

Anforderungen an moderne elektrische Speichersysteme aus Sicht des Netzbetreibers

FVEE-Workshop

WBZU, Ulm, 19. Januar 2010

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Forschung und Innovation
Dipl.-Ing. Hellmuth Frey



Energie
braucht Impulse

Zusammenhänge im elektrischen Energiesystem



Im elektrischen Energiesystem gilt folgende Verabredung

- › Netzbenutzer sind frei (in gewissen Grenzen):
 - › Verbraucher bezieht Energie , wann und so viel er will nicht steuerbar
 - › Einspeiser liefert Energie, wann und so viel er will nicht steuerbar
- › Erfüllung dieser Verabredung ist Aufgabe der Netzbetreiber

Netz funktioniert, wenn Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt gleich sind. Aufgabe des Netzbetreibers ist die Anpassung der Erzeugung an die Last zu organisieren.

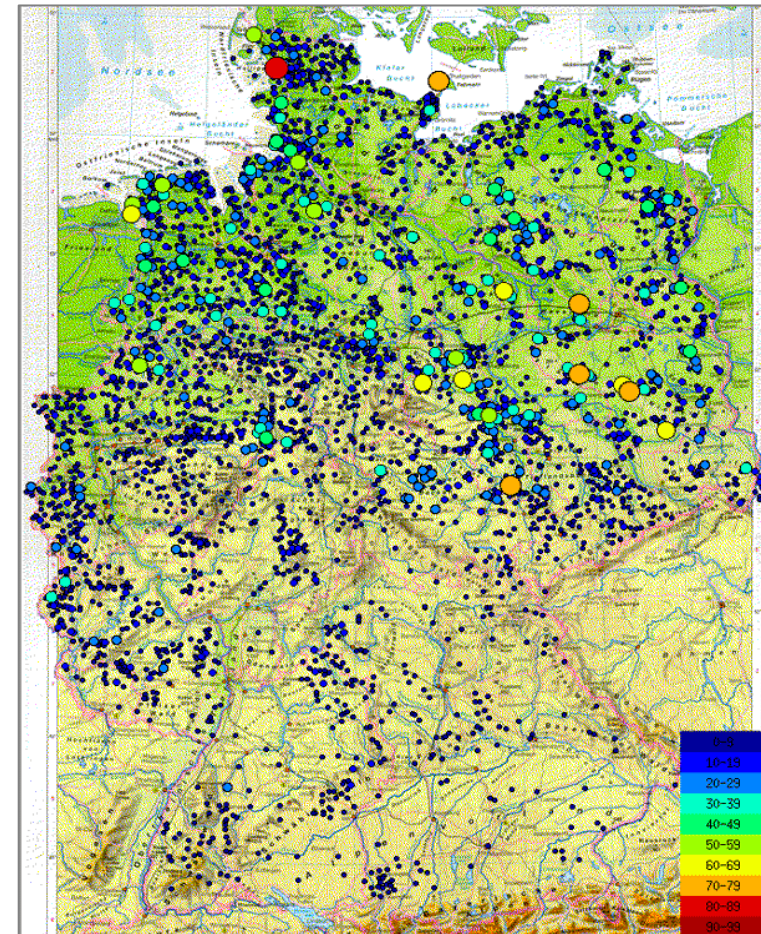
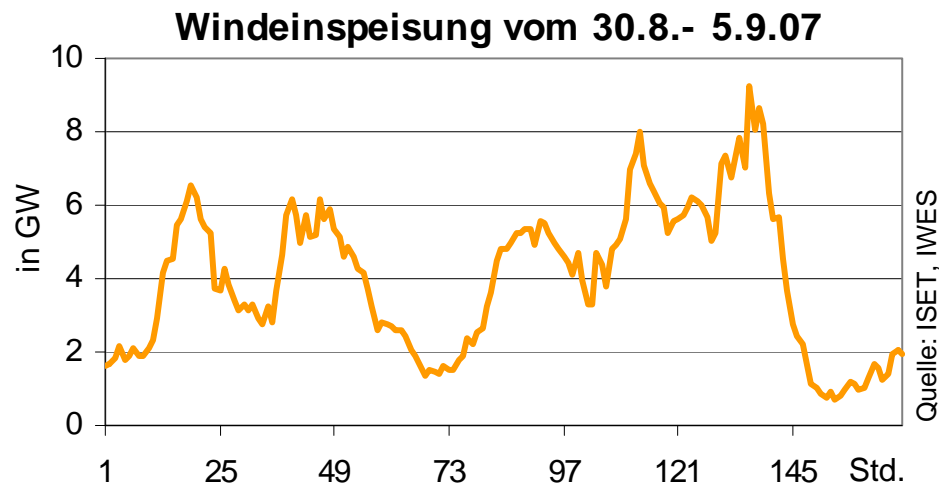
Das Vorhalten und Regeln übernehmen bestehende steuerbare Kraftwerke

- › funktioniert gut, aber
- › verschlechtert den Wirkungsgrad und erhöht den Verbrauch von Primärenergie Energiesystem

Menge nicht steuerbarer Leistung steigt

Installierte Windkraft und Auswirkungen

- › Zunahme und Konzentration von Windkraft in Norddeutschland
→ Stärkere Beanspruchung der Netze und Auswirkungen auf Netzführung
- › Fluktuierende Einspeisung von Windenergie
→ steigender Bedarf an Regel- und Reserveleistung



Räumliche Verteilung der installierten Nennleistung von Windenergie-Anlagen

Bereitstellung von Regelenergie

Typisches Angebot der Minutenreserve in Deutschland
durch:

