



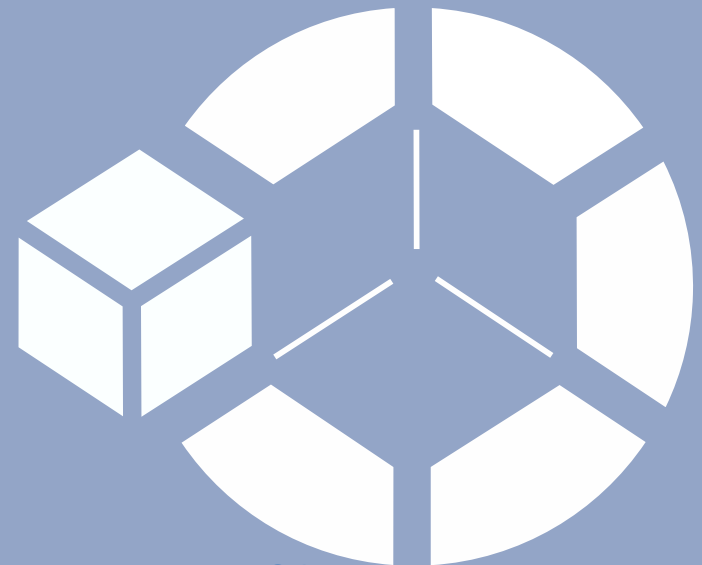
# Echtzeit-Zustandsschätzung und Leitungslängen-Identifikation in Niederspannungsnetzen

Hanko Ipach, TU Hamburg

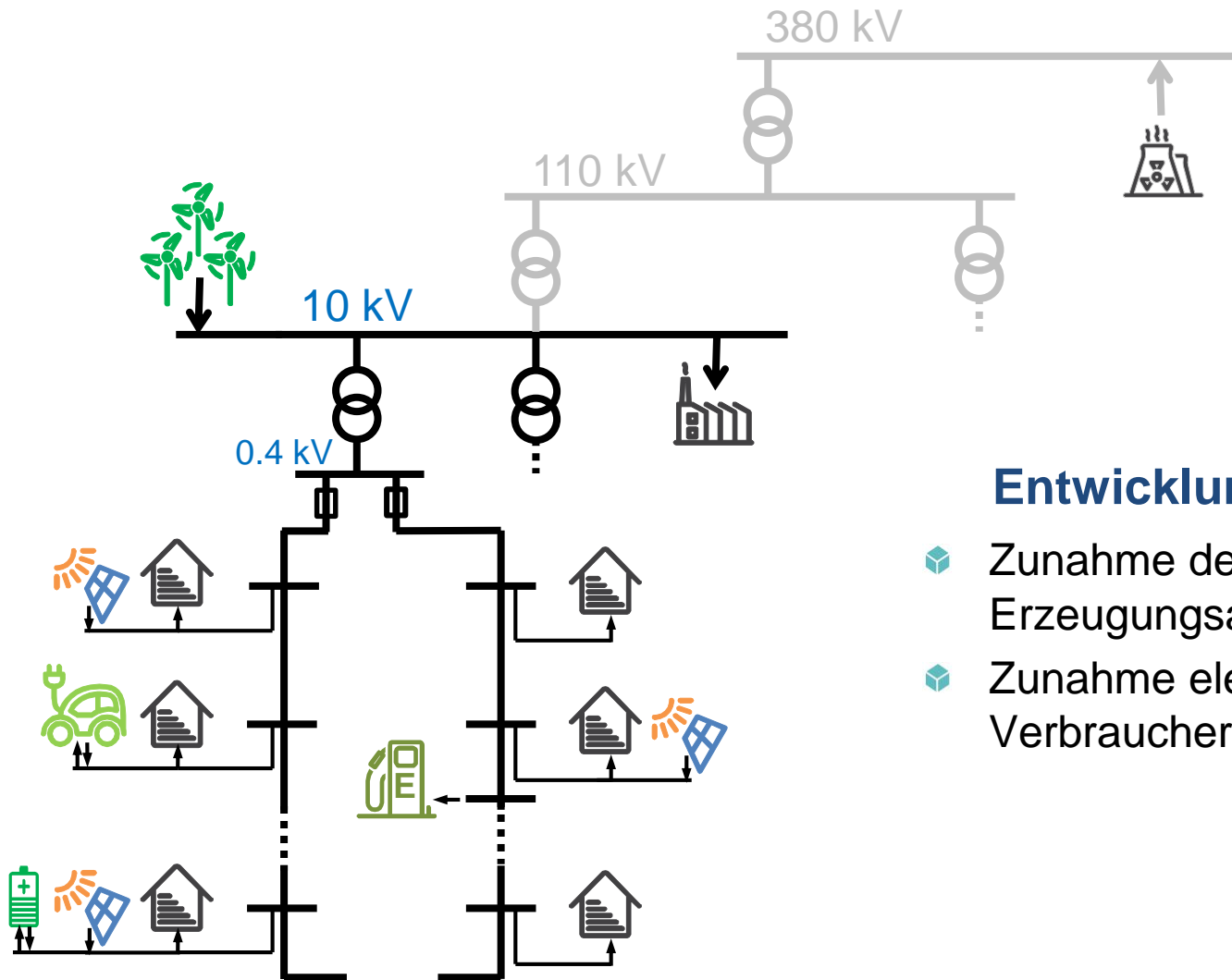
16. Symposium Energieinnovation, Graz, 13.02.2020

