



## Smartifizierung der Niederspannungsebene

Bewertung und Anpassung einer Ausstattungsstrategie der Niederspannungsnetze mit Sensorik

Kurzvorstellung von ausgewählten Studienergebnissen

14. September 2023



## Ziele der Studie



Entwicklung eines **Zielbilds für die Smartifizierung (hier nur Beobachtbarkeit)** der NS-Ebene mit Ausbaustufen für einzelne Zieljahre und Analyse der **Use-Case-Anforderungen an die Beobachtbarkeit** von E.ON-Netzen.

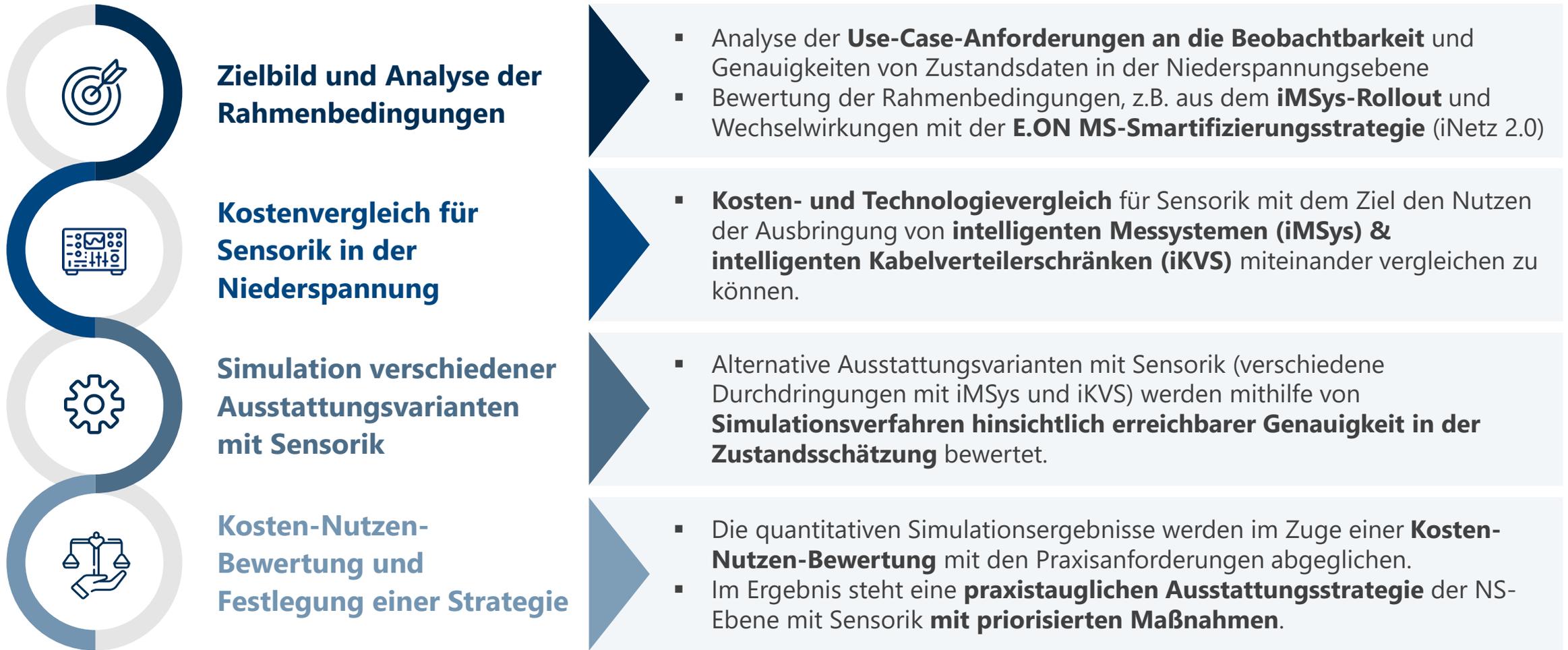


Wissenschaftliche **Analyse der erreichbaren Genauigkeiten in verschiedenen Ausstattungsvarianten** in exemplarischen NS-Netzen mit unterschiedlichen Technologien.



Entwicklung und Festlegung einer **praxistauglichen Ausstattungsstrategie der NS-Netze mit Sensorik** und Priorisierung von konkreten Maßnahmen.

# Methodischer Ansatz



# Datenbasis für die Simulation & Versorgungsaufgabe

- Für die Netzsimulationen (IAEW) werden als Datenbasis vier **SimBench-Netze** als exemplarische Netzmodelldaten für die Niederspannung verwendet.
- Es handelt sich hierbei um **Benchmark-Datensätze\***, die im Abgleich mit realen Verteilnetzdaten entwickelt wurden, dabei bilden die SimBench-Netze **unterschiedliche Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben** ab.
- Ursprüngliche **Versorgungsaufgabe** im SimBench Projekt für 2034 entwickelt
- Szenarien zeigen gute **Übereinstimmung mit erwarteter Versorgungsaufgabe** im Jahr 2026 auf Basis des aktuellen ÜNB-Szenario NEP A2037
- Auswirkungen der Skalierung der Last auf 200% vor Hintergrund der erwarteten Lastzuwächse zu berücksichtigen

