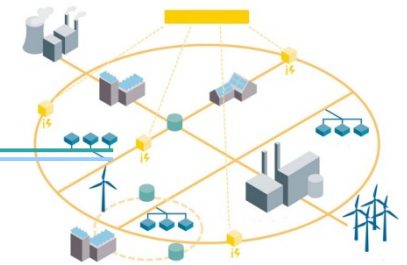


Andreas Röglin*, Dieter Metz, Thorsten Fiedler
Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik

Bernhard Fenn
HSE HEAG Süd Hessische Energie AG

Einsatzmöglichkeiten stationärer und mobiler Speicher in Verteilnetzen

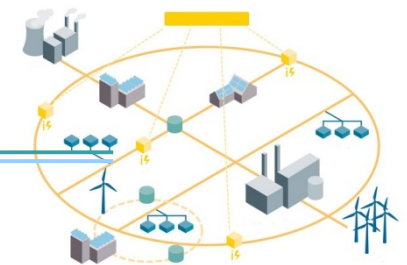
11. Symposium Energieinnovation
TU Graz, Österreich
10.-12. Februar 2010



Einsatzmöglichkeiten stationärer und mobiler Speicher in Verteilnetzen

Inhalt

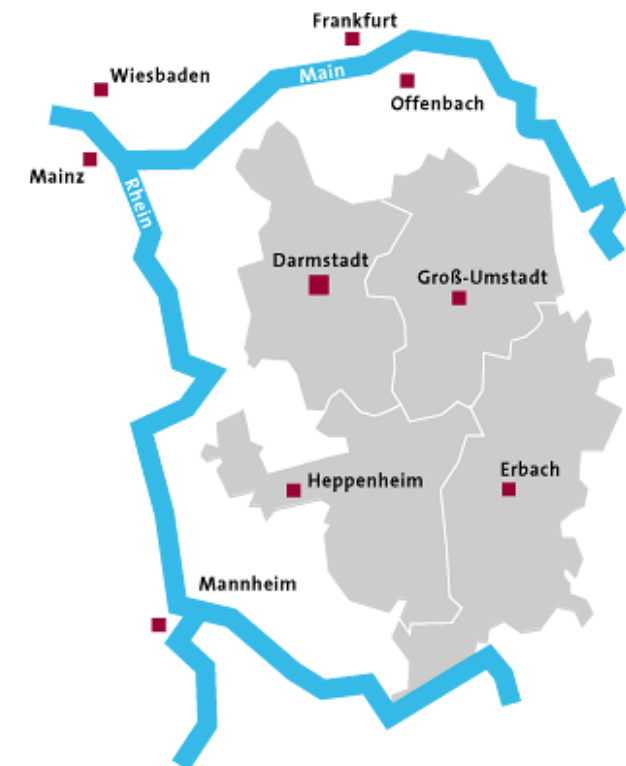
- Vorstellung des Forschungsprojektes
- Motivation und Zielsetzung
- Struktur der zukünftigen Stromversorgung
- Batteriespeicher und ihre Einsatzmöglichkeiten
- Aufbau eines Speichersystems
- Beispielszenarien



Forschungsprojekt „SmartGrids“

- Forschungsprojekt der Hochschule Darmstadt mit der HSE HEAG Süd Hessische Energie AG
- Ziele:
 - Erfolgreiche CO₂-Reduzierung im Netzgebiet
 - Transformation des HSE-Netzes in ein SmartGrid mit 30% RES bis 2020
- Beteiligung an Offshore-Windpark mit 100MW in der Ostsee und einem Onshore-Windpark mit 20MW in Brandenburg
- Wasserkraftwerke am Neckar (10MW)
- Weitere Forschungsschwerpunkte:
 - Ausgleich von Fluktuationen über interne Speicher
 - damit möglichst Reduzierung von Kosten

HSE HEAG Süd Hessische Energie AG
- 715.000 Einwohner im Netzgebiet Darmstadt/Odenwald
- Netzhöchstlast 670MW (2008)



Substitution der Kohlekraftwerke Forderungen an die RES

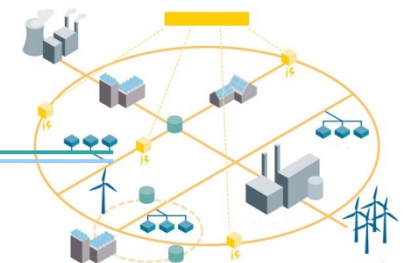
1. Spitzenleistung: Für die gleiche Leistung ist die etwa 20-fache Fläche notwendig



