

# Echtzeit-Zustandsschätzung und Leitungslängen-Identifikation in Niederspannungsnetzen

Hanko Ipach<sup>1</sup>, Bendic Ritt<sup>2</sup>, Christian Becker<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik (ieet),  
Harburger Schloßstraße 20, 21079 Hamburg, [www.ieet.tuhh.de](http://www.ieet.tuhh.de)

<sup>2</sup> Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg,  
[www.stromnetz-hamburg.de](http://www.stromnetz-hamburg.de)

**Kurzfassung:** Aufgrund der zunehmenden Anzahl an dezentralen Erzeugungseinheiten und neuartigen Verbrauchern, die an die elektrischen Niederspannungs-Verteilnetze angeschlossen sind, steigt deren Auslastung und damit das Risiko unzulässiger Betriebszustände. Um diese in Echtzeit zu verhindern bzw. zu korrigieren, ist die Erfassung des Netzzustands eine Voraussetzung. Dafür eignet sich das Verfahren der leitungsstrombasierten Netzzustandsschätzung, das numerisch besonders effizient lösbar ist, wenn keine Spannungsbetragsmessungen zum Messwertsatz gehören. Um die numerische Effizienz auszunutzen und die zukünftig z.B. von Smart Metern gelieferten Spannungsbetragsmesswerte dennoch sinnvoll einzusetzen, werden letztere zur Identifikation der Leitungslängen verwendet, die üblicherweise bei der Zustandsschätzung als bekannt vorausgesetzt werden. Dabei wird ein Least-Squares-Ansatz auf Basis der Netzzustandsschätzungen über mehrere Zeitpunkte angewandt. Die Simulationsergebnisse für zwei Testnetze zeigen, dass sich mit dem Verfahren in Netzen mit nicht genau bekannten Leitungslängen über einen hinreichend großen Zeitraum die Schätzungen der Leitungslängen deutlich verbessern lassen.

**Keywords:** Netzzustandsschätzung, Verteilnetze, Niederspannungsnetze, Parameteridentifikation, Smart Meter, Least Squares

## 1 Einleitung

Niederspannungsnetze (NS-Netze) verteilen in ihrer traditionellen Rolle elektrische Energie aus den Netzen der höheren Spannungsebenen zur überwiegenden Anzahl der Letztverbraucher. Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden Dekarbonisierung von Energieerzeugung und -verbrauch steigt die Belastung der NS-Netze, und es kann insbesondere durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und neuartiger Lasten vermehrt zu unzulässigen Stromflüssen und Spannungswerten kommen, was den sicheren, kostengünstigen und langfristigen Betrieb von NS-Netzen gefährdet. Dieser Entwicklung kann prinzipiell auf zwei Arten begegnet werden: durch einen Ausbau der Netze oder durch ein Last- bzw. Erzeugungsmanagement. Um einen teuren und volkswirtschaftlich ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, wird eine aktive Steuerung der Netznutzer durch die Verteilnetzbetreiber durch ein Last- bzw. Erzeugungsmanagement als vorteilhafte Lösung gesehen [1].

Der daraus resultierende Bedarf neuer Betriebsführungskonzepte für NS-Netze wird unter anderem im Forschungsprojekt OUREL adressiert, in dessen Rahmen dieser Beitrag entstanden ist. Ziel des Projekts ist die Entwicklung eines Verfahrens zur optimalen Steuerung der flexiblen Anschlussnehmer in Niederspannungsnetzen im Sinne eines maximalen Nutzens aller

Teilnehmer [2]. Wesentliche Voraussetzung für die netzdienliche Steuerung von Lasten und Erzeugungsanlagen ist die Bestimmung des Netzzustands, d.h. der Ströme und Spannungen innerhalb des Netzes, um unzulässige Betriebszustände zu erkennen. Diese kann durch Zustandsschätzverfahren (engl. State Estimation, kurz SE) realisiert werden, deren Anwendung in Übertragungsnetzen zum Stand der Technik gehört. Hierbei wird aus einer Reihe von Messwerten ein Netzzustand mittels mathematischer Methoden geschätzt. Speziell für Verteilungsnetze wurde das leitungsstrombasierte Verfahren entwickelt, das insbesondere dann numerisch effizient ist, wenn auf Spannungsbetragsmessungen verzichtet wird [3]. In Zustandsschätzverfahren wird das verwendete Netzmodell üblicherweise als bekannt vorausgesetzt. Durch die unzulängliche Datenbasis vieler NS-Netzbetreiber ist dies jedoch häufig nicht gegeben. Ein möglicher Lösungsansatz hierzu ist es, Spannungsmesswerte zur Identifikation der Leitungslängen zu benutzen. In diesem Beitrag wird daher ein Verfahren zur leitungsstrombasierten Zustandsschätzung und Leitungslängenidentifikation in NS-Netzen vorgestellt.

Das Verfahren basiert auf der zyklischen Erfassung von Messdaten der angeschlossenen Letztverbraucher, wie sie zukünftig beispielsweise durch Smart Meter geliefert werden könnten. Während die Zustandsschätzung in jedem Zyklus der Messdatenerfassung auf Basis der Strom- und Leistungsmessungen durchgeführt wird, bildet eine Aggregation der geschätzten Netzzustandsdaten über mehrere Zyklen die Grundlage zur Identifikation der Leitungslängen anhand der Spannungsmesswerte. Dabei kommt ein Least-Squares-Verfahren (LS-Verfahren) zur Anwendung. In jedem Identifikations-Durchlauf wird eine inkrementelle Änderung des Netzmodells durchgeführt – auf diese Weise „erlernt“ der Algorithmus die realen Leitungslängen im Laufe der Zeit.

