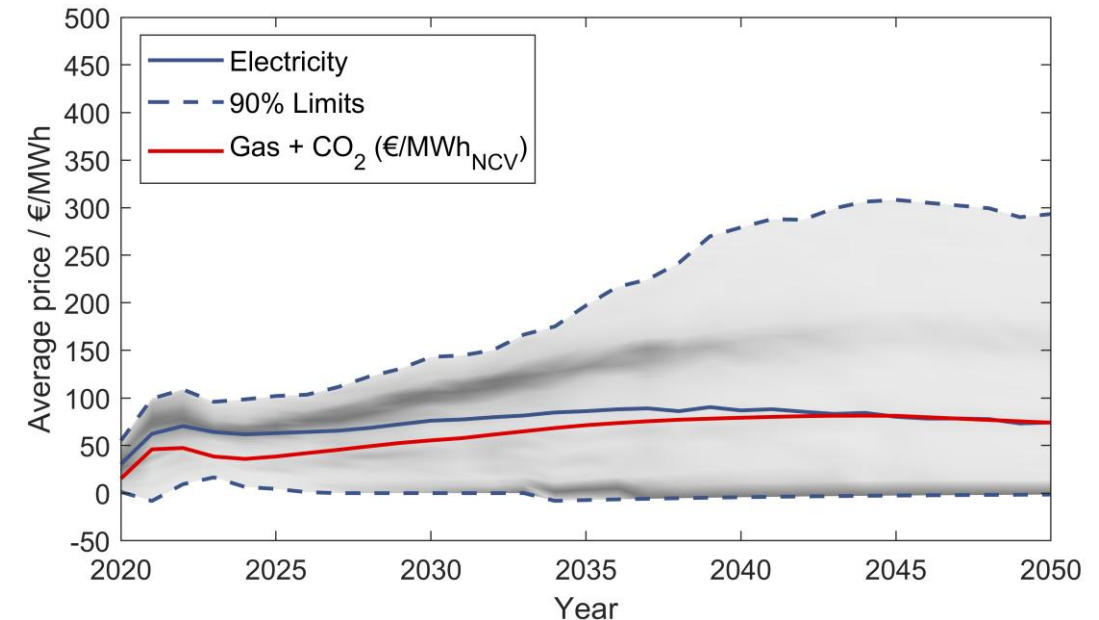
- CO₂-freier Strom und Gas ab 2045
- Zunehmende Strompreisfluktuationen

>70% Elektrifizierung der Dampfproduktion
möglich mit großen Speichersystemen

PtH mit Speicher dämpft den Anstieg der Betriebskosten

- Flexibler Switch zwischen Strom & Gas
- Ausnutzung von Strompreisfluktuationen

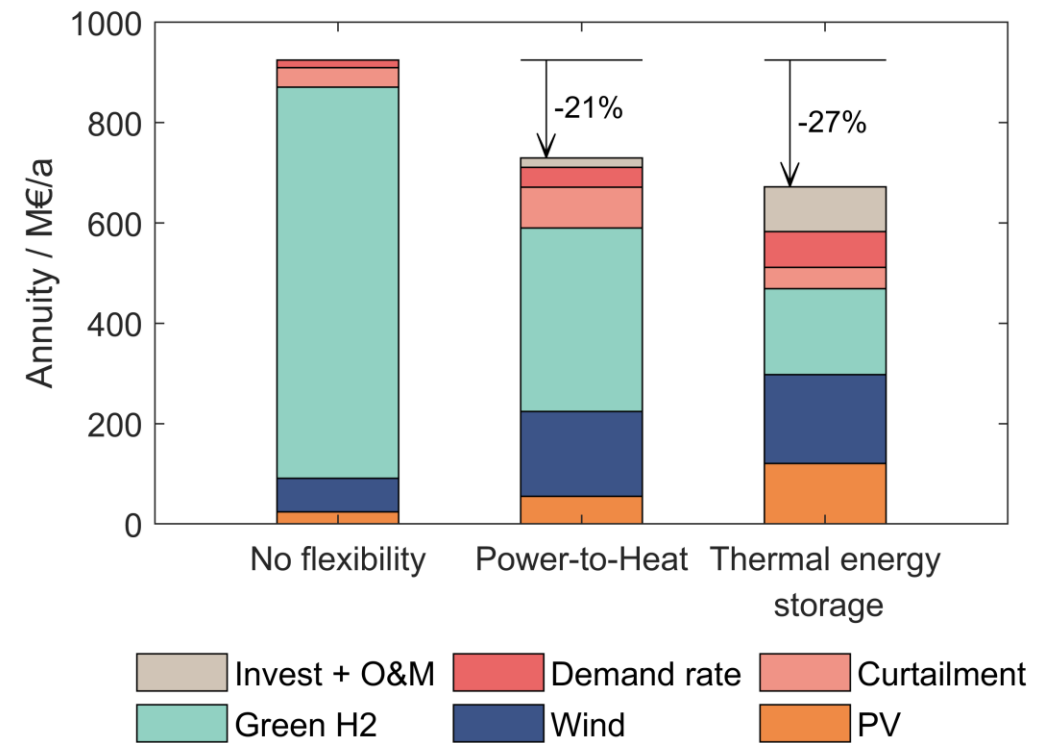
* Strompreisszenario „EU Green Deal“ mit Gaspreisen von 80–160 €/MWh (inkl. CO₂-Preis), modellierte stündliche Börsenstrompreise (ohne Netzentgelte), keine Kosten für den Stromnetzausbau außerhalb des Chemiestandorts



