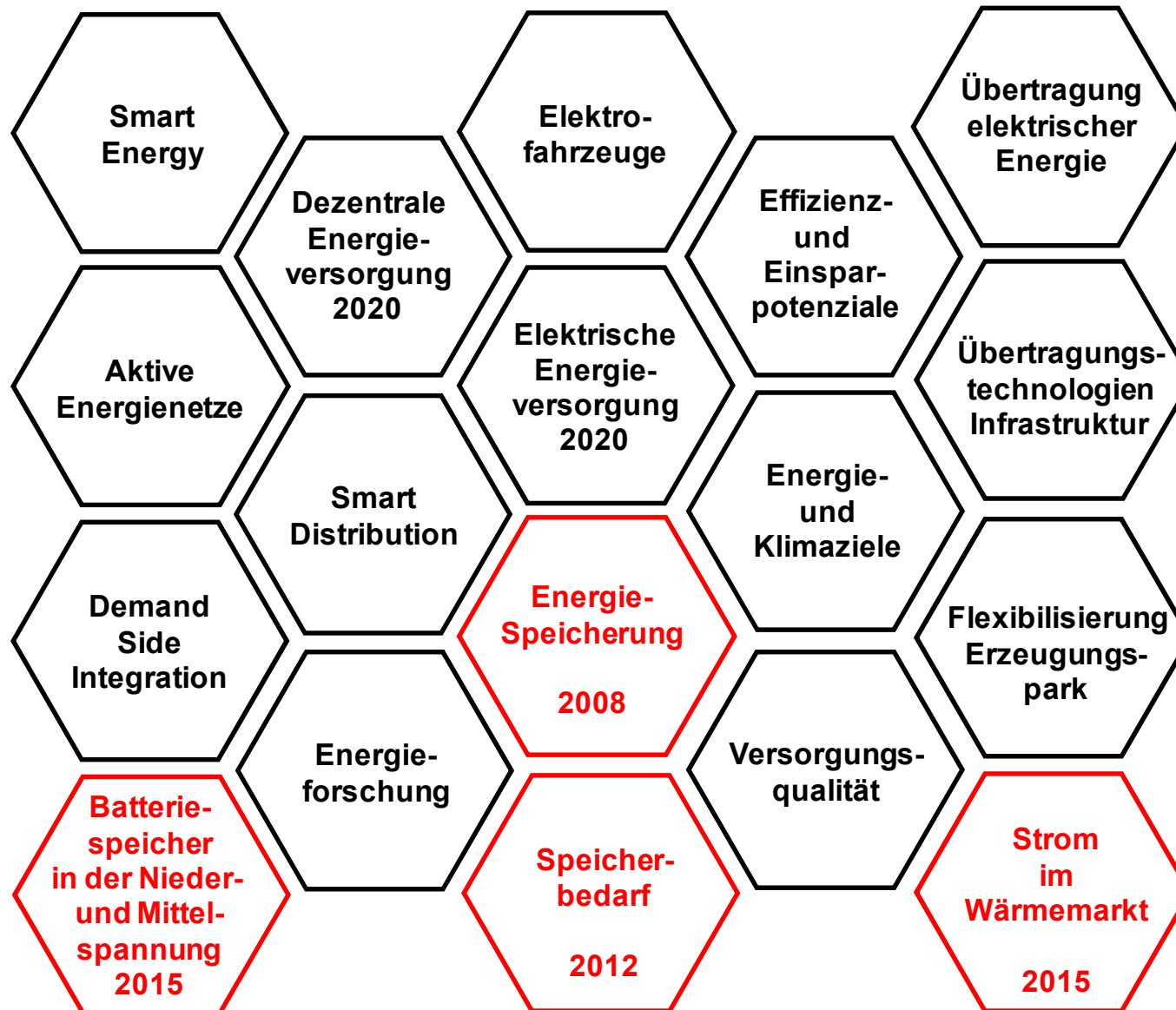


„Energiespeicher: Ja, aber ...“

Speichertechnologien, Einsatzoptionen,
Wirtschaftlichkeit und Alternativen

IHK Köln

Köln, 05.11.2015



Aktueller Stand und Ziele des Energiekonzepts

- Erneuerbare Energien hatten 2014 einen Anteil am **Strombedarf** von 27,8 % (PV: 38,3 GW, Wind: 40,5 GW)
 - Ziel bis 2025: 40 % (Erreichung möglich)
(→ erf. inst. Leistung: PV: 52 GW, Wind: 46 GW)*
 - Ziel bis 2050: 80 % (Erreichung angestrebt)
(→ erf. inst. Leistung: PV: 65 GW, Wind: 79 GW)*
- Erneuerbare Energien hatten 2014 einen Anteil am Endenergiebedarf für **Wärme** von 9,9 % (131 TWh)
 - Ziel bis 2020: 14 % (Erreichung schwierig)
- Reduzierung der **CO₂-Emissionen**
 - Ziel bis 2050: Reduzierung um 80 % gegenüber 1990
 - erfordert Substitution fossiler Energieträger

*) Quelle: VDE-Studie Speicherbedarf



Ertragsmanagement

- Ertrag begrenzen
„Spitzenerträge
ignorieren“



Ertragsmanagement

- **Ertrag begrenzen**
- **Direkte Nutzung erhöhen
(Nachfrage steigern)**



Ertragsmanagement

- Ertrag begrenzen
- Direkte Nutzung erhöhen
- **Originalprodukt speichern („Haltbarmachung“)**



Ertragsmanagement

- Ertrag begrenzen
- Direkte Nutzung erhöhen
- Originalprodukt speichern
- **Umwandeln in anderes Produkt
ggf. mit Speicherung
(„Haltbarmachung“)**



Speichernutzung

- **Speicherung der eigenen Produkte**
- **ggf. zusätzlicher Einkauf bei günstiger Marktlage**
- **Nutzung bei Eigenbedarf**
- **Anbieten auf den relevanten Märkten**
- **Vorräte anlegen für „schlechte Zeiten“ (Notreserve)**

Speicherkosten

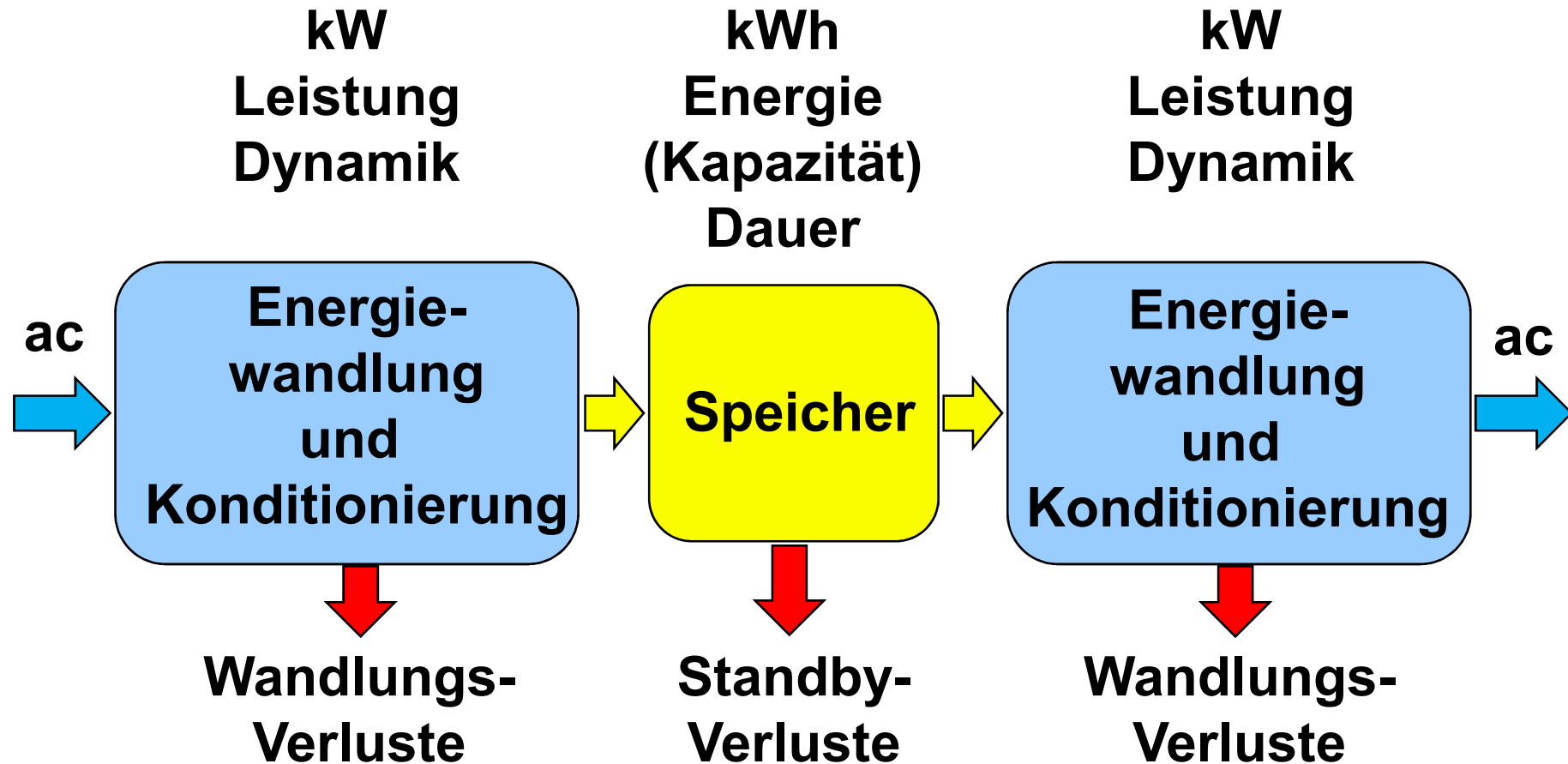
- Die Speicherung ist relativ teuer
- Speicher leben vom Umsatz



Primäre Speicherfunktionen von Stromspeichern

- **Energieaufnahme** (z.B. bei EE-Überschüssen od. Markt)
 - charakterisiert durch Aufnahme-**Leistung u. Dynamik**
 - Verluste durch Energieumwandlung
- **Speicherung** (Energieeinschluss)
 - Auslegungs-Speicher**kapazität** (Baugröße)
(i.d.R. technologieabhängig stark begrenzt)
 - nutzbare Speicher**kapazität**
 - Dauer der Speicherung
 - Stand-by-Verluste
- **Energieabgabe** (z.B. bei EE-Mangel od. Regelbedarf)
 - charakterisiert durch Abgabe-**Leistung u. Dynamik**
 - Verluste durch Energieumwandlung

Energieumwandlung und -speicherung



Versorgungssicherheit

Speichermedien:

Öl / Kohle / Erdgas

Biomasse/-gas

Wasser (Saisonspeicher)

Wasserstoff

Synthese-Methan

Erdwärme

Stromerzeuger:

Kraftwerk (therm./hydr.)

zentral / dezentral

KWK / Brennstoffzelle

für mindestens
20 Tage

speicherbarer
Energieträger

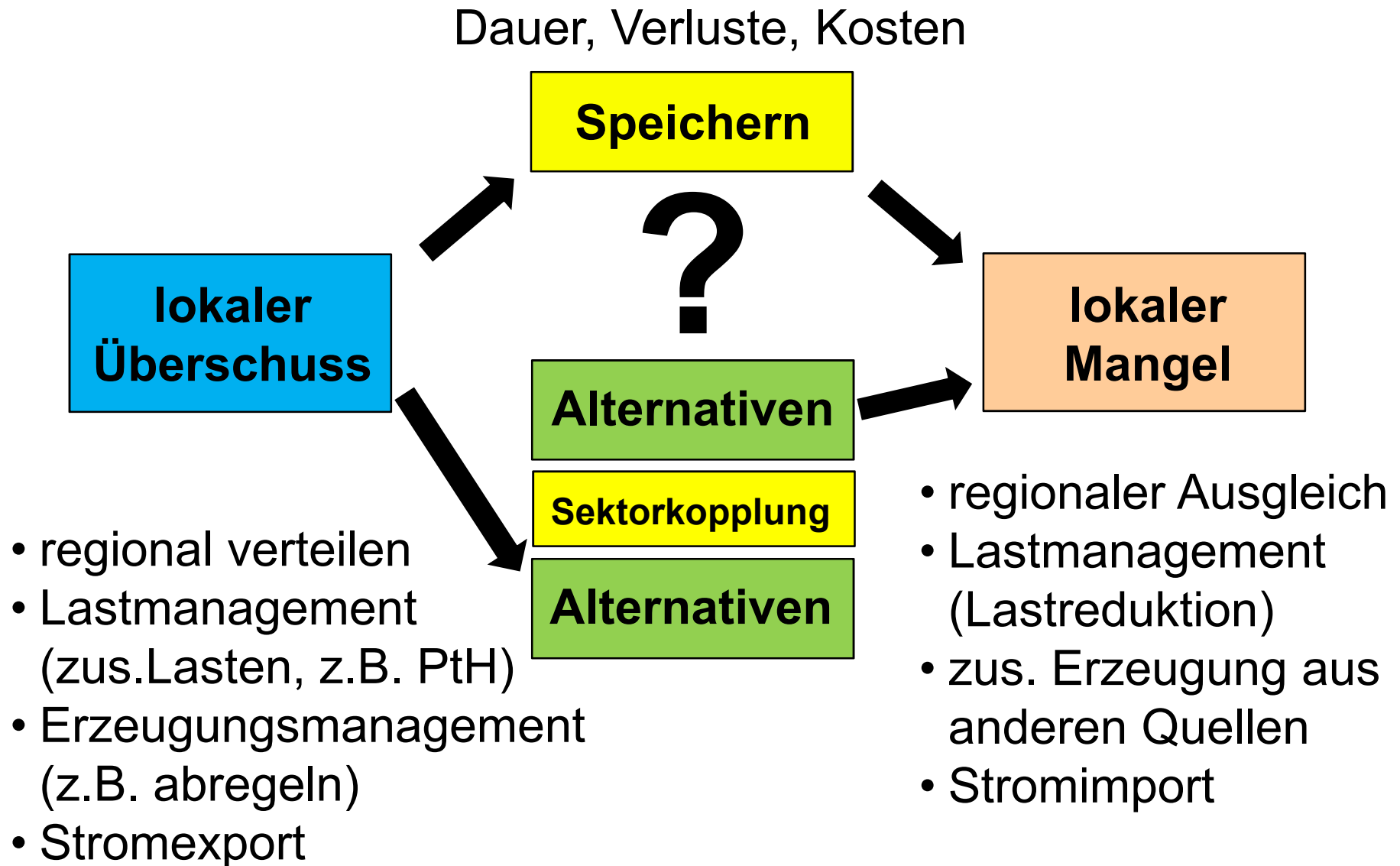
gesicherte
Erzeugung-
leistung

ac

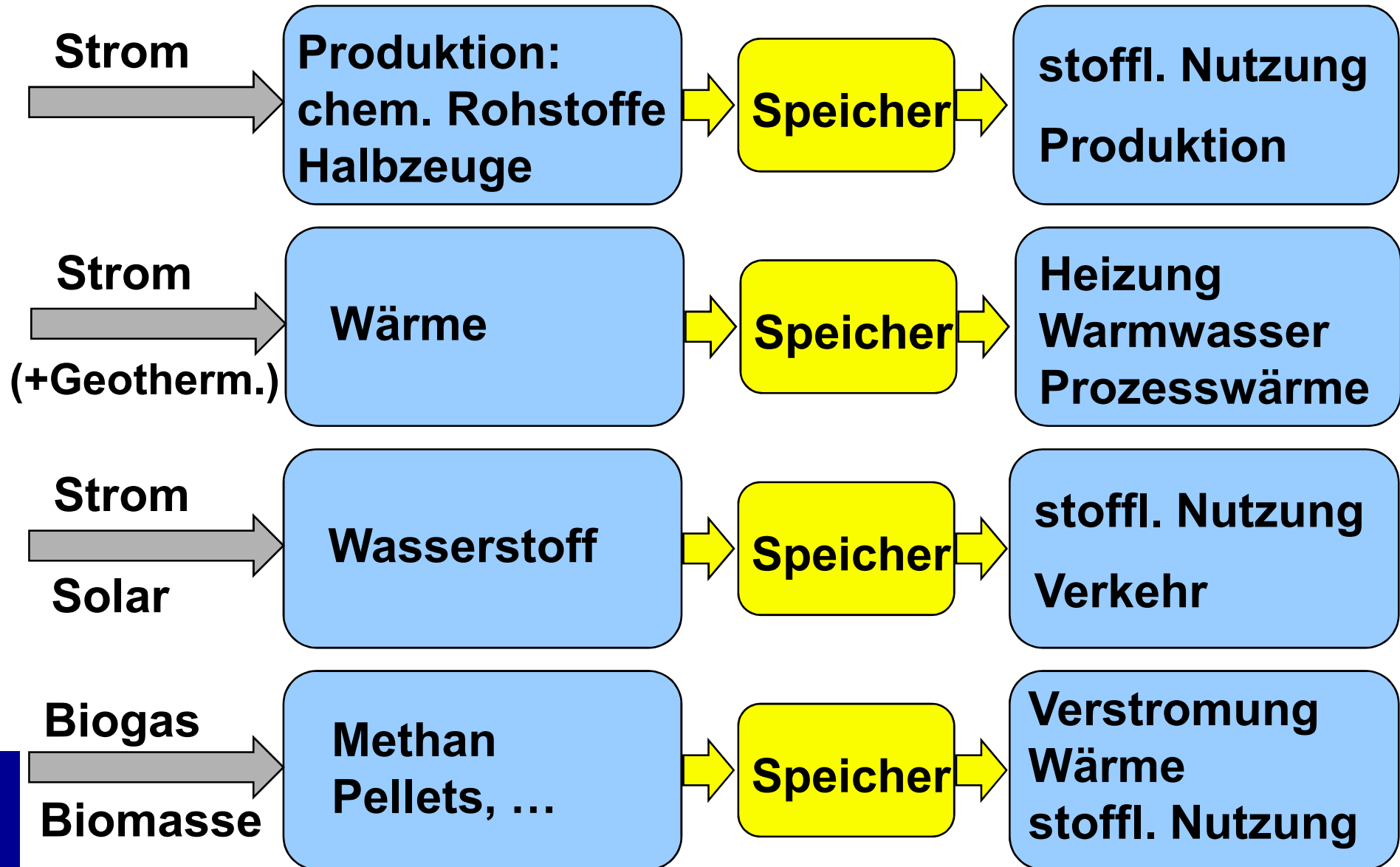
Wann und wie
wird der Speicher gefüllt?

in Höhe der max. Residuallast
nahezu unabh. vom EE-Ausbau
(ca. 70... 75 GW)

Speichern oder was?

