

Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze

Lennard Wilkening M. Sc.

Institut für elektrische Energiesysteme und Automation

Prof. Dr.-Ing. T. Trung Do

1. Einleitung

2. Methode & Konzept

3. Ergebnisse

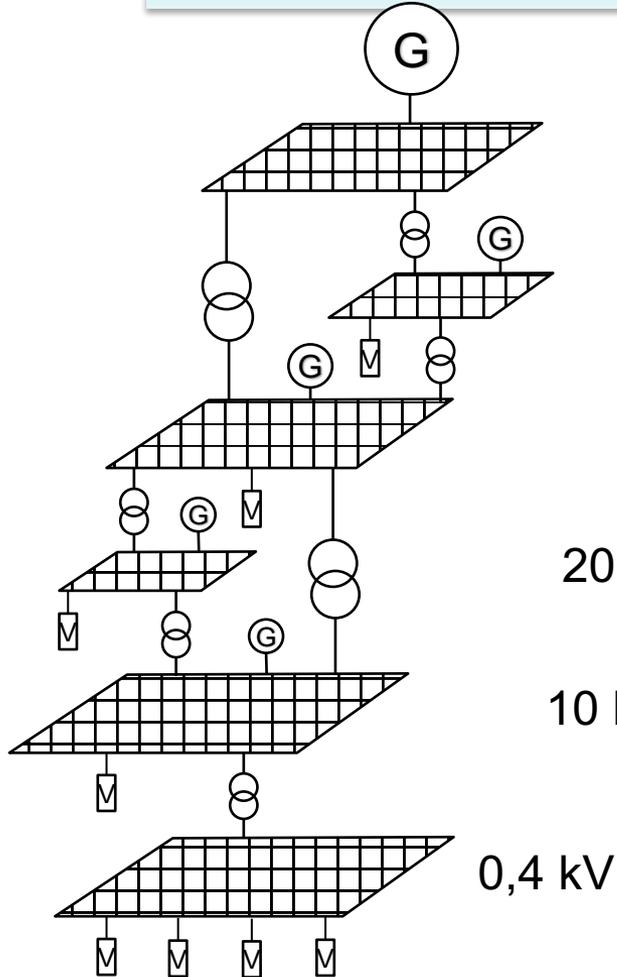
4. Fazit & Ausblick

Einleitung

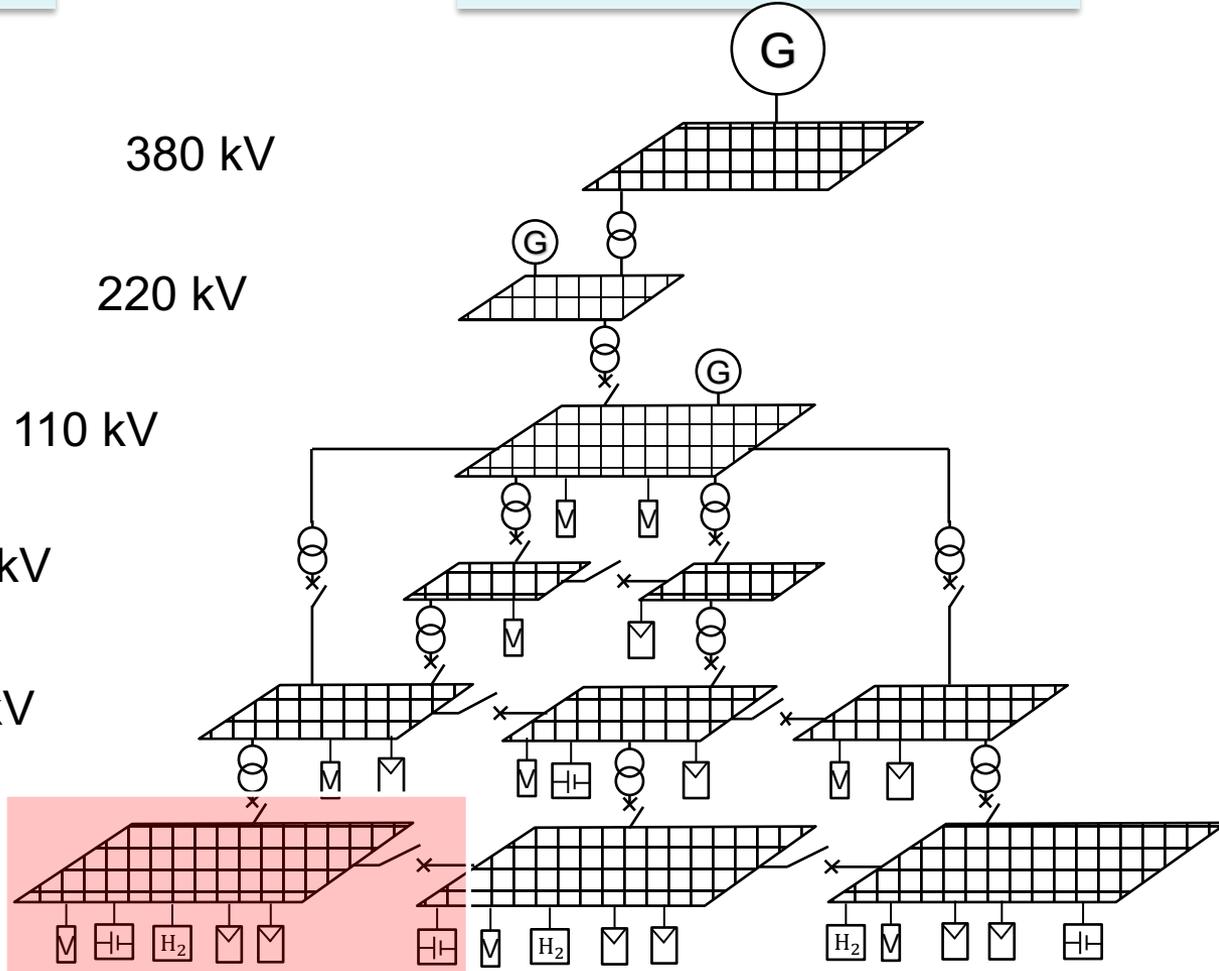
- Motivation:
Steigender Anteil EE & E-Autos in den Verteilernetzen
- ↓
- Herausforderung:
Systemrelevanz der EE steigt
Übergang von einer zentralen zur einer dezentralen Netzregelung
- ↓
- Problemstellung:
Spannungshaltung, Frequenzstabilität
Erhöhtes Risiko vermehrter Stromausfälle
- ↓
- Lösungsansatz:
Betrieb eingebettete Inselnetze im Verbundnetz
Autarker Netzbetrieb
Schwarzstartfähigkeit
Teilnetz als netzstützende Einheit
Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung

Konzept & Methode

Hierarchischer Aufbau des Verbundnetzes

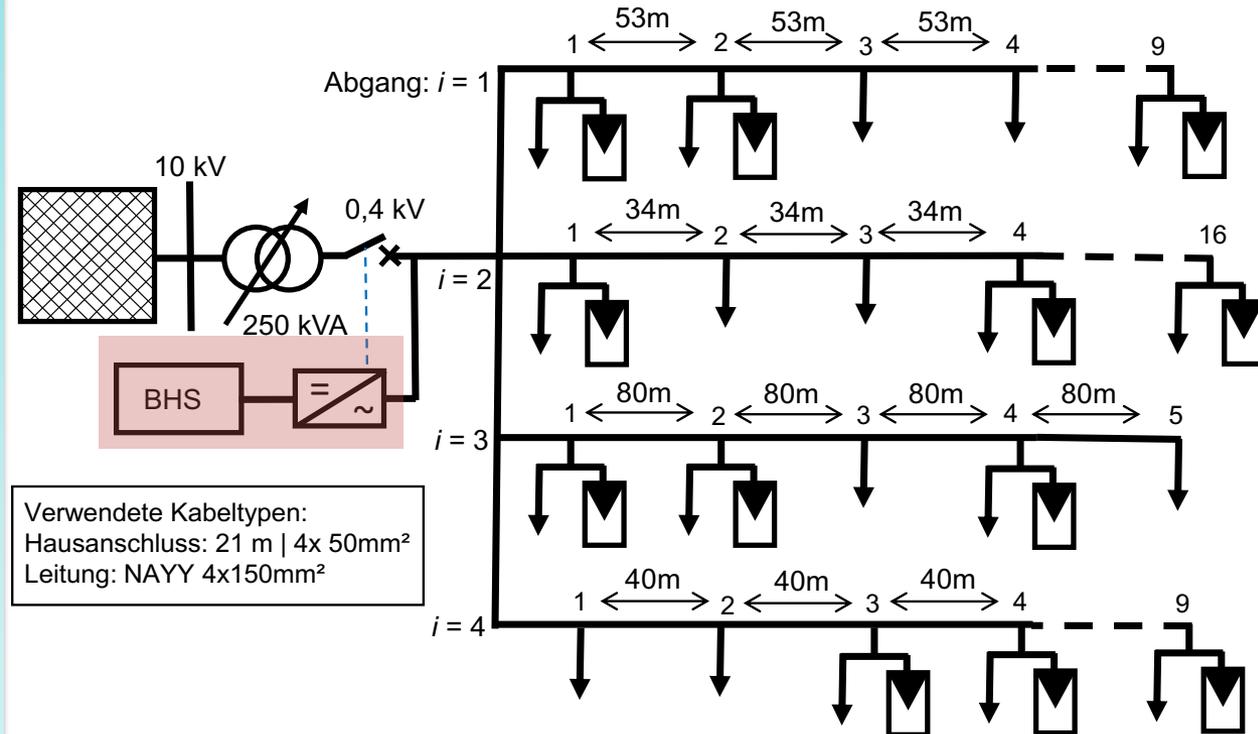


Längs- und Querkopplung eingebetteter Inselnetze



Untersuchungsgegenstand

- Niederspannungs-Inselnetz (Dorf, 39 HA)
- Vermeidung zusätzlicher IKT
- Kein Unterschied für Betriebsmittel, Erzeuger und Verbraucher
- f und v als Stellgrößen
- Kriterien des ENTSO-E und VDE-AR-N 4105
- Batteriehybridsystem als netzbildende Spannungsquelle, PV als Stromquelle



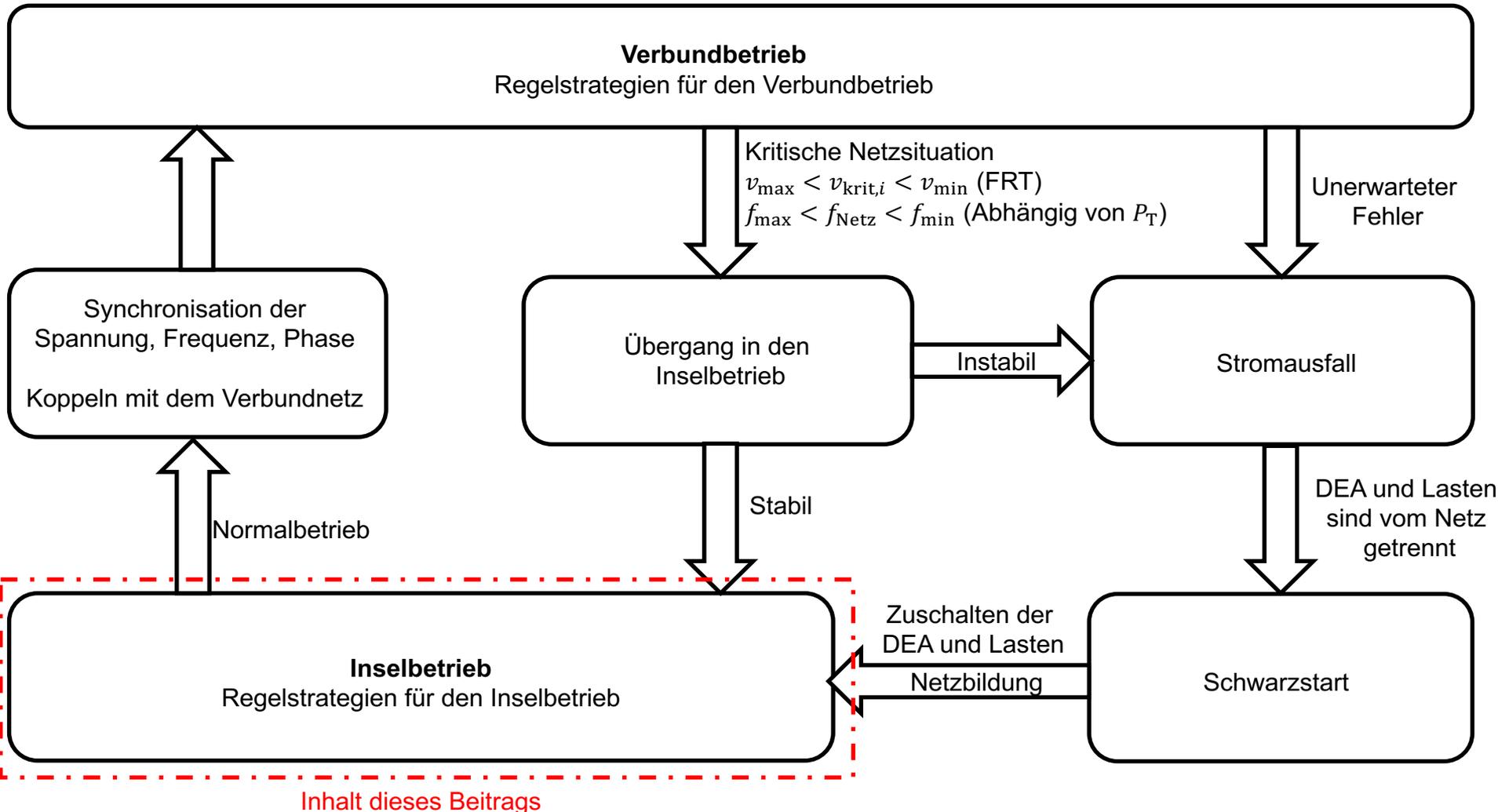
Batteriehybridsystem (BHS)