Flexibler Einsatz PtH mit Speicher unterstützt die Resilienz

„Zero-Emission“ Szenario

- Auslegung und Betrieb optimiert von PV/Wind mit Abregelung, TES & PtH



-27 %
jährliche
Kosten

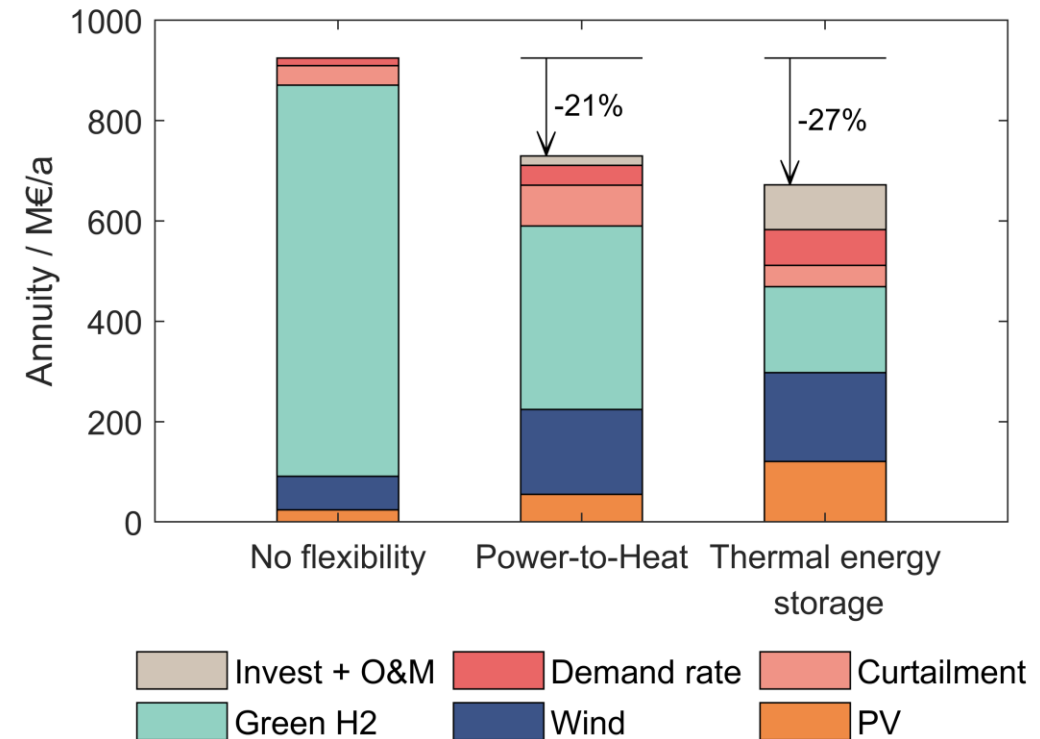
Quelle [17]