## Netzstruktur und Versorgungsaufgabe Netz 1 (ländlich)



\*Link: [www.simbench.de](http://www.simbench.de)

\*\*basiert auf dem „SimBench 2034-Szenario“ abgeleitet aus der Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034

# Methodisches Vorgehen Ermittlung Schätzfehler (Beobachtbarkeit)

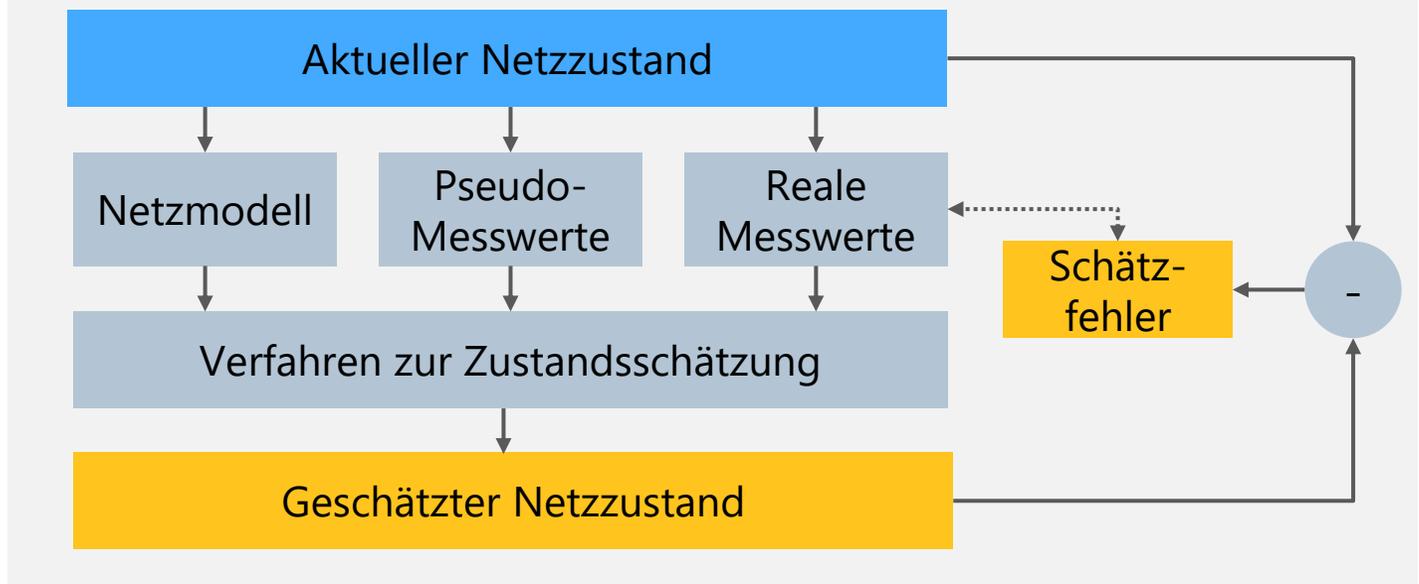
## Bestimmung der Schätzfehler

- Definition des Netzzustandes durch Lastflussberechnung (35040 Viertelstundenwerte)
- Berücksichtigung unterschiedlicher Messtechnik mit entsprechenden Messunsicherheiten und Ergänzung mit Ersatzwerten

Messfehler	iONS	iMSys
Spannung	0,5 %	0,5 %
Strom	1 %	1 %
Wirkleistung	0,5 %	1 %
Blindleistung	1 %	2 %