---

- 1. Motivation**
- 2. Leitungsstrombasierte Netzzustandsschätzung**
- 3. Erweiterung um die Leitungslängenidentifikation**
- 4. Simulationsergebnisse**
- 5. Zusammenfassung und Ausblick**



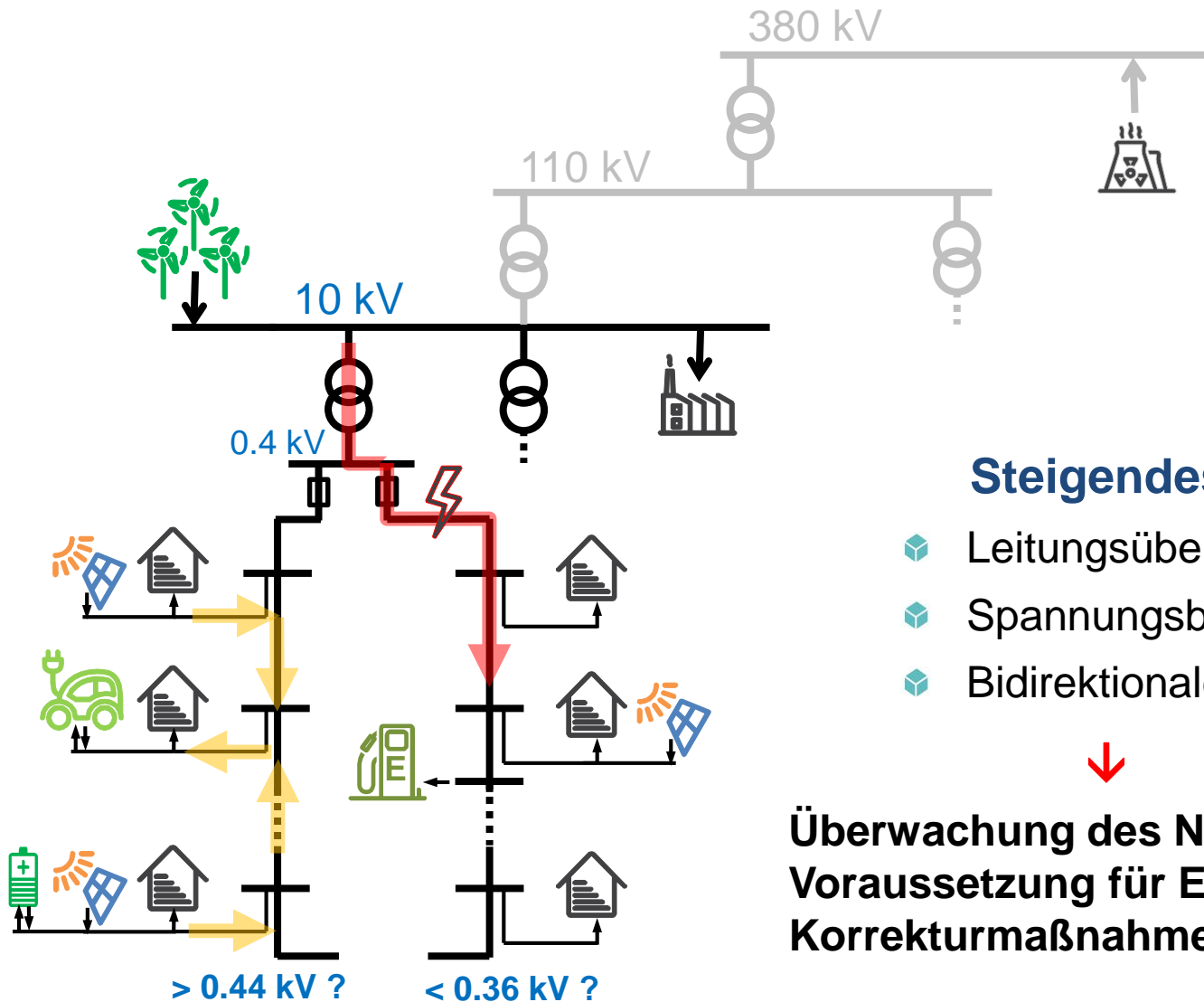
# Motivation: Niederspannungs-Verteilnetze