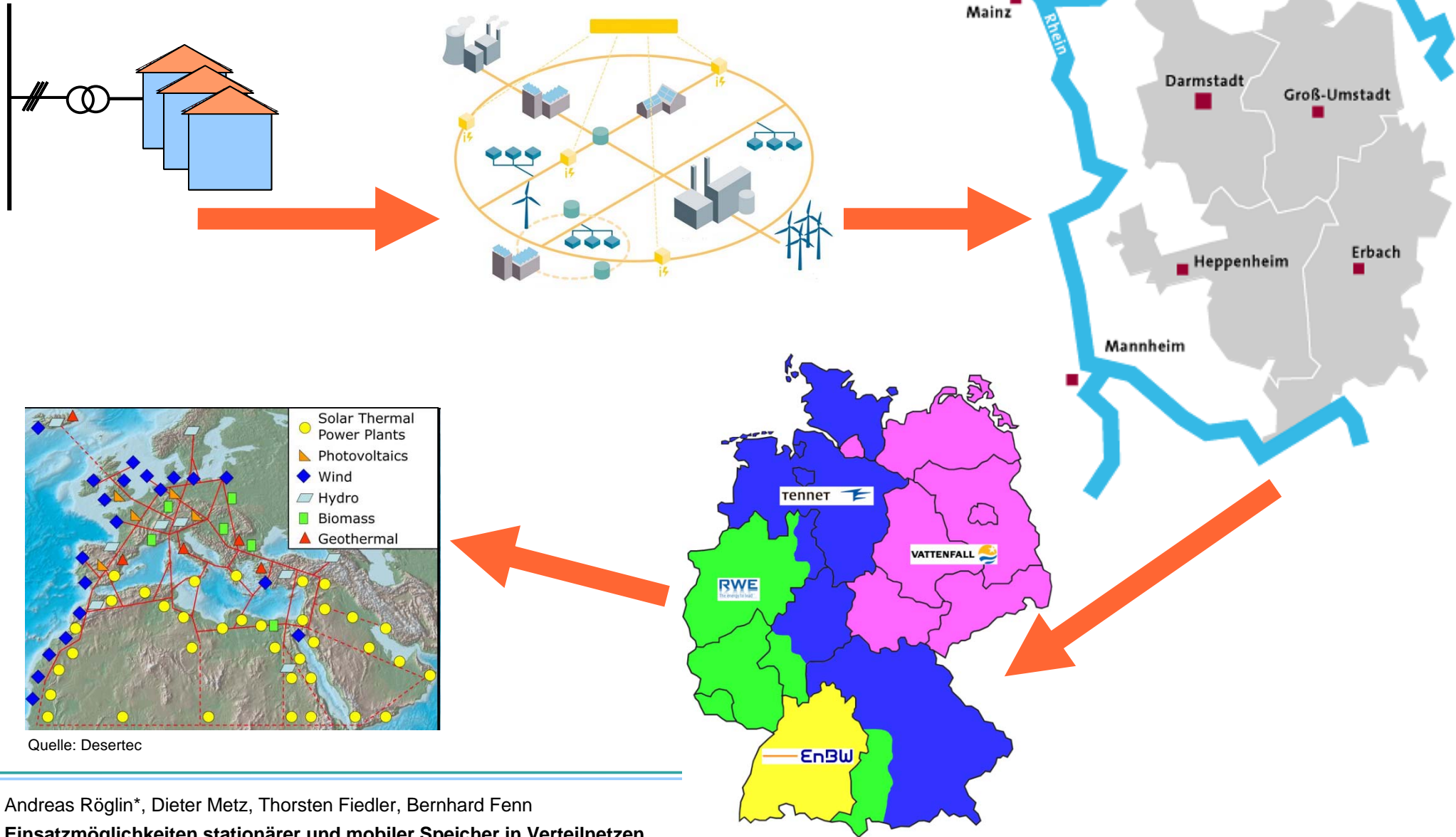
2. Jahresarbeit: Für KKW-gleiche Volllaststunden im Jahr ist in Mitteleuropa etwa die 4-fache (Wind) bzw. 8-fache (PV) Leistung zu installieren