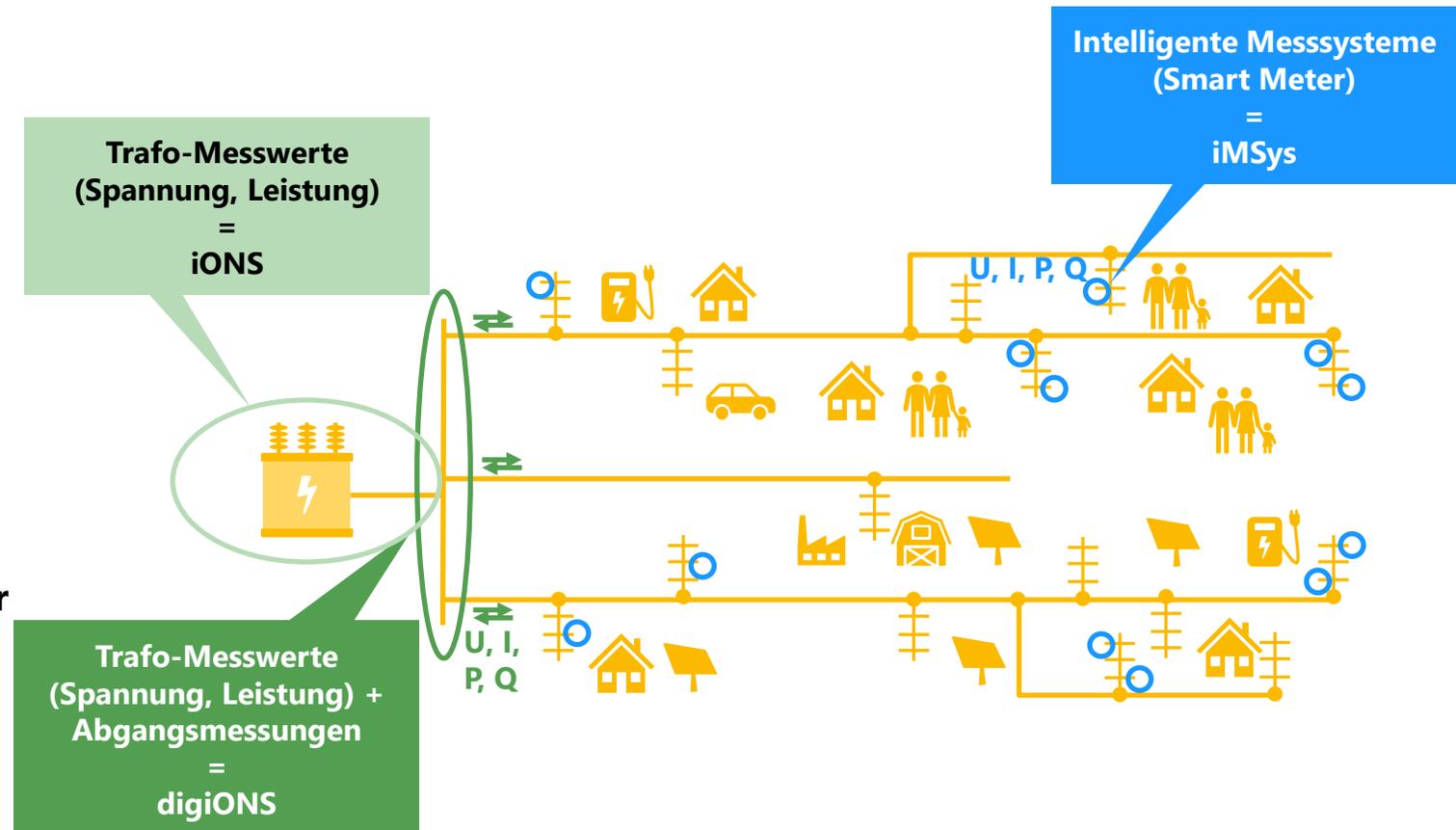
- Zustandsschätzung auf Basis von Mess- und Ersatzwerten
- Abgleich des berechneten und geschätzten Netzzustandes
- Anzahl realer Messwerte und Qualität der Pseudo-Messwerte wesentliche Einflussfaktoren für Schätzfehler

## Zustandsschätzung und Schätzfehler



# Messtechnik für Ausstattungsvarianten im Niederspannungsnetz

- **Schätzfehler** der Zustandsschätzung **hängt von** verwendeter **Messtechnik ab**.
- Unterschiedliche Messtechnik in Niederspannungsnetzen nutzbar.
- Berücksichtigung von Messtechnik in **Ausstattungsvarianten** erlaubt eine **Untersuchung** sowohl **einzelner Messtechnologien**, als auch deren **Kombination** hinsichtlich Schätzfehler im Rahmen der Zustandsschätzung
- Einfluss der **Ausstattungsvarianten** auf die **Schätzfehler** wird für alle **vier SimBench-Netze** untersucht, um mögliche Wechselwirkung mit Topologie und Versorgungsaufgabe zu identifizieren



# Ausstattungsvarianten

Jeweils prozentualer Anteil pro Netz

	Trafo-Messung	iMSys Basis	iMSys „minütlich“	Last	
BK6-22-300 Variante 1	digiONS	0%	10%	100%	§14a V1*
BK6-22-300 Variante 2	keine	0%	20%	100%	§14a V2**
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> Abgang	iONS	0%	10%	100%	
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> Abgang 5% iMSys	iONS	0%	5%	100%	
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> iMSys	digiONS	0%	0%	100%	
BK6-22-300 Variante 1 200% Last	digiONS	0%	10%	200%	§14a V1*
BK6-22-300 Variante 2 200% Last	keine	0%	20%	200%	§14a V2**
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> iMSys 200% Last	digiONS	0%	0%	200%	