## Entwicklung:

- ◆ Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen
- ◆ Zunahme elektrifizierter Verbraucher

# Motivation: Niederspannungs-Verteilnetze



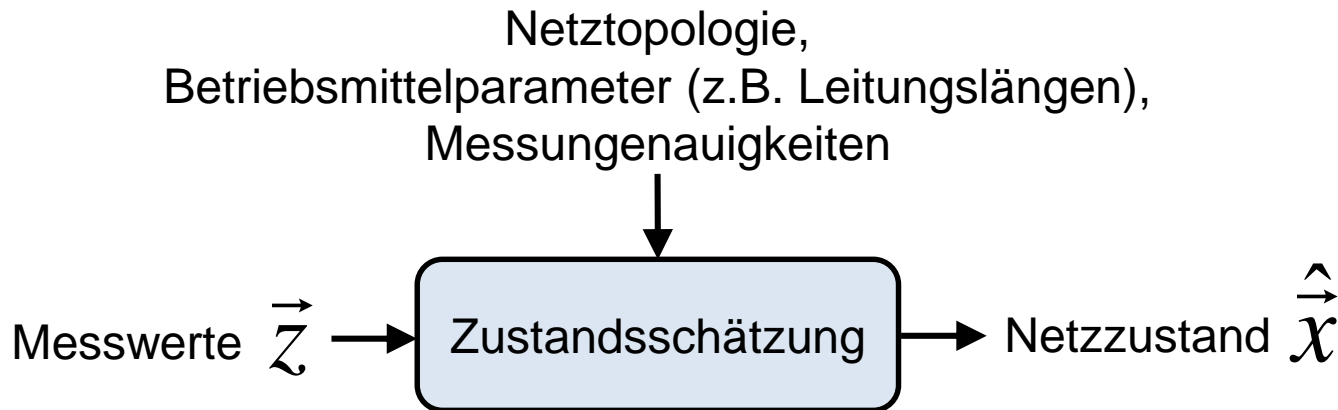
## Steigendes Risiko:

- Leitungsüberströme
- Spannungsbandverletzungen
- Bidirektionale Leistungsflüsse