Der Beitrag ist wie folgt strukturiert: Kapitel 2 ist der Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen gewidmet. Ausgehend von der allgemeinen Formulierung der Netzzustandsschätzung und einer Analyse von Niederspannungsnetzen wird das leitungsstrombasierte SE-Verfahren vorgestellt. Darauf aufbauend werden in Kapitel 3 die Leitungslängenidentifikation und das resultierende kombinierte Zustandsschätz- und Leitungslängenidentifikations-Verfahren erläutert. Anschließend werden in Kapitel 4 Simulationsergebnisse präsentiert, bevor Kap. 5 mit einem Fazit und einem Ausblick den Beitrag abschließt.

Folgende Notation wird in diesem Beitrag verwendet: Skalare Größen und Vektoren erhalten kleine Buchstaben, wobei Vektoren durch einen Vektorpfeil gekennzeichnet werden. Matrizen erhalten Großbuchstaben. Komplexe Größen werden mit einem Unterstrich versehen.

## **2 Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen**

In der Betriebsführung von Übertragungsnetzen ist die SE ein etabliertes Verfahren, um einen konsistenten elektrischen Netzzustand abzuschätzen und damit die Basis für Grenzwertüberwachungen und darauf aufbauende mögliche Korrekturmaßnahmen zu legen. Demgegenüber werden SE-Verfahren für Verteilungsnetze seit einigen Jahrzehnten in der Forschung thematisiert, insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene aber bisher kaum eingesetzt [4]. Im Folgenden werden die Grundzüge der SE erläutert, bevor auf deren Anwendung in Niederspannungsnetzen eingegangen und schließlich das Verfahren der leitungsstrombasierten SE vorgestellt wird.

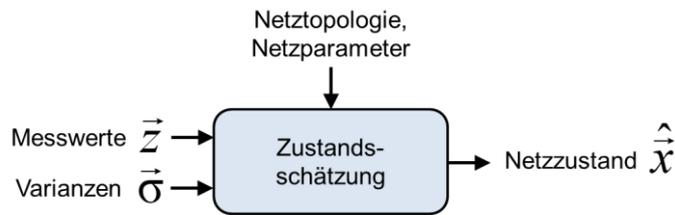


Abbildung 1: Prinzip der Netzzustandsschätzung (eigene Darstellung).

## 2.1 Zustandsschätzung in elektrischen Energieversorgungsnetzen

Die Aufgabe der Zustandsschätzung in elektrischen Energieversorgungsnetzen besteht darin, aus einem Satz von Messdaten und Informationen über deren Genauigkeit einen konsistenten Netzzustand abzuschätzen [5]. Der Netzzustand wird in der klassischen SE durch die komplexen Knotenspannungen angegeben. Das Netzmodell, d.h. die Topologie und die Impedanzen der Betriebsmittel, müssen dafür bekannt sein. Dieses Prinzip wird in Abbildung 1 dargestellt.

Da in Übertragungsnetzen mehr Messdaten vorliegen, als zur Berechnung eines eindeutigen Zustands mindestens notwendig sind, kommt mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate (Weighted-least-squares, kurz WLS) ein mathematisches Ausgleichsverfahren zum Einsatz. Dabei werden die Messfehler als normalverteilt angenommen und die Messwerte mit dem Kehrwert ihrer Varianz gewichtet. Ausgehend vom Messmodell

$$\vec{z} = h(\vec{x}) + \vec{e} \in \mathbb{R}^m, \quad (1)$$

wobei  $\vec{z}$  den Vektor der Messwerte angibt, die mehrdimensionale, nichtlineare Funktion  $h$  die Messgleichungen und  $\vec{e}$  die Messfehler, ermittelt die SE somit den geschätzten Zustandsvektor  $\hat{x}$  mit

$$\hat{x} = \arg \min_{\vec{x}} \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(\vec{x}))^2}{\sigma_i^2}. \quad (2)$$

Dafür wird üblicherweise ein Newton-Verfahren angewendet, nach dem eine initiale Schätzung  $\hat{x}^{(0)}$  iterativ gemäß  $\hat{x}^{(k+1)} = \hat{x}^{(k)} + \Delta \hat{x}^{(k)}$  verbessert wird mit

$$\Delta \hat{x}^{(k)} = (H(\hat{x}^{(k)})^T \Sigma^{-1} H(\hat{x}^{(k)}))^{-1} (H(\hat{x}^{(k)})^T \Sigma^{-1} (\vec{z} - h(\hat{x}^{(k)}))). \quad (3)$$

In (3) ist  $H$  die Jakobimatrix des Messmodells und enthält die partiellen Ableitungen von  $h$  nach den Zustandsgrößen. Weiterhin ist  $\Sigma$  die Kovarianzmatrix der Messwerte. Die Iterationen werden fortgeführt, bis  $\Delta \hat{x}$  eine Konvergenzschranke unterschreitet.

## 2.2 Anwendung in Niederspannungsnetzen

Das im vorherigen Abschnitt erläuterte WLS-Verfahren entspricht dem Standardverfahren zur Zustandsschätzung in Übertragungsnetzen. Aufgrund der geringen Kopplung zwischen Wirkleistungen (bzw. Blindleistungen) und Knotenspannungswinkeln (bzw. Knotenspannungsbeträgen) in Hoch- und Höchstspannungs-Übertragungsnetzen wird mit der schnellen, entkoppelten SE in der Regel ein vereinfachtes Verfahren angewendet. Dabei werden die Modelle für Wirkleistungs- und Blindleistungsmessungen entkoppelt und separat berechnet, wodurch

der Berechnungsaufwand sinkt. Weiterhin ist es aufgrund des symmetrischen Betriebs zulässig, die SE nur für das Mitsystem durchzuführen [5]. Beide Vereinfachungen sind in Niederspannungsnetzen nicht gültig: zum einen hat das relativ hohe R/X-Verhältnis der Leitungsimpedanzen zur Folge, dass eine Entkopplung unzulässig ist, und zum anderen ist eine symmetrische Belastung in Niederspannungsnetzen aufgrund der Vielzahl einphasiger Verbraucher nicht notwendigerweise gegeben [4].