Bestehend aus Batteriespeicher und Brennstoffzellensystem

$$P_{BZ} = \frac{740 \text{ kWh}}{24 \text{ h}} = 31,25 \text{ kW} \Rightarrow P_{BZ} = 50 \text{ kW}$$

$$E_{BS} = 10 \text{ h} \cdot 50 \text{ kW} = 500 \text{ kWh}$$

Gesamtbetriebsstrategie

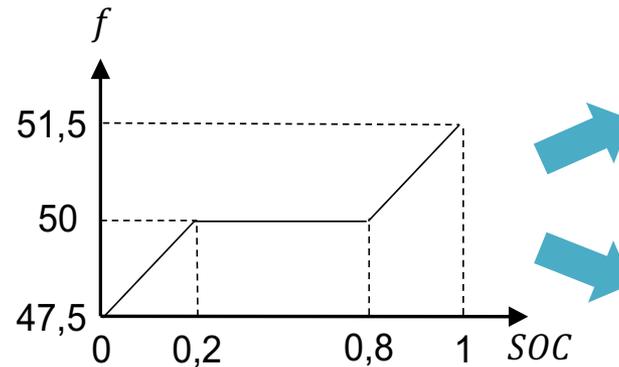


Regelung im Inselnetzbetrieb

Frequenzregelung

Schutz vor Über- und Unterladung

- Abregelung der PV-Anlagen durch Überfrequenz
- Lastreduktion durch Unterfrequenz

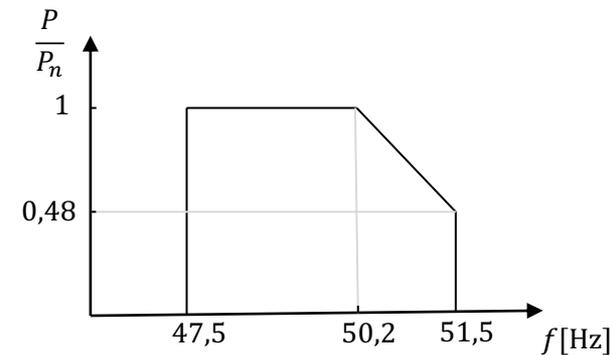


Lastverhalten

$$P_{\text{Load}} = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{k_{\text{PV}}} [1 + k_{\text{Pf}}(f - f_n)]$$

$$Q_{\text{Load}} = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{k_{\text{QV}}} [1 + k_{\text{Qf}}(f - f_n)]$$

PV-Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie



Quelle: VDE-AR-4105

Spannungsregelung

Verfahren zur Abschätzung kritischer Spannungen

Netznachbildung
(Modelica | Dymola)



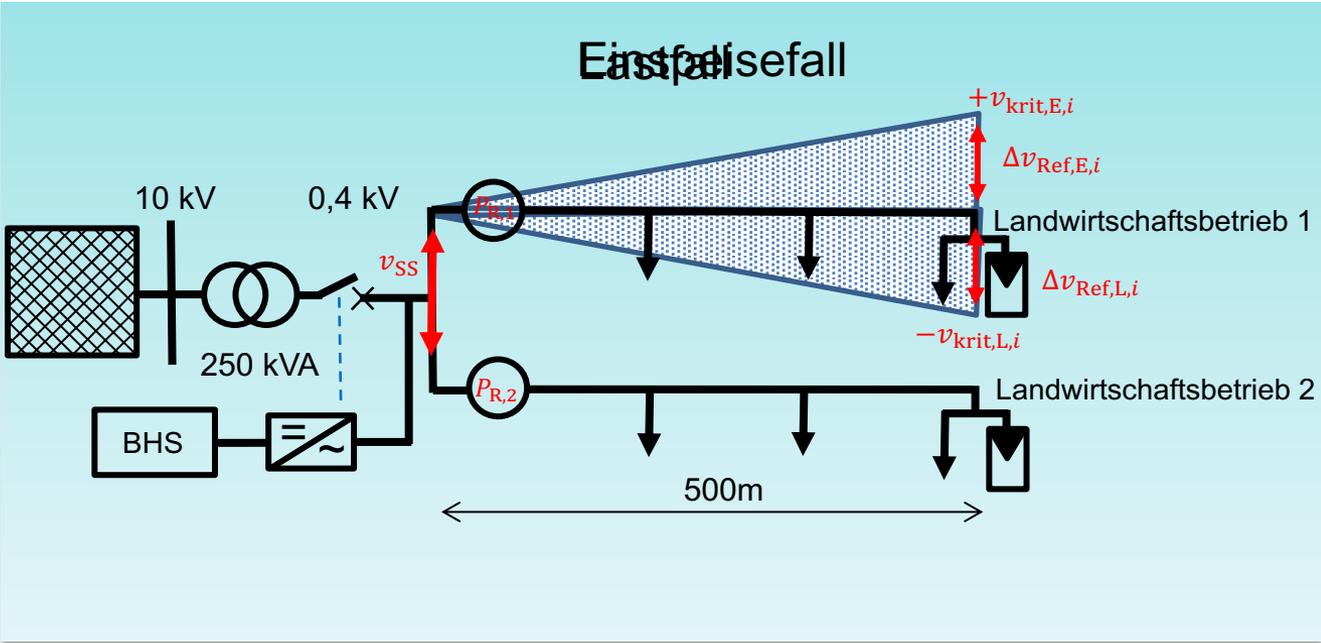
Simulation der Worst-Case Szenarien
($P_{Ref,i}$, $\Delta v_{Ref,i}$)