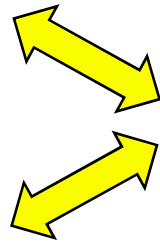


Erweiterte Definition der Speicherung



Die zwei Seiten der Speicherung

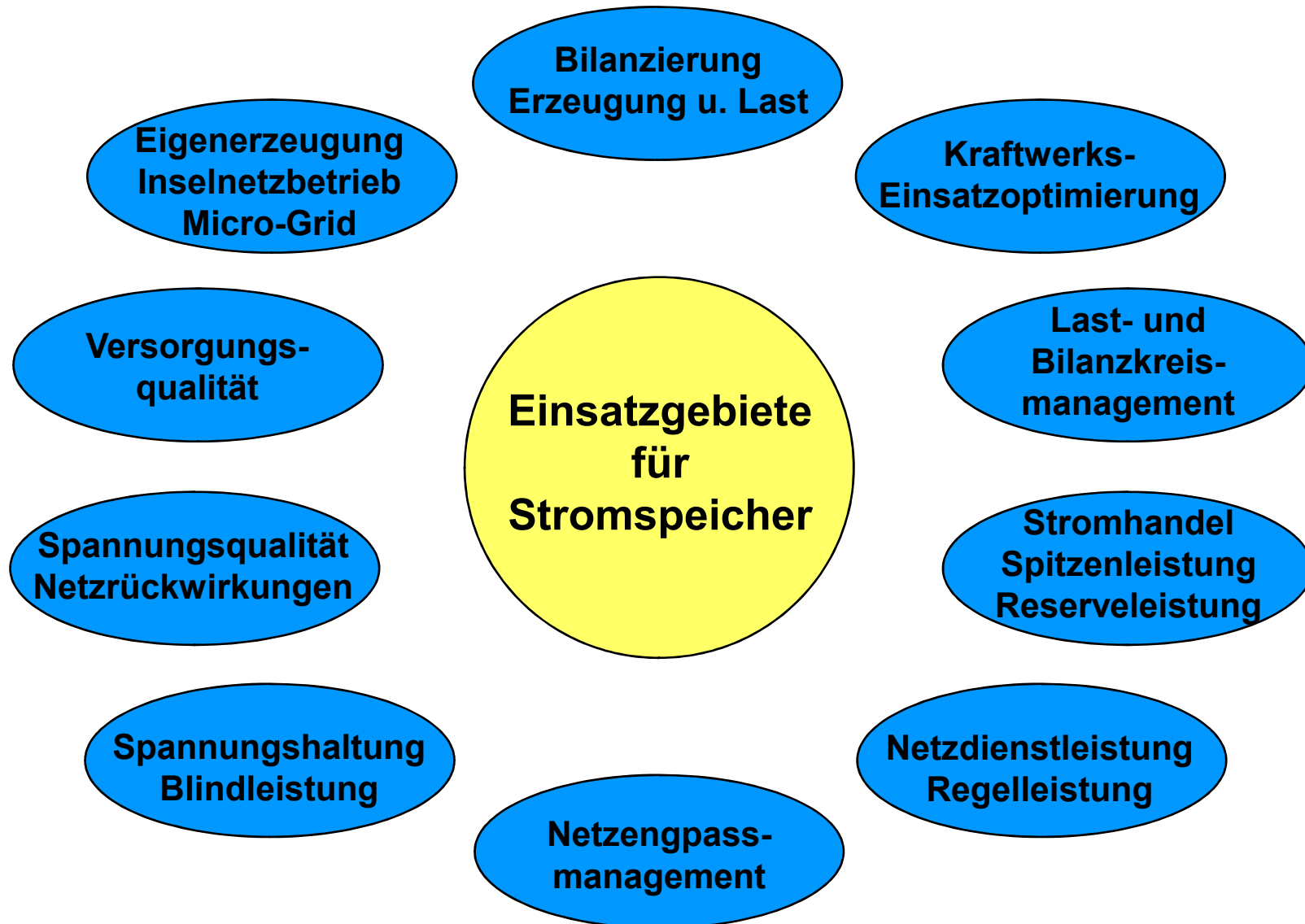
- **Womit möchte ich den Speicher füllen?**
- **Wann möchte/kann ich den Speicher füllen?**
- **Wo kann ich den Speicher füllen?**
- **Wie schnell will ich den Speicher füllen?**



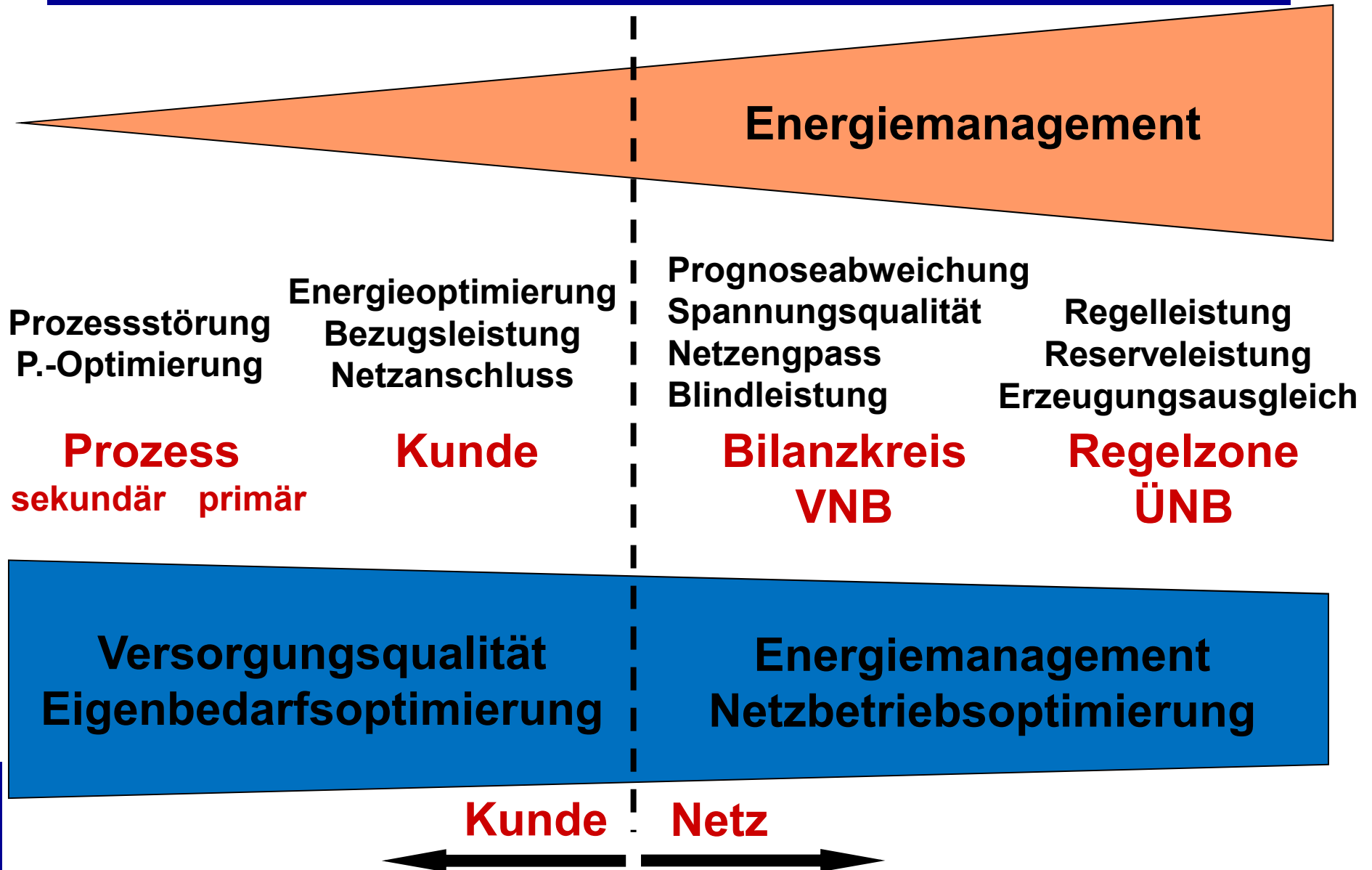
Welche Speicherkapazität benötige ich?

- **Wozu will ich den Speicherinhalt nutzen?**
- **Wann benötige ich den Speicherinhalt?**
- **Wo benötige ich den Speicherinhalt?**
- **Wie schnell will ich den Speicher leeren?**

Einsatzgebiete für Stromspeicher



Zentrale Speicher vs. dezentrale Speicher





VDE-Studie „Speicherungsbedarf“ (2012)

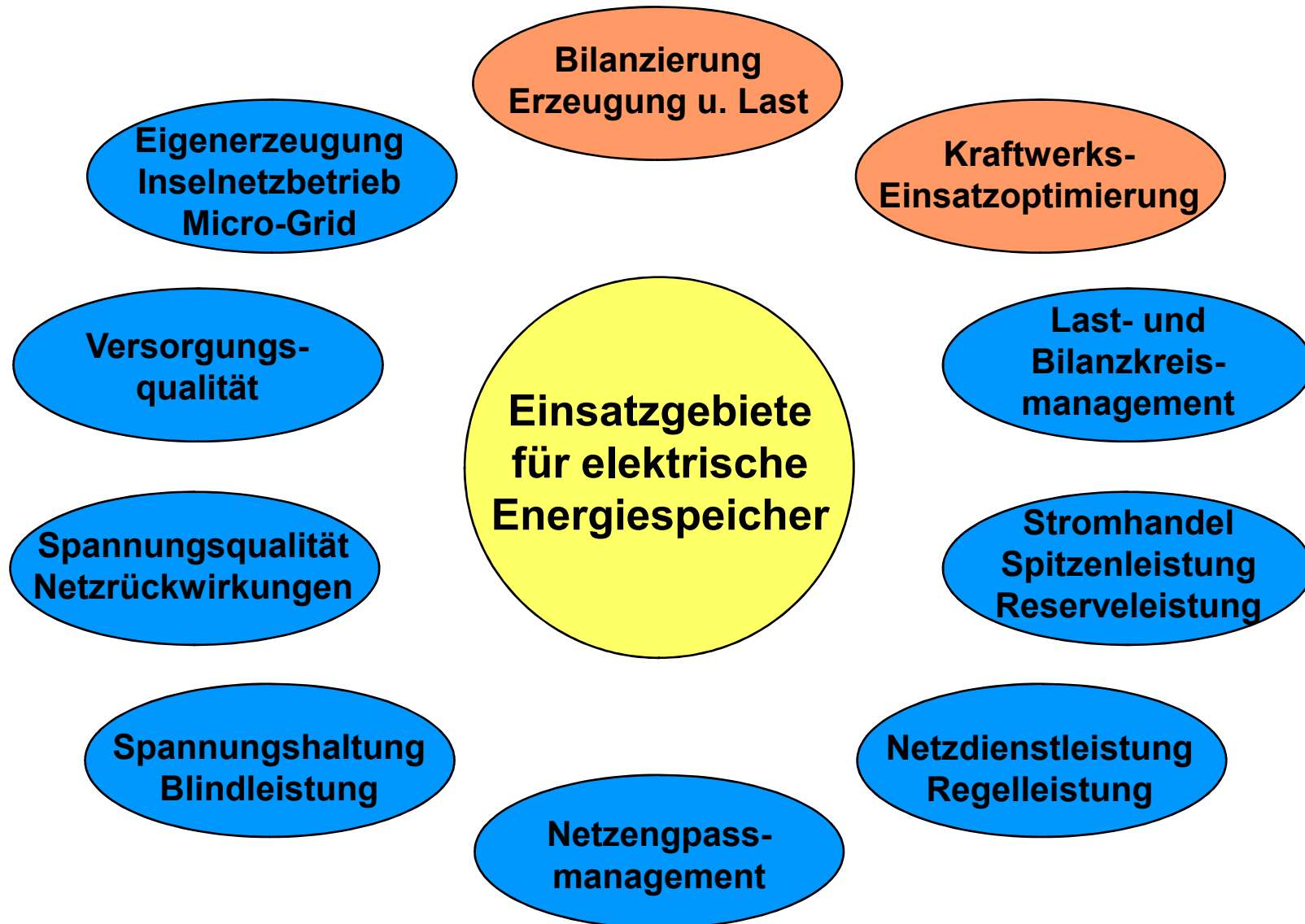
Ziele der VDE-Studie „Speicherungsbedarf“

- **betriebswirtschaftliche Bilanzierung**
bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien
durch Einsatz von **Speichern und flexibler Kraftwerke**
- **Speicherallokation und Netzausbau im Übertragungsnetz**

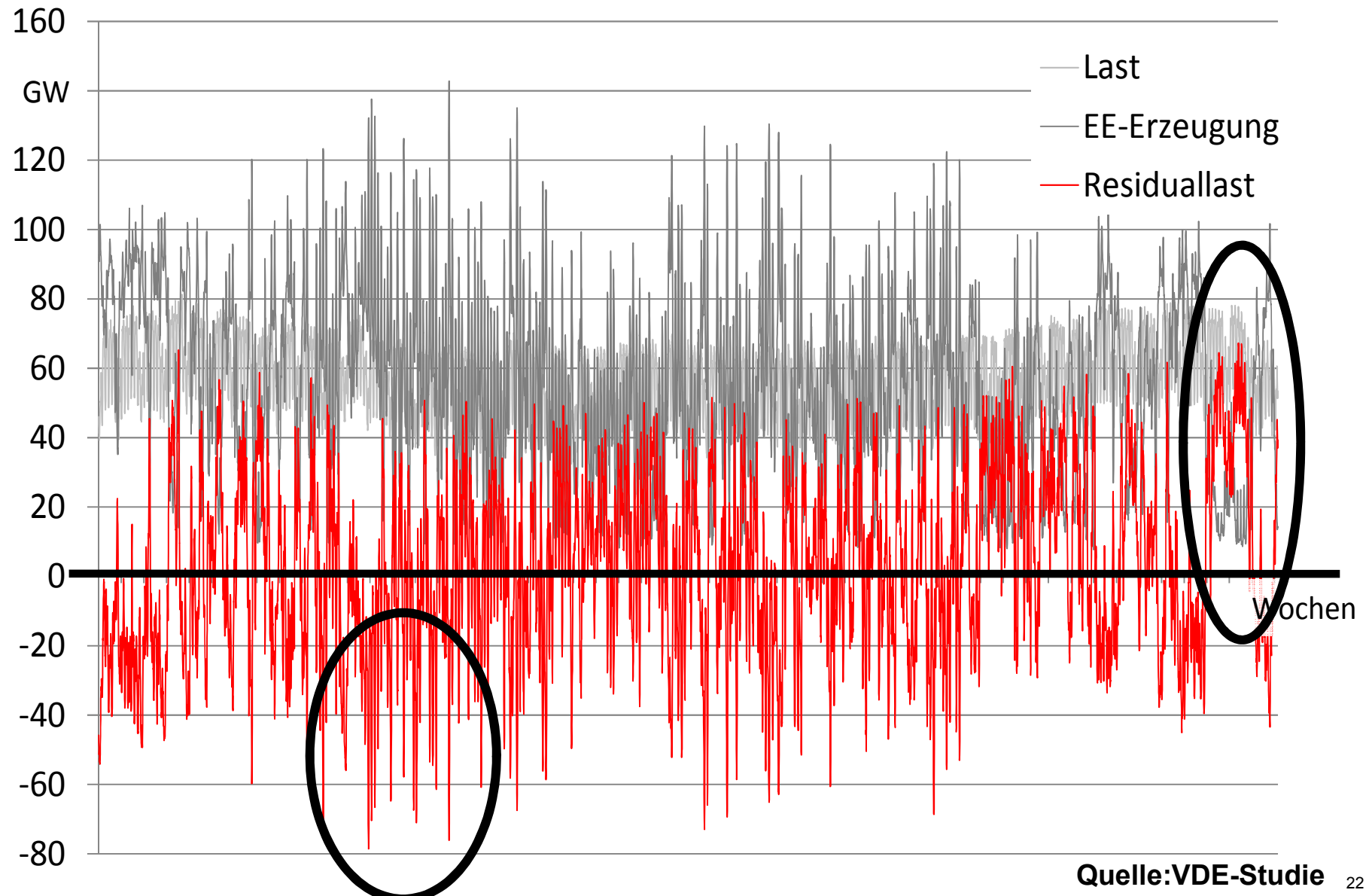
nicht betrachtet werden:

- **grenzüberschreitende Energieflüsse**
- **Speicher im Zusammenhang mit Systemstabilität**
(Regelleistung, Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität, Versorgungsqualität, Inselnetzbetrieb ...)
- **steigender Strombedarf im Wärmesektor**
- **Situation in den Verteilungsnetzen**
(Netz- und/oder Speicherausbaubedarf)