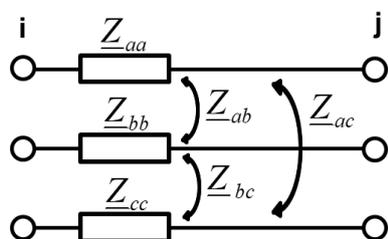


Abbildung 2: Leitungsmodell in der Niederspannungs-SE (eigene Darstellung in Anlehnung an [3]).

Das Leitungsmodell für die Niederspannungs-SE sollte somit alle drei Phasen mit ihren komplexen Impedanzen berücksichtigen. Unter der in Niederspannungsnetzen üblichen Vernachlässigung der Querkapazitäten ergibt sich das in Abbildung 2 dargestellte Leitungsmodell, welches die induktive Kopplung zwischen den Phasen berücksichtigt [3]. Die Eigenimpedanzen  $Z_{aa}$ ,  $Z_{bb}$  und  $Z_{cc}$  sind jeweils ohmsch-induktiv. Ein Neutralleiter, wie er in den in Deutschland gemäß DIN VDE 0100-540 üblichen TN-C-S-Netzen vorhanden ist, lässt sich durch die sogenannte Kron-Reduktion berücksichtigen. Dabei wird die Erdung des Neutralleiters an jeweils beiden Leitungsenden vorausgesetzt [6].

Die dreiphasige Netzmodellierung bedingt, dass Messwerte aller drei Phasen zur SE herangezogen werden. In der messtechnischen Durchdringung liegt in heutigen Niederspannungsnetzen eine wesentliche Hürde bei der Anwendung von SE-Verfahren, da unterhalb der Mittelspannungsebene üblicherweise keine Messwerte erfasst werden. In Pilotprojekten zur Zustandsbestimmung in Niederspannungsnetzen wird daher in der Regel versucht, den Netzzustand aus wenigen tatsächlichen Messdaten abzuschätzen [7]. Um dennoch ein mathematisch überbestimmtes System zu erhalten und damit eine SE im Sinne von Abschnitt 2.1 zu ermöglichen, können die tatsächlichen Messwerte durch Pseudomesswerte ergänzt werden. Dabei handelt es sich bspw. um Lastabschätzungen für Haushaltslasten auf der Basis historischer Messdaten [8]. Pseudomesswerte haben jedoch in der Regel eine relativ hohe Fehlervarianz.

Die flächendeckende Installation von Smart Metern bietet grundsätzlich das Potential, eine hinreichende Anzahl an Messwerten zu erfassen und auf Pseudomesswerte verzichten zu können. Wenngleich die konkrete Ausgestaltung noch offen ist, so ist die Nutzung der Smart-Meter-Daten zur Zustandserfassung in Deutschland bereits gesetzlich vorgesehen [9].

### 2.3 Leitungsstrombasierte Zustandsschätzung (BCSE)

Das Verfahren der leitungsstrombasierten Zustandsschätzung (engl. branch-current based state estimation, kurz BCSE) wurde speziell für Verteilungsnetze entwickelt und erstmals in [3] vorgestellt. Dabei wird das Leitungsmodell gemäß Abbildung 2 verwendet und darüber hinaus die radiale Struktur von Verteilungsnetzen ausgenutzt. Im Kern handelt es sich um ein WLS-Verfahren (vgl. Abschnitt 2.1). Eine Besonderheit besteht darin, dass anstelle der Knotenspan-

nungen die komplexen Leitungsströme als Zustandsgrößen verwendet werden. Darüber hinaus werden Wirk- und Blindleistungsmesswerte vor dem eigentlichen WLS-Schritt in äquivalente Strommesswerte umgerechnet, um eine numerisch effizientere Berechnung zu ermöglichen. Der prinzipielle Ablauf einer BCSE ist in Abbildung 3 dargestellt.

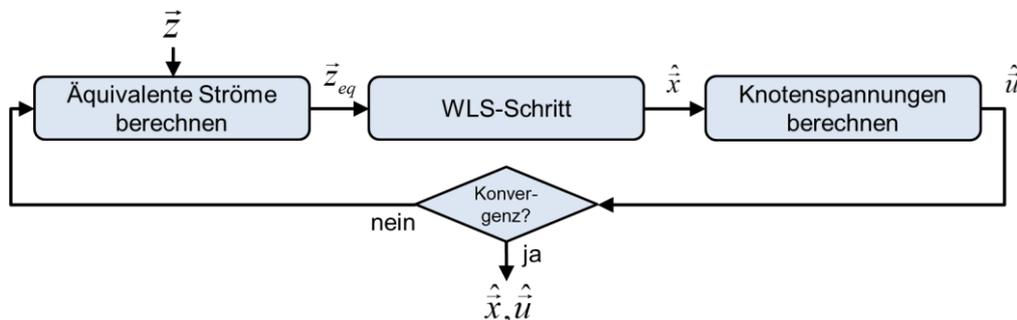


Abbildung 3: Ablauf der BCSE (eigene Darstellung).