Quelle: [17]

Flexibler Einsatz PtH mit Speicher unterstützt die Resilienz

Resilienz Beitrag des Speichers für Chemieparkbetreiber

- Erhöhte Einbindung von EE-Strom
→ Erhöhte Autarkie oder Preisstabilität
- Steigerung der Resilienz ggü Strom- und Gas / H2-Preisschwankungen



-27 %
jährliche
Kosten

85 %
des Energie-
bedarfs aus
PV & Wind

Quelle [17]

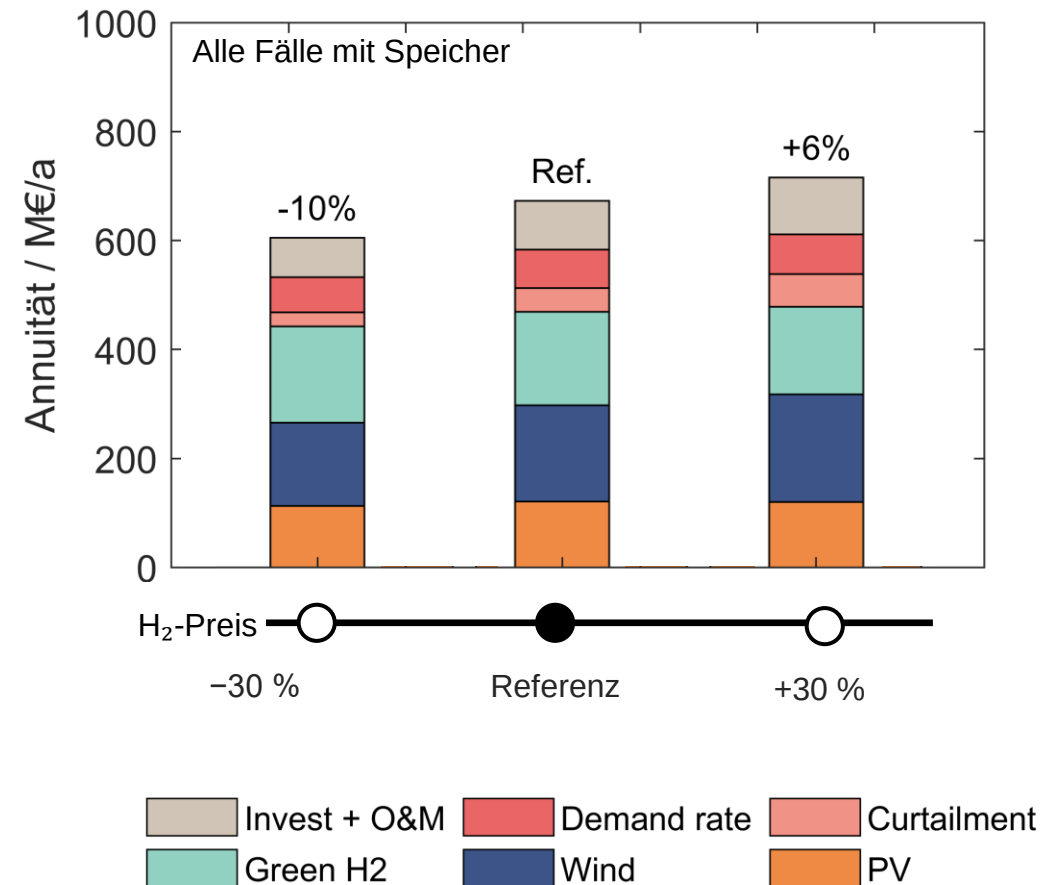
Quelle: [17]

Flexibler Einsatz PtH mit Speicher unterstützt die Resilienz

Resilienz Beitrag des Speichers für Chemieparkbetreiber

- Erhöhte Einbindung von EE-Strom
→ Erhöhte Autarkie oder Preisstabilität
- Steigerung der Resilienz ggü Strom- und Gas / H₂-Preisschwankungen
- Erhöhte Versorgungssicherheit

Großes netzdienliches Flexibilitätspotential für die Stromnetze



-27 %
jährliche
Kosten

85 %
des Energie-
bedarfs aus
PV & Wind

Quelle: [17]