3. Verfügbarkeit: Immer witterungsabhängig!

→ **Speicher werden benötigt!**

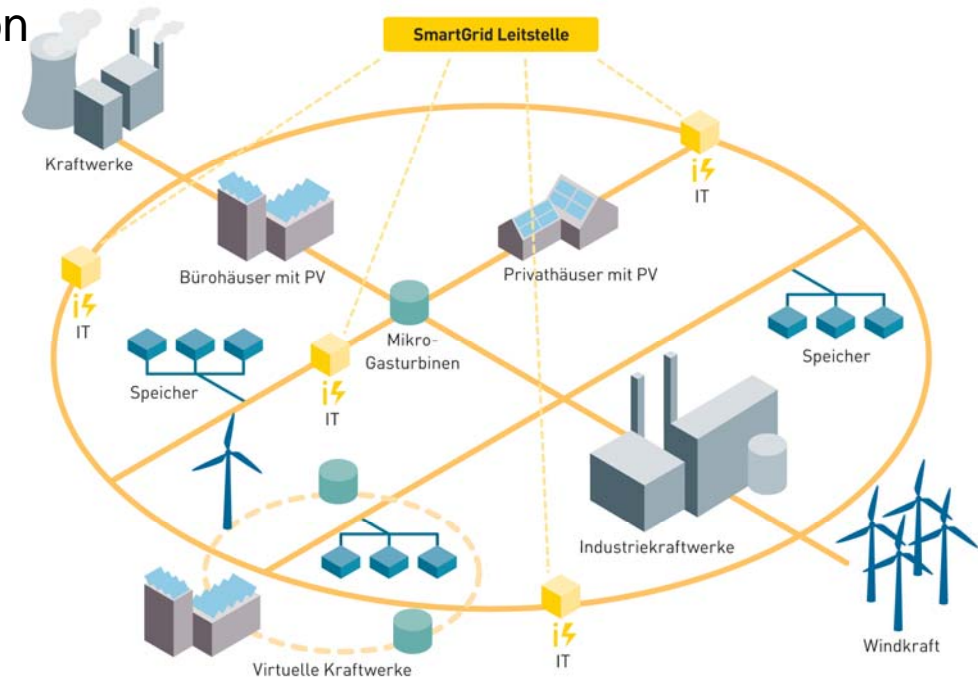


Struktur der zukünftigen Stromversorgung (I) Vom MicroGrid zum SuperGrid



Struktur der zukünftigen Stromversorgung (II) Die SmartGrids-Zelle

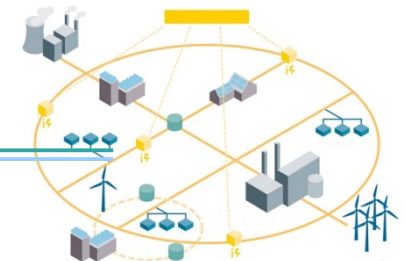
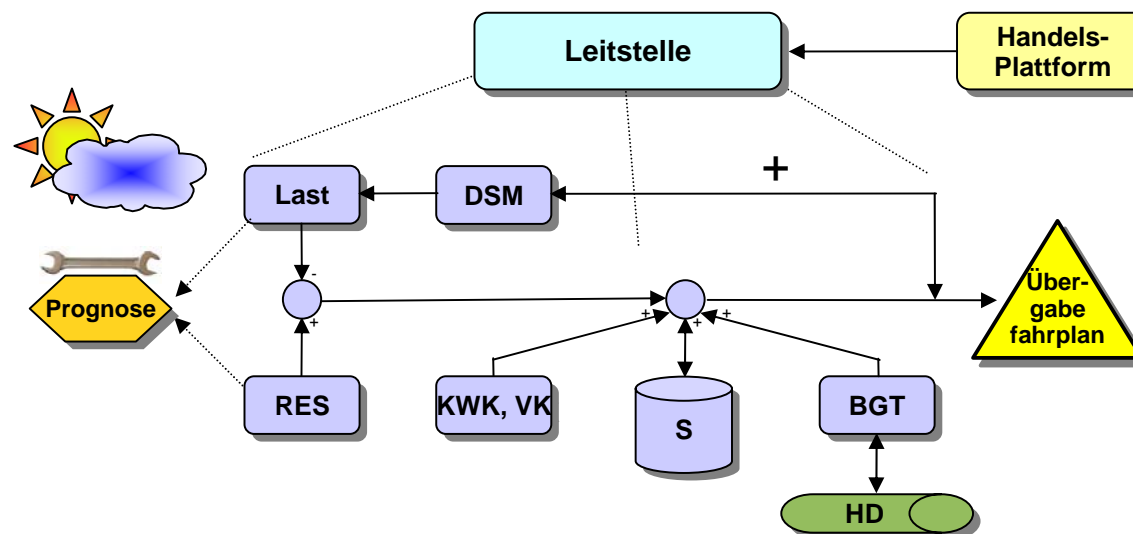
- „MicroGrid“ (oder „ μ -Grid“) als kleine Netzzellen, z.B. Speisebereich eines 110kV/20kV-Transformators
- „SmartGrid“-Zelle als übergeordnete Einheit, Menge der MicroGrids einer Stadt/einer Region
- Jede Zelle hat eigene, dezentrale Erzeugungen, Lasten und Speicher
- Fluktuierende Erzeuger- und Lastprofile



Regelmöglichkeiten im SmartGrid

Lokalität als Grundprinzip für Stabilität

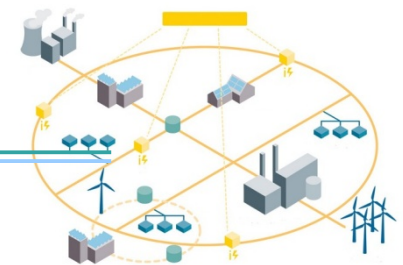
- Aufgaben:
 - Betriebsplanung (lang-, mittel-, und kurzfristig) mit Ressourceneinsatz
 - Operativer Netzbetrieb (Momentanoptimierungen)
- Fluktuationen der Erzeuger und Verbraucher verursachernah ausregeln
- Ausgleich über eigene Einspeisungen und Speicher
- Regelziel: Einhaltung des prognostizierten Übergabefahrplans zum Verbundnetz



Speichertechnologien

Batterien als dezentrale Kleinspeicher

- Klassische Speichertechnik: Pumpspeicherkraftwerke
- Größtes PSK der BRD: Goldisthal mit ca. 1000 MW Leistung und 8 GWh Arbeit
- Wieviel Pumpspeicher brauchen wir bei 30% RES?
- Verschiedene Studien, verschiedene Ergebnisse
- Unsere Hochrechnung zeigt: Für 48h RES-Ausfall bei Volllast wären ca. 100 neue, große Pumpspeicherkraftwerke nötig -> Illusion!
- Alternative: Batteriespeicher
- Batteriespeicher bereits in den 80er Jahren für die Sofortreserve in West-Berlin (17 MW, 14MWh) genutzt
- Batteriespeicher sind noch recht teuer, können aber wertvollen Beitrag zur Glättung leisten



Mögliche Einsatzorte von Batteriespeichern

Hochspannung:

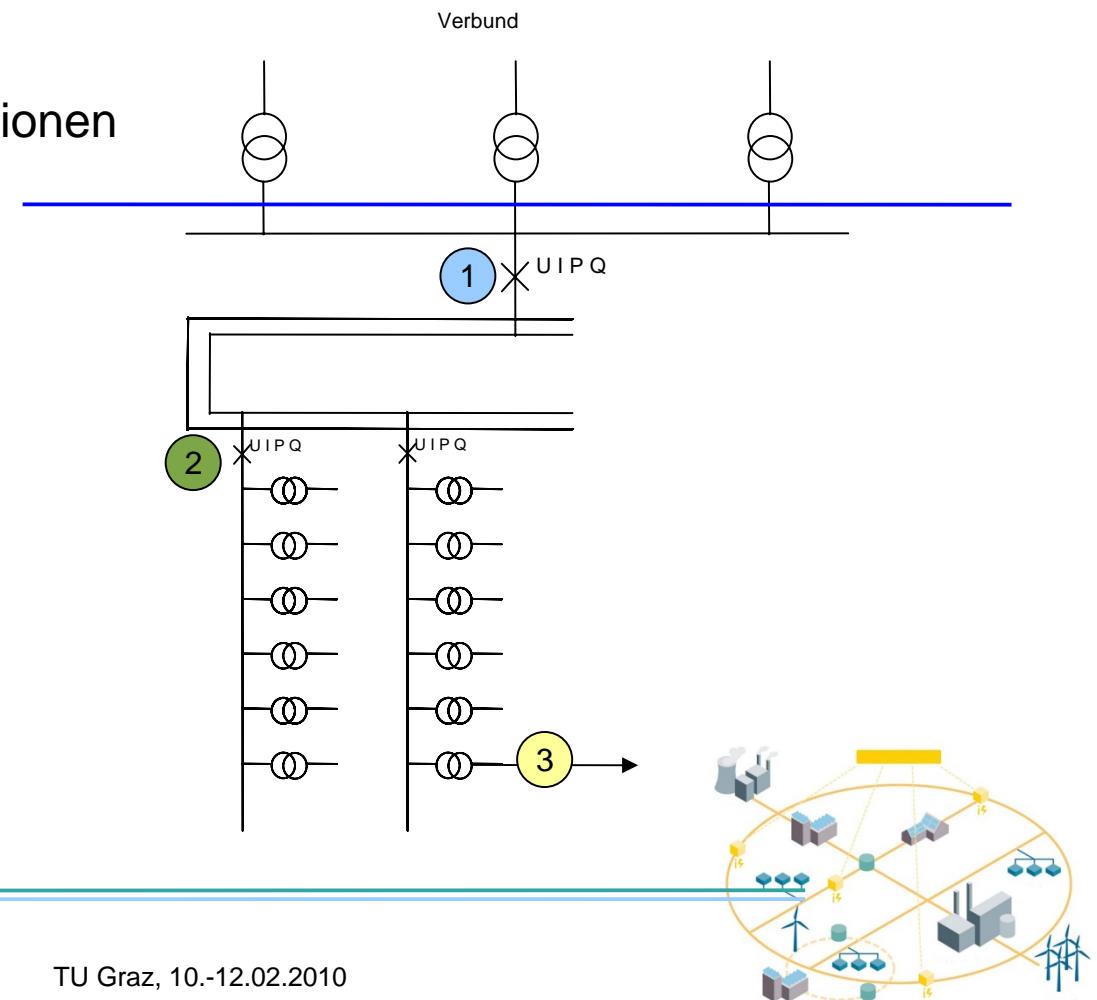
- 1 Große Speicher in Umspannwerken (MWh-Bereich)

Mittelspannung:

- 2 Mittelgroße Speicher in MS/NS-Trafostationen (100kWh-Bereich)

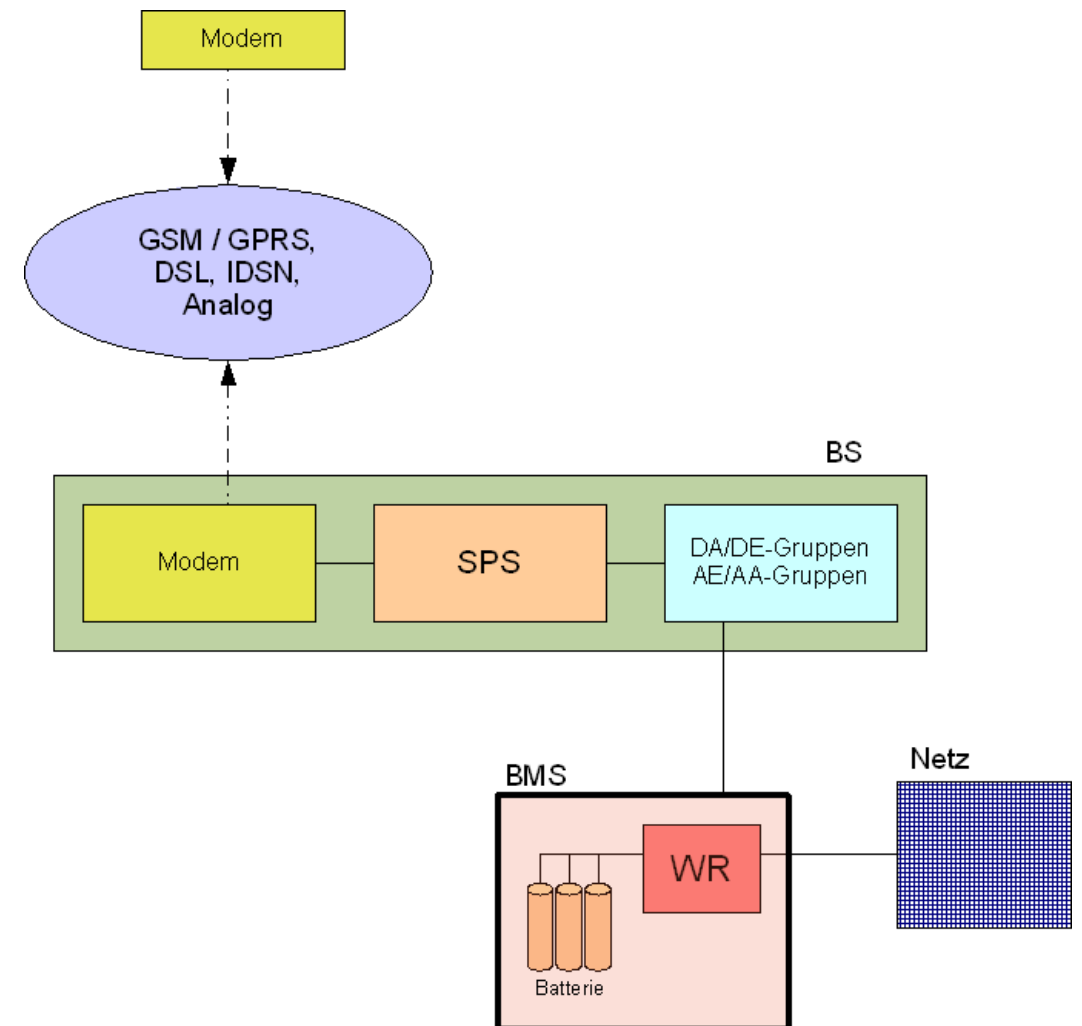
Niederspannung:

- 3 Kleinanlagen im Haushalt (kWh-Bereich)



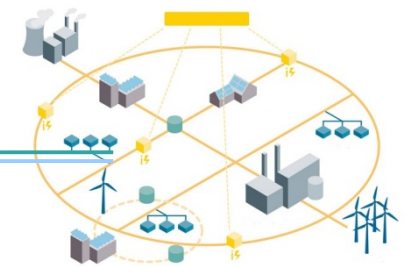
Aufbau eines Speichersystems

- Speicher besteht aus
 - Physikalischem Batteriespeicher
 - Wechselrichter (WR)
 - Batteriemanagementsystem (BMS)
 - SPS als Batteriesteuerung (BS)
 - Kommunikationskanal (IEC)
- Fernwirktechnik verbindet das BMS mit der Leitstelle
- Zyklisches oder spontanes Übertragen der Zustände des BMS
- Ablauf einer lokalen Regelung auf der SPS oder Empfang von Steuerbefehlen aus der Leitstelle (ein, aus, Leistung)



Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern

1. Glättung von Lastspitzen, Vermeidung des Bezugs teurer Regelenergie
2. Erhöhung von Volllaststunden einer RES-Einspeisung oder gar Nutzung als 24h-Kraftwerk
3. Überdimensionierung einer RES-Anlage bezüglich ihrer Netzanbindung
4. Ausgleich von RES-Prognose-Abweichung
5. Mobile Batteriespeicher (E-Cars) als Lösung?



1. Beispiel Lastspitzenglättung

Lastgang: 1000 Haushaltskunden

10 Kleinspeicher (ungeregelt)

- 245 kWh / 131 kW

1 Großspeicher (geregelt)

- 310 kWh / 125 kW

Speicheroptimierung ermöglicht:

a) Spitzenlastabsenkung auf 71 %

b) Strombeschaffungskosten niedriger

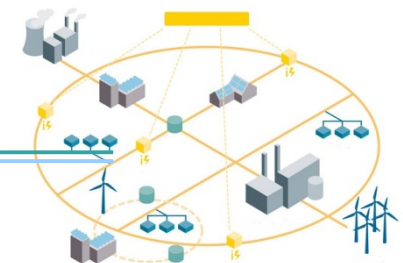
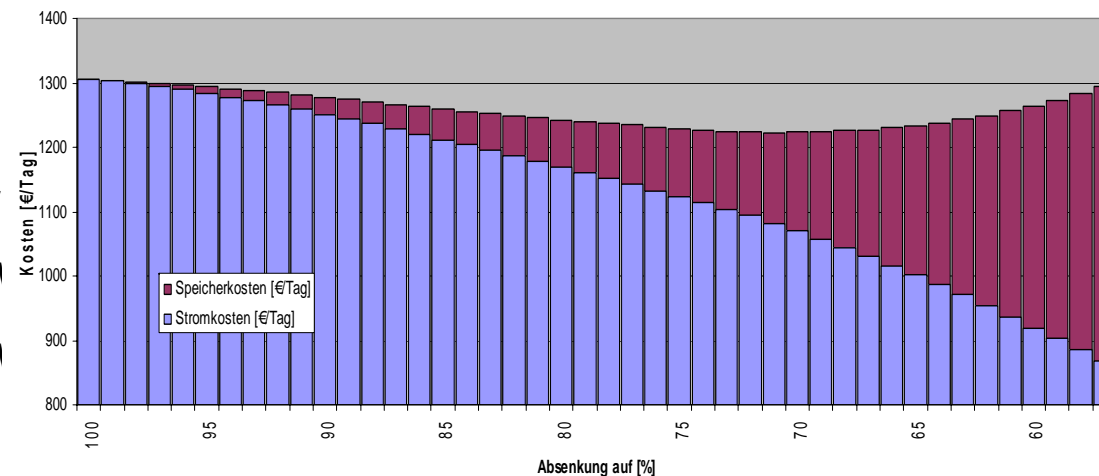
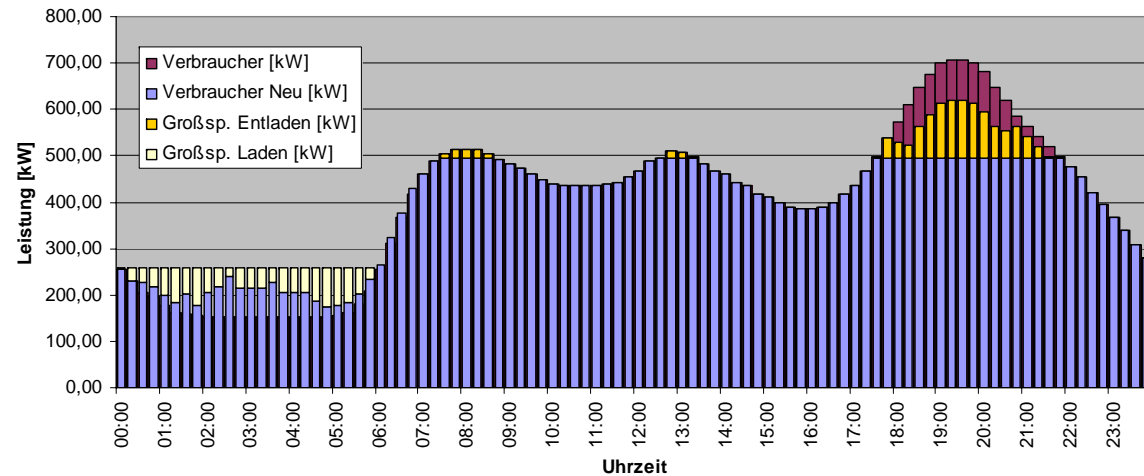
ohne Speicher: 135,24 €/M¹