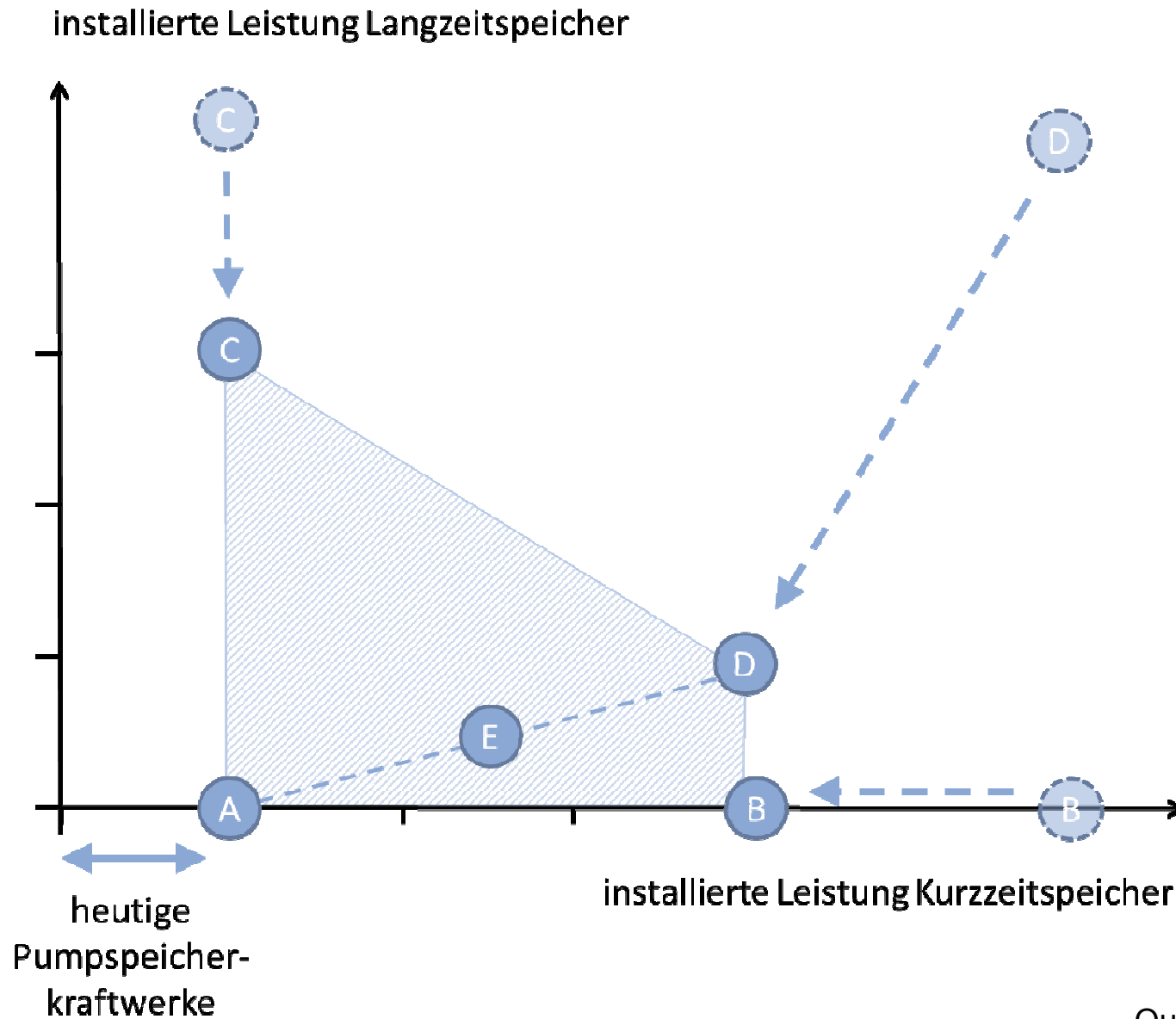
VDE-Studie „Speicherbedarf“



Residuallast (Last – EE-Erzeugung) Beispiel 100% EE



VDE-Studie: betrachtete Varianten

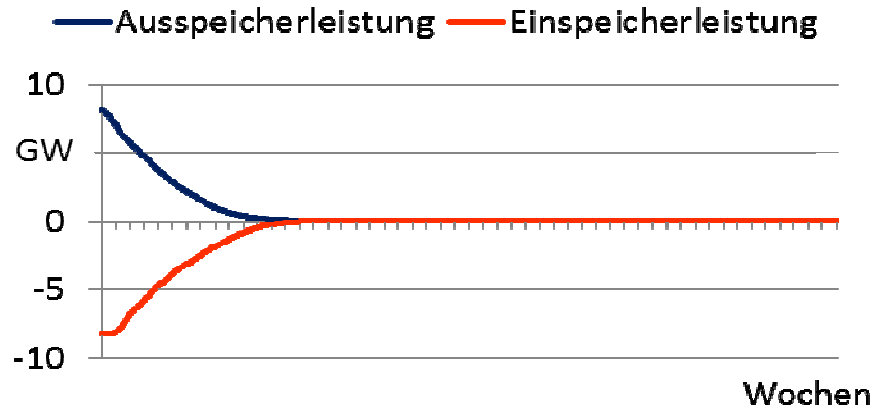


Ergebnisse der VDE-Studie

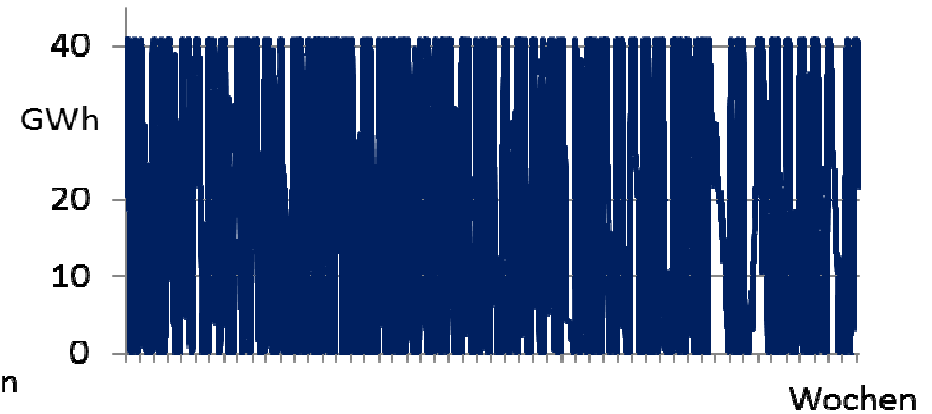
- Bis zu einem EE-Anteil von 40% können auch Kraftwerke und eine geringe Abregelung der EE-Einspeisung den variablen Verbrauch und die schwankende Erzeugung effizient ausgleichen.
- Der Bedarf für Abregelung von EE-Erzeugung beträgt im 40%-Szenario
 - bei Variante A nur etwa **1 Promille**
 - bei Variante B nur etwa **0,1 Promille**
 - der möglichen EE-Einspeisung
- Ein Verzicht auf Speicherausbau erweist sich unter den hier gewählten Randbedingungen als die kostengünstigste Variante

Speicherbetrieb im 40%-Szenario (Variante E)

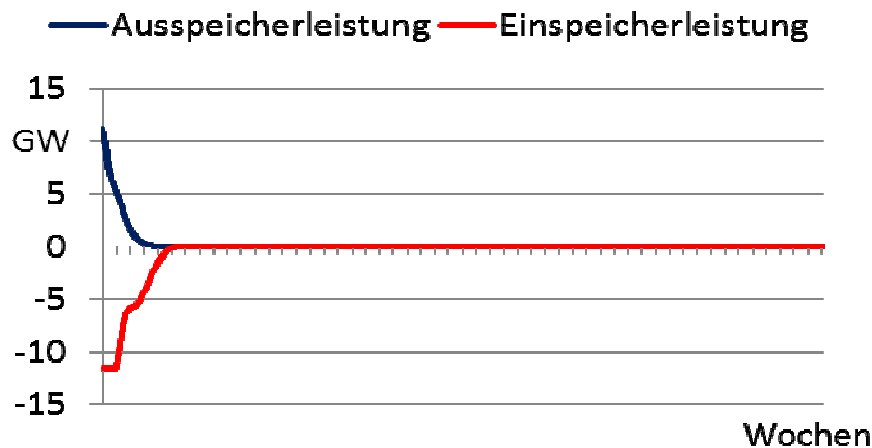
Kurzzeitspeicher Leistung



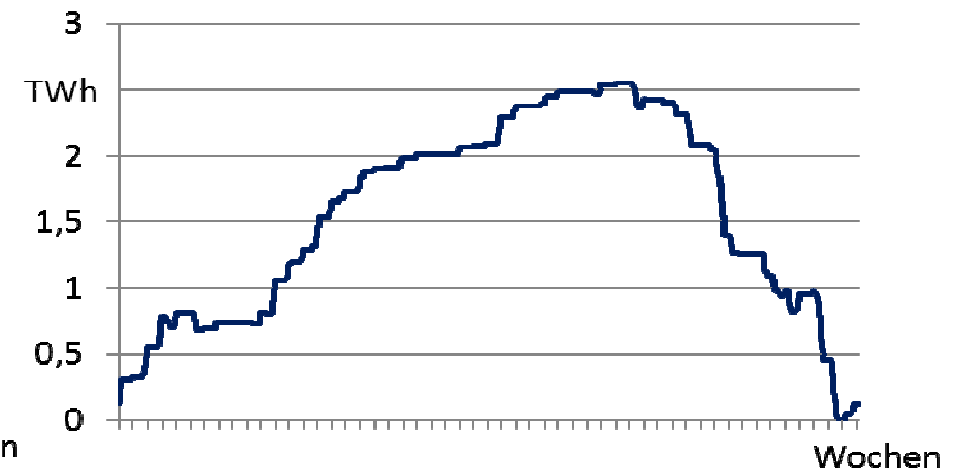
Kurzzeitspeicher Füllstand



Langzeitspeicher Leistung



Langzeitspeicher Füllstand



Speichernutzung der Variante E im 40%-Szenario

Speicherbetrieb im 40%-Szenario (Variante E)

Variante E	40%-Szenario				
	Leistung [GW]	Kapazität [GWh]	Volllaststunden [h/a]		Anzahl äquivalente Vollzyklen pro Jahr
			Ein- speichern	Aus- speichern	
Kurzzeit- speicher	8	40	902	714	168
Langzeit- speicher	11	2500	408	173	1,2

Verluste bei der Kurzzeitspeicherung etwa 1,5 TWh/a

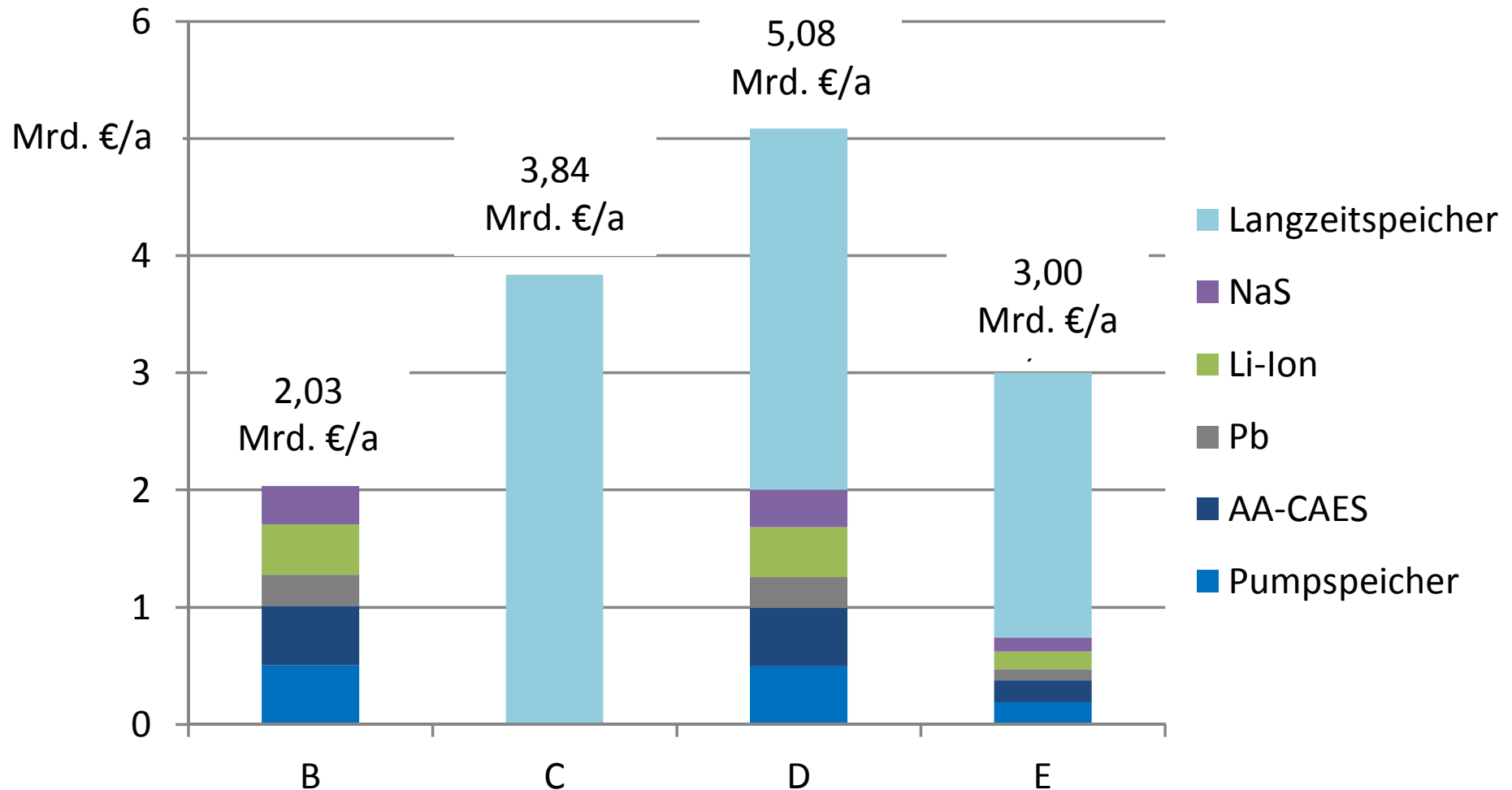
Verluste bei der Langzeitspeicherung etwa 2,8 TWh/a

Speichernutzung der Variante E im 40%-Szenario

Ergebnisse der VDE-Studie

- Eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung und Abregelung von EE-Anlagen ist im 80%-Szenario empfehlenswert.
- Der Bedarf für Abregelung von EE-Erzeugung beträgt im 80%-Szenario
 - bei Variante A etwa **5 Prozent** (etwa 21 TWh/a)
 - bei Variante B noch etwa 2,5 Prozent
 - bei Variante E noch etwa 0,9 Promille der möglichen EE-Einspeisung
- Das EE-Ausbauziel kann mit in den Varianten A und B also nicht erreicht werden
- Langzeitspeicherung ist sehr teuer

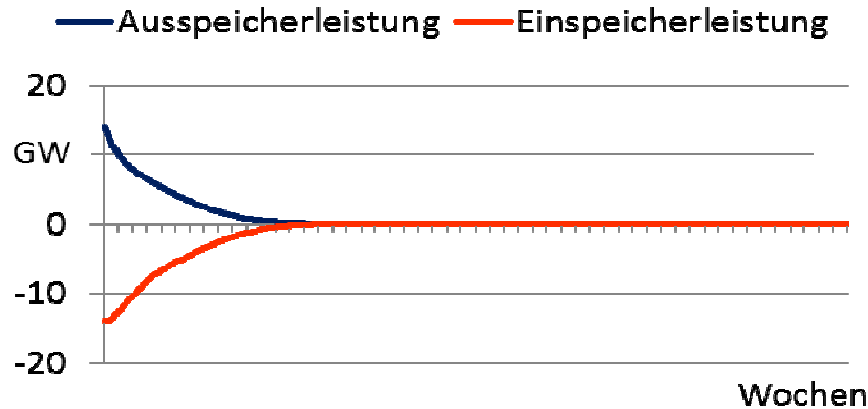
Ergebnisse der VDE-Studie



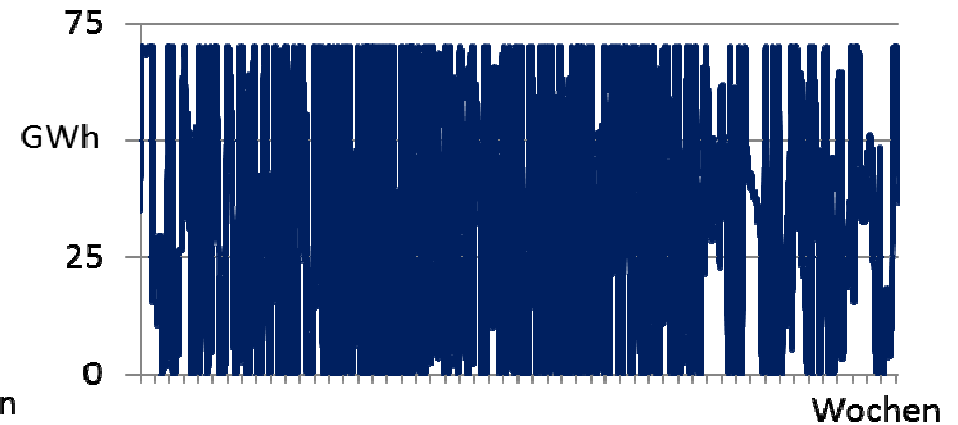
Aufteilung der annuitätischen Speicherkosten auf Kurz- und Langzeitspeicher für das 80%-Szenario

Speicherbetrieb im 80%-Szenario (Variante E)