Im ersten Schritt werden alle Leistungsmesswerte, die im Messvektor  $\vec{z}$  enthalten sind, anhand der Knotenspannungen  $\hat{u}$  in äquivalente Strommesswerte umgerechnet. In der ersten Iteration wird dieser Spannungsvektor mit der Nennspannung initialisiert. Die äquivalenten Ströme der drei Phasen eines Last- bzw. Einspeiseknotens  $k$  ergeben sich zu

$$\underline{I}_{k,\alpha} = \left( \frac{S_{k,\alpha}}{\hat{U}_{k,\alpha}} \right)^*, \quad \alpha \in \{a, b, c\}.$$

Auf ähnliche Weise lassen sich – unter Zuhilfenahme der Kirchhoff'schen Knotenregel – äquivalente Leitungsströme aus gemessenen Leistungsflüssen angeben.

Mit dem angepassten Messvektor  $\vec{z}_{eq}$  wird im zweiten Schritt das WLS-Verfahren aus Abschnitt 2.1 durchgeführt. Werden nur Leistungs- und Strommessungen verwendet, enthält  $\vec{z}_{eq}$  ausschließlich Stromwerte. Daraus ergibt sich, dass die Messfunktion  $h(\vec{x})$  linear und somit die Jakobimatrix  $H$  konstant ist, was den wesentlichen Vorteil des Verfahrens darstellt. Die Matrixinversion in (3) ist dann nur einmal erforderlich, was die Rechenzeit signifikant verringert.

Im letzten Schritt werden die Knotenspannungen in  $\hat{u}$  ausgehend von der Ortsnetzstation entsprechend der Spannungsabfälle entlang der Leitungen, die sich aus den neuen Leitungsstrom-Schätzwerten in  $\hat{x}$  ergeben, aktualisiert. Anschließend wird der dreischrittige Algorithmus solange wiederholt, bis die Änderung des Zustandsvektors  $\hat{x}$  zwischen zwei Iterationen ein Konvergenzkriterium erfüllt.

### 3 Erweiterung zur Leitungslängenidentifikation

Die im vorherigen Kapitel beschriebenen SE-Verfahren setzen eine exakte Kenntnis des Netzmodells voraus. Da diese Voraussetzung in realen Netzen nicht immer erfüllt ist, existieren in der Literatur viele Ansätze zur Topologie- und Parameterschätzung [5]. In diesem Kapitel wird mit der Identifikation der Leitungslängen ein Teilproblem daraus adressiert und ein Verfahren zur Leitungslängenidentifikation in Niederspannungsnetzen vorgestellt, das auf der Erfassung von Smart-Meter Daten beruht und die BCSE ergänzt. Dabei bleiben die Spannungsmessungen bei der SE unberücksichtigt, wodurch der Rechenaufwand für die SE gering gehalten wird.

Aus der Differenz von geschätzten und gemessenen Knotenspannungen über mehrere Messzyklen werden daraufhin Fehler in der Schätzung der Leitungslängen korrigiert.

Lösungen für ähnliche Problemstellungen werden in [10-12] vorgeschlagen. In [10] wird eine lineare Regression angewendet, um aus Smart-Meter-Daten die ohmschen und induktiven Leitungswiderstände zu ermitteln. Im Unterschied zum hier vorgestellten Ansatz werden einphasige, sehr kleine Netze betrachtet. In [11] werden zusätzlich zu den Smart-Meter-Daten Messungen von Phasenwinkeln der Knotenspannungen benötigt. In [12] wird das betrachtete Netz zunächst in beobachtbare Subnetze unterteilt und somit werden Parameter von Leitungen, in deren Umgebung viele Messwerte aufgezeichnet werden, zuerst identifiziert. Das Verfahren erscheint vorrangig für Übertragungsnetze geeignet zu sein, in denen die Anzahl verfügbarer Messwerte verhältnismäßig groß ist.

Im Folgenden wird zunächst die eigentliche Leitungslängenidentifikation beschrieben, bevor das resultierende kombinierte Zustandsschätzungs- und Leitungslängenidentifikations-Verfahren erläutert wird.

### 3.1 Leitungslängenidentifikation (LSLI)

Betrachtet wird ein radiales Niederspannungsnetz mit  $n_b \in \mathbb{N}$  Leitungen, der Knotenmenge  $N = \{0, \dots, n_b\}$ , wobei die Ortsnetzstation (ONS) die Knotennummer 0 erhalte, und der Leitungsmenge  $\Lambda = \{1, \dots, n_b\}$ . Eine Leitung  $b \in \Lambda$  lässt sich entsprechend des Leitungsmodells aus Abbildung 2 durch die Impedanzmatrix  $\underline{Z}_b \in \mathbb{C}^{3 \times 3}$  darstellen. Mit der Leitungsbelagsmatrix  $\underline{Z}'_b \in \mathbb{C}^{3 \times 3}$  und der Leitungslänge  $l_b \in \mathbb{R}$  gilt  $\underline{Z}_b = l_b \cdot \underline{Z}'_b$ . Es wird ein stationärer Zustand betrachtet, weshalb im Folgenden auf eine explizit zeitabhängige Darstellung der Spannungs-, Strom- und Leistungsgrößen verzichtet wird. Die drei komplexen Leiter-Erd-Spannungen an einem beliebigen Knoten  $i \in N$  lassen sich somit in Abhängigkeit der Spannung  $\vec{U}_0 := (\underline{U}_0^a \quad \underline{U}_0^b \quad \underline{U}_0^c)^T$  an der ONS sowie den Leitungsströmen  $\vec{I}_m := (\underline{I}_m^a \quad \underline{I}_m^b \quad \underline{I}_m^c)^T, m \in \Lambda$  berechnen zu

$$\vec{U}_i = \left| \vec{U}_0 - \sum_{b \in P(0,i)} l_b \cdot \underline{Z}_b \cdot \vec{I}_b \right| =: f_i(\vec{l}) \quad \text{mit } \vec{l} = (l_1, \dots, l_{n_b})^T \in \mathbb{R}^{n_b}, \quad (4)$$

wobei  $P(0,i) \subset \Lambda$  alle Leitungen auf dem Pfad von der ONS zum Knoten  $i$  enthält. Die Knotenspannungen sind somit nichtlineare Funktionen des Leitungslängenvektors  $\vec{l}$ .