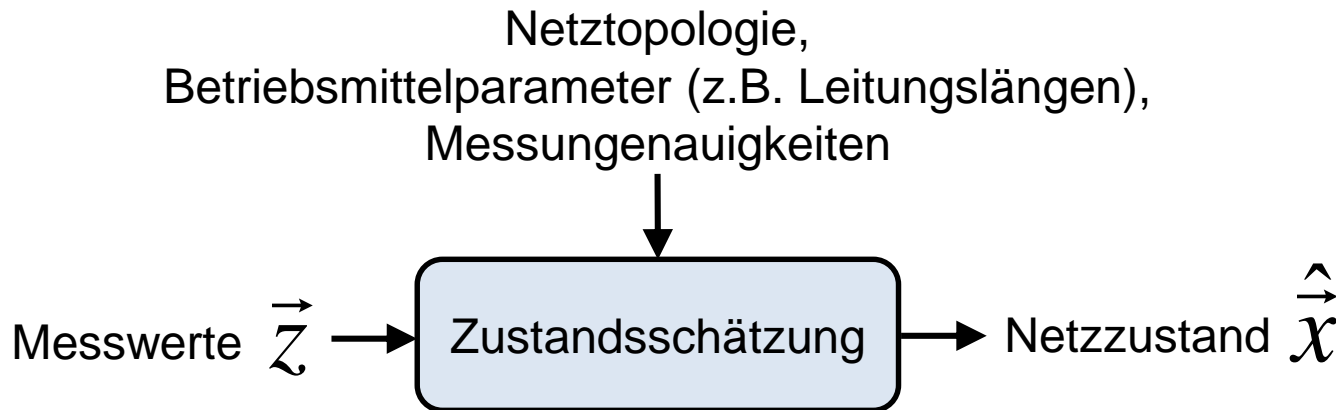
**Überwachung des Netzzustands ist Voraussetzung für Echtzeit-Korrekturmaßnahmen**

# Leitungsstrombasierte Netzzustandsschätzung (BC-SE)



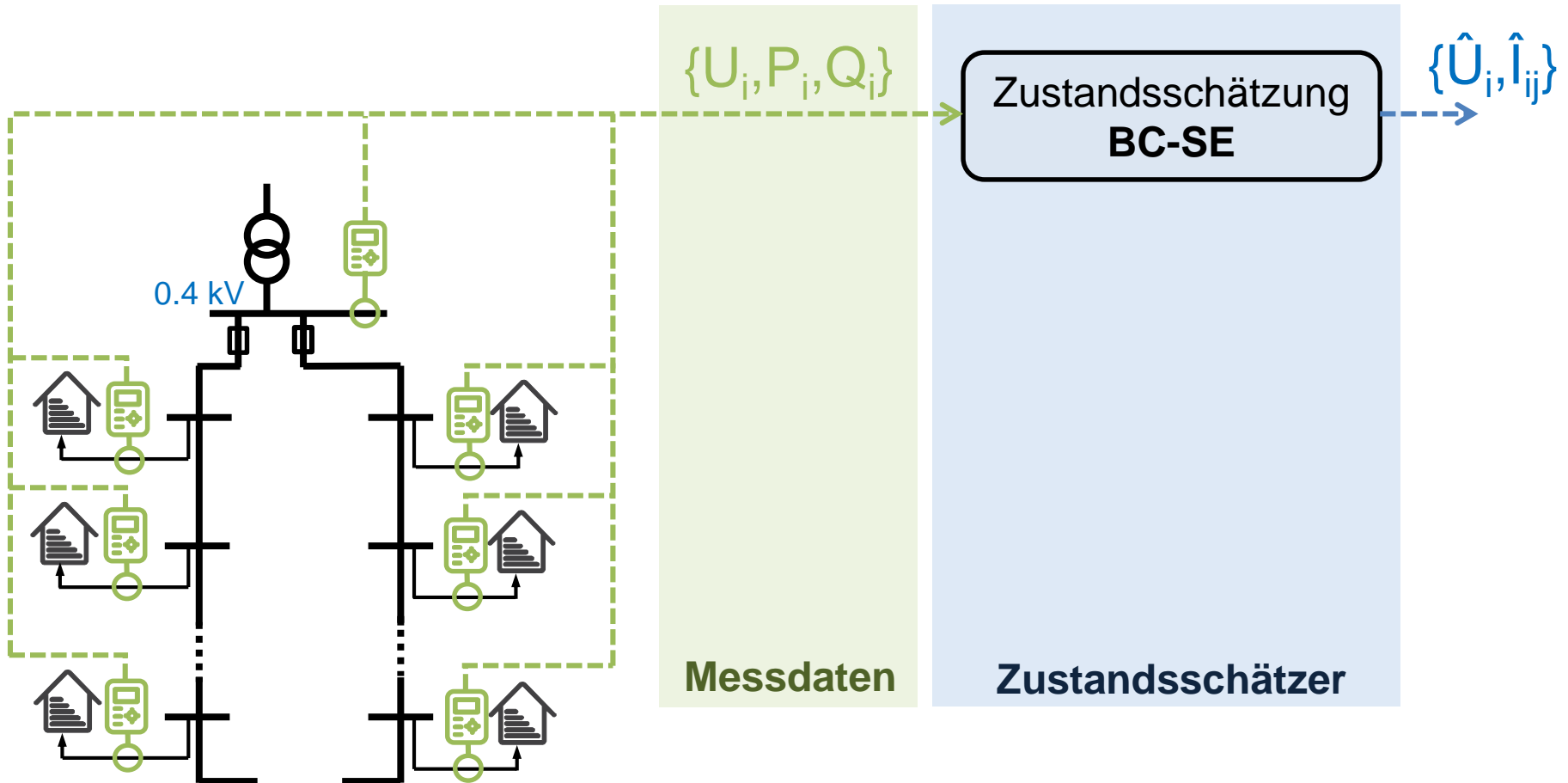
- ❖ Entwickelt von Baran/ Kelly [1]
- ❖ Weighted-Least-Squares-Verfahren (WLS)
- ❖ Netzzustandsvektor  $\vec{x}$  enthält die (komplexen) Leitungsströme  $\underline{I}_{ij}$
- ❖ Wirk- und Blindleistungsmesswerte werden vor dem WLS-Verfahren in äquivalente Ströme umgerechnet