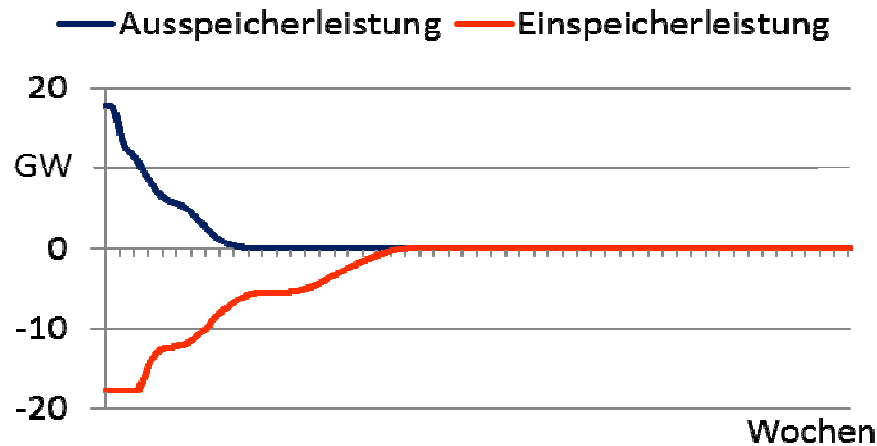
Kurzzeitspeicher Leistung



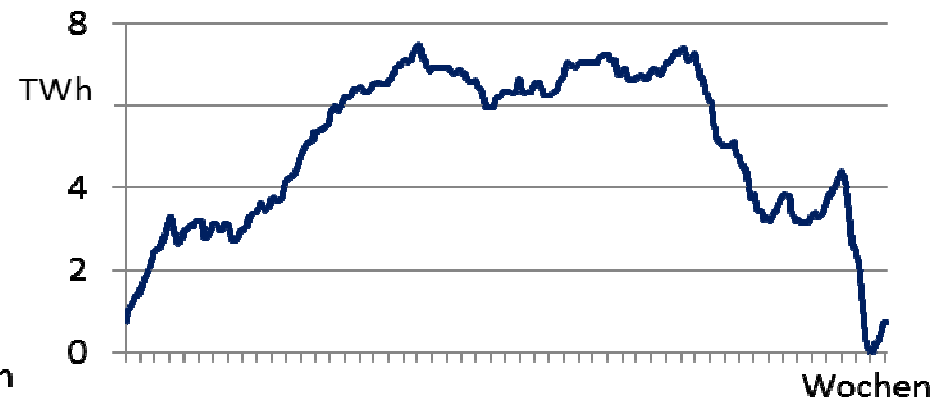
Kurzzeitspeicher Füllstand



Langzeitspeicher Leistung



Langzeitspeicher Füllstand



Speichernutzung der Variante E im 80%-Szenario

Speicherbetrieb im 80%-Szenario (Variante E)

Variante E	80%-Szenario				
	Leistung [GW]	Kapazität [GWh]	Volllaststunden [h/a]		Anzahl äquivalente Vollzyklen pro Jahr
			Ein- speichern	Aus- speichern	
Kurzzeit- speicher	14	70	789	630	142
Langzeit- speicher	18	7500	1523	611	2,1

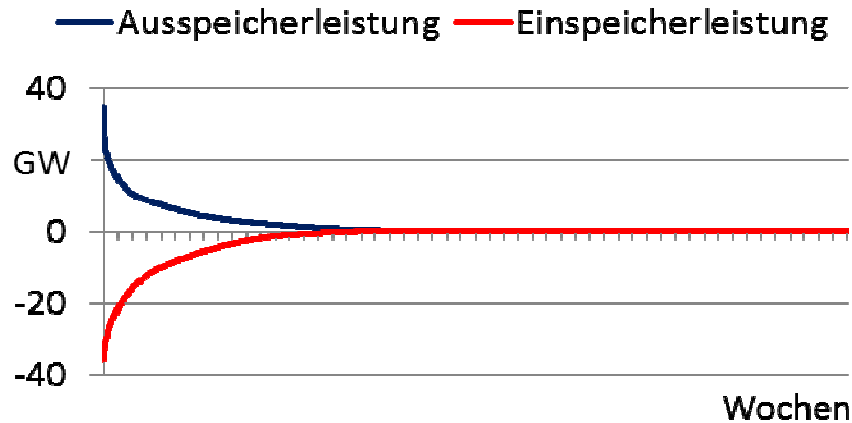
Verluste bei der Kurzzeitspeicherung etwa **2 TWh/a**

Verluste bei der Langzeitspeicherung etwa **16 TWh/a**

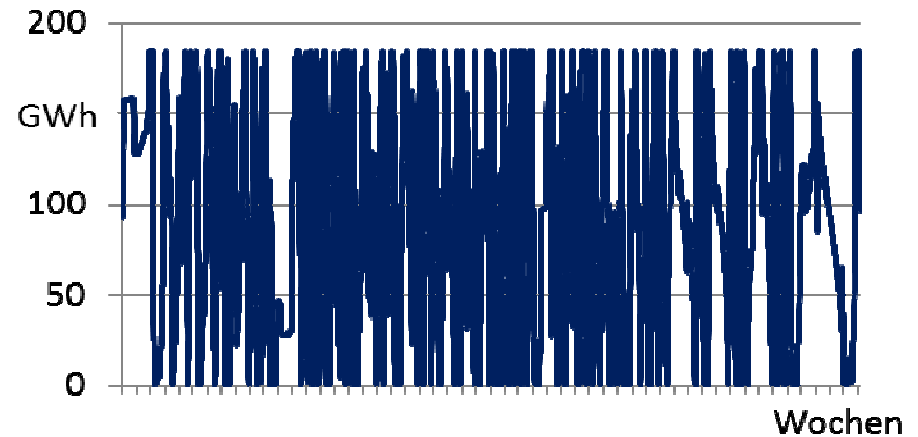
Speichernutzung der Variante E im 80%-Szenario

Speicherbetrieb im 100%-Szenario (Variante D)

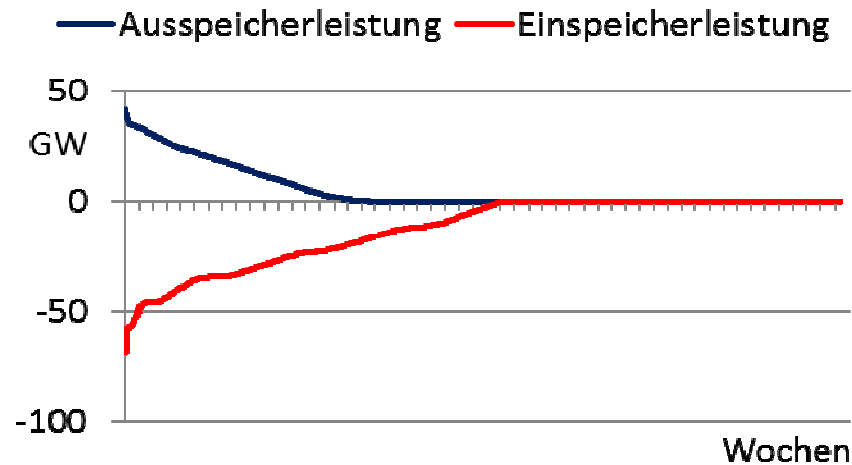
Kurzzeitspeicher Leistung



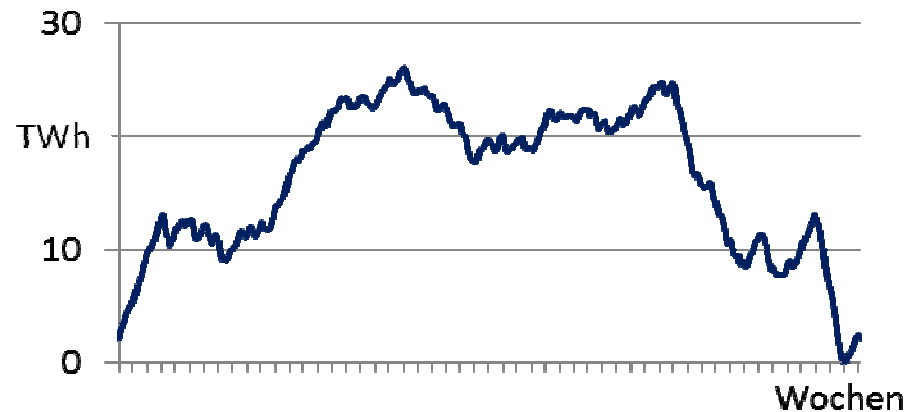
Kurzzeitspeicher Füllstand



Langzeitspeicher Leistung



Langzeitspeicher Füllstand



Speichernutzung der Variante D im 100%-Szenario

Speicherbetrieb im 100%-Szenario (Variante D)

Variante D	100%-Szenario				
	Leistung [GW] Ein-/ Aussp.	Kapazität [GWh]	Volllaststunden [h/a]		Anzahl äquivalente Vollzyklen pro Jahr
			Ein- speichern	Aus- speichern	
Kurzzeit- speicher	36 / 35	184	515	429	91
Langzeit- speicher	68 / 42	26.000	1604	1053	2,7

Verluste bei der Kurzzeitspeicherung etwa **4 TWh/a**

Verluste bei der Langzeitspeicherung etwa **65 TWh/a**

Speichernutzung der Variante D im 100%-Szenario

Ergebnisse der VDE-Studie

- **Speicher sollen nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden.**
- **Ein Abregeln der seltenen, aber hohen Leistungsspitzen der fluktuierenden EE ist grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Einspeicherleistungen der Speicher auf diese großen Leistungswerte (s. Variante E)**
- **Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung ist Gegenstand zukünftiger Forschung.**

Ergebnisse der VDE-Studie

- Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80% auf 100% verdreifacht sich der Speicherbedarf.
 - Die Stromgestehungskosten steigen gegenüber dem 80%-Szenario um ca. 19%.
 - Die Kosten der Energiespeicherung spielen dabei eine entscheidende Rolle, sie machen ca. 25% der Stromgestehungskosten aus.
 - Die letzte Steigerung des Anteils um 20% ist teurer als die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien um 63% von 17% im Jahre 2010 auf 80%.
- Die langfristige Beschränkung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien auf 80% stellt einen sinnvollen und vermutlich noch bezahlbaren Ansatz dar!**

Weitere Erkenntnisse

- **Die Speicherung elektrischer Energie ist mit signifikanten Kosten verbunden.**
- **Speicher „leben“ von möglichst hohen Zyklenzahlen (Dies gilt insbes. bei hohen Investitionskosten.)**
- **Die Speicherung in Batterien ist heute noch wesentlich teurer als große Pumpspeicher – deutliche Kostensenkungspotenziale erscheinen bei Massenfertigung jedoch möglich.**
- **Die Effizienz der gasbasierten Langzeit-Speicher (Strom – Speicherung – Strom) liegt im Bereich von:**
 - 35...40 % bei Wasserstoffsystemen**
 - 25...30 % bei zus. Methanisierung**

Vorstellung der neuen VDE-Studien:

Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene

und

Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050

Unterschiede

Dezentrale Batteriespeicher

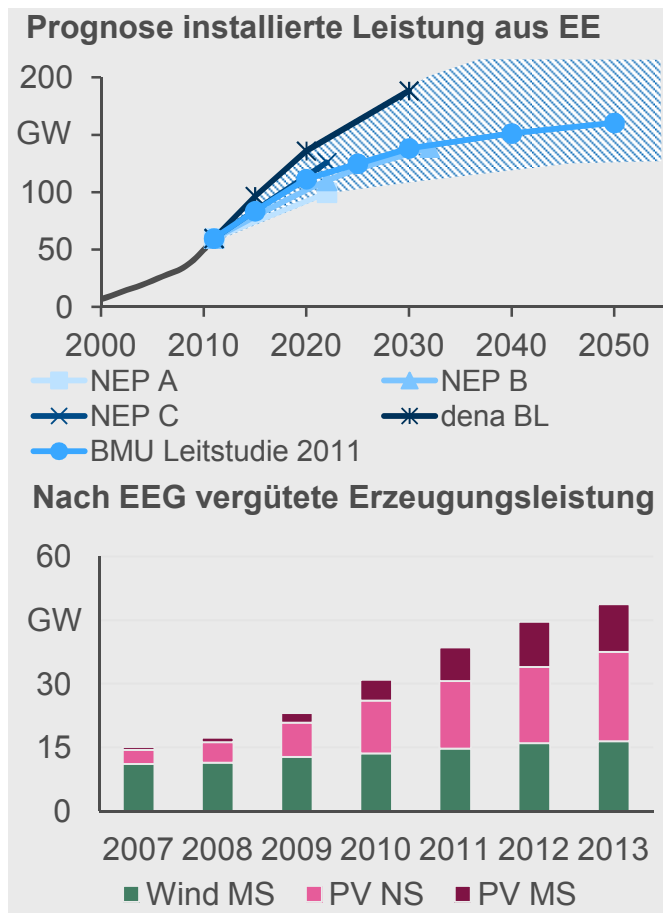
- Ziel: Bedarf für Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene
- Zeithorizont: 2025
- Methodik:
 - Wirtschaftliche Bewertung möglicher Einsatzfälle für Batteriespeicher und Vergleich mit Alternativen
 - Ausrichtung an vorgegebenem EE-Ausbau-Szenario
- Ergebnisse:
 - Batteriespeicher sind universell einsetzbar; Stromanwendungen stehen dabei im Vordergrund
 - Technisch sind Batteriespeicher für alle untersuchten Anwendungen geeignet

Strom im Wärmemarkt

- Ziel: Potenzial von Strom im Wärmemarkt als Flexibilitätsoption
- Zeithorizont: 2050
- Methodik:
 - Substitution fossiler Energieträger durch Strom bei verschiedenen Wärmeanwendungen (Power-to-Heat)
 - Erstellung eines möglichen Szenarios für Stromerzeugung und -verbrauch
- Ergebnisse:
 - Direkte Wärmeerzeugung mit Strom u. Wärmespeicherung ist notwendig (Rückverstromung nicht betrachtet)
 - Wesentlicher Beitrag zur CO₂-Reduktion (Ziel: -80% THG erreichbar)

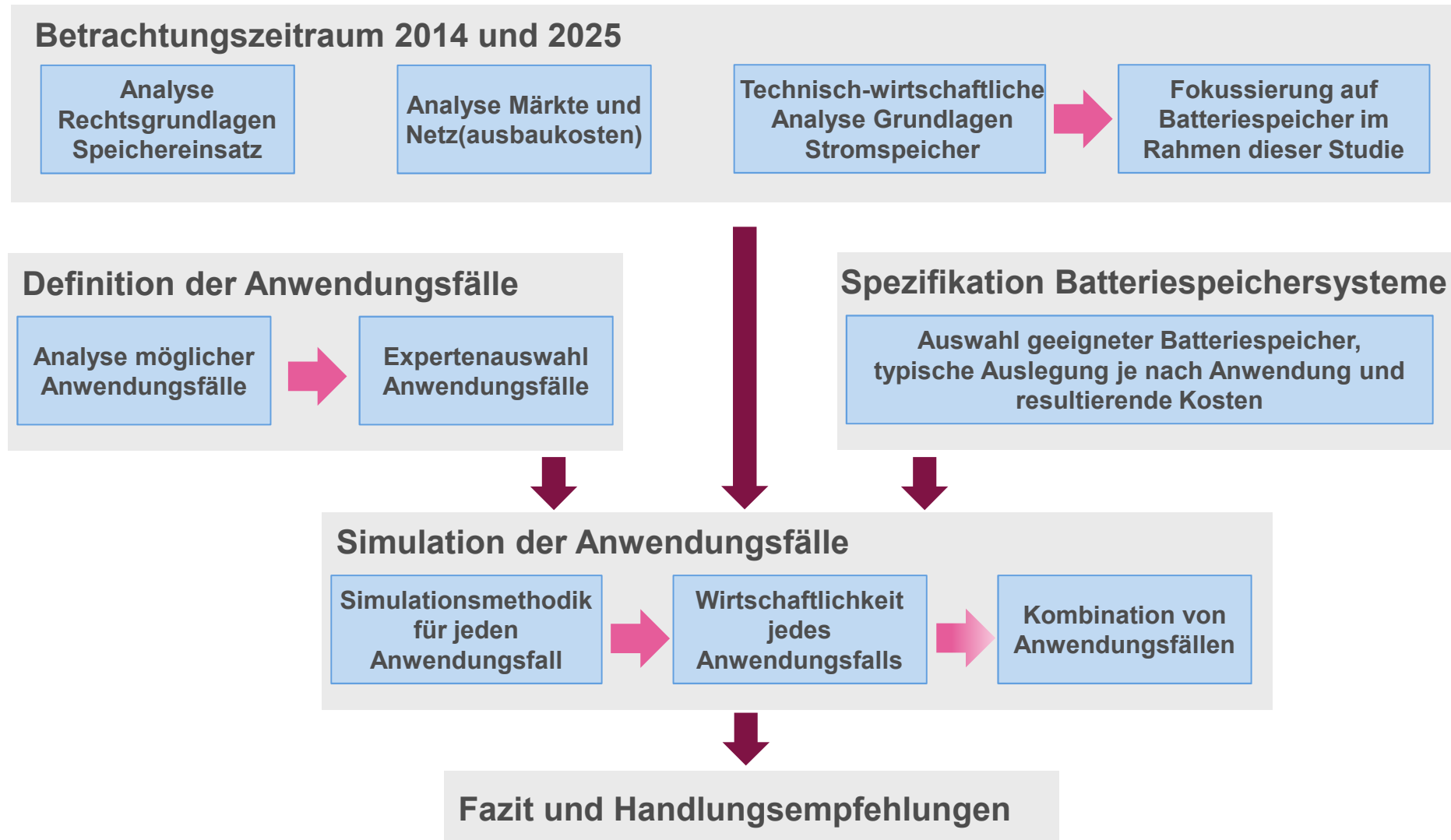
Batteriespeicher in der Nieder- und
Mittelspannungsebene

Hintergrund und Motivation



- Bisherige Studien zeigen, dass Speicher in den nächsten Jahren für den bilanziellen Ausgleich nicht notwendig sind da andere, günstigere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.
- Weitere Anwendungsfälle für Speicher sind insbesondere in Verteilnetzen existent, wurden aber bisher nicht umfassend untersucht.
- Viele Verteilnetze stehen vor Herausforderungen durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen wobei Speicher sowohl positiven als auch negativen Einfluss haben könnten.
- Der Rechtsrahmen ist hinsichtlich Markt vorgegeben, Graubereiche hinsichtlich Einsatz im Netzbetrieb
- Wirtschaftlichkeit von Speichern in Anwendungsfällen sowie eventueller Einfluss auf Verteilnetze werden in der Studie untersucht.