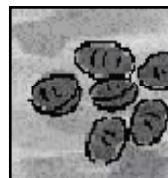
› Gasturbinenkraftwerke



› Pumpspeicherkraftwerke

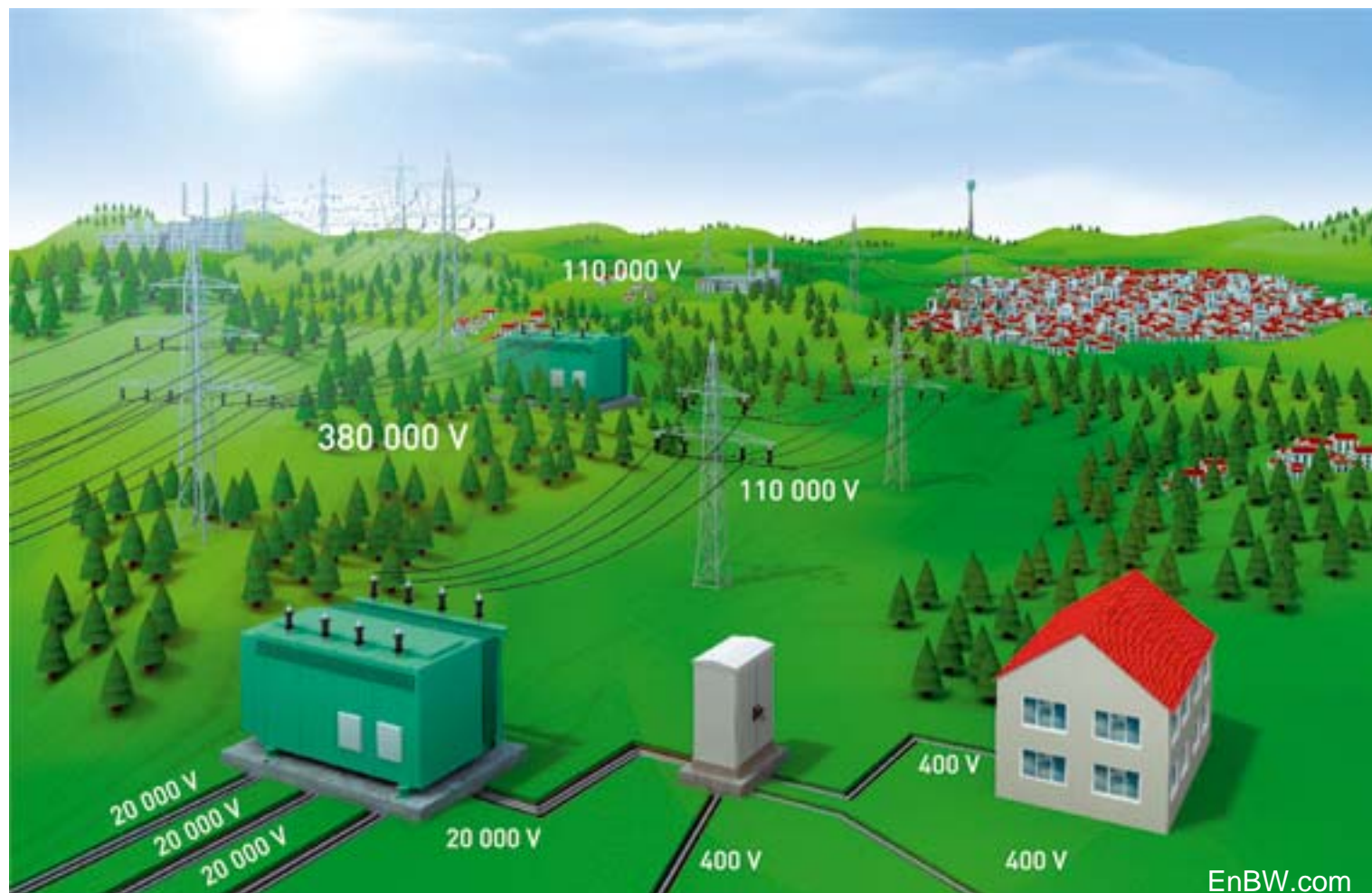


› Kohlekraftwerke (zeitweise)