mit Speicher: 126,87 €/M¹

Einsparung: 6,3 %

Einsparungen sind eine

Funktion des Spreads



2. Beispiel und 3. Beispiel überdimensionierte PV-Anlage ans Netz und höhere Volllaststunden

PV-Anlage $P_{\text{peak}} = 6,5 \text{ kW}$

Standardanschluss $P_{\text{max}} = 3,7 \text{ kW}$

Tagsüber:

zuviel erzeugte Energie → Batterie

Nachts: Einspeisung ins Netz

Rückspeisung nur bei PV-Leistung $< P_{\text{max}}$

Netzstrom 28,3 A → 77 % Überlast!!!

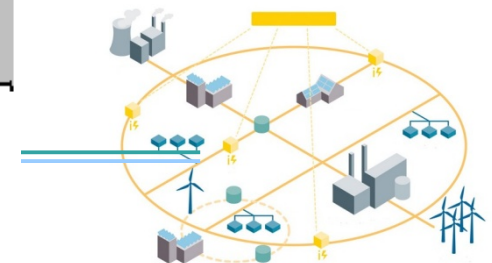
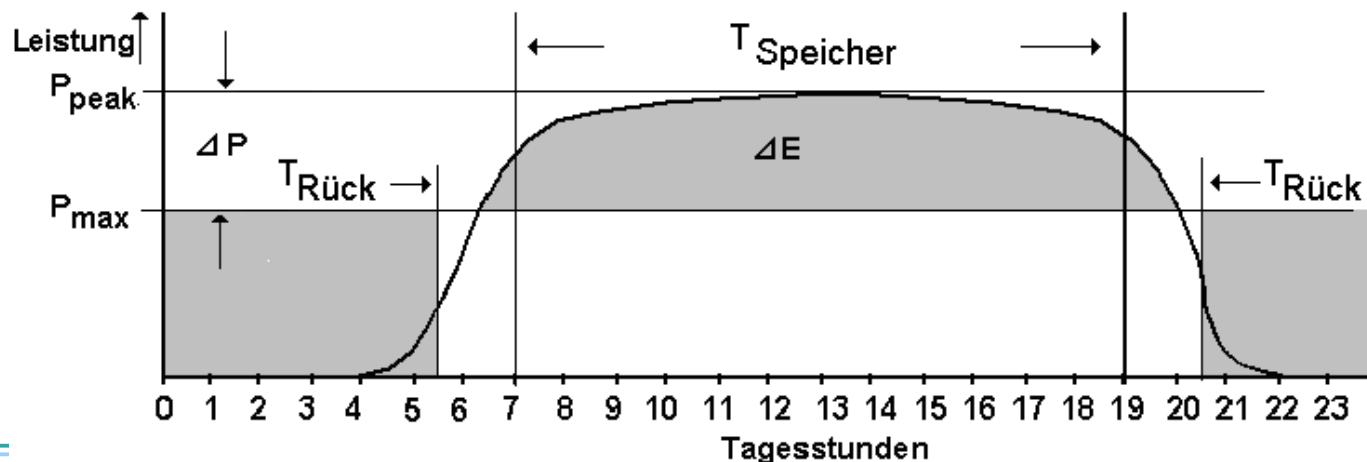
$$T_{\text{Speicher}} = 12 \text{ h} \quad T_{\text{rück}} = 9 \text{ h}$$

$$W_B = T_{\text{Speicher}} * (P_{\text{peak}} - P_{\text{max}}) * \eta / k$$

$$W_B = 42 \text{ kWh}$$

Volllaststunden: 1000 h → 1750 h (für
Raum Darmstadt)