Ziele und Methodik der Studie

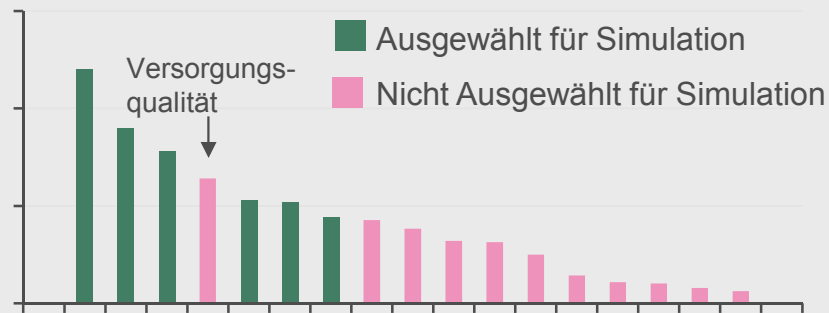


Anwendungsfälle und Technologien

Anwendungsfälle

- Expertenbefragung zur Auswahl der relevantesten Anwendungsfälle

Auswertung Expertenbefragung

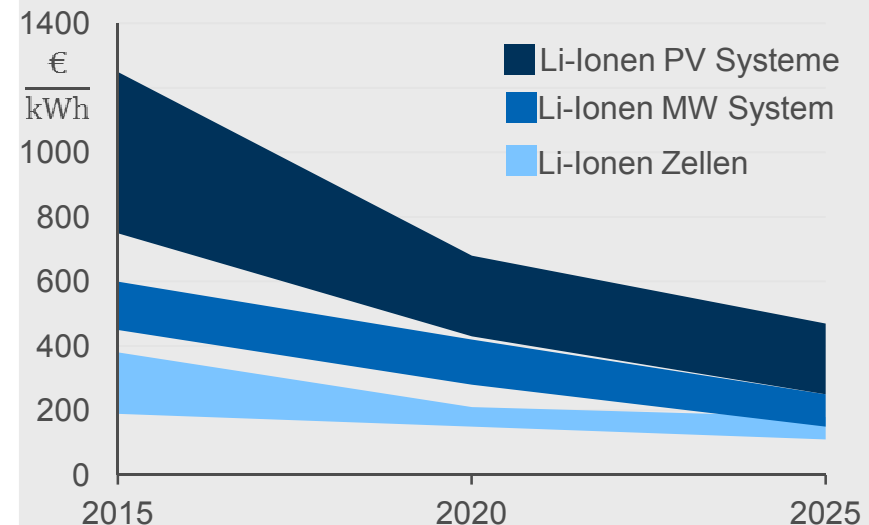


- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eigenverbrauchs-optimierung <ul style="list-style-type: none"> • Haushalt • Gewerbe ▪ netzferne Versorgung ▪ Primärregelleistung | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fahrplanenergie, Sekundär- und Minutenreserve ▪ Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbau |
|---|---|

Technologien

- (SWOT-)Analyse verschiedener Batteriespeichertechnologien
- Fokus auf Blei- und Lithium-Technologie im Rahmen der Simulation der einzelnen Anwendungsfälle

Prognose der Preisentwicklung

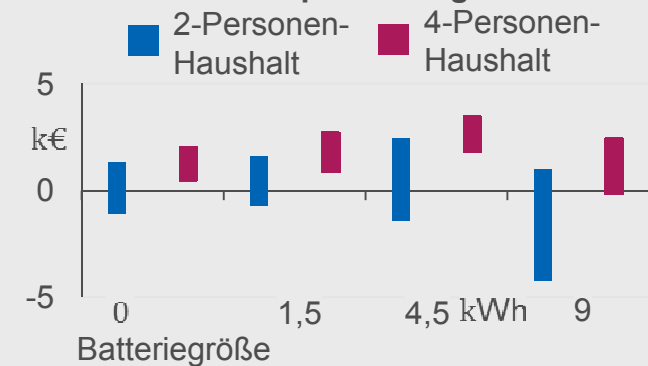


Simulationsergebnisse der Anwendungsfälle I/III

Eigenverbrauchsoptimierung Haushalt

- Eigenverbrauchsoptimierung heute nur in Einzelfällen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten lohnenswert
- Zukünftige Wirtschaftlichkeit sehr stark von Höhe und Zusammensetzung des Strompreises abhängig
- Ohne zusätzliche Restriktion keine positiven Effekte auf Verteilnetze

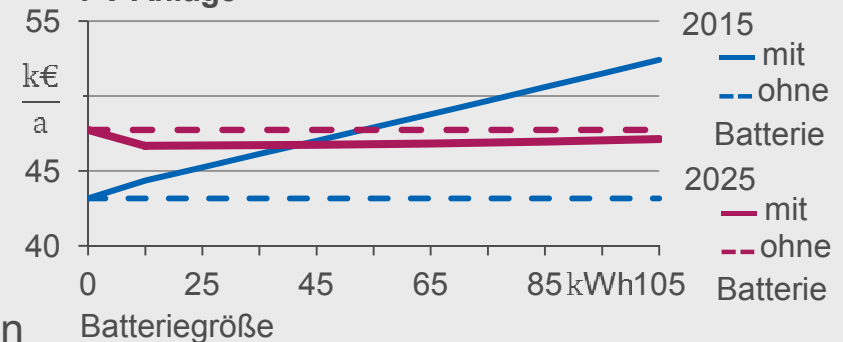
Beispielhafte Barwertbetrachtung für 2025 Haushalt mit 4 kWp PV-Anlage²



Eigenverbrauchsoptimierung Gewerbe

- Ein Einsatz von Speichern zur Reduktion der Leistungspreiskosten ist heutzutage unwirtschaftlich.
- Bei Gewerbebetrieben mit PV-Anlagen Speicher heute unwirtschaftlich, zukünftige Wirtschaftlichkeit abhängig von Speicherkosten

Annuitätische Kosten eines Supermarktes mit PV-Anlage³



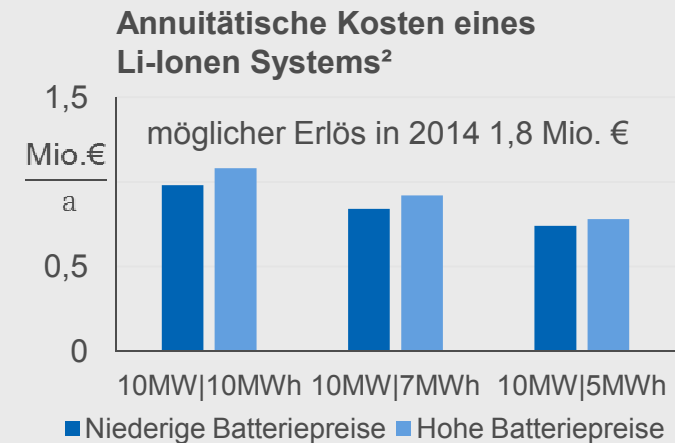
²Annahmen: hohe Technologiepreise, konstanter Strompreis 36ct./kWh (netto) ab 2025, Energieverbrauch (min/avg/max) kWh 2-Personen (1300/2450/3500) 4-Personen (2900/4300/5800)

³Annahmen Peakleistung 50 kW, Jahresenergiebedarf 240 MWh, 100 kW PV, 5% Zinssatz, 2015: Batterie 750€/kWh Stromkosten 25ct./kWh Feed-In 10ct./kWh 2025 Batterie 200€/kWh Stromkosten 25ct./kWh Feed-In 5ct./kWh

Simulationsergebnisse der Anwendungsfälle II/III

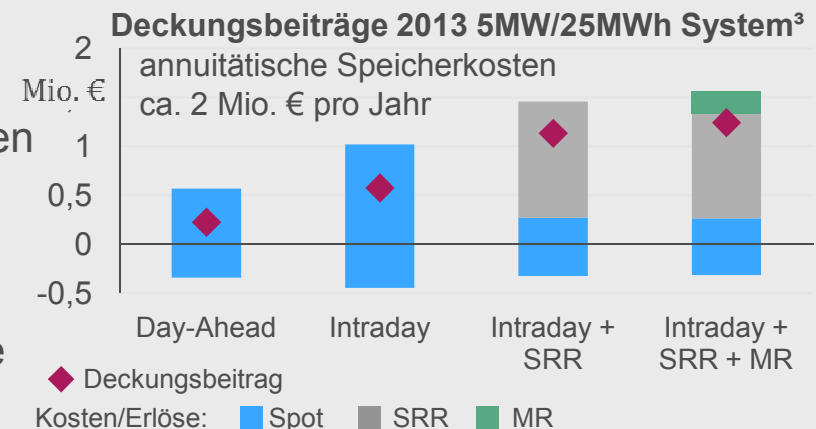
Erbringung von Primärregelleistung

- Anwendungsfall heute an der Grenze der Wirtschaftlichkeit
- Stark begrenztes Marktpotential
- Zukünftige Reservepreise nur schwer prognostizierbar
- Sinkende Speicherpreise würden bestehende Wirtschaftlichkeit verbessern



Vermarktung an Fahrplan und Reservemärkten

- Einsatz bei heutigen Speicherkosten, Marktpreisen und Präqualifikationsanforderungen nicht wirtschaftlich
- Anpassung der Präqualifikationsanforderungen hinsichtlich vorzuhaltender Energiemenge könnte Wirtschaftlichkeit verbessern.



²Niedrige Batteriepreise 450€/kWh Hohe Batteriepreise 600€/kWh

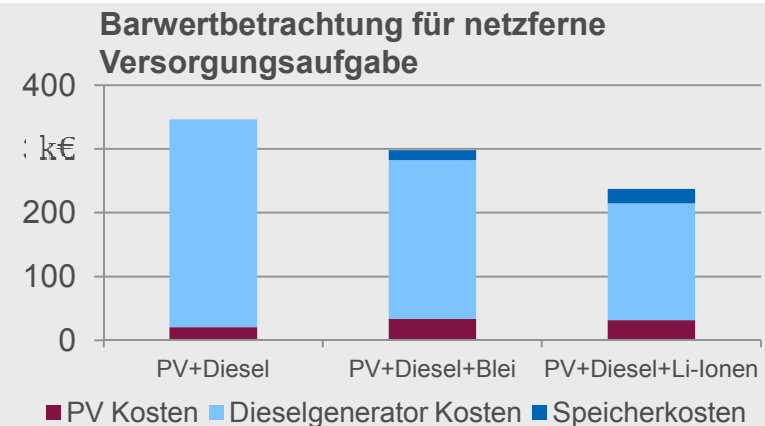
³Spotmarkt: Optimierung gegen historische Daten 2013 unter Perfect Foresight; Reserve Märkte historische Daten 2013 Gebotsstrategie (siehe Studie), SRR:

Sekundärregelreserve, MR Minutenreserve

Simulationsergebnisse der Anwendungsfälle III/III

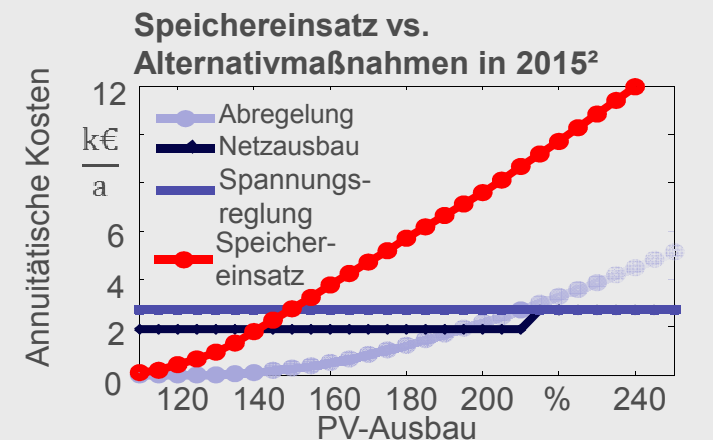
Versorgung netzferner Verbraucher

- Kombination von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien und Speichern ermöglicht wirtschaftlichere und umweltfreundlichere Versorgung.
- Speicher für Versorgung netzferner Verbraucher sind bereits heute wirtschaftlich.



Vermeidung / Verzögerung von Netzausbau im Verteilnetz

- Kosten für Speicher zur Vermeidung von Netzausbau zu meist deutlich teurer als alternative Maßnahmen und regulatorisch nicht geregelt
- Unter Annahme zukünftiger regulatorischer Anpassungen könnte netzdienlicher Einsatz eine gute Option darstellen



²Annahmen: 0,4 kV, nur ein Abgang, Abgangslänge 1,6 km (99%-Quantil der Leitungslängen), 150mm², 4% Spannungsband, Kosten für Abregelung basierend auf EEG-Vergütung

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

- Als Stromspeichertechnologie für den breiten Einsatz in Nieder- und Mittelspannungsnetzen werden in den nächsten 10 Jahren nur Batteriespeicher gesehen.
- Die hohe technologische Flexibilität von Batterien erlaubt vielfältige Anwendungen, z.B. Eigenverbrauchsoptimierung, Erbringung von Systemdienstleistungen, Verringerung des Netzausbaubedarfs u.a.
- Bereits heute kann sich der Batterieeinsatz für einige Anwendungsfälle wirtschaftlich darstellen, z.B. Erbringung von Primärregelleistung oder netzferne Versorgung.
- Die Preise für Batteriespeicher entwickeln sich dynamisch, so dass zukünftig eine Ausweitung der wirtschaftlichen Anwendungsfälle zu erwarten ist.
- Der bestehende Rechtsrahmen erschwert die Nutzung von Batteriespeichern durch Verteilernetzbetreiber. Die Regulierung sollte dahingehend weiterentwickelt werden, dass Netzbetreiber Batteriespeicher z.B. zur Vermeidung von Netzausbau errichten und betreiben dürfen.
- Da in den meisten Anwendungsfällen ein netzdienlicher Zusatznutzen ohne große Einschränkung der Wirtschaftlichkeit möglich ist, sollte die Netzdienlichkeit gefordert werden.

Unter Mitarbeit von:

Thomas Aundrup
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
Andreas Becker
Andreas Berthold
Dr. Alexander Conreder
Dr.-Ing. David Echternacht
Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel
Alexander Gitis
Wolfgang Glaunsinger
Dr. Holger Hesse
Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen
Stefan Kippelt
Dr. Martin Kleimaier
Dr. Matthias Leuthold
Sven Leyers
Franziska Lietz
Hauke Loges
Ghada Merei
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Marcus Müller
Maik Naumann
Kevin Pasch
Martin Pokojski
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner
Prof. Wenzel
Univ.-Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer
Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann
Gunnar Wrede
Alexander Zeh
Jan Zerhusen

Westnetz GmbH
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
ABB AG)
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
RWTH Aachen (IAEW)
TU Braunschweig (elenia) / EFZN
RWTH Aachen (ISEA)
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
TU München (EES)
TU München (EES)
TU Dortmund (ie3)
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
RWTH Aachen (ISEA)
Stromnetz Hamburg GmbH
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
TU Braunschweig (elenia) / EFZN
RWTH Aachen (ISEA)
RWTH Aachen (IAEW)
TU München (EES)
TU München (EES)
E.ON Gas Storage GmbH
Consultant Vattenfall Europe Innovation
TU Dortmund (ie3)
RWTH Aachen (ISEA)
OTH Regensburg (FENES)
HS-Hannover
TU Clausthal/EFZN
TU München (EEN)
Yunicos AG
TU München (EEN)
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

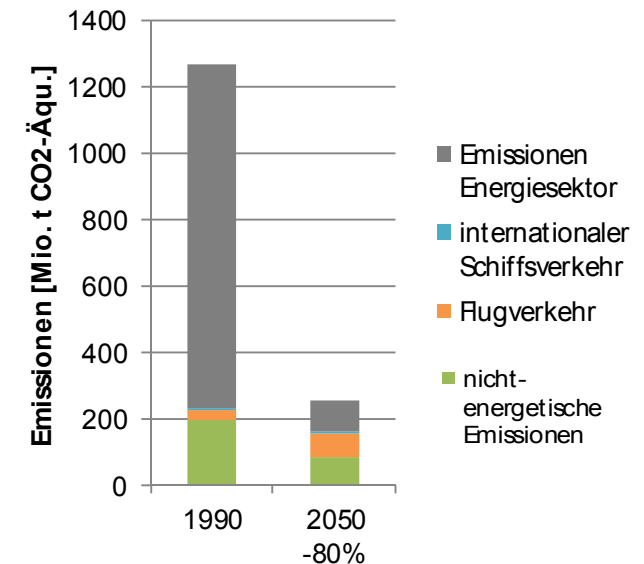
Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050

Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen
mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