Die Menge der Netzknoten, an denen ein Hausanschluss vorliegt und damit ein Smart Meter installiert ist, sei mit  $M$  bezeichnet. Da nicht an jedem Netzknoten ein Hausanschluss vorliegt, ist  $M \subset N$ . Trotz dreier Spannungsmesswerte je Smart Meter ist die Identifikation aller Leitungslängen aus einem Satz von Spannungsmesswerten

$$\vec{U} := (\vec{U}_0^T \quad \vec{U}_{m_1}^T \quad \dots \quad \vec{U}_{m_K}^T)^T, m_1, \dots, m_K \in M \quad \text{und Leitungsströme } \vec{I} := (\vec{I}_1^T \quad \dots \quad \vec{I}_{n_b}^T)^T \quad \text{somit}$$

nicht notwendigerweise möglich. Liegen jedoch Werte für  $\vec{U}$  und  $\vec{I}$  für eine hinreichende An-

zahl Zeitpunkte  $t \in \{1, \dots, T\}$  vor, lässt sich unter der Voraussetzung eines grundsätzlich beobachtbaren Systems die Identifikation des Leitungslängenvektors als Least-Squares-Ausgleichsproblem formulieren:

$$\hat{\vec{l}} = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=1}^T (\vec{U}_t - f_t(\vec{l}))^2 = \arg \min_{\vec{l}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m (\vec{U}_{i,t} - f_{i,t}(\vec{l}))^2. \quad (5)$$

Dabei wird angenommen, dass die Spannungsmessfehler unabhängig voneinander normalverteilt sind und die gleiche Varianz besitzen, so dass eine unterschiedliche Gewichtung der Messwerte nicht sinnvoll ist. Weiterhin werden die Leitungsströme als bekannt vorausgesetzt.

Das Problem (5) lässt sich analog zum SE-Verfahren in Abschnitt 2.1 durch ein iteratives Newton-Verfahren lösen, wobei die Änderung des geschätzten Leitungslängenvektors in der  $k$ -ten Iteration berechnet wird zu

$$\Delta \hat{\vec{l}}^{(k)} = (J(\hat{\vec{l}}^{(k)})^T J(\hat{\vec{l}}^{(k)}))^{-1} (J(\hat{\vec{l}}^{(k)})^T (\vec{U} - f(\hat{\vec{l}}^{(k)}))). \quad (6)$$

Dabei ist  $J$  die Jakobi-Matrix, die die partiellen Ableitungen der Funktionen  $f_{i,t}(\vec{l}), i \in M, t \in \{1, \dots, T\}$  nach den Leitungslängen enthält. Aus Gleichung (4) folgt

$$\frac{\partial U_i^\alpha}{\partial l_b} = -\Re\{(Z_b \cdot I_b)_\alpha\} \cdot \frac{\Re\{U_i^\alpha\}}{U_i^\alpha} - \Im\{(Z_b \cdot I_b)_\alpha\} \cdot \frac{\Im\{U_i^\alpha\}}{U_i^\alpha}, \quad \alpha \in \{a, b, c\}, b \in P(0, i), \quad (7)$$

wobei  $\Re\{\cdot\}$  den Realanteil einer komplexen Größe bezeichnet,  $\Im\{\cdot\}$  den Imaginärteil, und  $(\cdot)_\alpha$  die Komponente  $\alpha$  eines Vektors. Für alle Leitungen, die nicht auf dem Pfad von der ONS zum Knoten der Spannungsmessung liegen, verschwindet die partielle Ableitung (7).

### 3.2 Kombiniertes BCSE/LSLI-Verfahren

Das in Abschnitt 2.3 beschriebene BCSE-Verfahren wird jetzt um die Leitungslängenidentifikation (Least-Squares-Line-Identification, LSLI) zum kombinierten BCSE/LSLI-Verfahren ergänzt. Der Ablauf ist in Abbildung 4 anhand eines Zeitstrahls dargestellt.

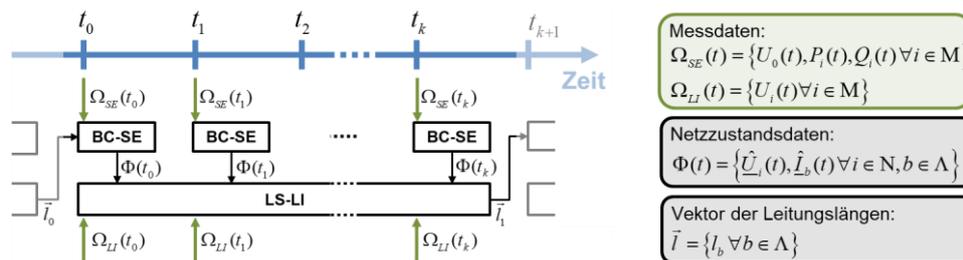


Abbildung 4: BCSE/LSLI-Verfahren (eigene Darstellung).