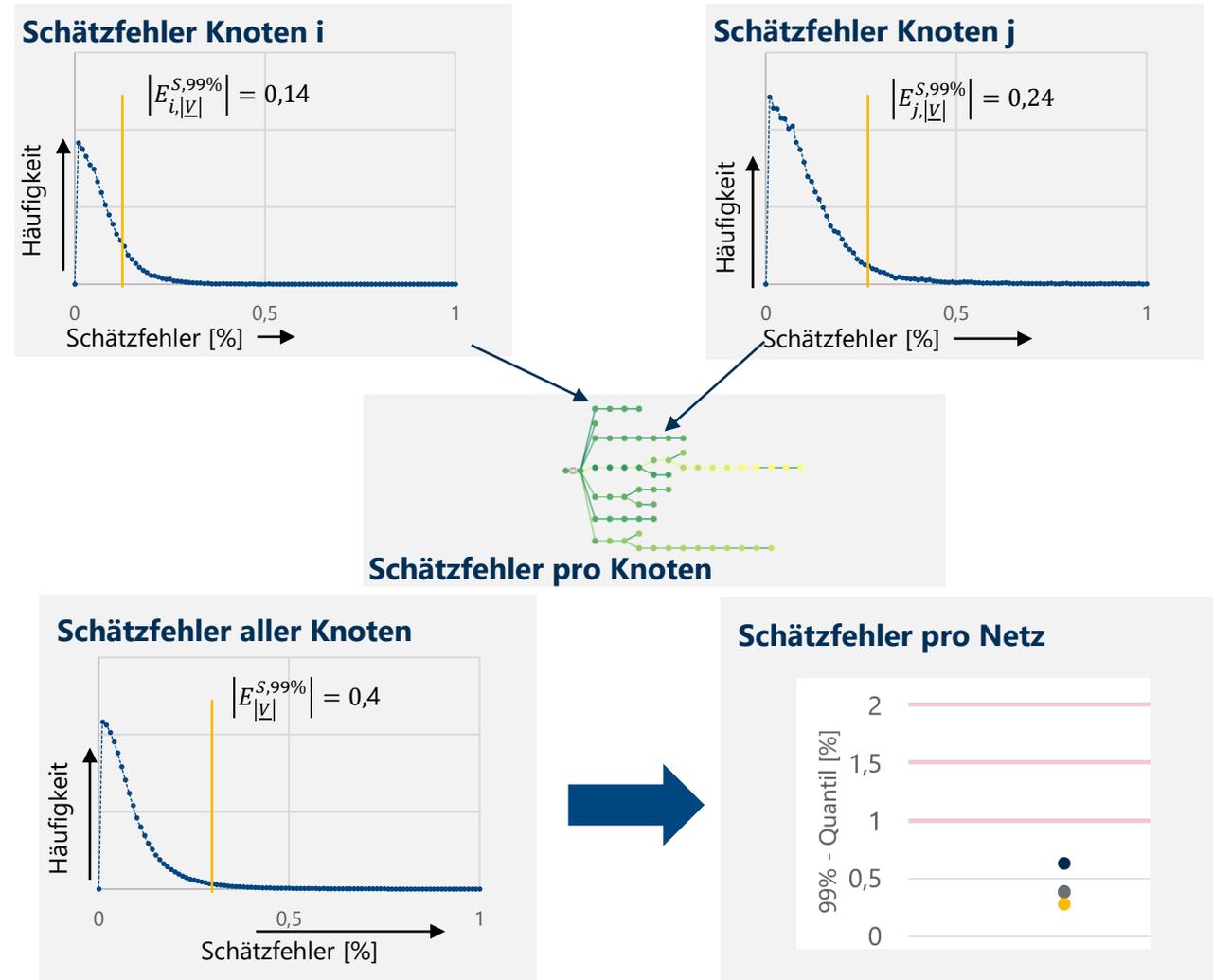
- **Simulation** und Bewertung von **über 20** unterschiedlichen **Ausstattungsvarianten**
- Berücksichtigung unterschiedlicher **Kombinationen** von **Messtechnik** in **Ortsnetzstationen** (mit und ohne Abgangsmessung), und **iMSys** (mit minütlichem Versand von TAF 10 Messwerten)

\*V1: Variante 1 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier **Messwerte der Trafoabgänge** und minütliche Netzzustandsdaten von **mindestens 10%** der Anschlussnehmer

\*\*V2: Variante 2 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier Minütliche Netzzustandsdaten von **mindestens 20%** der Anschlussnehmer

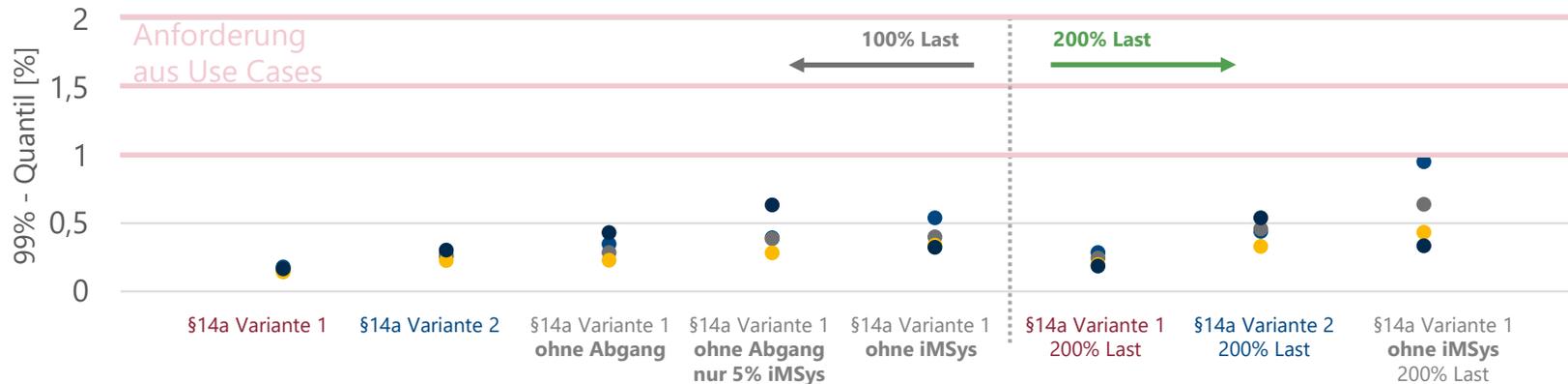
# Aggregation der Ergebnisse zu Auswertungsgrößen für Netz und Betriebsmittel