Hintergrund und Motivation

Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung

- **Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) an der Bruttostromerzeugung auf mind. 80% bis 2050**
 - ➔ in VDE-Studien untersucht (z.B. Studie zum Speicherungsbedarf, 2012)
- **Reduktion der Treibhausgas-Emissionen (THG) um 80% bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990**
 - ➔ Erfordert weitgehende Substitution fossiler Primärenergieträger durch erneuerbare Energien und Effizienzsteigerung in allen Sektoren
 - ➔ Erneuerbare Energien werden zum größten Teil durch Strom erschlossen (Sonne, Wind, Wasser)
 - ➔ Paradigmenwechsel: Strom aus diesen erneuerbaren Quellen wird zukünftig zum Primärenergieträger (keine verlustbehaftete Umwandlung erforderlich)
 - ➔ Einfluss auf den Wärmemarkt ist Gegenstand der vorliegenden Studie



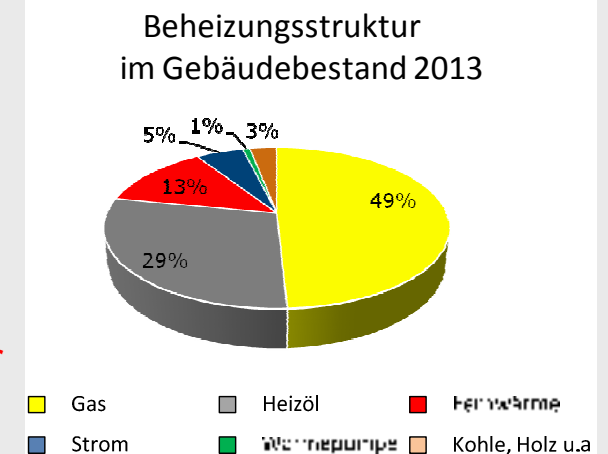
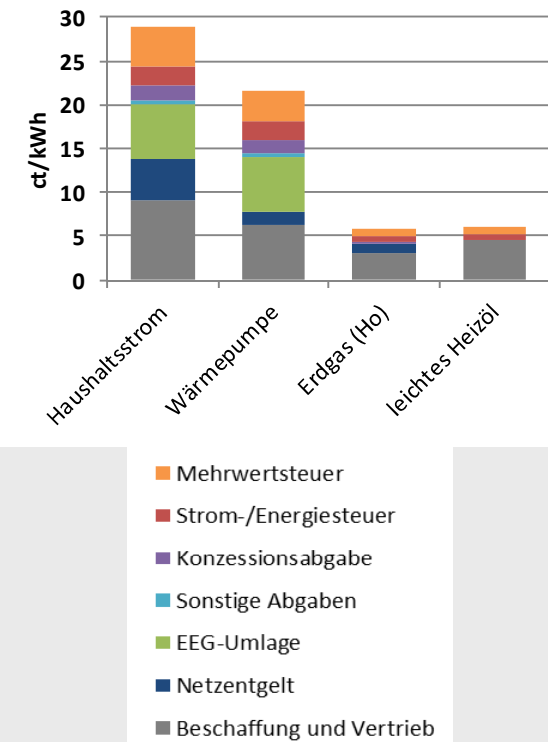
Ausgangssituation und Randbedingungen

Während der letzten zwei Dekaden hat die Akzeptanz zur Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung stark abgenommen

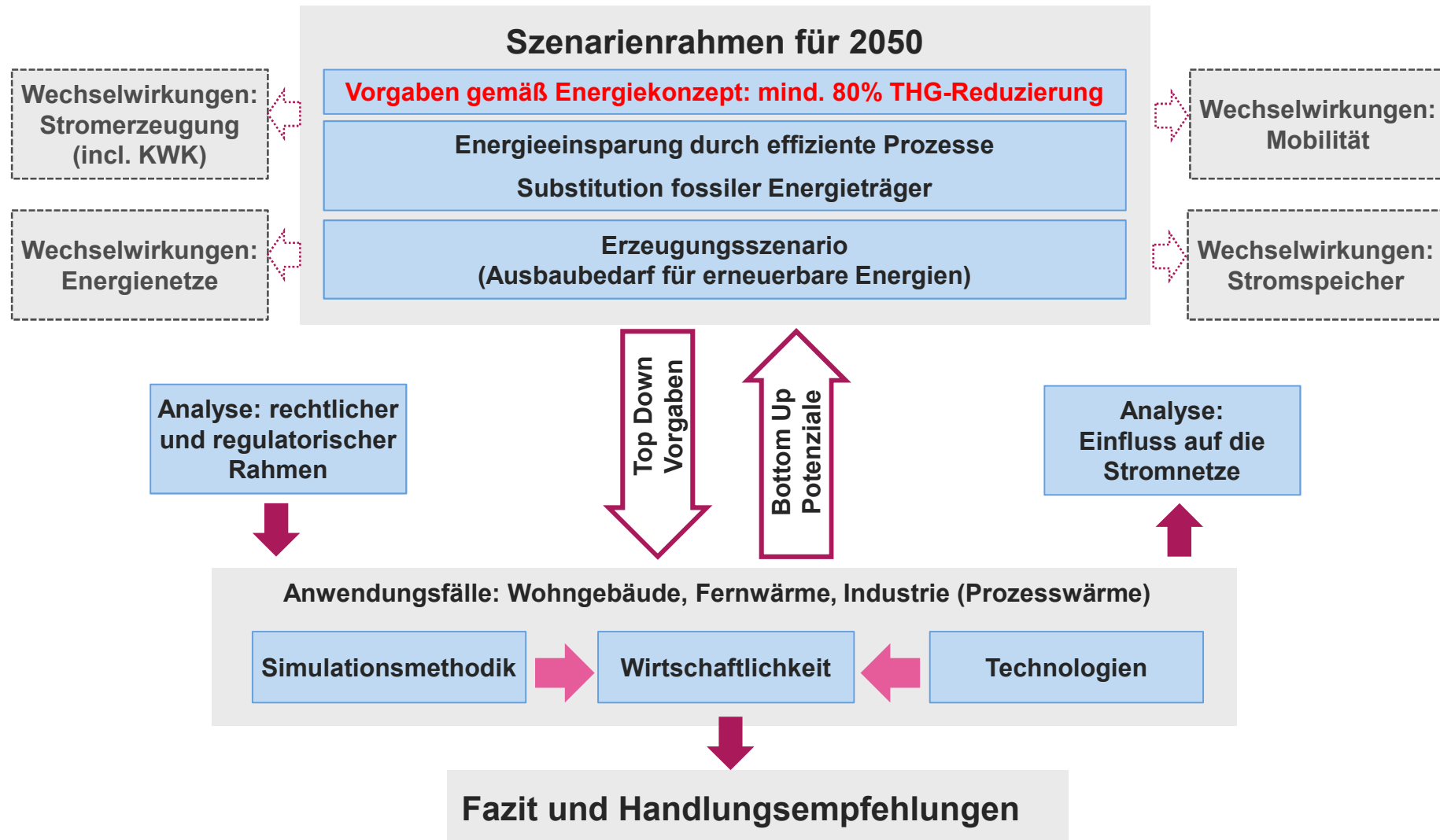
- **aufgrund stetiger Erhöhung der Stromtarife, insbesondere durch Belastung mit Steuern und Abgaben**
 - ➔ lässt sich der Preisunterschied zwischen fossilen Energieträgern und Strom (Faktor 3...4) selbst mit effizienten Wärmepumpen kaum noch ausgleichen
 - ➔ werden Wärmepumpen praktisch nur noch im Neubaubereich nachgefragt (selbst dort stagnierend)
 - ➔ werden sinnvolle Stromwärmeanwendungen nicht realisiert
- **obwohl die Effizienz der Stromerzeugung im Erzeugungsmix ständig steigt: Indikator: „Primärenergiefaktor“ (f_p)**

Durch EE-Zubau ($f_p = 0$) und effizientere Kraftwerke konnte der Primärenergiefaktor für Strom im Erzeugungsmix von früher 3,0 auf 1,8 (ab 2016) gesenkt werden

 - ➔ Elektrische Wärmepumpen sind bereits im heutigen Erzeugungsmix effizienter als Brennwertkessel
- **94% des privaten Wärmebedarfs werden heute mit fossilen Energieträgern gedeckt ➔ Substitution fossiler Energieträger im Wärmemarkt ist größter Hebel zur THG-Reduktion**



Ziele und Methodik der Studie



Technologien für elektrische Wärmeerzeugung und Wärmespeicherung

Haushalte und Gewerbe

- Widerstands-Heizsysteme
 - Heizstäbe
 - Strömungserhitzer
 - Flächenheizsysteme
 - Infrarotstrahler
- Elektrodenheizkessel (Gewerbe)
- Elektrische Wärmepumpe
- Bivalente (hybride) Wärmesysteme

Wärmespeicher

- Sensible Wärmespeicher
- Latente Wärmespeicher
- Thermochemische Wärmespeicher

Industrie und Prozesswärme

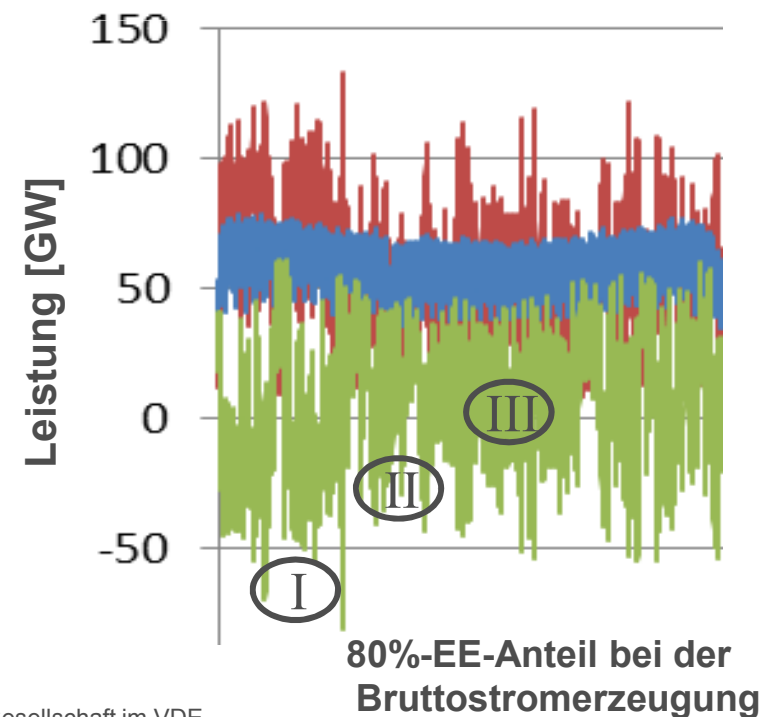
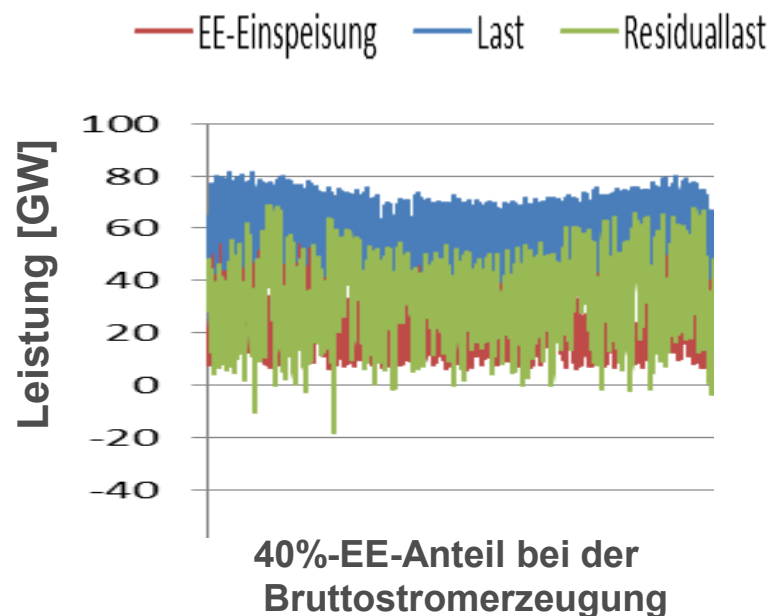
- Prozesse und Verfahren
 - Konduktive Widerstandserwärmung
 - Induktive Erwärmung
 - Hochfrequenzerwärmung
 - Magnetische Gleichstrom-Erwärmung
 - Elektrische Infraroterwärmung
- Elektrodenkessel (ggf. mit KWK)
- Elektrische Wärmepumpen

Fernwärmeversorgung

- Elektrische Großwärmepumpen
- Bivalente (hybride) Wärmesysteme
z.B. KWK und Elektrodenheizkessel

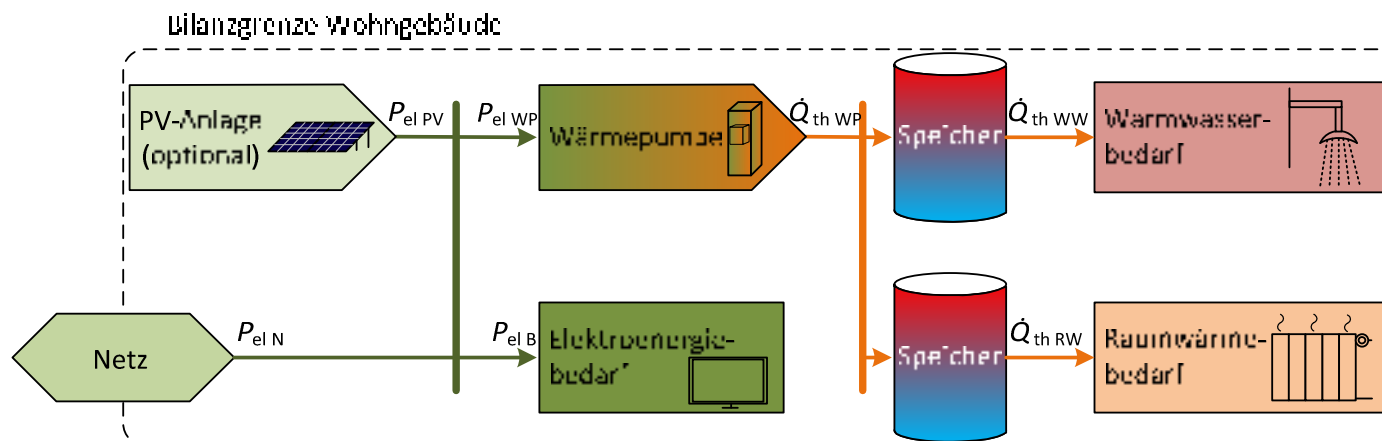
Charakteristik der EE-Erzeugung und deren Nutzung mit Power-to-Heat

- **Seltene Leistungsspitzen** sind auch zukünftig **wirtschaftlich nicht nutzbar**. (I)
- Lastmanagement mit **Widerstandsheizung** ermöglicht aufgrund **niedriger Investitionskosten** eine wirtschaftliche Nutzung **kurzzeitiger EE-Überschüsse**. (II)
- **Wärmepumpen** sind aufgrund ihrer **hohen Effizienz** die sinnvollste Maßnahme für die Nutzung von Power-to-Heat in der **Mittel- und Grundlast**. (III)



Anwendungsfall „Versorgung von Wohngebäuden“ mit Wärmepumpen

- Elektrische Wärmepumpen weisen im Vergleich mit anderen Optionen zur Wärmeerzeugung die **höchste Brennstoffeffizienz** auf
- Elektrische Wärmepumpen können einen wesentlichen Beitrag zur **Erhöhung der Eigenbedarfsquote** (bei PV-Anlagen) leisten.
besonders interessant für Kunden, bei denen die EEG-Förderung ausläuft
→ Wärmespeicher unterstützen die Nutzung
- Der zusätzliche Einsatz von Strom aus dem Netz ist eine energetisch sinnvolle Maßnahme um steigende Stromerzeugung aus EE zu nutzen
→ aber: **Bei weiter steigenden Strompreisen nicht mehr wirtschaftlich**

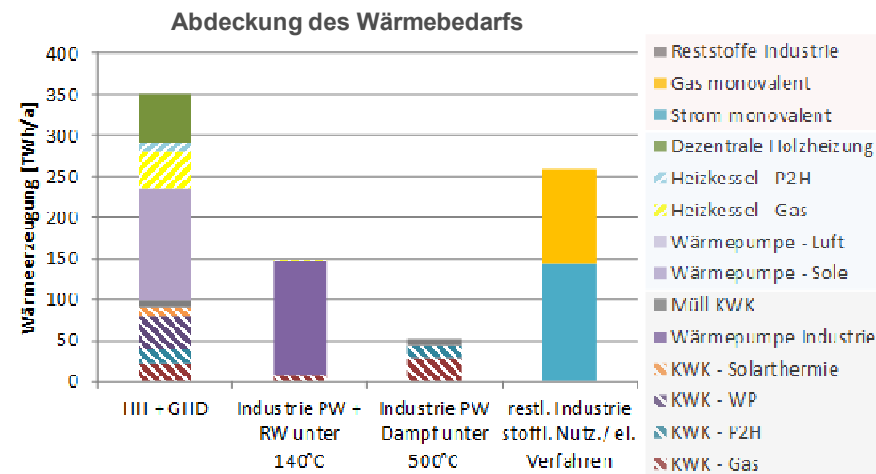
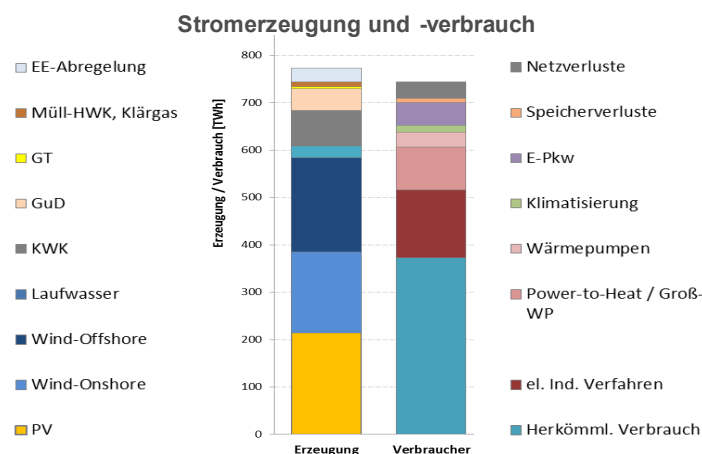


Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen mit Power-to-Heat

- Bereitstellung von **Regelleistung** mit Power-to-Heat (Elektrodenkessel) ist in Kombination mit Fernwärmesystemen (Hybridisierung) **heute bereits wirtschaftlich** und wird in verstärktem Maße genutzt.
- Der Einsatz von Power-to-Heat Anlagen ist heute insbesondere in der **Industrie** vorteilhaft, da hier **ganzjährig hohe Leistungen** abgerufen werden können.
- Bei Haushaltskunden steht mit der **Trinkwassererwärmung** ebenfalls ein **ganzjährig verfügbares (Regel-)Potenzial** zur Verfügung.
(ca. 6 kWh_{th} pro Tag bei einem Vierpersonenhaushalt)
- Ein gesteuerter Betrieb von Wärmepumpen in Wohngebäuden trägt zur **Netzentlastung** bei. (Die höchste Netzbelastung wird i.d.R. durch die Einspeisung aus PV-Anlagen vorgegeben)
- Ein gesteuerter Betrieb von Wärmepumpen in Wohngebäuden unterstützt zusätzlich die **Spannungshaltung** in Niederspannungsnetzen.
- Power-to-Heat als Maßnahme zum Lastmanagement (Demand-Side-Management) **reduziert den Bedarf für Kurzzeit-Stromspeicher**.