Flexible Sektorenkopplung mit Power-to-Heat und Speicher ist eine Zukunftslösung

Mit hohem Systemnutzen für den Wärme- und Stromsektor

- Hohe Versorgungssicherheit
- Erhöhte Resilienz ggü. Preisschwankungen u.a. durch Energieträgerflexibilität
- Reduktion der Betriebskosten und CO₂-Emissionen
- Großes netzdienliches Flexibilitätspotenzial

Mit lokaler Wertschöpfung

- Kostenvorteil bezogen auf Speicherkapazität sowie Kosten der Kälte/Wärmebereitstellung
- Wertschöpfung in Deutschland bzw. EU
- Keine kritischen Rohstoffe

Um diese Potentiale zu heben braucht es...

Planungssicherheit & Markthochlauf

- ... einen sofortigen **Markthochlauf von Pilotanlagen**, um Vertrauen zu schaffen
- ... eine zeitnahe **Anpassung des Energiewirtschaftlichen Rahmens**
- ... Modelle zur **Vergütung stromseitiger Flexibilität** (Netzentgelte, ...)

Starke Forschung & Entwicklung

- ... Lösungen für höhere Temperaturen, Leistungen und Speicherkapazitäten
- ... Kapitalkostensenkung von Speicher- und PtH-Konzepten
- ... „**Blaupausen**“ für die Integration in komplexere Industrie-Standorte
- ... **Demonstrationsprojekte** in der Endanwendung
- ... **Begleitforschung** & internationalem Austausch zu „Best Practices“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Prof. Dr. Annelies Vandersickel (DLR)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Technische Thermodynamik
Thermische Prozesstechnik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

annelies.vandersickel@dlr.de
<https://www.dlr.de/de/tt>



Dr. Christoph Rathgeber (ZAE)

ZAE Bayern
Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung
Walther-Meißner-Straße 6
85748 Garching

christoph.rathgeber@zae-bayern.de
<http://www.zae-bayern.de>

Referenzen

- [1] REN21 (2025): Renewables 2025 Global Status Report – Global Overview, Fig. 15. [Link](#)
- [2] Umweltbundesamt (2026), auf Basis der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): „Anteil erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr“, Stand: Februar 2026. [Link](#)
- [3] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2026): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand: Februar 2026. [PDF](#)
- [4] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2026): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2025. Stand: Juni 2026. [PDF](#)
- [5] IEA ES TCP (2024), Task 35: Flexible Sector Coupling by the Implementation of Energy Storage. [Final Report](#)
- [6] Raimond Spekking / CC BY-SA 4.0 (via Wikimedia Commons), [Link](#)
- [7] Kecko (2024): Tesvolt battery energy storage system Rheineck. Wikimedia Commons. Lizenz: CC BY 2.0. [Link](#)
- [8] Odukomaiya et al., Energy & Environmental Science 14 (2021), 5315–5329. [PDF](#)
- [9] U.S. DOE (2020): Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series: Thermal Energy Storage. [PDF](#)
- [10] Verbraucherzentrale (2026): Lohnen sich Batteriespeicher für Photovoltaik-Anlagen?, Stand 02.07.2026. [Link](#)
- [11] Solarserver (2026): „Vier Hebel für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in der Industrie“, 17.04.2026. [Link](#)
- [12] vbw / FfE (2025): Stromspeicher für Unternehmen – Von der Theorie in die Praxis. [PDF](#)
- [13] Stadler et al. (2020): Wärmespeicher in NRW. EnergieAgentur.NRW.
- [14] DLR (2026): TES-Handbook. [Thermal Energy Storage Handbook](#)
- [15] Trevisan et al. (2025): Thermal performance and dynamic response assessment of an industrial molten salts based power-to-heat system. SSRN Preprint. <https://doi.org/10.2139/ssrn.5098927>
- [16] Prenzel et al. (2023): Proc. Int. Renewable Energy Storage Conf. IRES 2022, 383–400. https://doi.org/10.2991/978-94-6463-156-2_25
- [17] Prenzel et al. (2025): Zero-emission chemical sites – combining power purchase agreements with thermal energy storage. Journal of Energy Storage 114, 115667. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115667>