- **Vergleich** von Referenznetzstatus (**probabilistischer Lastfluss**) und Ergebnis der **Zustandsschätzung** ermöglicht **Berechnung** von **Schätzfehler** für jeden Netzknoten und –zweig für jeden Viertelstundenwert des Jahres
- Definition der Schätzfehler
  - Knotenspannung:  $E_{i,|V|}^S = \frac{|V_i^S| - |V_i^R|}{|V_i^R|}$
  - Zweigstrom:  $E_{ij,|I|}^S = \frac{|I_{ij}^S| - |I_{ij}^R|}{I_{th,max}}$
- **Auswertung** des **99%** bzw. **95%-Quantils** der **Schätzfehler** einer Jahressimulation (Anlehnung an **Spannungsqualität** DIN EN 50160 und **thermische Trägheit**)
- Darstellung der Quantilwerte der Beträge als Knoten bzw. Zweig bezogene Größe sowie als aggregierte Netz bezogene Größe

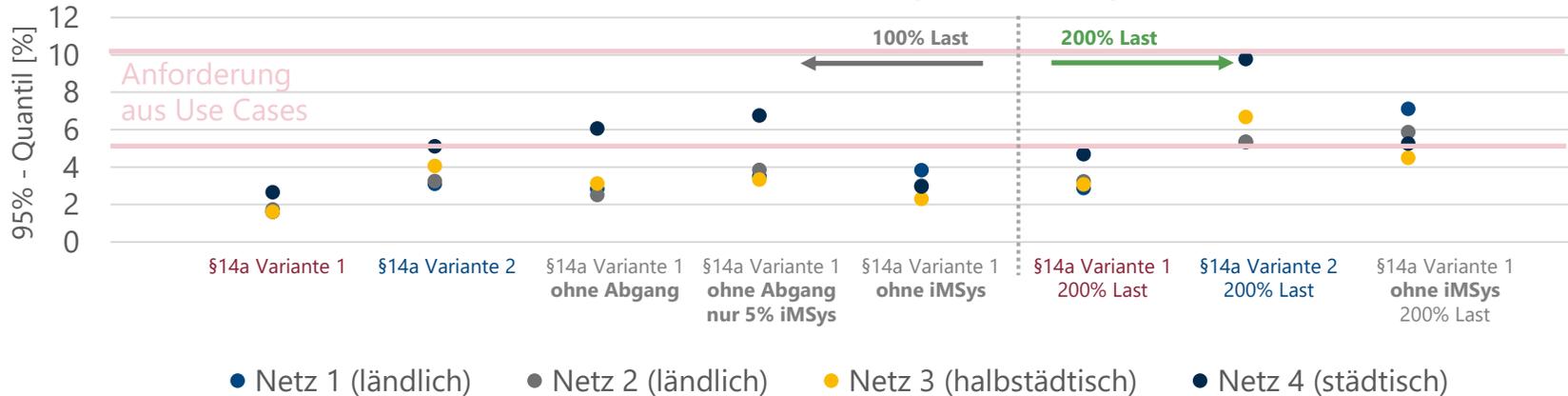


# Simulationsergebnisse für ausgewählte Varianten

## Schätzfehler Knotenspannung



## Schätzfehler Leitungsauslastung

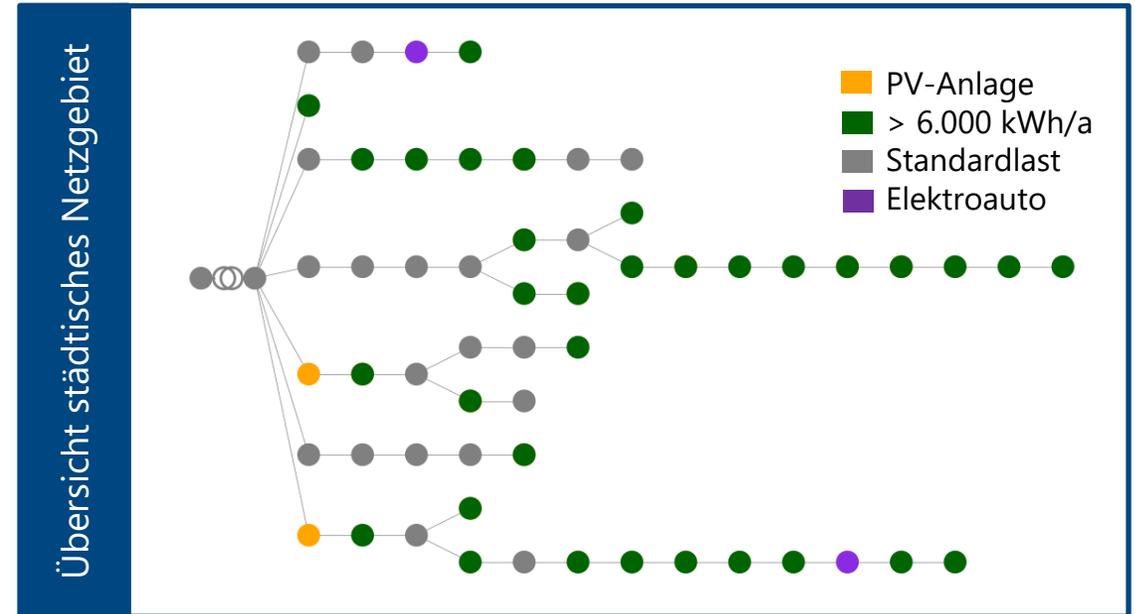
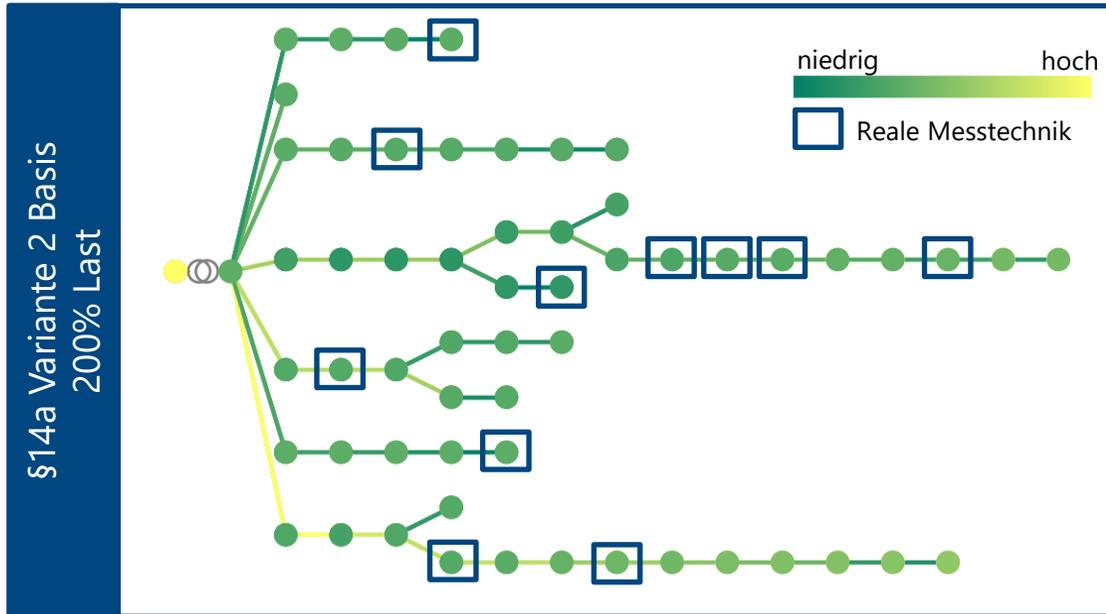


## Kernergebnisse

- BNetzA Ausstattungsvarianten 1 und 2 erfüllen Anforderungen der Use Cases hinsichtlich Knotenspannung in allen Netzen auch bei Lastverdopplung
- Anforderungen an Schätzfehler der Leistungsauslastung bei 200% Last mit BNetzA Ausstattungsvariante 2 nicht in allen Netzen erfüllt