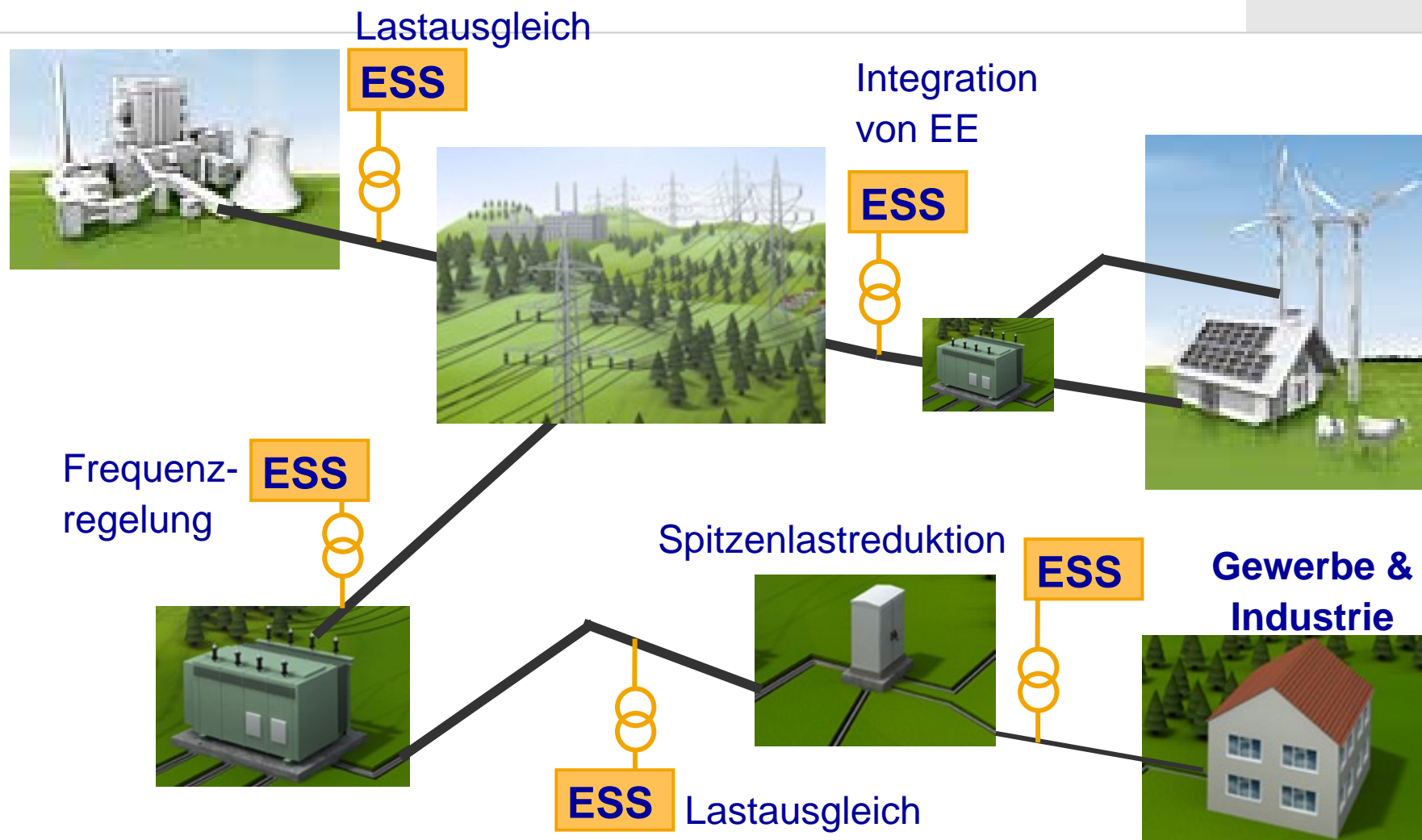


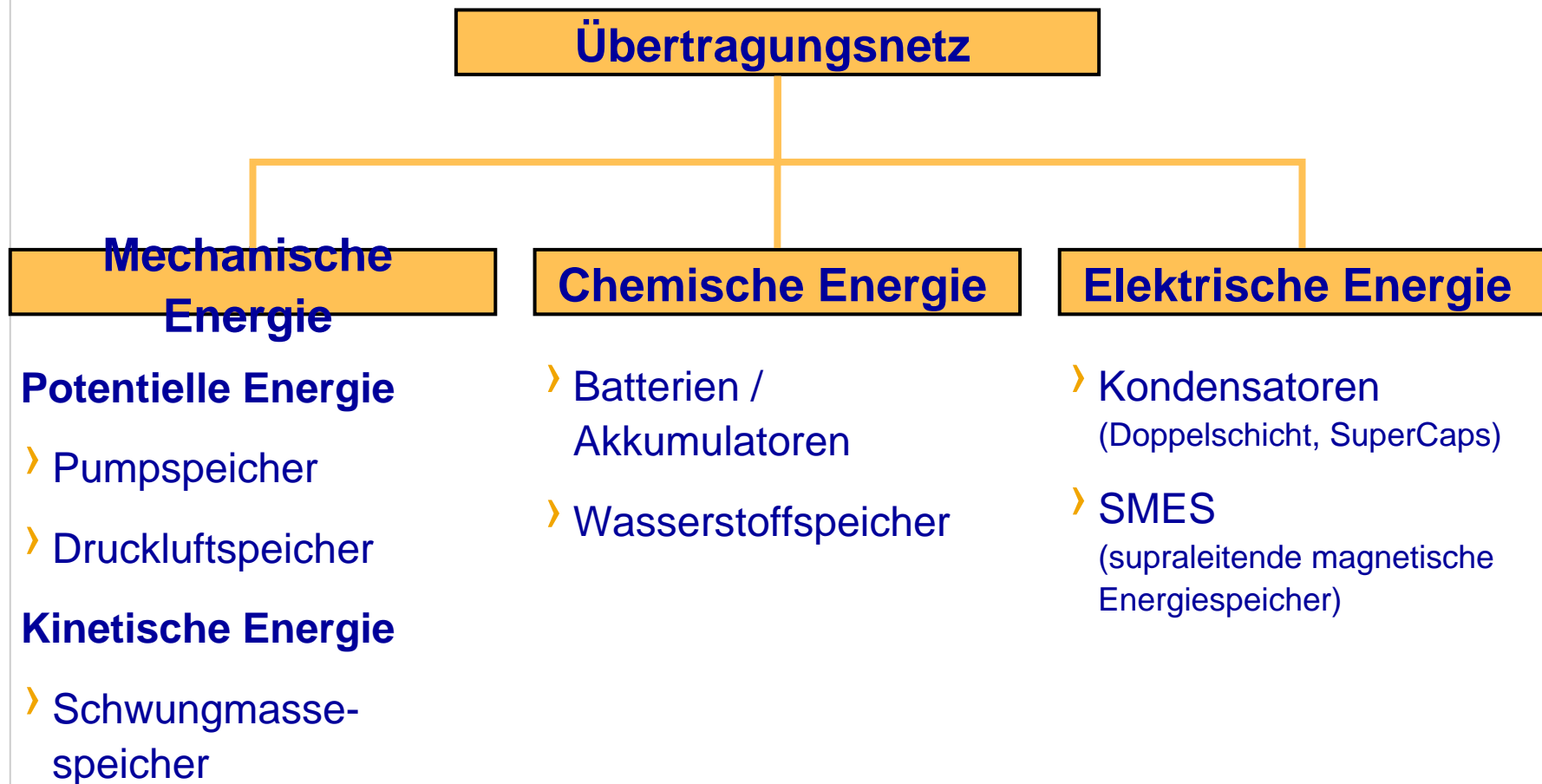
› Lastabwurf (vereinzelt)