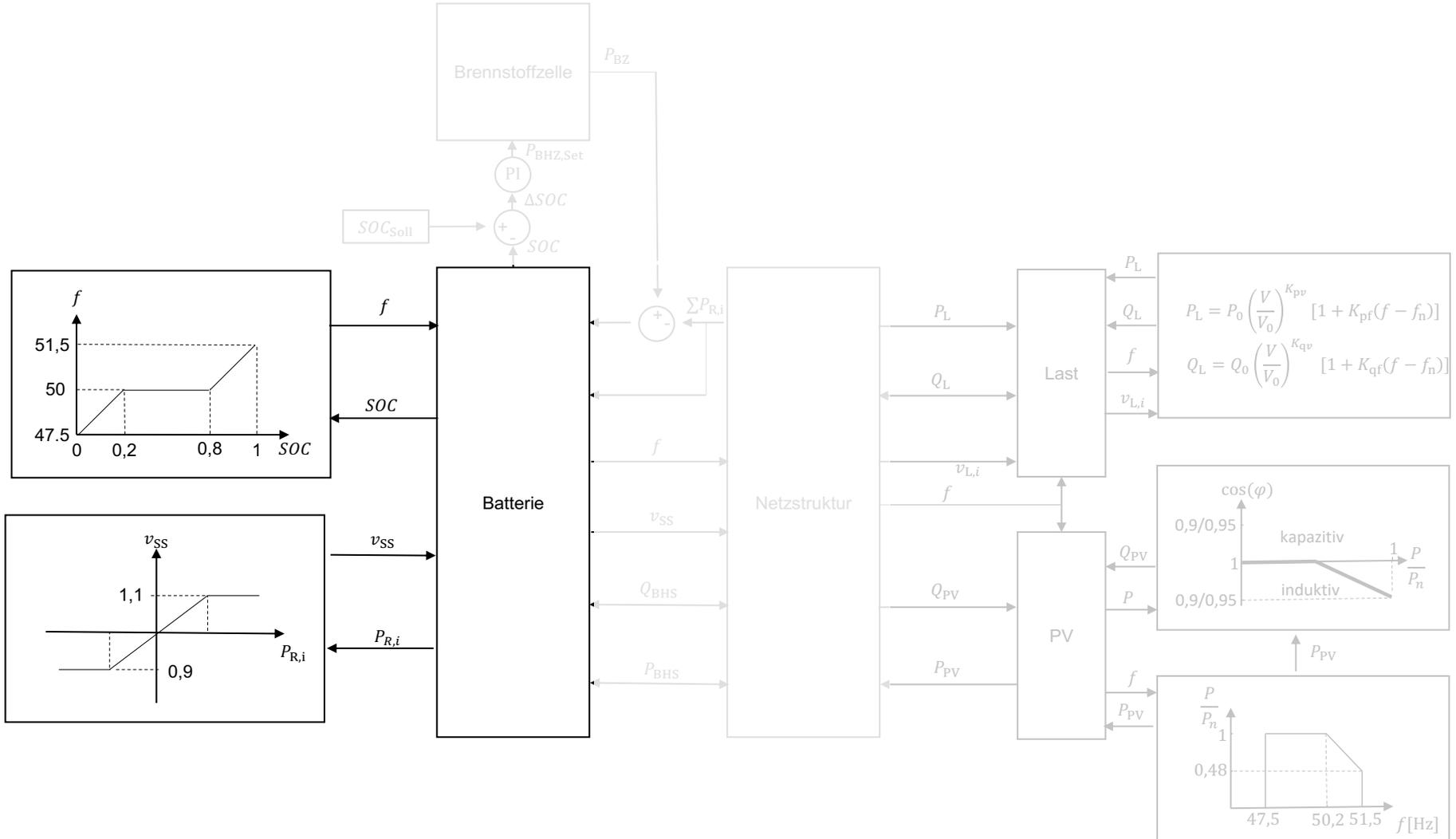
$$v_{krit,i} = v_{SS} + \Delta v_{Ref,i} \frac{P_{R,i}}{P_{Ref,i}}$$

Grenzwertüberwachung
Inselbetrieb $\pm 8\% v_{krit,i}$

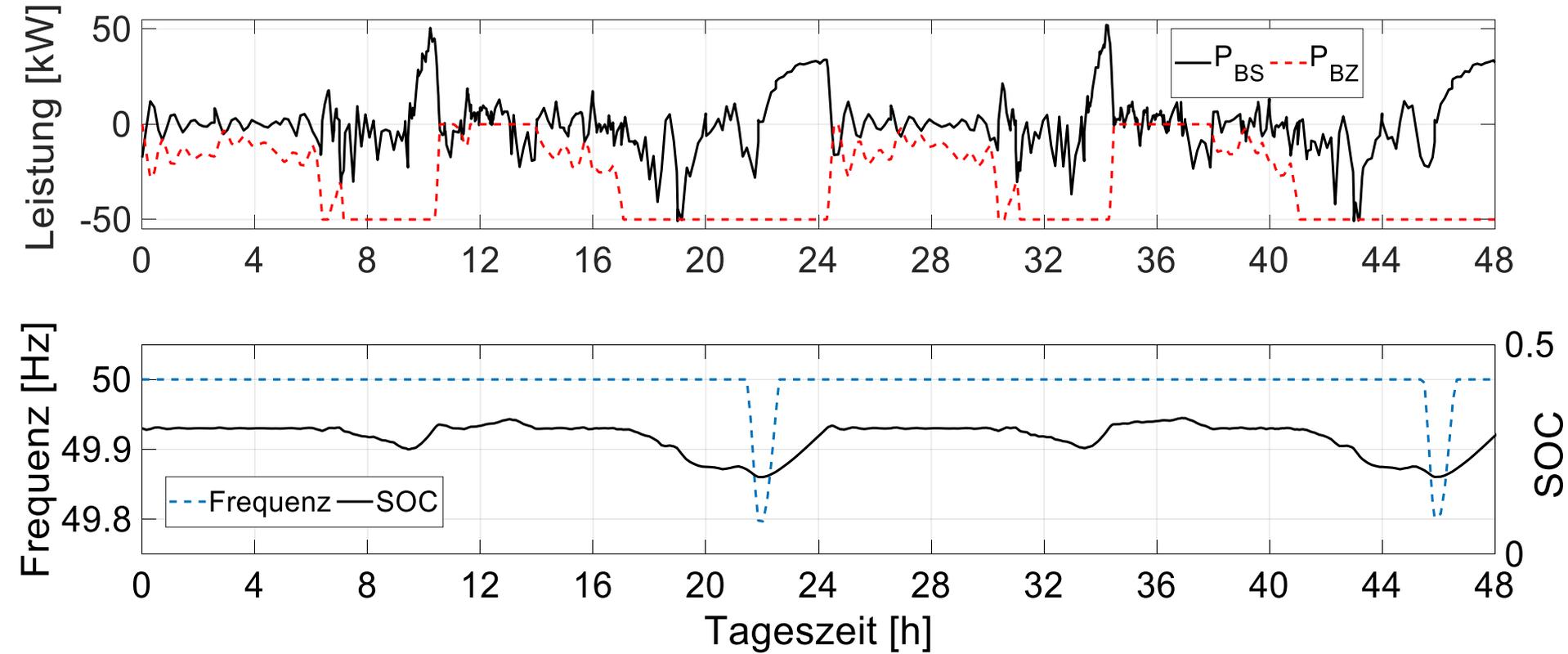
Dynamische Regelung der
Sammelschienenspannung
 v_{SS}