- Ausstattungsvarianten mit weniger Messtechnik als in BNetzA Varianten erfüllen in einzelnen Netzen ebenfalls Anforderungen der Use Cases und liefern vergleichbare Genauigkeit bei geringeren Kosten
- Insbesondere in halbstädtischen und ländlichen Netzen (90% der Fläche Deutschlands!) geringerer Ausstattungsgrad als in von BNetzA vorgegebenen Varianten ausreichend
- Schätzgüte variiert bei identischer Ausstattungsvariante deutlich zwischen verschiedenen Netzen

Rot: Variante 1 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier Messwerte der Trafoabgänge und minütliche Netzzustandsdaten von mindestens 10% der Anschlussnehmer  
Blau: Variante 2 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier minütliche Netzzustandsdaten von mindestens 20% der Anschlussnehmer

## Details Ergebnisse – Städtisches Netzgebiet (Netz 3)



### Erklärung hoher Schätzfehler

- iMSys ermöglichen nur Messung der Leistungsaufnahme einzelner Kunden
- Ohne Trafomessung kein realer Messwert für gesamte Netzlast verfügbar
- Abgänge mit vielen Netzkunden mit großer Last und wenigen iMSys resultieren in höheren Schätzfehler der Abgangszweige
- Hohe Schätzfehler auf einzelnen Zweigen erhöhen das 95% Quantil der Leitungsauslastung bezogen auf das Gesamtnetz