Verbundnetz in Deutschland

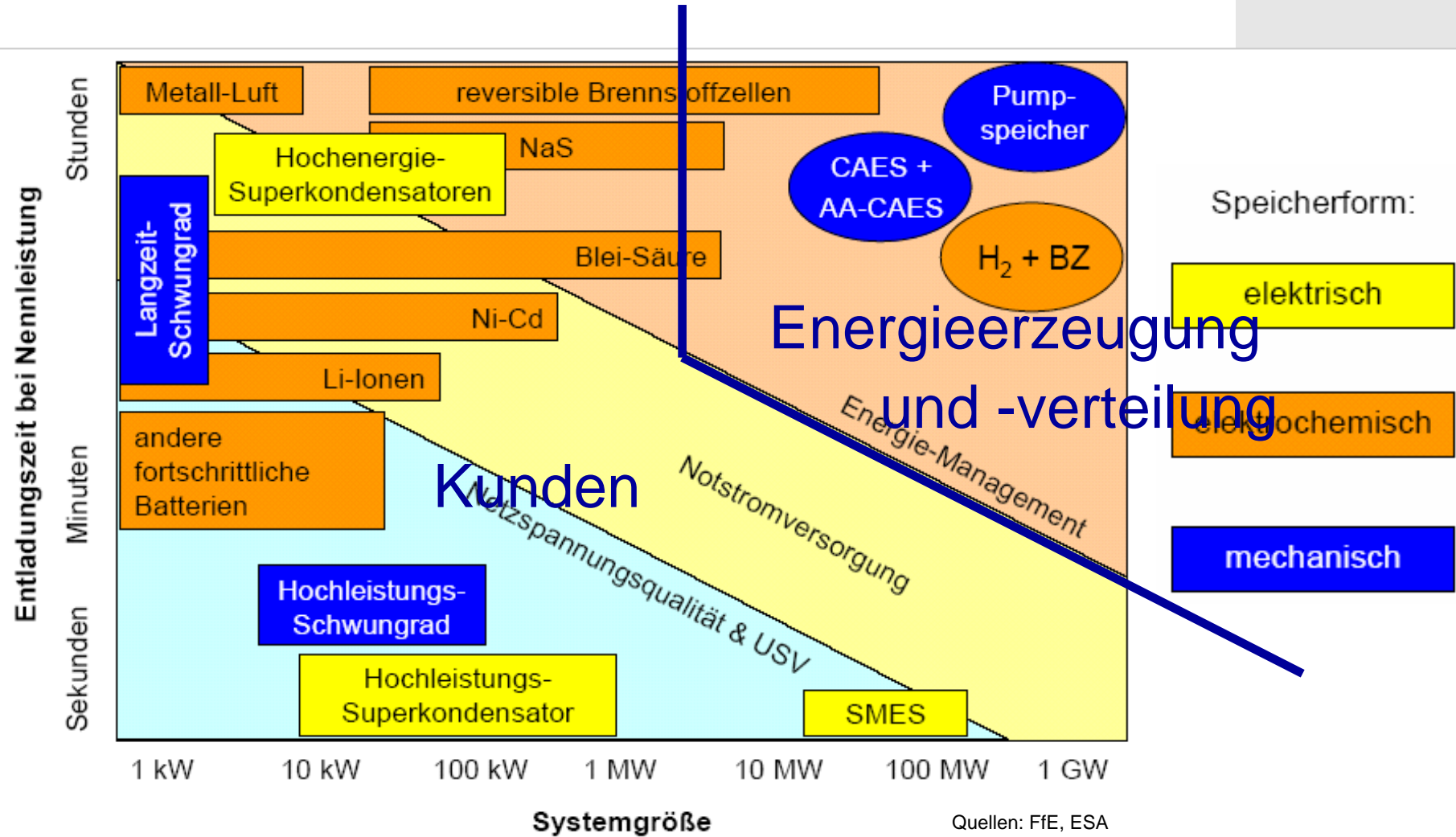


Energiespeicher für das Versorgungsnetz





Speichersysteme im Überblick



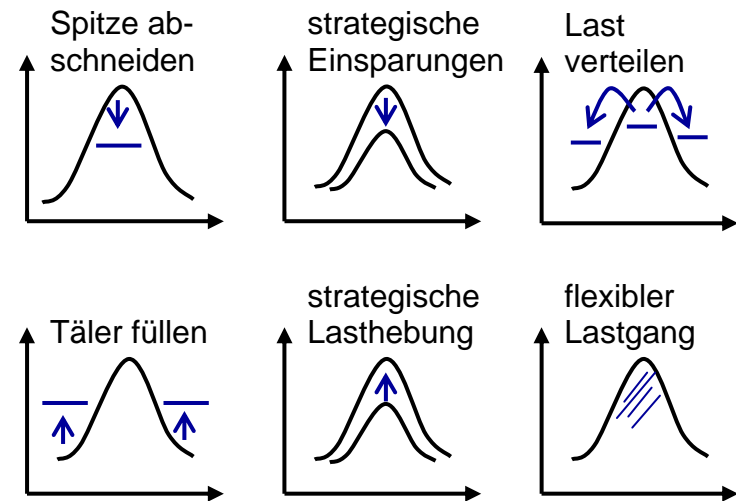
Quellen: FfE, ESA

Demand Side Management

Steuerung der Stromnachfrage bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten

Unterbrechungsfreie Stromversorgung

- › zunehmende Qualitätsanforderungen z. B. durch IT
 - › Sicherheitsanforderungen
 - › kontinuierliche Prozesse
- ➔ Stromunterbrechungen undenkbar



nach: Björkqvist 1996

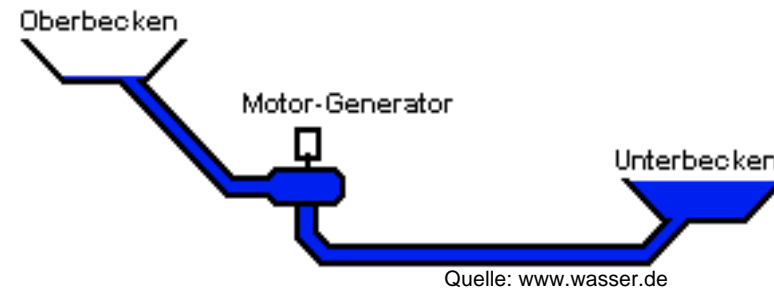


Quelle: Domainsteam

Pumpspeicher

Prinzip:

- › zwei Wasserspeicher;
- › zwischengeschaltet eine Turbine mit Motor/Generator



Ort	Name	Inbetriebnahme	Höhendifferenz [m]	Max. Leistung [MW]	Entladungsdauer [h]	Anlagekosten [Mio €]
Deutschland	Schluchsee	1932	620	512	314	
Österreich	Lünersee	1958	974	231	788	
Wales/GB	Dinorwig	1984	545	1890	5	310
USA / CA	Helms	1984	520	1212	153	416
USA / VA	Bath County	1985	380	2700	11	1650
Japan	Kazunogowa	2001	714	1600	8,2	3200
Deutschland	Goldisthal	2002	302	1060	8	700
Austria	Kops II	2008	798	450	48 I+II	370

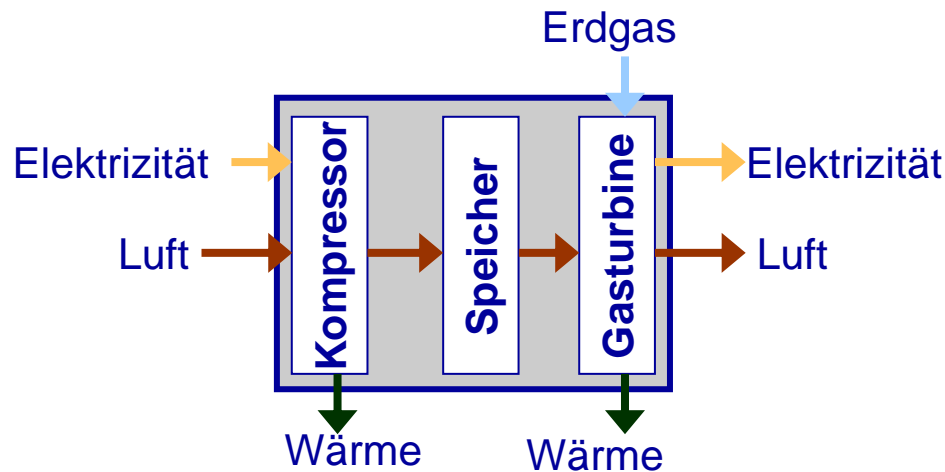
Quelle: EAS, veag

Druckluftspeicher

Prinzip: Gasturbine mit Druckluftspeicher

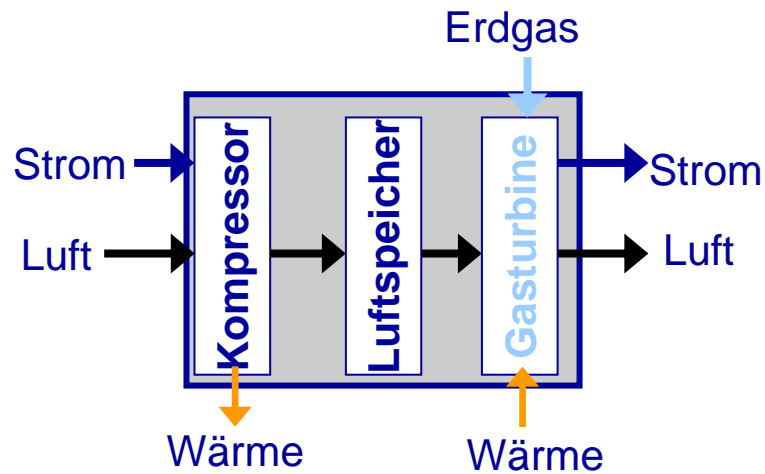
Einsatzstatus:

Bundesland/ -staat	Inbetrieb- nahme	Max. Leistung [MW]	Entladezeit [h]	Anlagekosten [Mio. €]
D (Huntorf)	1978	290	2-3	47 ₍₁₉₇₄₎
USA (Alabama)	1991	110	26	65
USA (Ohio)	nach 2007	2700	192	>1000