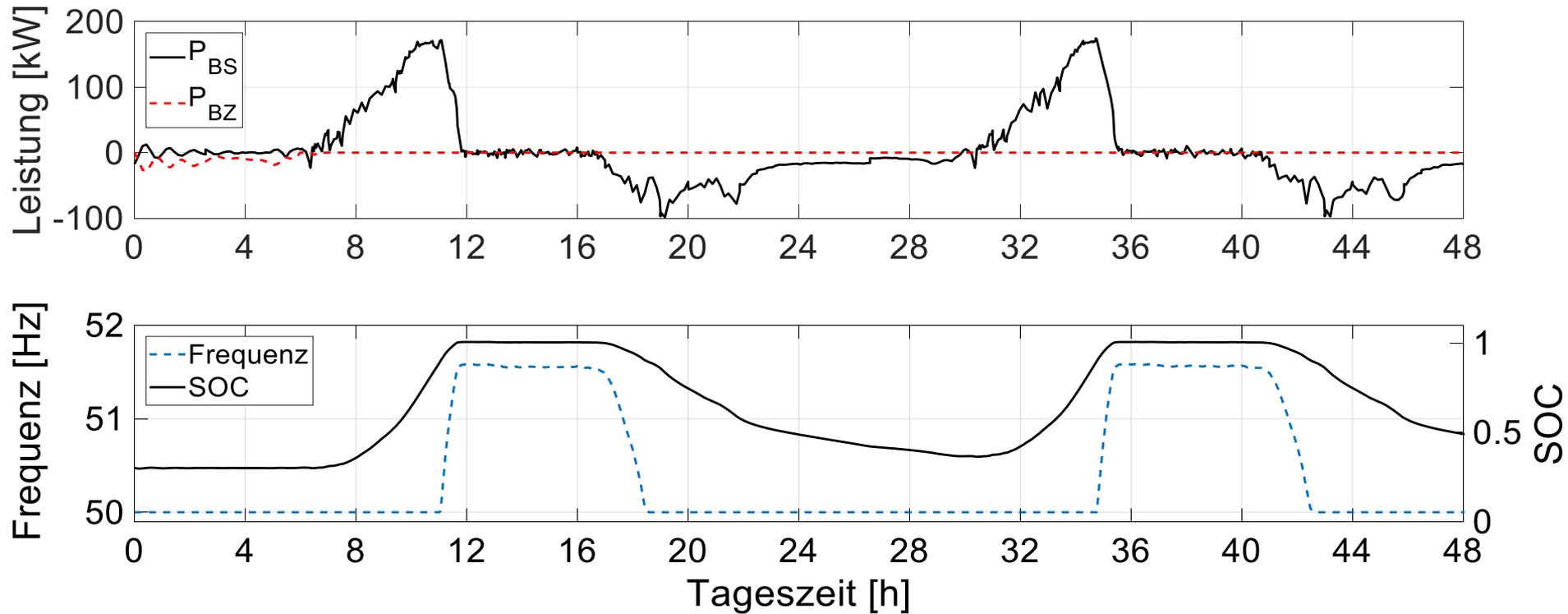
Gesamtregelprinzip für den Inselbetrieb



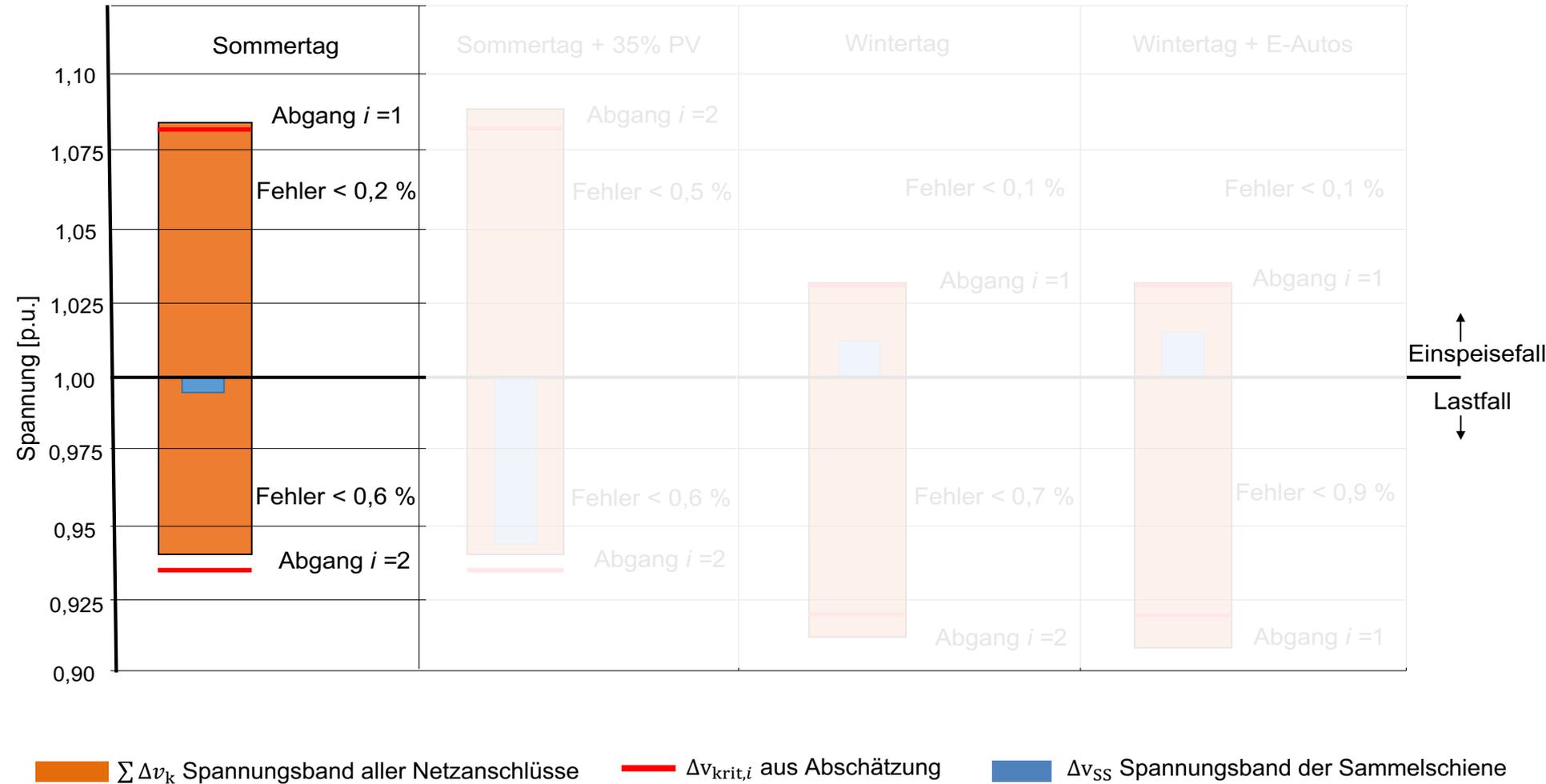
Simulation über zwei Tage im Winter



Simulation über zwei Tage im Sommer



Spannungsbänder des geregelten Niederspannungsnetz



Fazit & Ausblick

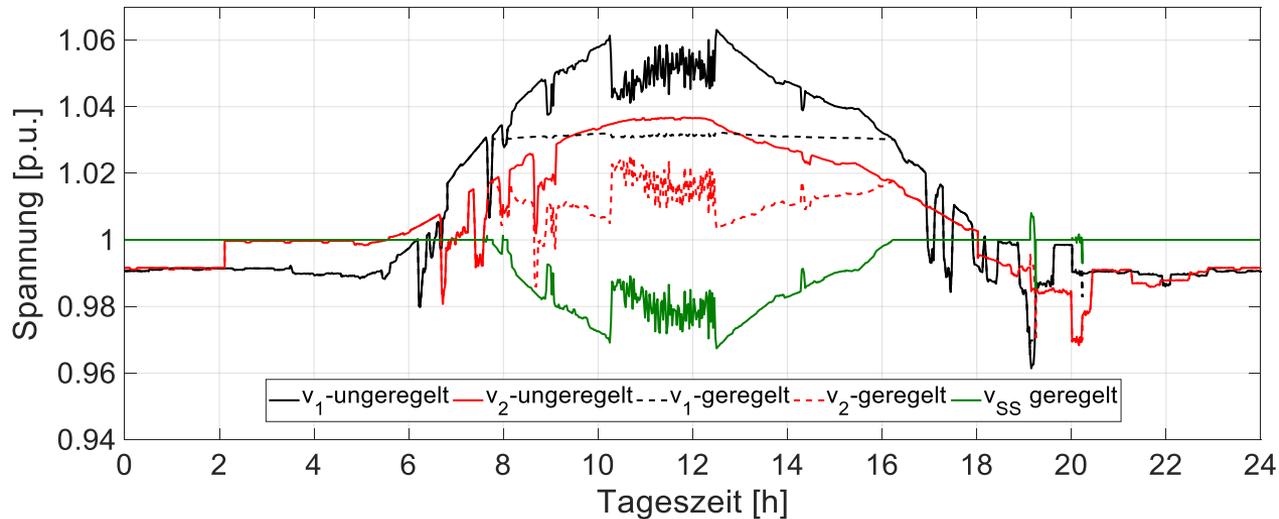
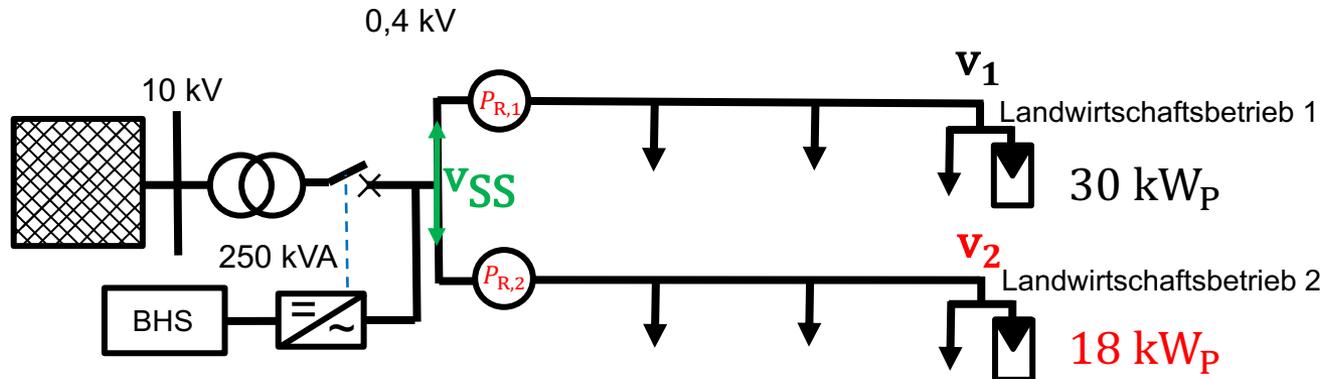
- Erstes angestrebtes Ziel wurde erreicht:
 - Stabiler Inselbetrieb -> Versorgungssicherheit
 - Regelung ohne IKT zwischen BHS, Verbrauchern und Erzeugern möglich
- Kritische Betrachtung
 - Hohe Systemebene
 - Einfache generische Modelle
 - Untersuchung unterschiedlicher Netzstrukturen (Vermaschte Netze)
- Entwickelte Modelle und die gewonnenen Ergebnisse bilden die Basis für weiterführende Untersuchungen zur dezentralen Netzregelung
- Wechselwirkung zwischen Inselnetz und Verbundnetz von besonderem Interesse
- Validierung an bestehender Netznachbildung
- Untersuchung des Einflusses einer veränderten Netzimpedanz auf die Regelung

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Quellen

- [1] D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Springer Vieweg, 2013.
- [2] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE - FNN, "E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2017-07, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz," 2017.