# Untersuchung weiterer Ausstattungsvarianten mit Fokus Echtzeitmonitoring

Jeweils prozentualer Anteil pro Netz

	Trafo-Messung	iMSys Basis		iMSys „minütlich“	Last
5% iMSys	keine	0%	0%	5%	100%
10 % iMSys	keine	0%	0%	10%	100%
<b>BK6-22-300 Variante 2</b>	keine	0%	0%	20%	100% §14a V2**
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> Abgang und ohne iMSys	iONS	0%	0%	0%	100%
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> iMSys	digiONS	0%	0%	0%	100%
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> Abgang und 10 % iMSys Basis	iONS	10%	0%	0%	100%
BK6-22-300 Variante 1 <u>ohne</u> Abgang	iONS	0%	0%	10%	100%

- **Simulation** und Bewertung von **über 20** unterschiedlichen **Ausstattungsvarianten**
- Berücksichtigung unterschiedlicher **Kombinationen** von **Messtechnik** in **Ortsnetzstationen** (mit und ohne Abgangsmessung) und **iMSys** (mit minütlichem Versand von TAF 10 Messwerten)

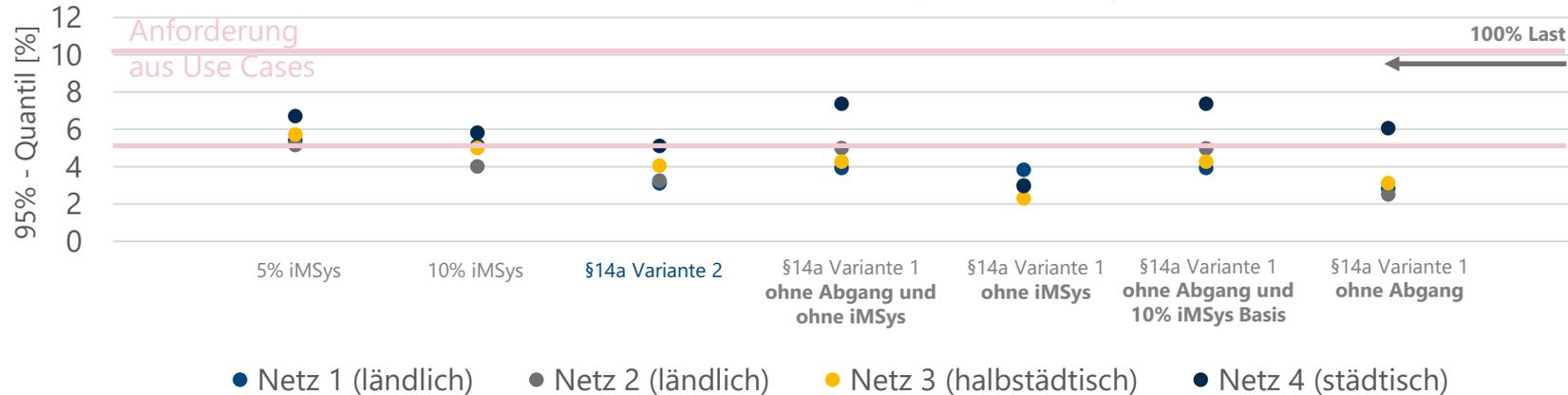
\*\*V2: Variante 2 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier Minütliche Netzzustandsdaten von **mindestens 20%** der Anschlussnehmer

# Simulationsergebnisse für weitere Varianten mit Fokus Echtzeitmonitoring

## Schätzfehler Knotenspannung



## Schätzfehler Leitungsauslastung



## Kernergebnisse

- Bereits geringe Durchdringungsraten an minütlichen TAF10 Messwerten intelligenter Messsysteme ermöglichen Reduktion der Schätzfehler
- Messung der Abgänge ohne zusätzliche minütliche Messwerte von iMSys ermöglicht vergleichbare Schätzfehler wie 10% iMSys
- Historische Wirkleistungswerte von iMSys (Basisleistung nach MSBG ohne minütliche TAF 10 Werte aus Zusatzleistung) können zur Generierung von Pseudo-Messwerten verwendet werden, haben aber keinen positiven Einfluss auf Schätzfehler für Echtzeitmonitoring
- Insbesondere minütliche Spannungsmesswerte von iMSys (TAF 10) reduzieren Schätzfehler

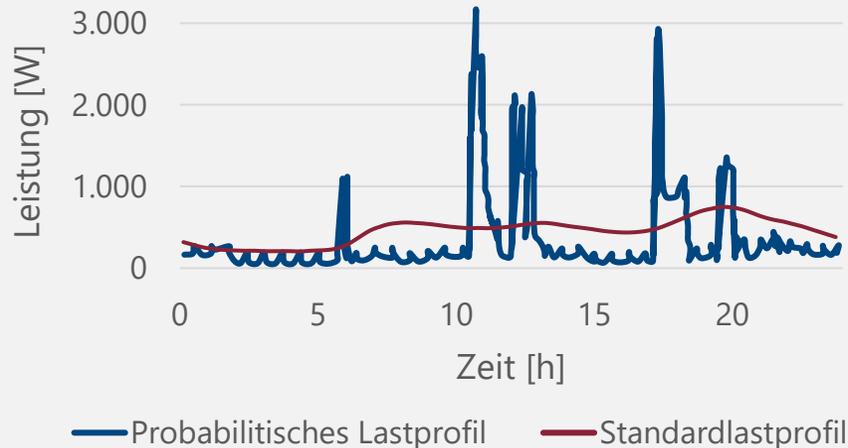
Blau: Variante 2 gemäß BNetzA-Eckpunktepapier minütliche Netzzustandsdaten von mindestens 20% der Anschlussnehmer