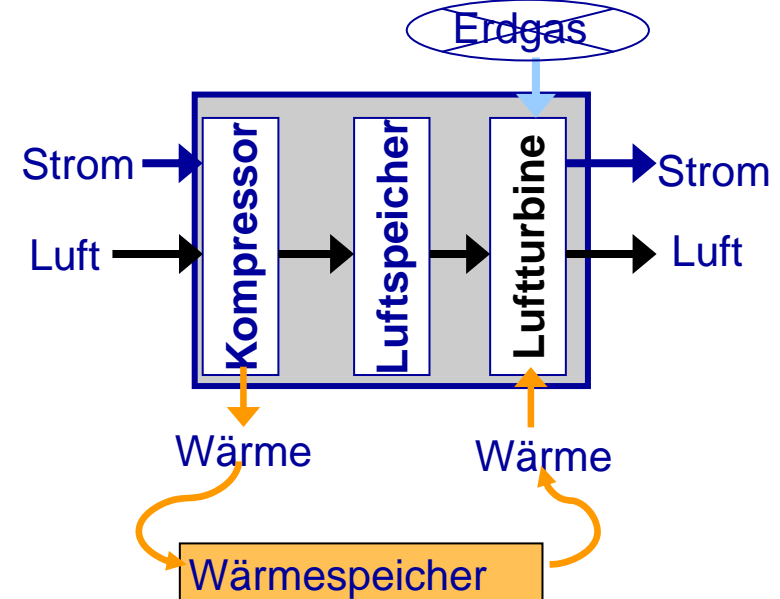


Druckluftspeicherung nach adiabatischem Prinzip

EnBW



Diabates CAES



Adiabates CAES

Druckluftspeicher: Effizienz an Beispielen

Huntorf (ohne Luft-Vorwärmung)

Input:

0,83 kWh elektr. Energie
1,56 kWh fossile Energie

Output:

1 kWh elektr. Energie

Wirkungsgrad:

$h = 42 \%$



McIntosh (mit Luft-Vorwärmung)

Input:

0,69 kWh elektr. Energie
1,17 kWh fossile Energie

Output:

1 kWh elektr. Energie

Wirkungsgrad:

$h = 54 \%$

Adiabates CAES (F+E-Projekt)

Input:

1,42 kWh elektr. Energie
0,00 kWh fossile Energie

Output:

1 kWh elektr. Energie

Wirkungsgrad:

$h = 70 \%$

Kapazitätsvergleich Druckluftspeicher gegen Hydraulischer Speicher



Durckluftspeicherkraftwerk Huntorf/D

2 Kavernen mit insges. 0,3 Mio m³
geometr. Vol

- › Ladung 8 h mit 60 MW
→ 480 MWh
- › Entladung ca. 2 h mit 290 MW
→ 580 MWh

Leistung: Goldisthal ist 3,5-mal größer als Huntorf

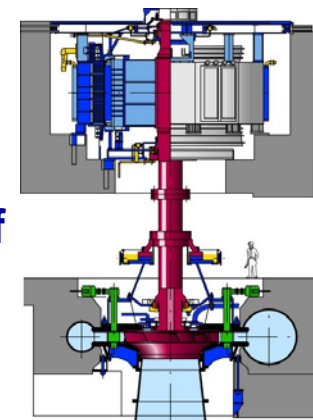
Energie: Goldisthal besitzt die 14-fache Kapazität von Huntorf

Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal

Oberbecken 12 Mio. m³ Wasser

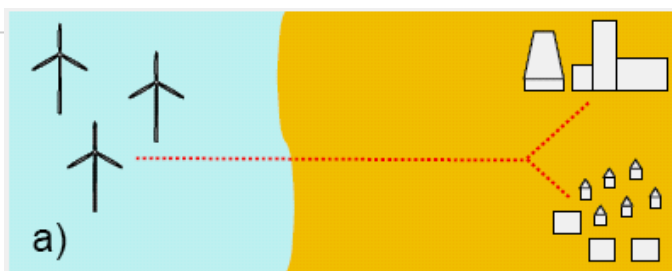
4 Turbinen mit zus. 1.060 MW

- › Turbinenbetrieb ca. 8h
→ 8.500 MWh

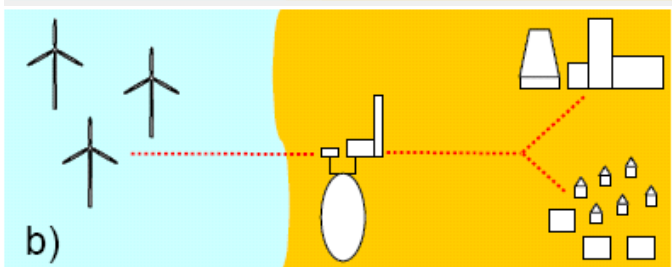


Quelle: Voith Siemens Hydro Power

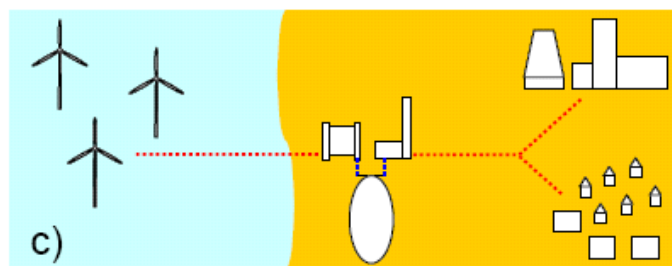
Möglichkeiten der Einbindung von Windenergie