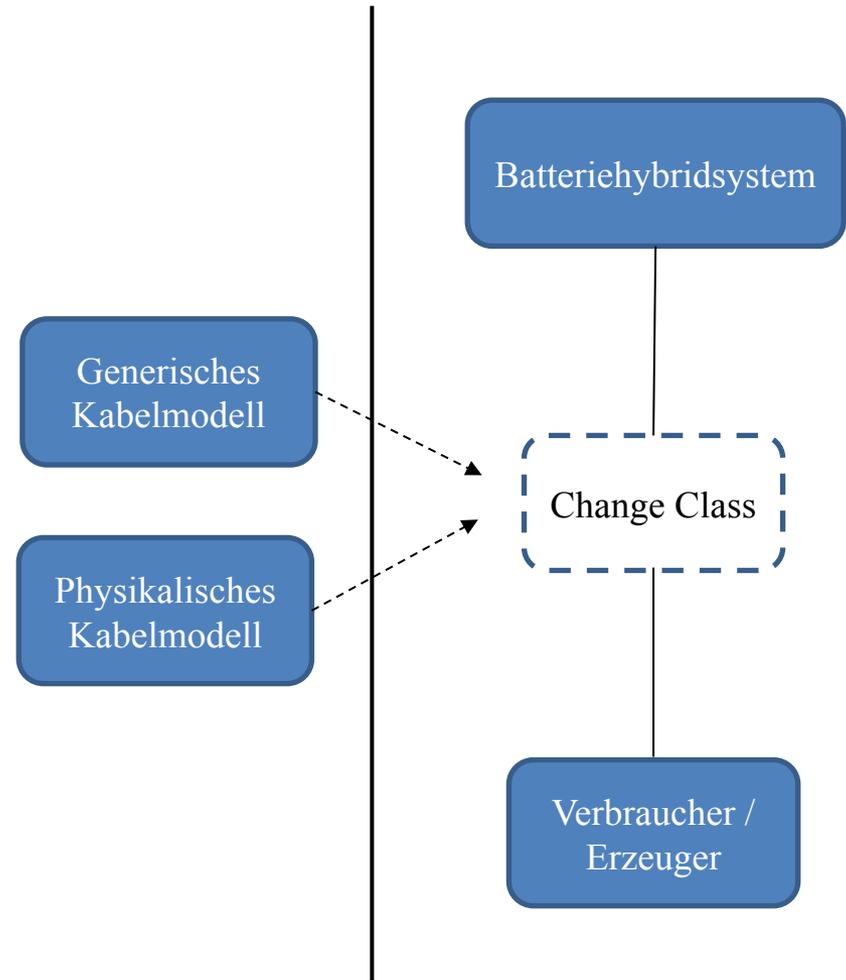
Spannungsregelung



Grenzwertüberwachung +3 % v_i durch PV-Einspeisung

Systemmodellierung

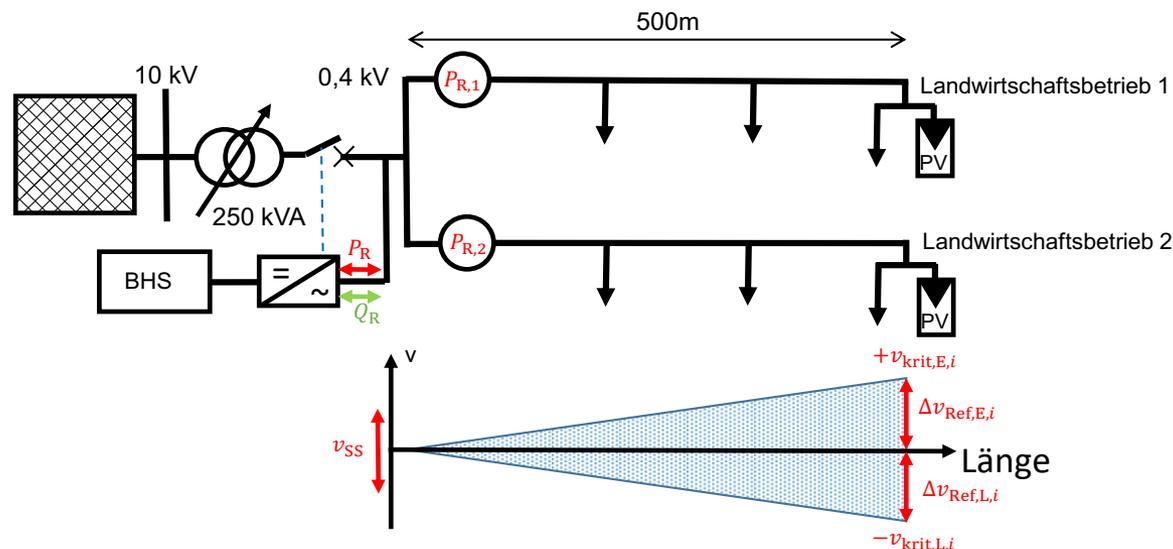
- Objektorientierte Programmiersprache
Modelica
- Software
Dymola
- Bibliothek
TransiEnt-EE
- Futures
 - ✓ Auswahl unterschiedlicher
Detailierungsgrade
 - ✓ Sektorenkopplung (Wärme, Gas &
Strom)
 - ✓ Weiterentwicklung durch die
Benutzer



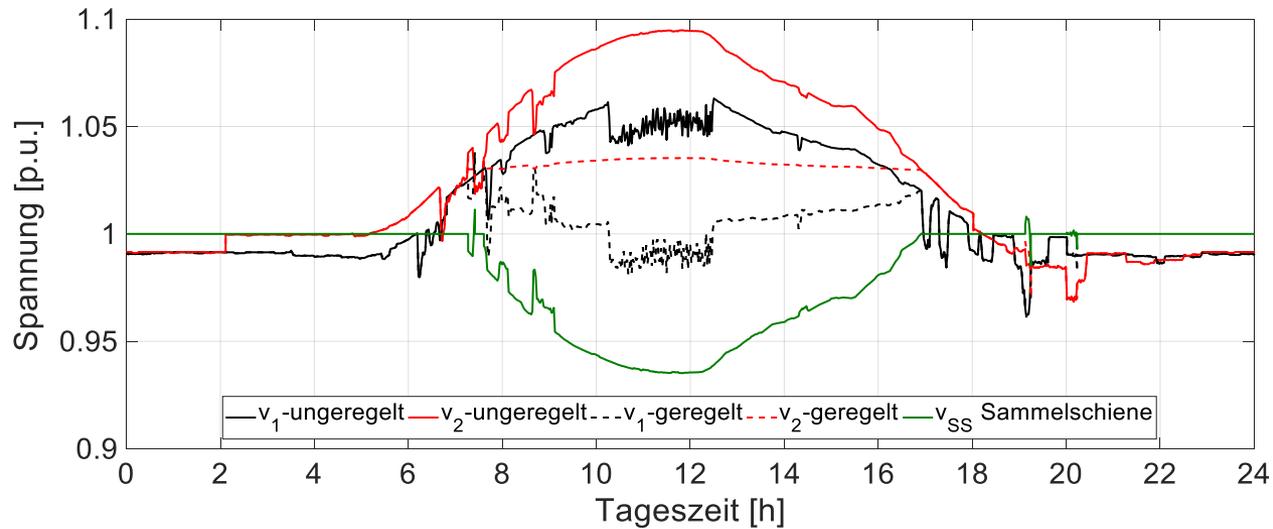
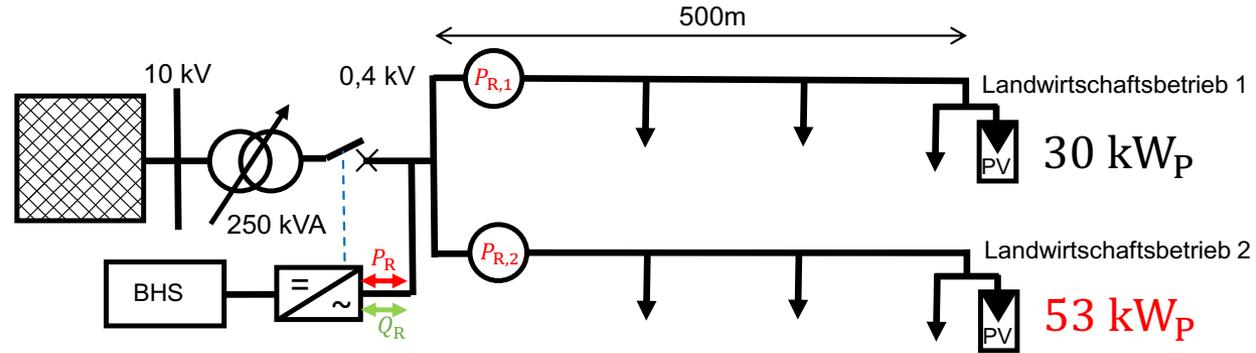
Regelung im Inselnetzbetrieb

Spannungsregelung

- Spannungsgrenzen – Wesentliche Einflussgröße für die Grenzen dezentraler Einspeise- und Verbraucherleistung
- Bedingung: Einfache Umsetzung ohne Verwendung von IKT
 - Adaptierung von Verfahren regelbarer Ortsnetztransformatoren
 - Verfahren zur Abschätzung kritischer Spannungen



Spannungsregelung



Grenzwertüberwachung $\pm 3\% v_i$

Tabelle 6: Daten der Brennstoffzelle TriGeneration und abgeleitete Simulationsparameter

Daten TriGeneration		Simulationsparameter	
Beschreibung	Wert	Bezeichnung	Wert
Technologie	PAFC		
Nennleistung	100 kW	$P_{n,BZ}$	variabel
Wirkungsgrad	42 % bei Voll- und Teillast ¹		
Nutzungsgrad	≥ 90 %		
Masse	15,5 t		
Volumen	32,45 m ³		
Performancegarantie	15 Jahre		
Lastaufschaltung	Maximal 15 kW alle 5 s	SR_{\max}	$3\% \cdot P_{n,BZ} s^{-1}$
Brennstoffverbrauch	22 m ³ h ⁻¹ Erdgas bei Volllast	$\dot{V}_{\text{Brennstoff,BZ}}$	Siehe Abbildung 13
CO ₂ -Emissionen	17 % von 162 m ³ h ⁻¹ bei Volllast	$\dot{V}_{\text{CO}_2,\text{BZ}}$	Siehe Abbildung 13
Abgastemperatur	210° C	T	483,15 K
Installationskosten	700.000 €	$k_{P,BZ}$	7000 € kW ⁻¹
Wartungskosten	32.000 € pro Jahr	$\dot{k}_{P,BZ}$	320 € kW ⁻¹ anno ⁻¹
KWK-Zuschuss ²	5,41 Cent pro kWh für 10 Jahre	z_{KWK}	$54,1 \cdot 10^{-3} \text{€ kW}^{-1} \text{h}^{-1}$

¹ Aufgrund des konstanten Wirkungsgrads wird ein lineares Verhalten von Brennstoffverbrauch und Emissionen über der Auslastung angenommen.