# Pseudo-Messwerte – Methodisches Vorgehen

- Bedingt durch geringe Anzahl realer Messwerte ist Generierung von Pseudo-Messwerten (Ersatzwerte für Wirk- und Blindleistung) für nicht gemessene Knoten erforderlich
- Unterschiedliche Methoden zur Generierung existent
- Unterschiede hinsichtlich Aufwand und Einfluss auf resultierende Schätzfehler

## Pseudo-Messwertbildung für Wirkleistung von Verbrauchern

- Nutzung von Standardlastprofilen (G0-G6 oder L0-L2 bei Großverbrauchern, H0 bei Kleinverbrauchern) mit anschließender Skalierung basierend auf dem jährlichen Energieverbrauch



## Nutzung von iMSys Daten

- Unterschiedliche Nutzung in Abhängigkeit von Basisleistung (Vortageswerte) oder Zusatzleistung (minütlich TAF 10 Werte)
- Fokus hier auf Verwendung in Zustandsschätzung für Echtzeitmonitoring als Grundlage für netzorientierte Steuerung nach §14a (weitere Anwendungsfälle hier nicht im Fokus)

### Kunde ohne iMSys

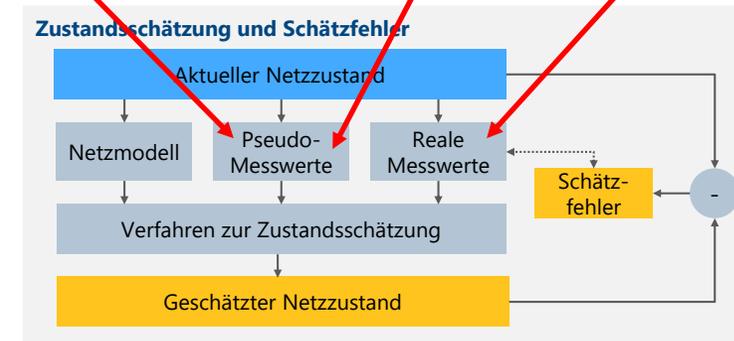
- Pseudo-Messwert für Wirkleistung auf Basis von skaliertem SLP
- Pseudo-Messwert für Blindleistung über Leistungsfaktor aus Wirkleistung

### Kunde mit iMSys-Basis

- Pseudo-Messwert für Wirkleistung auf Basis des Viertelstunden Messwertes der Vorwoche
- Pseudo-Messwert für Blindleistung über Leistungsfaktor aus Wirkleistung

### Kunde mit iMSys-Echtzeit

- Reale minütliche Messwerte (TAF 10) für P,Q und U
- Messfehler entsprechend der Genauigkeitsklassen



## Kernbotschaften

- Simulationsergebnisse zeigen, dass Ausstattungsvarianten mit **weniger Messtechnikbedarf als in Bundesnetzagentur Varianten** 1 und 2 im Hinblick auf den Schätzfehler **ausreichend** sind (insbesondere in ländlichen und halbstädtischen Netzgebieten und damit über 90% der Fläche Deutschlands)
- Die in der BNetzA Variante 1 aufgeführte **Messung** der **Abgänge** bietet einen **hohen Nutzen**, ist jedoch in **Bestandsstationen** teilweise mit **hohem Aufwand** verbunden. Eine Messung des Transformators **ohne Abgänge** ist einfacher und günstiger im Bestand realisierbar und bietet **ebenfalls** einen **hohen Mehrwert** im Hinblick auf die verbleibenden Schätzfehler.
- Vortageswerte aus **iMSys (Basisleistung)** bieten für ein Echtzeitmonitoring als Basis für eine netzorientierte Steuerung nach §14a keinen oder nur **geringen Mehrwert** im Gegensatz zu minütlich übertragenen TAF 10 Werten (Zusatzleistung).

1. Die Simulationsergebnisse zeigen eine **netzspezifische Abhängigkeit** der mit unterschiedlichen Ausstattungsvarianten verbleibenden Schätzfehler.
2. Eine **allgemein vorgegebene Ausstattungsvariante** wird in einer Vielzahl an Netzen zu einer **Überschätzung** des **Bedarfs** an **Messtechnik** und damit vermeidbaren Kosten führen.
3. Neben Vorgabe zweier fester Ausstattungsvarianten würde die **zusätzliche Vorgabe** eines **einzuhaltenden Schätzfehlers** bedarfsgerechte Ausstattung von Netzen und **Reduktion** des Bedarfs an **Messtechnik ermöglichen**.