Stromernte größer: 2800 kWh/a mehr



4. Beispiel Wind-Prognose-Abweichung (Transpower 2009) Speicherbedarf

Hochrechnung für Januar 2020

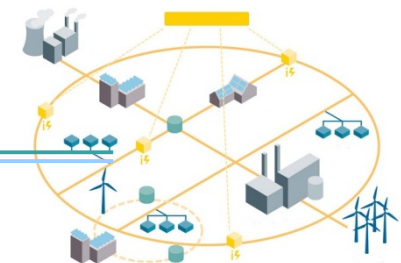
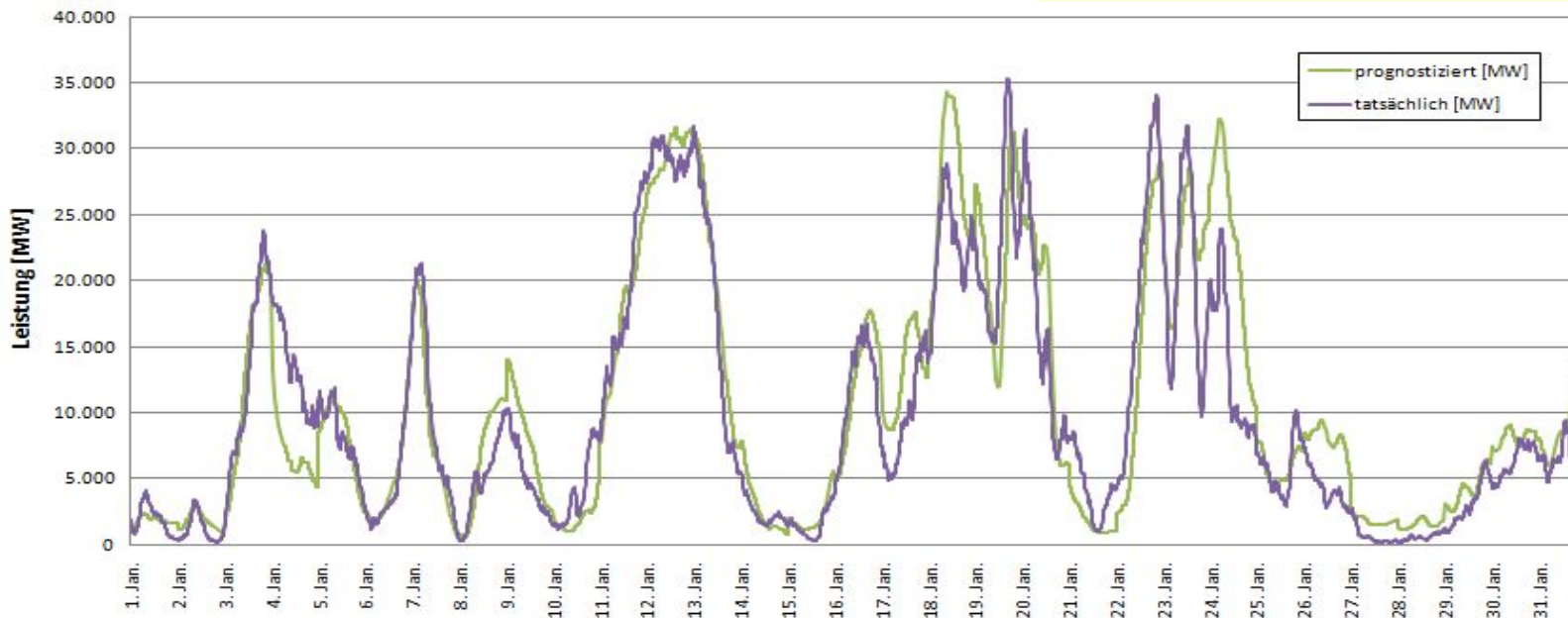
Höchstleistungen: bis etwa 35 GW

Abweichung:

- a) \emptyset etwa 700 MW zu wenig eingespeist
- b) Leistungsdifferenz bis zu 15 GW

Tagesspeicherbedarf für Prognose-
 Ausgleich des betrachteten Januars 2020:

- a) \emptyset pro Tag: 45 GWh
- b) Worst-Case-Tag: 215 GWh
- ca. 25-fach Goldisthal