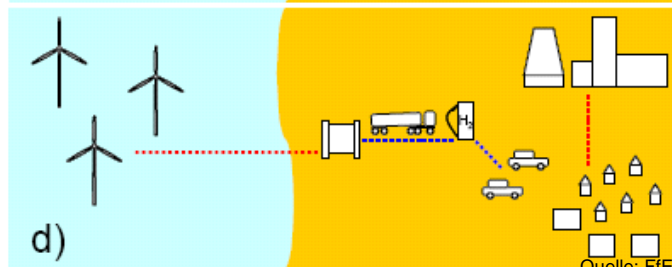
› Direkte Netzanbindung



› **Einbindung mit/über Speicher
(z.B. CAES-Kraftwerk)**



› Wasserstoffherzeugung (on-/offshore) und
Verstromung/Einsatz im Verkehr



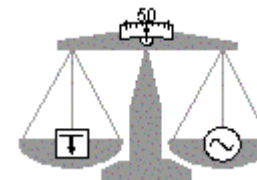
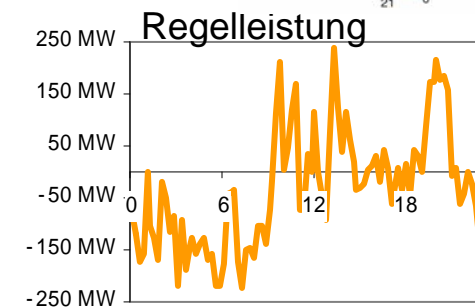
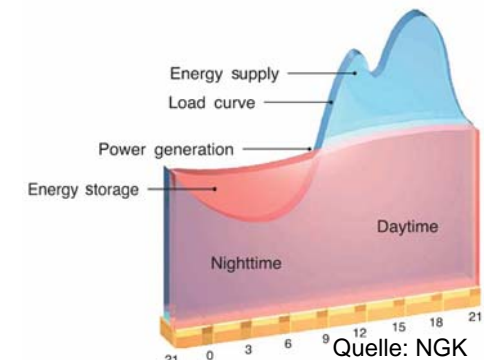
Quelle: FfE

Grundkosten

- › Kapitalkosten
- › Wartung und Instandhaltung
- › Brennstoffkosten (bei CAES)

Unterschiedliche **Betriebsweisen** möglich

- › Peak-Shaving (Spitzenlastreduzierung)
 - › Preisdifferenz von Stromkauf bzw. -verkauf auf dem Spotmarkt
- › Bereitstellung von Regelleistung
 - › Erlöse Regelleistung und -arbeit
- › Ausgleich von Prognosefehlern (z.B. Windprognose nach Auslauf von EEG)
 - › Preisdifferenz von Intra-Day Handel (Netzbezug) zu Speicherung



Quelle: regelleistung.net

Blei-Säure-Batterie

Prinzip: $2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{PbSO}_4 \leftrightarrow 2 \text{H}_2\text{SO}_4 + \text{PbO}_2 + \text{Pb}$

Einsatzstatus:

EVU	Bundesstaat	Jahr der Installation	Nennleistung (MW)	Entladezeit [h]	Anlagekosten geschätzt [Mio. €]
HELCO	Hawaii (USA)	1993	10	1,5	4,6
PREPA	Puerto Rico (USA)	1994	20	0,7	4,8
VERNON	Kalifornien (USA)	1995	3	1,5	1,4
SW Herne	NRW (D)	1997 (?)	1,2	1	0,8

Anbieter:

Exide Battery

Crown Battery

Hoppecke Batterie Systeme GmbH

u.a.



Quelle: Stadtwerke Herne




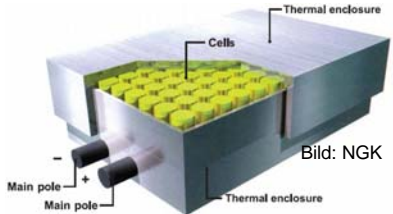

Quelle: Stadtwerke Herne

NaS Batterien in Japan

- › Über 40 wirtschaftliche Anwendungen seit 2003
- › Alle im MW Bereich
- › Genutzt für:
 - › Lastbegrenzung
 - › Unterbrechungsfreie Stromversorgung
 - › Notstromversorgung
- › Größte NaS Batterie Anwendung:
9,6 MW; 57,6 MWh
(Hitachi)