Szenario für das Jahr 2050 mit dem Ziel einer 80%-THG-Einsparung

- Mit dem Szenario lässt sich das Ziel einer 80% THG-Einsparung im Jahr 2050 erreichen. In weiteren Szenarien wurden auch noch höhere THG-Einsparungen betrachtet.
- Unter den getroffenen Annahmen für die Entwicklung der unterschiedlichen Bedarfe sowie der Kosten für Technologien und Brennstoffe wird ein kostenminimales Szenario ermittelt. (Anmerkung: andere Annahmen können zu anderen Ergebnissen führen.)
- Aufgrund von Effizienzmaßnahmen im konventionellen Stromverbrauch und effizienter PtH-Systeme (insbes. Wärmepumpen) steigt der Strombedarf gegenüber heute nur um ca. 25%. Der Bedarf für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist dadurch auch am geringsten.
- Neben PtH in Haushalt und Gewerbe kann die Umstellung auf elektrische Verfahren in der Industrie einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.



Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

- Nur durch eine **weitgehende Substitution fossiler Energieträger im Wärmesektor durch EE** lassen sich die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung erreichen.
- **Power-to-Heat ist die kostengünstigste Variante**, um fossile Energieträger im Wärmemarkt zu substituieren. Elektrische Wärmepumpen haben dabei die höchste Effizienz.
- **Mit dem EE-Ausbau sinkt der Primärenergiefaktor für Strom. Die energetische Attraktivität von Strom im Wärmemarkt wird dadurch ständig verbessert.**
- Elektrische Wärmeerzeuger sind schnell regelbar und **können zur Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) eingesetzt werden.**
- Für den Gebäudesektor stehen **ausgereifte technische Lösungen** zur Verfügung. Für den industriellen Wärmemarkt besteht teilweise jedoch noch Entwicklungsbedarf.
- Wärmespeicher in Verbindung mit einer stromoptimierten Betriebsweise von PtH-Anlagen können die **Netzbelastung senken** und den **Bedarf für Kurzzeit-Stromspeicher verringern.**
- Durch die **Sektorkopplung Strom-Wärme-Gas** kann u.a. das Potenzial des **Gasnetzes als Langzeit-Stromspeicher** erschlossen werden.
- Die Kostenbelastung von Strom mit Steuern und Abgaben ist aktuell sehr hoch. **Für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtH-Anlagen müssen die Tarifstrukturen angepasst werden.**
- Für die Umsetzung **fehlen geeignete rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen.**

Unter Mitarbeit von:

Herbert Bechem	Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG
Dr. Markus Blesl	Universitaet Stuttgart, IER
Marc Brunner	Universitaet Stuttgart, IEH
Jochen Conrad	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Tobias Falke	RWTH Aachen, IFHT
Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann	TU Dresden, IET
Dr. Martin Geipel	Noerr LLP
Norman Gerhardt	Fraunhofer IWES
Wolfgang Glaunsinger	VDE/ETG
Johannes Hilpert	Stiftung Umweltenergierecht
Dr. Alois Kessler	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr.-Ing. Martin Kleimaier	VDE/ETG
Prof. Dr.-Ing. Silke Köhler	Beuth Hochschule für Technik
Dr. Rolf-Michael Lüking	Fraunhofer IBP
Dr. Philip Mayrhofer	enerstorage GmbH
Andrea Meinzenbach	TU Dresden, IET
Elmar Metten	Stromnetz Berlin GmbH
Helene Neugebauer	enerstorage GmbH
Prof. Dr. Dieter Oesterwind	FH Düsseldorf (ZIES)
Prof. Dr.-Ing. Christoph Pels-Leusden	Beuth Hochschule für Technik
Joachim Plate	Bundesverband Flächenheizungen e.V.
Arno Pöhlmann	Lechwerke AG
Philipp Riegebauer	FH Düsseldorf (ZIES)
Jörg Rummeni	RWE Effizienz GmbH
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner	TU Dresden, IEEH
Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler	RWTH Aachen, IFHT
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen	Universitaet Stuttgart, IEH
Dr.-Ing. Serafin von Roon	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Jens Werner	TU Dresden, IEEH
Dr.-Ing. Bernhard Wille-Haussmann	Fraunhofer ISE

Gemeinsamkeiten

Dezentrale Batteriespeicher / Elektrische Wärmeerzeuger

- Beide Systeme können bei steigender Erzeugung aus erneuerbaren Quellen und geeigneter Steuerung zu einer Entlastung der Verteilungsnetze beitragen
- Beide Systeme sind sehr schnell regelbar und können daher verschiedene Netz- und Systemdienstleistungen bereitstellen
- Viele sinnvolle Anwendungen sind heute nicht wirtschaftlich oder nur an der Grenze der Wirtschaftlichkeit
- Multifunktionale Anwendungen begünstigen bei beiden Systemen die Wirtschaftlichkeit
- Bei beiden Anwendungen ist derzeit nur die Nutzung von Eigenstrom begünstigt
 - Hohe Netzstrompreise und die aktuelle Tarifstruktur (hohe Steuern und Abgaben) be- bzw. verhindern jedoch netz- und systemdienliche Anwendungen die einen Strombezug aus dem Netz bedingen (z.B. Speicherladung mit Windstrom in Wintermonaten bzw. Speicherentladung ins Netz in Sommernächten)

Handlungsbedarf

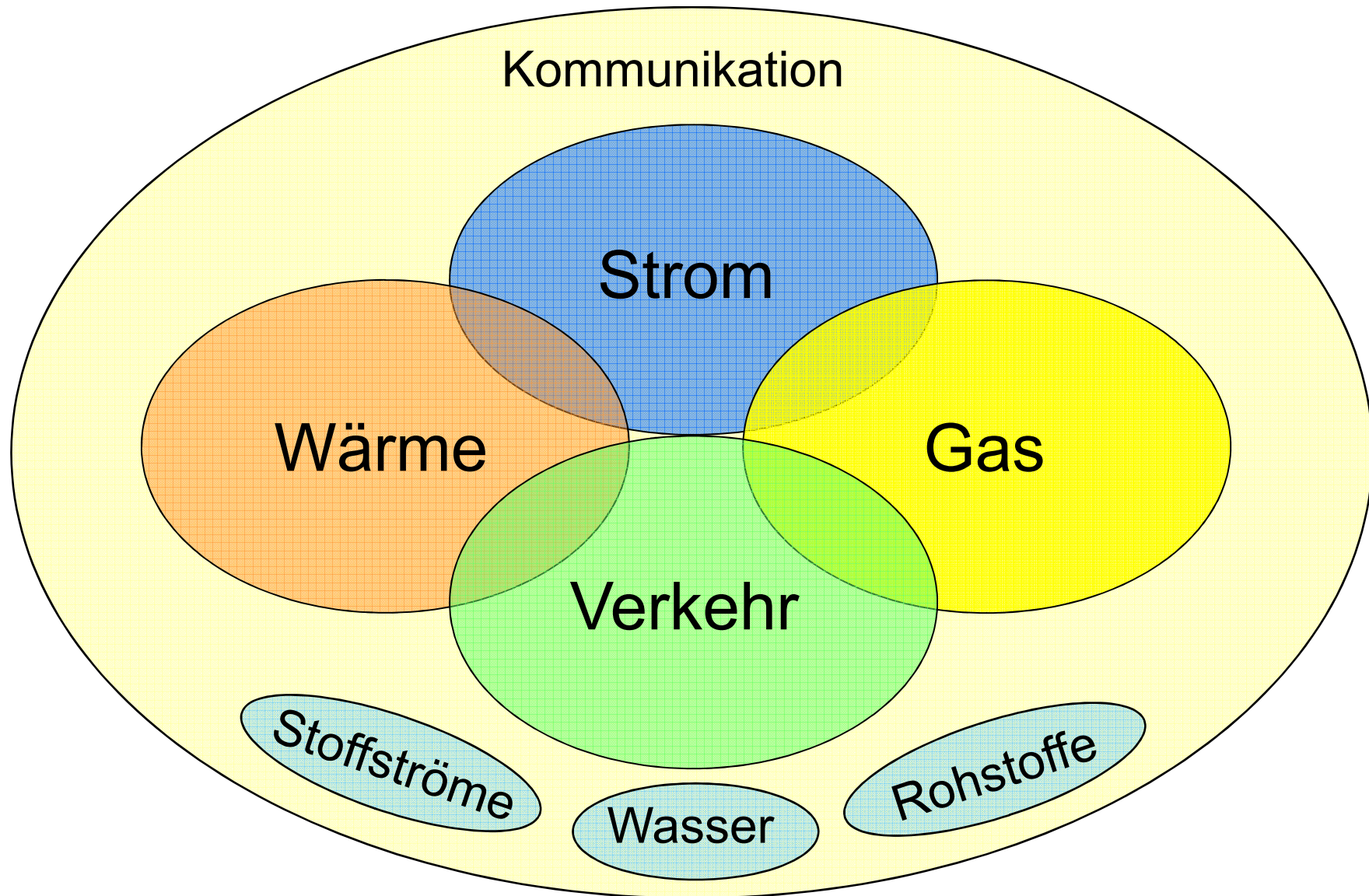
Dezentrale Batteriespeicher / Strom im Wärmemarkt

- Damit gesamtwirtschaftlich sinnvolle Maßnahmen auch betriebswirtschaftlich umgesetzt werden können, sind geeignete rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, incl. der hierfür erforderlichen Tarife und Tarifstrukturen, erforderlich.
- Bei einer Betrachtung des Gesamtsystems ist das Zusammenwirken beider Systeme zu optimieren. Der Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern kann dabei den Bedarf für Batteriespeicher (und generell für Stromspeicher) reduzieren.
- Die optimierte Einbindung beider Systeme in das Gesamtsystem (Smart Energy System) erfordert die Aggregation auch kleinerer dezentraler Systeme, um sowohl netz- als auch systemdienlich eingesetzt werden zu können. Hierfür sind angepasste Informations- und Steuerungskonzepte zu entwickeln.
- Einzelne Technologien müssen noch weiterentwickelt werden.

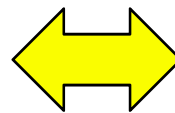
Gesamtheitlicher Ansatz

**Die „Energiewende“
ist mehr
als nur eine Wende im Strombereich**

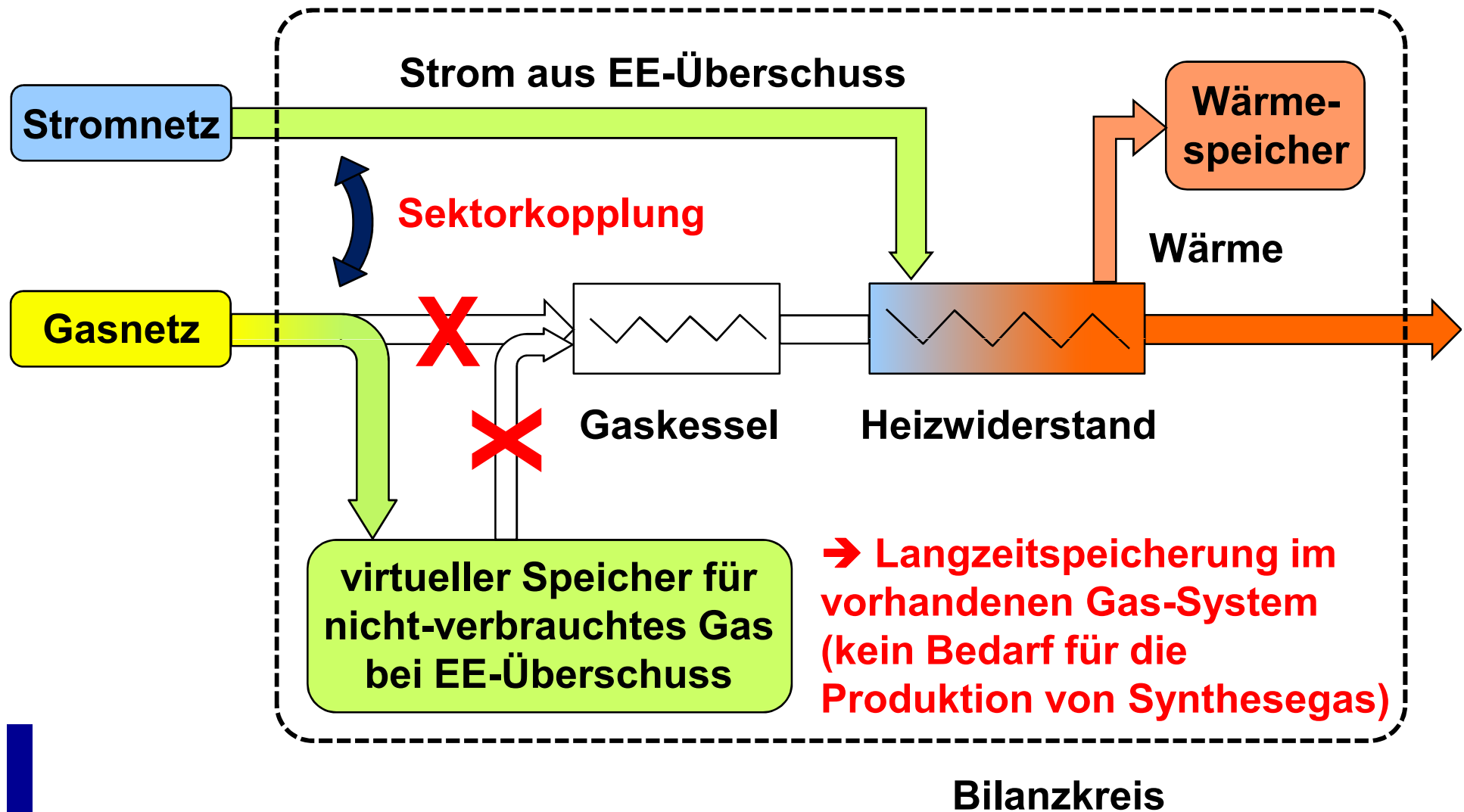
Erweiterung des Flexibilisierungsspielraums