# Leitungsstrombasierte Netzzustandsschätzung (BC-SE)

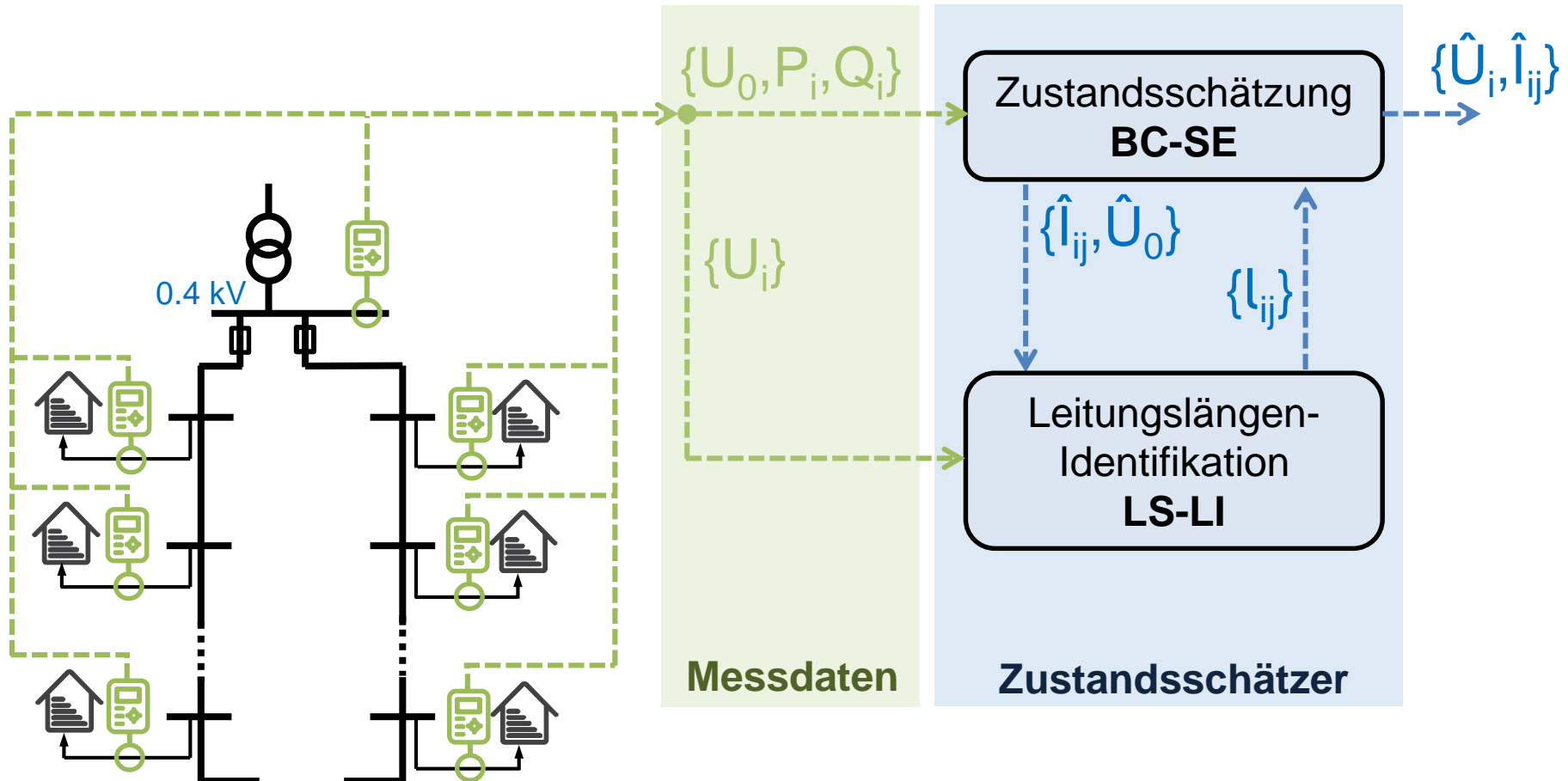


- Enthält der Messvektor nur Wirk- und Blindleistungsmessungen sowie Strommessungen, sind die Messgleichungen linear
- Die Jakobi-Matrix der Messgleichungen ist konstant und das WLS-Verfahren damit effizient lösbar