² Das Modell TriGeneration ist nach dem KWK-Gesetz förderberechtigt, da es dessen Hocheffizienzkriterien erfüllt.

Ergebnisse

Vorgehen:

- Zufällige Anordnung von PV-Anlagen bis das Spannungsband verletzt wird
- Zufällige Anordnung von Lademodellen für E-Autos
- Jahressimulation -> Referenzwerte zur Regler-Parametrierung

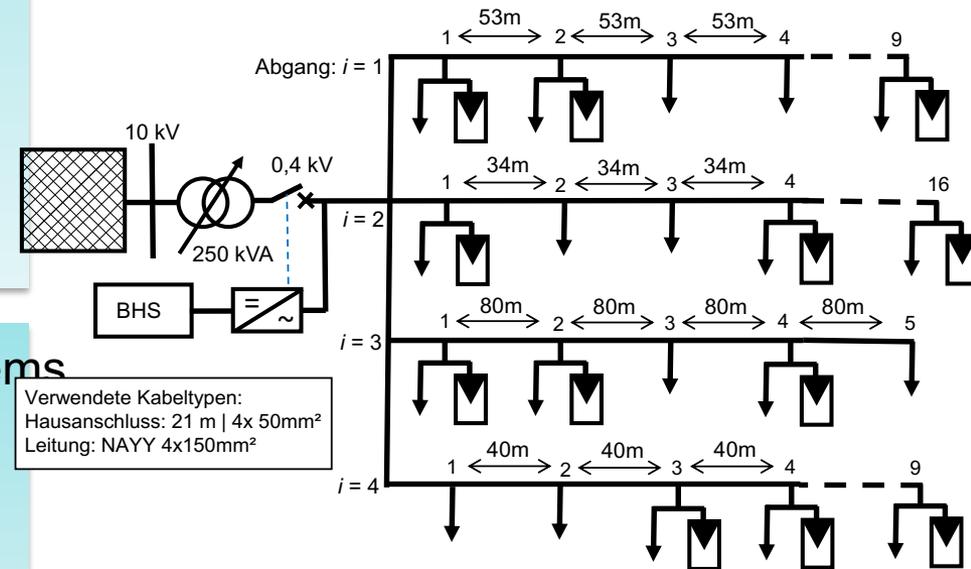
Dimensionierung des Batteriehybridsystems

- Tag mit der höchsten Last

$$P_{BZ} = \frac{740 \text{ kWh}}{24 \text{ h}} = 31,25 \text{ kW} \Rightarrow P_{BZ} = 50 \text{ kW}$$

- Lastspitze 100 kW

$$E_{BS} = 10 \text{ h} \cdot 50 \text{ kW} = 500 \text{ kWh}$$



Untersuchungsgegenstand

Dimensionierung des Batteriehybridsystems

- Tag mit der höchsten Last

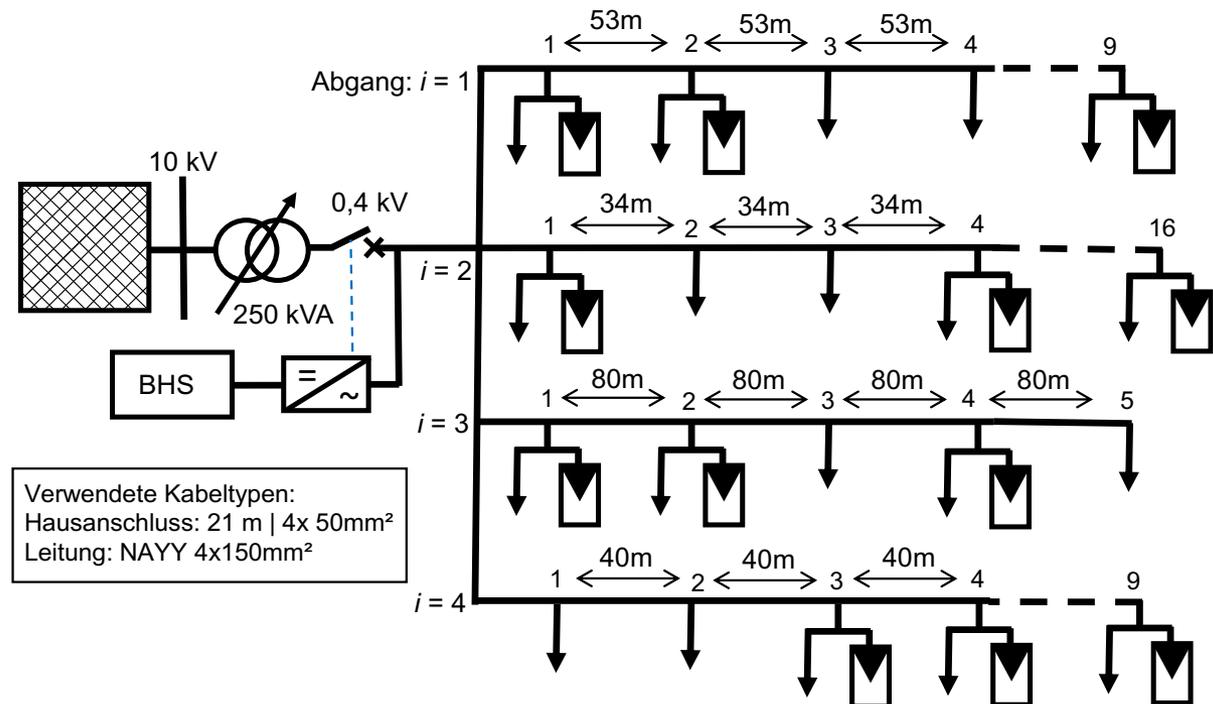
$$P_{BZ} = \frac{740 \text{ kWh}}{24 \text{ h}} = 31,25 \text{ kW}$$

$$\Rightarrow P_{BZ} = 50 \text{ kW}$$

- Lastspitze 100 kW

$$E_{BS} = 10 \text{ h} \cdot 50 \text{ kW}$$

$$= 500 \text{ kWh}$$



Batteriehybridsystem (BHS)
Bestehend aus Batteriespeicher und Brennstoffzellensystem