In regelmäßigen Zeitabständen werden Messdaten an der Ortsnetzstation sowie von den Smart Metern aufgezeichnet. Die Spannung an der ONS sowie die Wirk- und Blindleistungen der Hausanschlüsse werden zusammen als Messdatensatz  $\Omega_{SE}(t) := \{U_0(t), P_i(t), Q_i(t) \forall i \in M\}$  bezeichnet und in jedem Zeitschritt zur Ermittlung des Netzstatus  $\Phi(t) := \{\hat{U}_i(t), \hat{I}_b(t) \forall i \in N, b \in \Lambda\}$  mittels BCSE verwendet. Die Netzstatusdaten und die

Spannungsmessungen an den Hausanschlüssen  $\Omega_{LL}(t) := \{U_i(t) \forall i \in M\}$  werden über eine definierte Anzahl Zeitschritte  $k$  gespeichert, bevor auf ihrer Basis die Identifikation der Leitungslängen mittels LSLI erfolgt. Dabei wird in jedem LSLI-Durchlauf nur genau ein LS-Schritt gemäß Gleichung (6) ausgeführt, da auf eine rechenintensive Neuberechnung der Leitungsströme für alle betrachteten Zeitschritte verzichtet werden soll. Um den Einfluss von großen Messfehlern zu verringern, wird die maximale Änderung der Leitungslängenschätzung je LS-Schritt auf 50 % des jeweils aktuellen Werts begrenzt. Die aktualisierten Leitungslängen werden daraufhin als Mittelwert der jeweils aktuellsten drei LSLI-Durchläufe berechnet und ab dem folgenden Zeitschritt im Zustandsschätzverfahren genutzt.

## 4 Simulationen

Das BCSE/LSLI-Verfahren wird im Folgenden anhand von Simulationen in MATLAB untersucht und bewertet. Dafür wird zunächst die Testszenarien erläutert, bevor auf die Simulationsergebnisse eingegangen wird.

### 4.1 Testszenarien

Als Basis für die Untersuchungen dienen zwei radiale, dreiphasige Niederspannungs-Testnetze: Das CIGRE European Low Voltage Distribution Network Benchmark [13] und der IEEE European Low Voltage Test Feeder [14]. Von dem CIGRE-Testnetz wird das 16-knotige Wohngebietsnetz verwendet. Beide Netze werden um diejenigen Knoten reduziert, die reine Trennstellen darstellen. Die jeweils angrenzenden Leitungen werden zusammengefasst. Auf diese Weise entstehen ein 10-Knoten-Netz mit fünf Lastknoten (im Folgenden als CIGRE-Netz bezeichnet) und ein 205-Knoten-Netz mit 55 Lastknoten (IEEE-Netz). Die Netztopologien sind in Abbildung 5 dargestellt.

Zur Nachbildung der Haushaltslasten kommen 74 Lastprofile in einminütiger Auflösung über den Zeitraum eines Jahres zum Einsatz, die aus aufgezeichneten Smart-Meter-Daten synthetisiert wurden [15]. Für das CIGRE-Netz werden jeweils 14 zufällig ausgewählte Haushalte an einem Lastknoten zusammengefasst. Ihre summierte Leistungsaufnahme wird so skaliert, dass die Maximallast des Knotens der Angabe in [13] entspricht. Im IEEE-Netz wird jedem Lastknoten ein zufälliges Lastprofil aus [15] zugewiesen.

Hinsichtlich der Messdaten wird angenommen, dass von jedem Lastknoten in jeder Minute Messwerte des Spannungsbetrags sowie der Wirk- und Blindleistung aller drei Phasen übermittelt werden. Zusätzlich erfolgt an der Ortsnetzstation niederspannungsseitig eine Messung der Leiter-Erd-Spannungen. Jeder Messwert wird mit einem Messfehler beaufschlagt, wobei die Fehler als normalverteilt angenommen werden mit den Standardabweichungen  $\sigma_U = 0,2 \text{ V}$ ,  $\sigma_P = 10 \text{ W}$  und  $\sigma_Q = 10 \text{ VA}$  für Spannungs-, Wirkleistungs- bzw. Blindleistungsmesswerte.

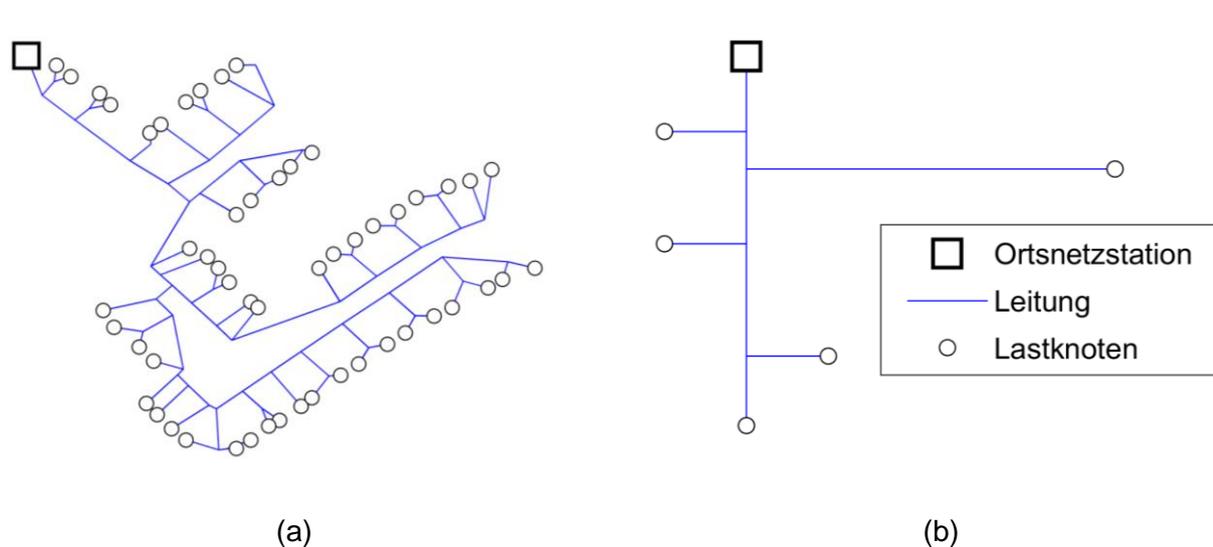


Abbildung 5: Topologie der Testnetze: (a) IEEE-Netz, (b) CIGRE-Netz. Für die Leitungslängen gelten unterschiedliche Maßstäbe in (a) und (b).