- Vorhandene Spannungsmesswerte können anderweitig genutzt werden – z.B. zur Korrektur ungenau bekannter Leitungslängen  $l_{ij}$

# Basis: BC-SE im Niederspannungsnetz

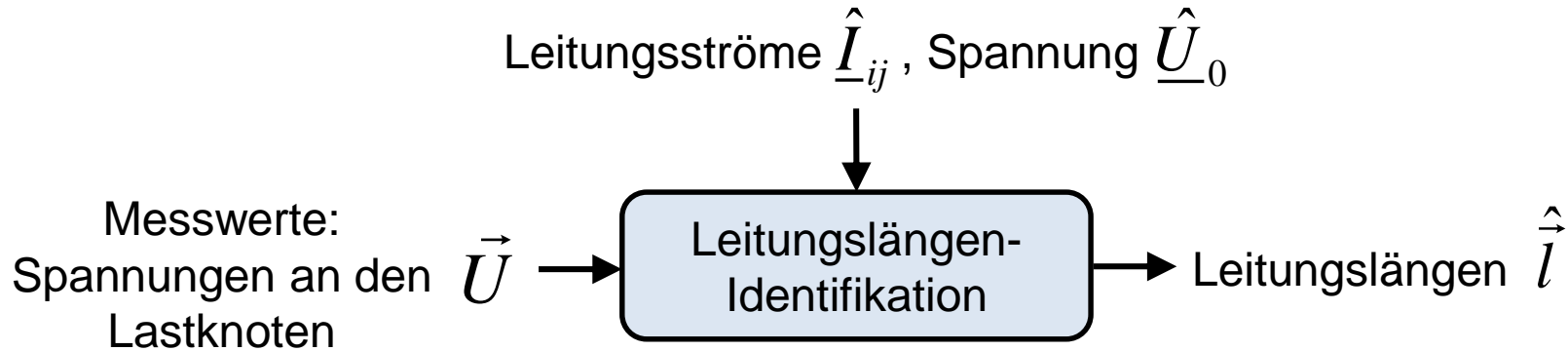


# Erweiterung: BC-SE mit Leitungslängenidentifikation





# Leitungslängenidentifikation LS-LI



- ❖ Messgleichungen:

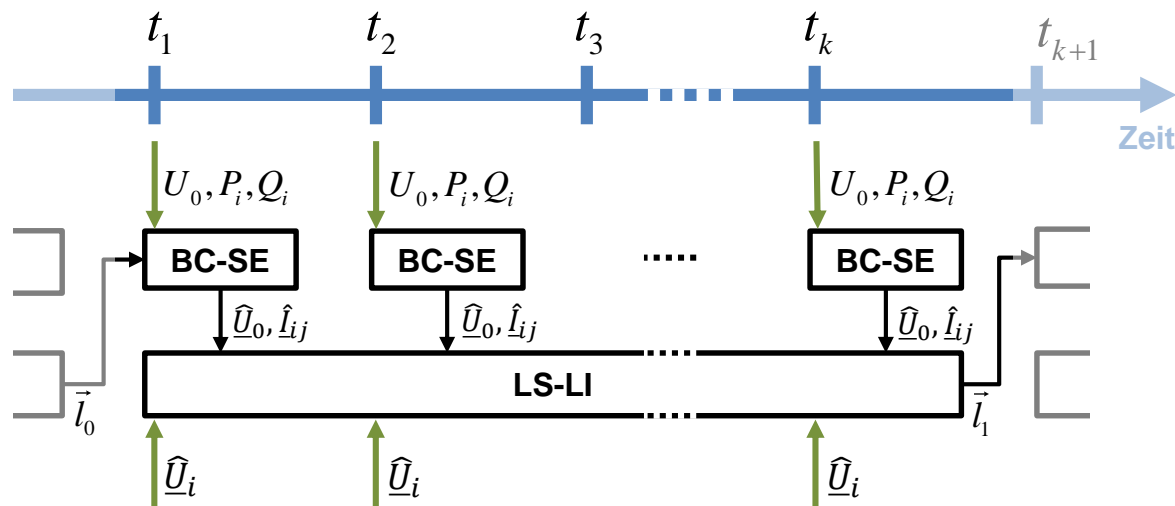
$$\vec{U}_i = \left| \vec{U}_0 - \sum_{b \in P(0,i)} l_{ij} \cdot \underline{Z}'_{ij} \cdot \vec{I}_{ij} \right| =: f_i(\vec{l}) \quad \text{mit } \vec{l} = (l_1, \dots, l_{n_b})^T \in \mathbb{R}^{n_b}$$

- ❖ Least-Squares-Ansatz:

$$\hat{\vec{l}} = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=t_1}^{t_k} \left( \vec{U}_t - f_t(\vec{l}) \right)^2 = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=t_1}^{t_k} \sum_{i=1}^m \left( \vec{U}_{i,t} - f_{i,t}(\vec{l}) \right)^2$$

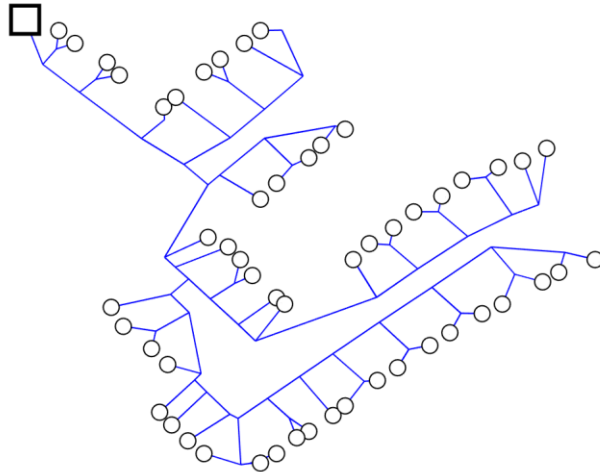
# Leitungslängenidentifikation LS-LI

- Aggregation von  $k$  Netzzustands-Datensätzen für einen LS-LI-Schritt zur Kompensation von Messfehlern

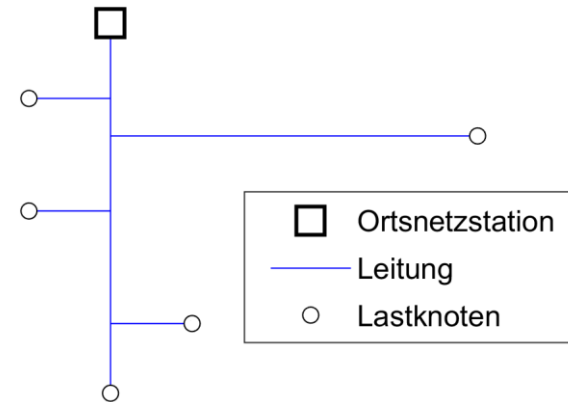


$$\hat{\vec{l}} = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=t_1}^{t_k} \left( \vec{U}_t - f_t(\vec{l}) \right)^2 = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=t_1}^{t_k} \sum_{i=1}^m \left( \vec{U}_{i,t} - f_{i,t}(\vec{l}) \right)^2$$