5. Verkehrssimulation e-Cars Lösung des Speicherproblems?

1000 Fahrzeuge

- Batterie: 15 kWh
- Verbrauch: 13 kWh / 100km
- Laden: 3,7 kW

Durchmischung verschiedener Nutzer

Keine Entnahme unterhalb 70 %

1000 Fahrzeuge → 3 MWh / 3,7 MW

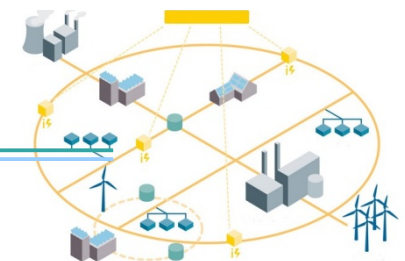
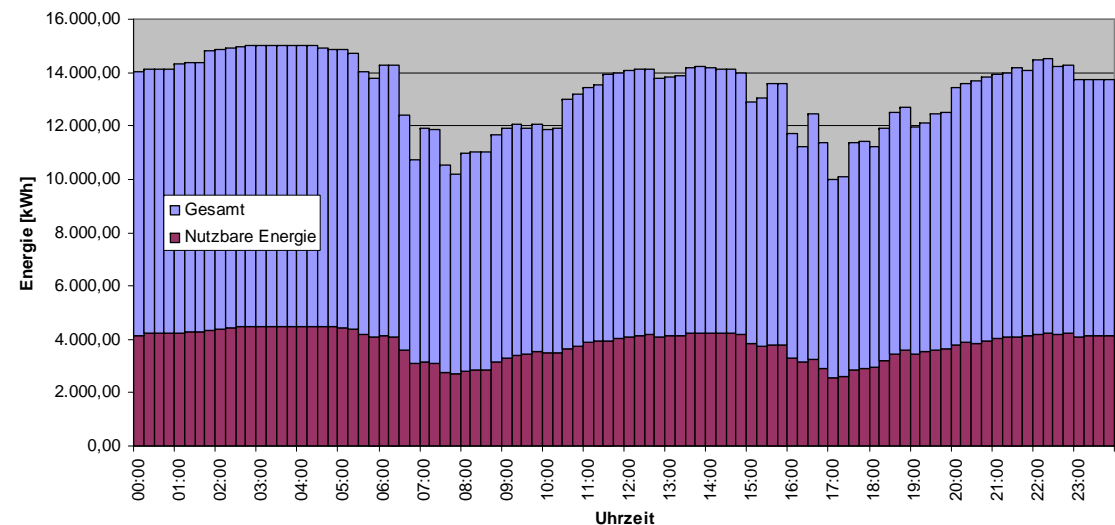
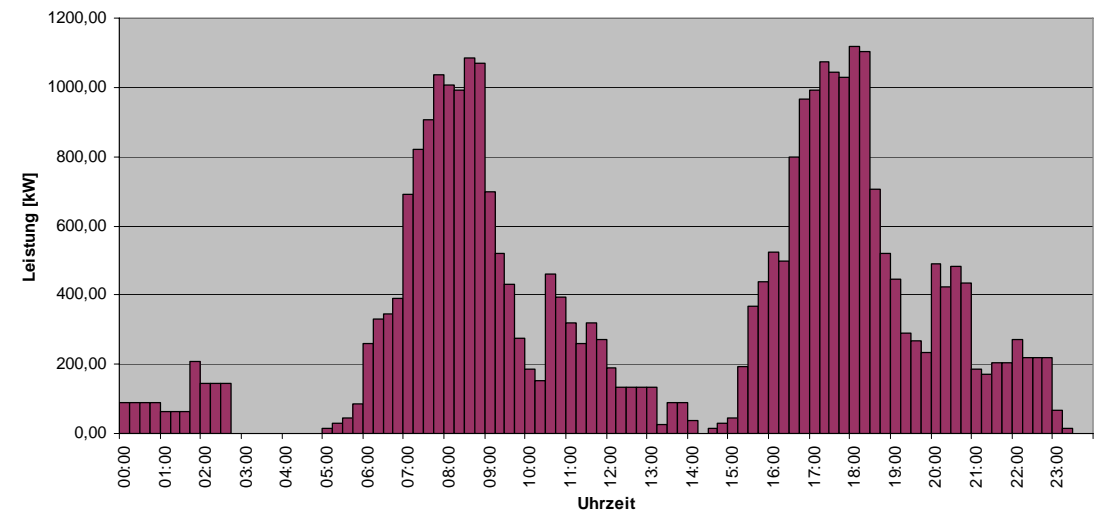
Planung für 2020 (BRD):

1 Mio. Fahrzeuge → 3 GWh / 3,7 GW

Vergleich BRD 2020:

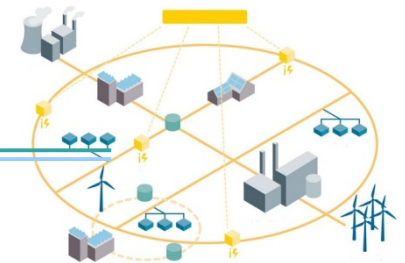
Tagesverbrauch ca. 2000 GWh /
 Spitzenlast 100 GW

Problem Ladezyklenverbrauch
Ergebnis eher negativ!



Zusammenfassung

- Die wachsenden Fluktuationen zwischen Erzeuger und Verbraucher müssen sicher abgefangen werden
- Batteriespeicher sind noch recht teuer, z.Zt. 1 MWh ca. 1 Million \$
- Batteriespeichersysteme können profitabel eingesetzt werden zur
 - Lastspitzenglättung bei hohem Spread
 - Überdimensionierung einer RES-Anlage bezüglich ihrer Netzanbindung durch Vermeidung von Leitungsneubau
 - Höhere Ernte und Volllaststunden einer RES-Anlage, wenn Batteriekosten $< 300 \text{ €/kWh}$
 - Ausgleich von RES-Prognose-Abweichungen (Netzstabilität, Vermeidung von RES-Abschaltungen)
- Speicheraufgabe ist mit E-Cars allein wahrscheinlich nicht lösbar
- Dezentrale Batteriespeicher werden im Rahmen des Forschungsprojektes im Verteilnetz der HSE installiert und getestet



Andreas Röglin*, Dieter Metz, Thorsten Fiedler
Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik

Bernhard Fenn
HSE HEAG Südhessische Energie AG

**„Einsatzmöglichkeiten stationärer und
mobiler Speicher in Verteilnetzen“**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