## 4.2 Simulationsergebnisse

Um das Verfahren für verschiedene Lastsituationen zu bewerten, werden für beide Testnetze 10 zufällige Startzeitpunkte innerhalb des Jahres, für das Smart Meter Daten vorliegen, und initiale Schätzungen der Leitungslängen festgelegt. Es wird angenommen, dass die geschätzten Leitungslängen gleichverteilt um max. 30 % von den tatsächlichen Leitungslängen abweichen. Das BCSE/LSLI-Verfahren wird von jedem Startzeitpunkt ausgehend mit einer parametrisierten Aggregations-Schrittanzahl  $k$  so lange ausgeführt, bis 10 Durchläufe des LSLI-Verfahrens erfolgt sind. Insgesamt werden somit von jedem der 10 Startzeitpunkte aus  $10 \cdot k$  Zeitschritte berechnet, wobei jeder Schritt einer Minute entspricht.

Die Ergebnisse für ausgewählte Fehlergrößen sind in Tabelle 1 dargestellt. Zur Bewertung der Leitungslängenidentifikation wird der Root-Mean-Square-Error (RMSE) der Längenschätzung nach dem letzten Durchlauf mit der initialen Schätzung verglichen (erste Hauptspalte in Tabelle 1). Weiterhin wird die Netzzustandsschätzung für den letzten betrachteten Zeitschritt mit der Referenz-Zustandsschätzung verglichen, die sich ohne Anwendung des LSLI-Verfahrens ergibt, d.h. unter Annahme der initialen, fehlerbehafteten Leitungslängen. Zur objektiven Vergleichbarkeit werden die Spannungsmesswerte an den Lastknoten bei der Referenz-Zustandsschätzung nicht ignoriert, sondern als Messwerte mitberücksichtigt. Anhand des Vergleichs wird bewertet, ob die separate Verwendung der Spannungsmesswerte zur Leitungslängenidentifikation von Vorteil ist (zweite und dritte Hauptspalte in Tabelle 1). Alle Fehlergrößen werden über die 10 Ausführungen gemittelt.

Die Ergebnisse für das IEEE-Netz sind in der ersten Zeile von Tabelle 1 dargestellt, wobei  $k = 4320$  gewählt wird, d.h. alle drei Tage wird die Leitungslängenschätzung aktualisiert. Unabhängig vom Startzeitpunkt zeigt sich im Mittel eine deutliche Verringerung des RMSE der geschätzten Leitungslängen auf ca. 44 % des Startwerts. Eine genauere Analyse ergibt, dass der wahre Wert der Leitungslänge für die Hälfte der Leitungen im Mittel der zehn Ausführungen mit einem absoluten Fehler von unter 4 % identifiziert wird. Dabei handelt es sich in erster Linie um Hauptleitungen, die nicht direkt Lastknoten versorgen. Demgegenüber verbleibt der mittlere Fehler für viele Hausanschlussleitungen bei über 10 %, was offenbar dem Umstand

geschuldet ist, dass für diese Leitungen lediglich der eine Spannungsmesswert des angrenzenden Lastknotens über die Messfunktion (vgl. Gleichung (4)) mit der entsprechenden Leitung verknüpft ist, und sich einzelne Spannungsmessfehler dementsprechend negativ auf das Ergebnis auswirken.

Im Vergleich der Zustandsschätzungen für den letzten betrachteten Zeitschritt liegt der RMSE der Knotenspannungen unter Einbezug der Spannungsmesswerte in die SE und mit den initialen Leitungslängenschätzungen im Mittel um ca. 78 % unter dem RMSE, der sich bei Anwendung des LSLI-Verfahrens ergibt, d.h. mit der aktualisierten Leitungslängenschätzung und ohne Einbezug der Spannungswerte in die SE (zweite Hauptspalte der Tab. 1). Der positive Effekt der Berücksichtigung der Spannungsmesswerte bei der SE auf die Spannungsschätzungen überwiegt somit den negativen Effekt des ungenaueren Netzmodells, was angesichts der direkten Messung der Zustandsgrößen nicht verwundert. Es ist jedoch zu beachten, dass die höhere Genauigkeit mit einem signifikant höheren Rechenaufwand für die BC-SE einhergeht (vgl. Abschnitt 2.3). Ein anderes Bild ergibt sich erwartungsgemäß für den RMSE der Leitungsstromschätzung (dritte Hauptspalte in Tab. 1). Dieser liegt bei Anwendung des LSLI-Verfahrens am Ende des Testzeitraumes im Mittel um 84 % niedriger als der Vergleichswert. Das verbesserte Netzmodell trägt somit zu einer deutlichen Verbesserung der Güte der Zustandsschätzung hinsichtlich der Leitungsströme bei.