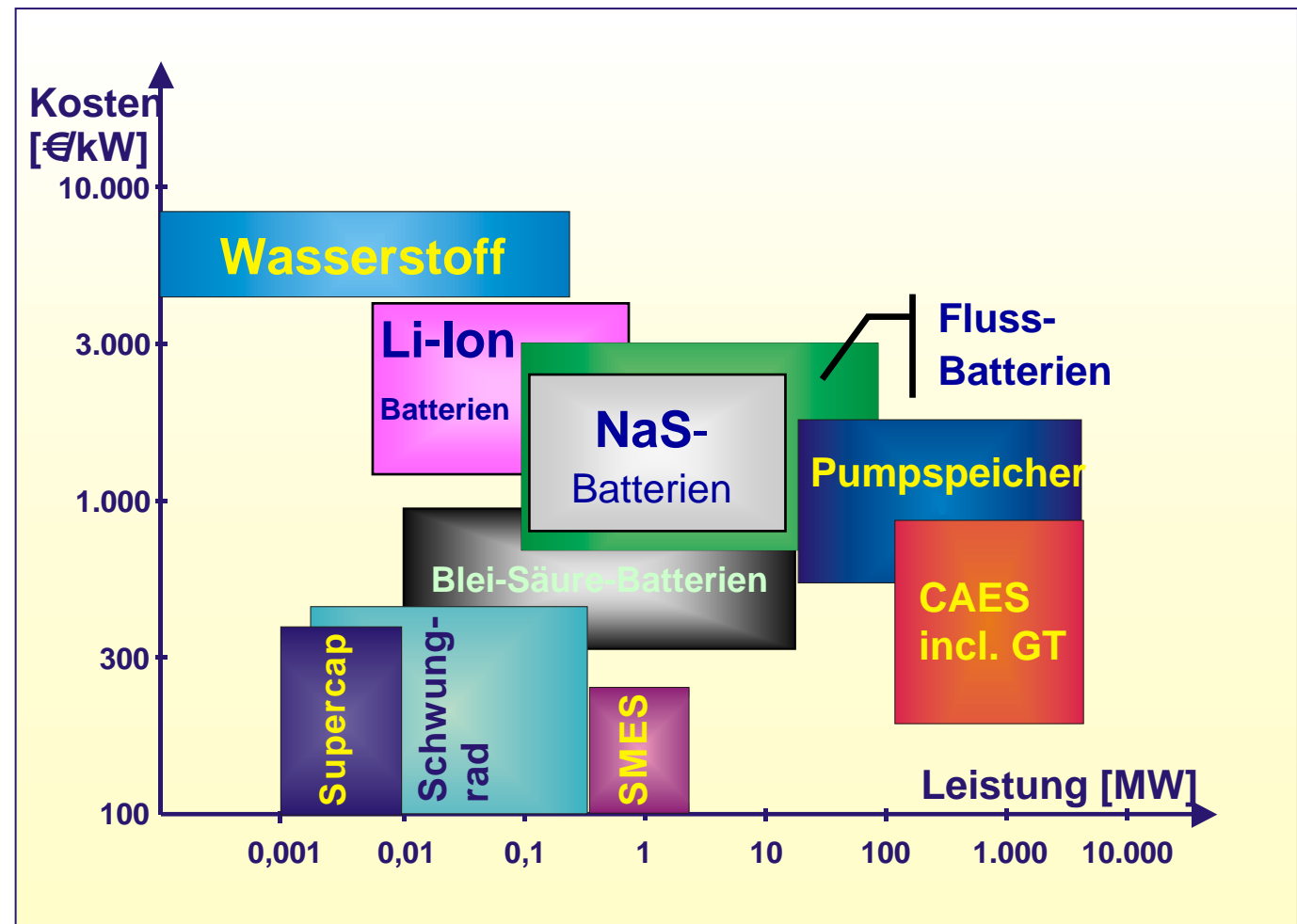


Batterietechnologien im Vergleich

	Blei-Säure  Bild: Exide	Natrium-Schwefel (NaS)  Bild: NGK	Lithium-Ionen  Bild: Saft
Wesentl. Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> › Geringe Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> › Hohe Energie- & Leistungsdichten › Hoher Wirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> › Hohe Energie- & Leistungsdichten › Hoher Wirkungsgrad
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> › Geringe Zyklenfestigkeit, bes. bei Tiefentladung 	<ul style="list-style-type: none"> › Produktionskosten › Sicherheitsaspekte 	<ul style="list-style-type: none"> › Hohe Produktionskosten › Spezielle Ladungsschaltung notwendig
Kenndaten	200 – 1.100 Zyklen max. 8 Jahre	5.000 Zyklen* 15 Jahre	500 – 4.500 Zyklen* bis zu 8 Jahre
Kosten	300 – 900 €/kW	ca. 2.000 €/kW	1.300 – 3.200 €/kW

Speichersysteme im Überblick

- › Pumpspeicherwerke sind seitens Energieinhalt und Wirtschaftlichkeit mit Abstand unerreicht
- › Druckluftspeicher sind von den Investitionskosten vergleichbar, in den Betriebskosten wesentlich teurer
- › Neuentwicklungen verringern den Abstand zu führenden Systemen, sind im Betrieb jedoch mind-estens ein Größen-ordnung teurer



- › Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gibt der Einspeisung von Erneuerbaren Energien (EE) Vorrang
 - › Steigende Energiemengen werden ohne Berücksichtigung der aktuellen Nachfrage eingespeist.
 - › Fluktuationen im Netz werden größer
- › Auch EE müssen zukünftig einen größeren Beitrag zur Netzregelung leisten, sonst:
 - › Gefahr von Netzstörungen durch Überlast
 - › Zusatzkosten durch notwendige Netzerweiterungen
- › Mittel- und langfristig erfordert das erwartete Wachstum fluktuierender Einspeisung
 - › **die Erhöhung des Anteils steuerbarer Leistung im Netz**
 - › **Energiespeichersysteme**
 - › **steuerbare Lasten**
 - › **intelligente Netze**
 - › Forschung und Entwicklung sollte das Themenfeld umfassend abdecken







Fazit

Batterien im Netzeinsatz

Wesentliche Rahmenbedingungen

- › Politische Weichenstellungen und Vorgaben, wie z. B. EEG
- › Kosten von Energiespeichern bzw. Preis von Energieträgern (z. B. Gas)
- › Solange Vorrangregelung zur Einspeisung erneuerbarer Energien existiert werden kaum/keine weiteren Speicher benötigt
- › Bei erforderlichen Bandlieferungen von Strom aus fluktuierenden Quellen, werden Speicher eine wichtige Rolle spielen
- › Bei Kunden können Speicher für DSM bzw. USV interessant werden

Wichtige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

	Entwick- lung	Wirtschaft- lichkeit
Chemische Speicher		
Zyklenzahl		
Investition		
Regelenergie z.B. Gasturbine		
Investition		

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit ...



Dipl.-Ing. Hellmuth Frey



EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Forschung, Entwicklung und Demonstration

Durlacher Allee 93

76131 Karlsruhe

h.frey@enbw.com

www.enbw.com