## IEEE LV Test Feeder



## CIGRÉ European LV Benchmark

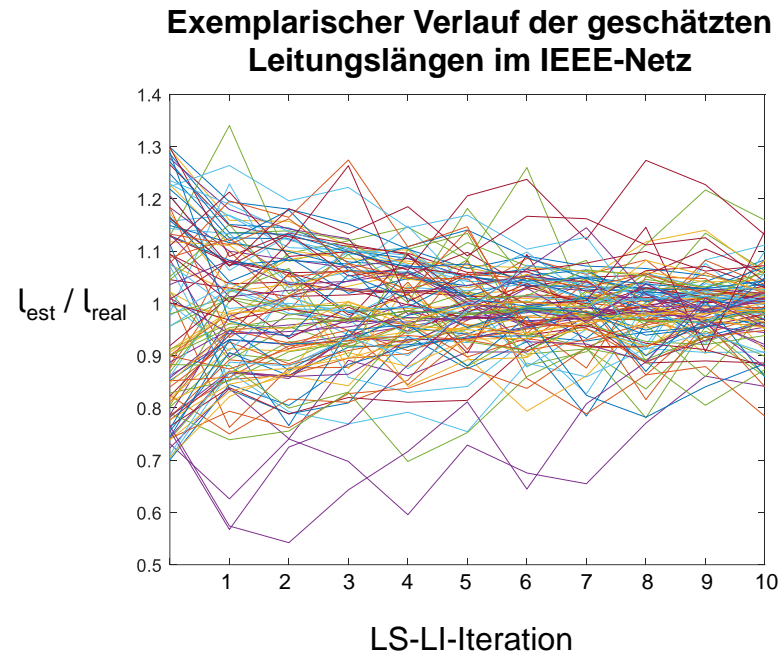


- ❖ Haushaltslastdaten aus Lastprofilen [1] in einminütiger Auflösung über ein Jahr
- ❖ Messfehler:  $\sigma_U = 0,2 \text{ V}$ ,  $\sigma_P = 10 \text{ W}$ ,  $\sigma_Q = 10 \text{ VA}$
- ❖ Initiale Leitungslängen weichen gleichverteilt um bis zu 30 % vom tatsächlichen Wert ab

# Simulationen: Ergebnisse

- Je Testnetz 10 zufällige Startzeitpunkte  $t_0$  innerhalb des Referenzjahres
- Jeweils 10 Durchläufe des LS-LI-Verfahrens, d.h. Simulation von  $t_1$  bis  $t_{end} = t_{10 \cdot k}$  mit  $k = 4320$  (IEEE) bzw.  $k = 600$  (CIGRÉ)

Mittlerer RMSE der geschätzten Leitungslängen in %		
Testnetz	$t_1$	$t_{end}$
IEEE	17,58	7,75
CIGRE	16,45	1,32



# Zusammenfassung und Ausblick

- ❖ Netzzustandserfassung wird im Niederspannungsnetz relevant
- ❖ Leitungsstrombasierte Zustandsschätzung ist besonders effizient, wenn auf Spannungsmesswerte verzichtet wird
- ❖ Ein LS-Verfahren zur Identifikation von ungenau bekannten Leitungslängen auf Basis der Spannungsmesswerte wurde vorgestellt
- ❖ Simulationen zeigen eine robuste Verbesserung der Leitungslängenschätzung für große Aggregations-Schrittzahlen insbesondere für stärker belastete Leitungen
- ❖ Einfluss von fehlerhaften Annahmen der Koppelimpedanzen bleibt zu untersuchen
- ❖ Erkennung von konstanten Messfehlern oder Ausreißern (Bad Data Identification) sollte ergänzt werden

# VIELEN DANK!

Funded by

**DFG**

Deutsche  
Forschungsgemeinschaft

German Research Foundation



- (1) M. E. Baran und A. W. Kelley, “State estimation for real-time monitoring of distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
- (2) Tjaden, T.; Bergner, J.; Weniger, J.; Quaschnig, V.: „*Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*“, Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015.