*Tabelle 1: Ergebnisse der Fehlergrößen nach 10 Durchläufen des BCSE/LSLI-Verfahrens, im Mittel über 10 Ausführungen mit zufälligen Startzeitpunkten innerhalb des betrachteten Jahres, für  $k=4320$  (IEEE) bzw.  $k=600$  (CIGRE).*

Testnetz	Mittlerer RMSE der geschätzten Leitungslängen in %		Mittlerer RMSE der Knotenspannungsschätzung in V		Mittlerer RMSE der Leitungsstromschätzung in A	
	Zum Startzeitpunkt	Zum Endzeitpunkt	Ohne LSLI, SE inkl.  U	Mit LSLI, SE ohne  U	Ohne LSLI, SE inkl.  U	Mit LSLI, SE ohne  U
IEEE	17,58	7,75	0,05	0,23	0,80	0,13
CIGRE	16,45	1,32	0,16	0,18	0,41	0,07

Für das kleinere CIGRE-Netz wird  $k = 600$  gewählt, d.h. die Aktualisierung der Leitungslängenschätzung erfolgt im 10-Stunden-Takt. Der RMSE der Leitungslängenschätzung reduziert sich im Mittel auf 1,32 %, was 8 % des Ausgangswertes entspricht. Die Leitungslängen werden somit im Vergleich zum IEEE-Netz mit noch höherer Genauigkeit identifiziert. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse der Netzzustandsschätzungen mit bzw. ohne LSLI zeigt prinzipiell ein ähnliches Bild wie beim CIGRE-Netz: während die Spannungswerte durch den Einbezug der Spannungsmesswerte ohne Anwendung des LSLI-Verfahrens genauer geschätzt werden, führt das verbesserte Netzmodell mit LSLI-Anwendung zu einer signifikant genaueren Leitungsstromschätzung.

## 5 Fazit und Ausblick

In diesem Beitrag wurde ein Verfahren zur kombinierten Netzzustandsschätzung und Leitungslängenidentifikation in radialen dreiphasigen Niederspannungsnetzen vorgestellt, in denen neben Wirk- und Blindleistungsmesswerten auch Spannungsbetragsmesswerte der Anschlussnehmer vorliegen. Die Netzzustandsschätzung erfolgt in kurzen Zeitabständen durch

einen leitungsstrombasierten Zustandsschätzalgorithmus ohne Berücksichtigung der Spannungsbetragmessungen, wodurch die Zustandsschätzung sehr effizient lösbar ist. Auf der Basis von aggregierten Zustandsdaten über mehrere Zeitschritte wird mit einem Least-Squares-Verfahren aus dem Vergleich von geschätzten und gemessenen Spannungsbeträgen die Leitungslängenschätzung iterativ aktualisiert.

In der Erprobung des Verfahrens anhand von Simulationen zweier Testnetze mit Haushaltslastdaten über ein Jahr hat sich unabhängig vom betrachteten Startzeitpunkt eine deutliche Verbesserung von fehlerhaften Leitungslängenannahmen gezeigt, wodurch die Genauigkeit der Netzzustandsschätzung hinsichtlich der Leistungsströme jeweils deutlich erhöht wurde. Dabei hat sich die Leitungslängenidentifikation insbesondere für Hauptleitungen, die relativ nah an der Ortsnetzstation liegen und viele Haushalte versorgen, als effektiv herausgestellt. Demgegenüber scheint das Verfahren für relativ schwach belastete Leitungen, die nur einem Hausanschluss zuzuordnen sind, an seine Grenzen zu gelangen.

Zur weiteren Entwicklung der Leitungslängenidentifikation könnte untersucht werden, ob eine Beschränkung auf die voraussichtlich gut zu identifizierenden Leitungen insgesamt vorteilhaft wäre. Weiterhin sollten fehlerhafte Annahmen der Koppelimpedanzen zwischen den drei Phasen sowie systematische Messfehler in die Untersuchung mit einbezogen werden, um noch genauere Ergebnisse zu erhalten.

Die Arbeit wurde durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) e.V. (Projektnr. 426655646) finanziell gefördert.

## Literaturverzeichnis

- [1] W. Zander et al, *Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung*, Berichtsjahr 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html>, Zugriff am 18.09.2019
- [2] DFG Gepris, Detailseite Projekt: *Optimale Nutzung Regenerativer Energien in Niederspannungsverteilnetzen*, <https://gepris.dfg.de/gepris/projekt/426655646>, Zugriff am 18.09.2019
- [3] M. E. Baran und A. W. Kelly, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 9, S. 1601–1609, Aug. 1994.
- [4] A. Primadianto und C.-N. Lu, "A Review on Distribution System State Estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, Nr. 5, S. 3875–3883, 2017, DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2632156.
- [5] A. Abur und A. G. Expósito, *Power System State Estimation*, Marcel Dekker, Inc, New York, Basel 2004, ISBN 0-8247-5570-7
- [6] G. Kron, *Tensor Analysis of Networks*, John Wiley & Sons, New York, 1939
- [7] N. Neusel-Lange, *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*, Dissertation, Wuppertal 2013.
- [8] B. Ritt, V. Scheffer, H. Ipach und C. Becker, „A distribution system state estimation for an efficient integration of electric vehicle charging infrastructure into low-voltage grids“, in *ETG-Fb. 158: Internationaler ETG-Kongress 2019*, Internationaler ETG-Kongress 2019, 08. – 09.05.2019 in Esslingen am Neckar

- [9] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist, <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/>, Zugriff am 21.01.2020
- [10] M. Lave, M. J. Reno, und J. Peppanen, “Distribution System Parameter and Topology Estimation Applied to Resolve Low-Voltage Circuits on Three Real Distribution Feeders,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1585–1592, 2019.
- [11] J. Yu, Y. Weng, and R. Rajagopal, “PaToPa: A Data-Driven Parameter and Topology Joint Estimation Framework in Distribution Grids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4335–4347, 2018.
- [12] I. W. Slutsker, S. Mokhtari und K. A. Clements, “Real Time Recursive Parameter Estimation in Energy Management Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1393-1399, 1996
- [13] CIGRE Task Force C6.04.02, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, Technical Brochure no. 575, 2014, ISBN 978-285-873-270-8
- [14] IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders, <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>, Zugriff am 22.01.2020.
- [15] 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.