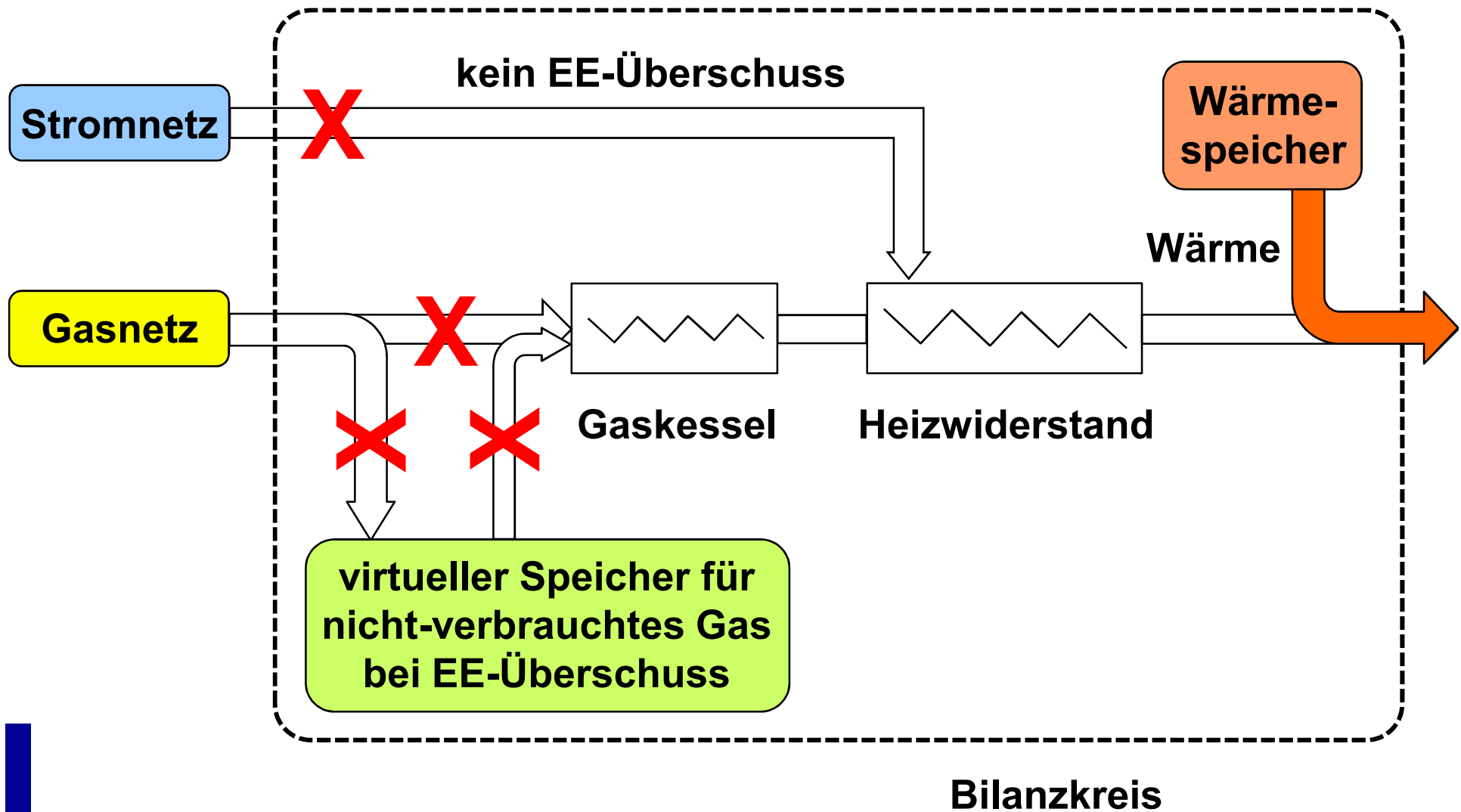
Mangelmanagement durch Hybridisierung



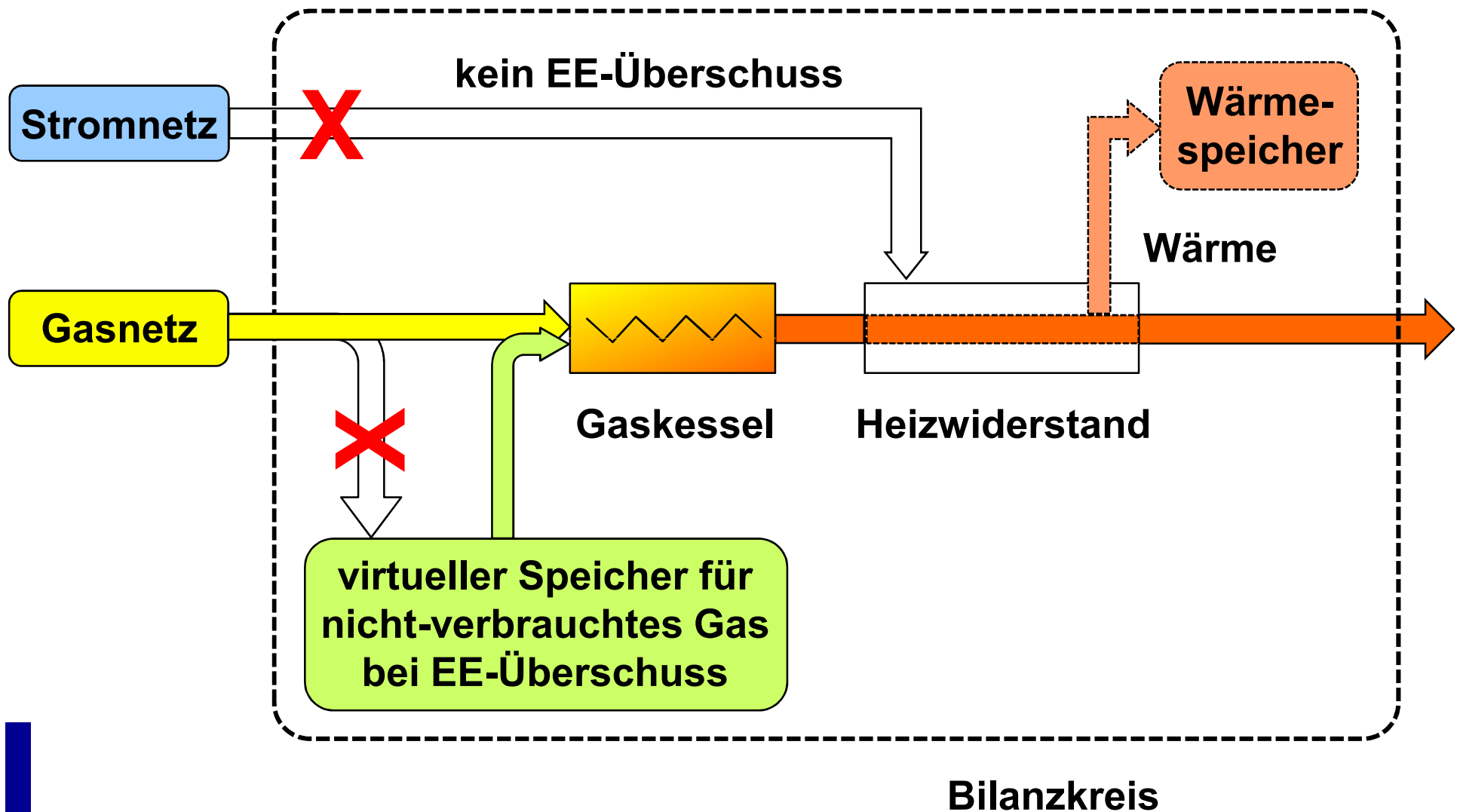
Beispiel: Erdgas-Hybridsysteme



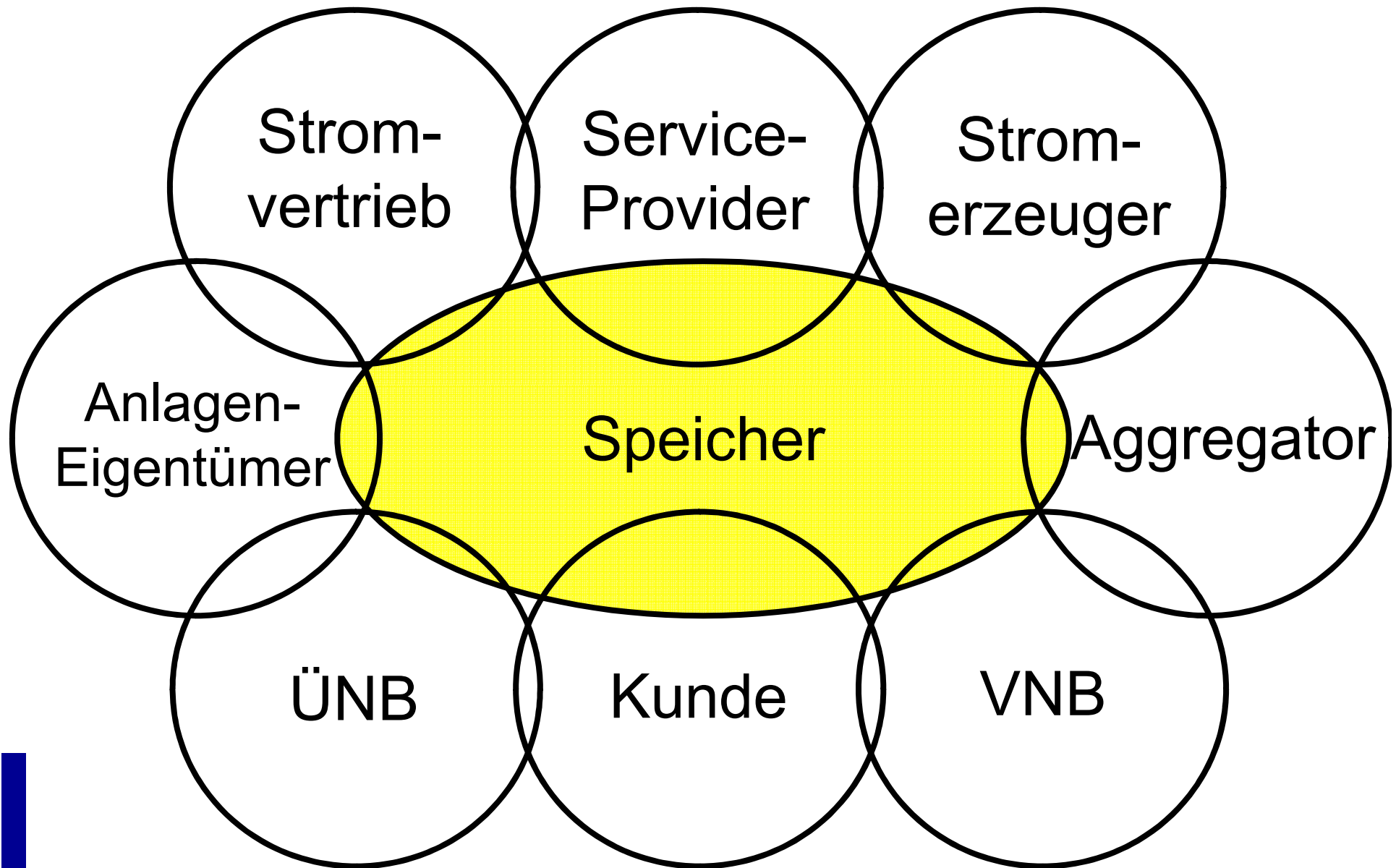
Beispiel: Erdgas-Hybridsysteme



Beispiel: Erdgas-Hybridsysteme

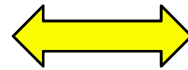


Möglicher Player im Umfeld von Speichern



Systemoptimierung und Spannungsfelder

**ohne Netzanschluss
(Inselnetz)**



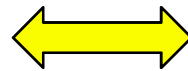
**mit Netzanschluss
inselnetzfähig**

Eigennutzen



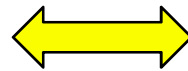
Netz-/Systemnutzen

**betriebswirtschaftlich
(marktorientiert)**



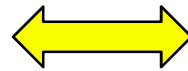
**gesamtwirtschaftlich
(reguliert / Grid Codes)**

**Ladung mit Eigenstrom
z.B. PV**



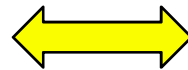
**Ladung mit Fremdstrom
z.B. Wind**

Entladung f. Eigenbedarf



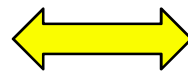
Entladung ins Netz

monofunktional



multifunktional

**Ladezustand: voll
(Energieabgabe)**



**Ladezustand: leer
(Energieaufnahme)**

Hemmnis: Kosten

- **Stromspeicher sind in der Regel deutlich teurer als klassische Netzkomponenten oder andere Alternativen**
- **Betriebswirtschaftlich fundierte und belastbare Renditeerwartungen sind derzeit kaum möglich**
- **Durch die hohen Kosten klassischer Leittechnik lässt sich ein netz-/systemdienlicher Einsatz in der Regel nur bei großen Leistungen rechtfertigen.**
- **Die Einbindung kleiner Leistungen in innovative Steuerungskonzepte erfordert kostengünstige Systeme und marktfähige Bündelung.**
- **Die unterschiedliche Preisstruktur für Strom und Gas verhindert heute den Einsatz von Hybridsystemen.**

Risiken bei Speicherinvestitionen

Strommärkte:

Speicher können prinzipiell Erträge auf verschiedenen Strommärkten erwirtschaften:

- Stromspeicher sind nicht die einzigen Möglichkeiten, um auf diesen Märkten mitzubieten.
- Die Entwicklung der Strommärkte ist schwierig zu prognostizieren (sehr volatile Märkte).
- sinkende Batteriepreise (Investitionszeitpunkt?)
- Ein Ausbau der Speicher trägt auch selbst dazu bei, dass die auf diesen Märkten erzielbaren Margen immer geringer werden.

Alternativen zu Stromspeichern

- **Erzeugungsmanagement
(Leistungsbegrenzung / Abregelung der EE-Anlagen)**
- **Lastmanagement (Demand-Side-Management)
(incl. Power-to-Heat)**
- **Spannungs- und Blindleistungsmanagement (mit EE)**
- **Beteiligung der EE-Anlagen bei Netzregelkonzepten**
- **Beteiligung von Power-to-Heat bei Netzregelkonzepten**
- **Netzverstärkung (größerer Trafo / zusätzliche Leitung)**
- **Regelbarer Ortsnetztransformator**
- **Elektromobilität (abh. von Ladekonzepten)**

Hemmnis: Regulierung

- **Unzureichender Rechtsrahmen für Speicher**
- **Unbundling ist ein Hindernis für ein Engagement der Netzbetreiber**
- **Teilnahme an Energiemärkten (z.B. Regelenergie) ist bei kleinen Leistungen heute nicht möglich → Aggregation**
- **Die derzeitige Vorrangregelung für EE-Einspeisungen verhindert ein sinnvolles Erzeugungsmanagement.**
- **Die derzeitige Tarifstruktur verhindert ein sinnvolles Lastmanagement.**
- **Netznutzungsentgelte, Abgaben und Steuern**

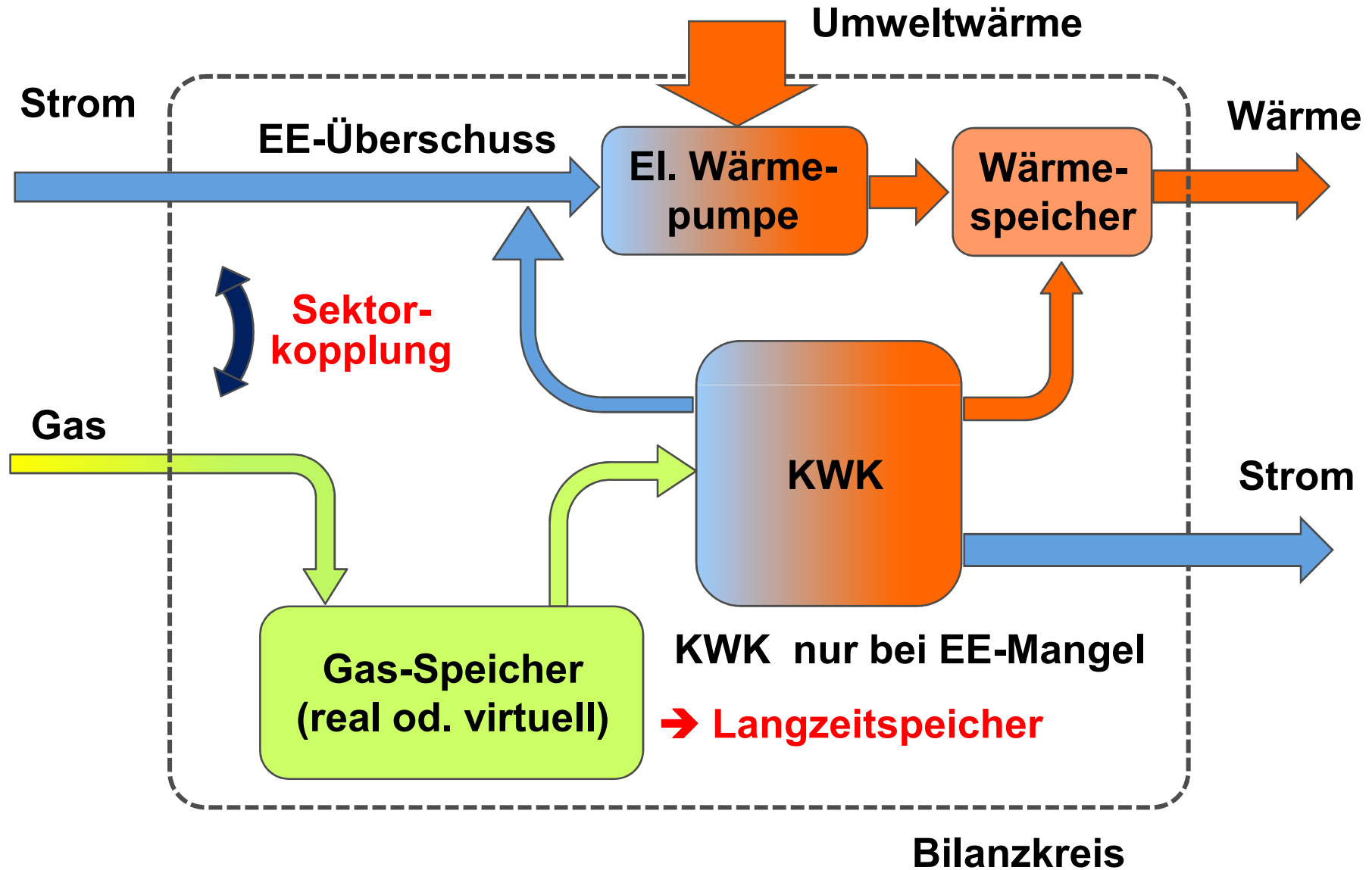
Hemmnis: Technik

- **Umwandlungsverluste teilweise sehr hoch (insbes. Langzeitspeicher auf Basis P2G)**
- **Stand-by-Verluste**
- **Lebensdauer**
- **z.T. noch nicht ausgereifte Technik**
- **Sicherheit**
- **Zuverlässigkeit**
- **Platzbedarf und Aufstellungsort**
- **meist sehr begrenzte Speicherkapazität**
→ **Speichermanagement**

Fazit

Für ein gesamtwirtschaftliches Optimum müssen

- **Abregelung, Lastmanagement, Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie der zentrale und dezentrale Speicherausbau gemeinsam** abgestimmt werden!
- **alle Energieträger** (Strom, Gas, Wärme ...) **gemeinsam** betrachtet werden!
- **alternative Nutzungspfade** (z.B. Mobilität, chem. Rohstoffe ...) mit einbezogen werden!
- **netzdienliches Verhalten der Speicher** eingefordert werden!



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

VDE – Netzwerk Zukunft

Ihr Ansprechpartner :

Dr. Martin Kleimaier

Phone: +49 (0)1520 1523439
martin.kleimaier@t-online.de