

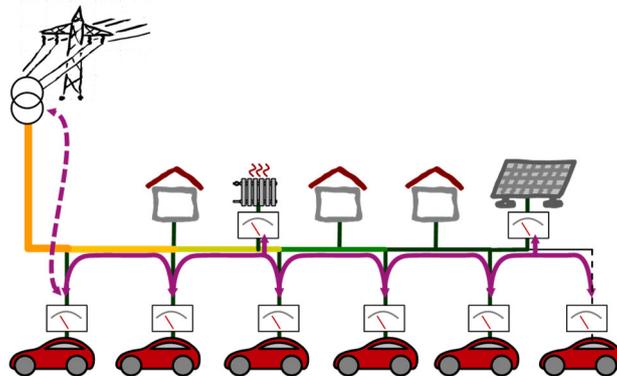
# Swarm Grids - Verteilte Stromnetzsteuerung für verteilte erneuerbare Energieerzeugung

Eberhard Waffenschmidt, Christian Hotz, Sergej Baum, Ingo Stadler  
TH-Köln, Betzdorferstr. 2, 50679 Köln  
+49 221 8275 2020  
eberhard.waffenschmidt@th-koeln.de  
www.th-koeln.de

## 1. Einleitung

Eine verteilte Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien profitiert von einer verteilten Steuerung der Stromverteilung. Das Konzept der zellularen Netze schlägt dafür eine verteilte Struktur des Stromnetzes vor. Hier wird ein Vorschlag für die Steuerung einer solchen zellularen Stromnetzstruktur gemacht, die von den Autoren "Swarm Grid" genannt wird. Der Name bezieht sich auf die schwarmartige Steuerungsstruktur, die keine übergeordnete Steuerung zur Koordination der Netzkomponenten voraussetzt.

In einem Schwarm (z. B. einem Fischschwarm), sind die Mitglieder in der Lage, zu messen (z. B. Fische können sehen), über die anderen zu wissen oder zu kommunizieren (z. B. sich gegenseitig im Auge zu behalten), zu entscheiden und zu reagieren (z. B. die Schwimmrichtung zu ändern). Ebenso sollen die Komponenten in einem Swarm-Grid in der Lage sein, zu messen, miteinander zu kommunizieren, die Informationen zu verarbeiten und zu reagieren. Konkret beinhaltet das vorgestellte Konzept folgendes:



*Bild 1: Illustration einer dezentralen Netzsteuerung nach dem Schwarmprinzip.*

Die Komponenten sind in der Lage, die Spannung am Anschlusspunkt und die Leistung bzw. den Strom des an diesem Punkt angeschlossenen Geräts zu messen. In einer weitergehenden Umgebung sind die Geräte in der Lage, den Spannungswinkel oder sogar die Netzimpedanz zu erfassen. Die Komponenten kommunizieren miteinander, indem sie die gemessenen Informationen austauschen (siehe Illustration in Bild 1). Auf diese Weise kann sich jede Komponente einen Überblick über einen viel größeren Teil des Netzes verschaffen als nur über den Anschlusspunkt. Vorzugsweise basiert die Kommunikation auf Powerline-

Kommunikation, so dass nur Komponenten im gleichen Netzzweig miteinander kommunizieren.

Unter Berücksichtigung der Messwerte ist jede Netzkomponente in der Lage, ein detailliertes Bild des aktuellen Netzzustandes zu berechnen. Aus diesen Berechnungen können die Komponenten Entscheidungen über ihr Verhalten treffen, z. B. Leistungsmanagement zur Vermeidung von Überlast.

Dies gilt naturgemäß nur für steuerbare Lasten, deren Leistung ohne wesentliche Beeinträchtigung ihrer Funktion moduliert werden kann. Das kann für Komponenten wie Ladeboxen für Elektrofahrzeuge, elektrische Wärmepumpen, Klimaanlagesteuerungen, Batterien oder Kraft-Wärme-Kopplungssysteme (KWK) gelten. Solche Komponenten werden die zukünftigen Verteilnetze in einer Gesellschaft mit 100 % erneuerbaren Energien dominieren.

In dieser Publikation werden Details eines solchen Swarm-Grid-Konzepts vorgestellt. Als beispielhafte Netzkomponenten werden Ladestationen von Elektrofahrzeugen und die Hintergründe dieses Anwendungsfalles vorgestellt. Daher sind im weiteren Verlauf dieser Publikation Ladestationen als Synonym für steuerbare Lasten zu betrachten.

Außerdem werden erste Ergebnisse aus einem entsprechenden Forschungsprojekt vorgestellt, die Methoden zur Abschätzung der Netztopologie aus den Messungen und die anschließende Berechnung von Spannungs- und Stromzuständen im ermittelten Stromnetz beinhalten. Damit können Komponenten sich regelmäßig automatisch an mögliche Topologie-Änderungen anpassen und bei einer Erweiterung durch weitere Komponenten diese nahtlos in das Netzwerk integrieren.

Bei bekannter Topologie ist es sodann möglich, aus den Spannungsmessungen an den bekannten Knoten Leitungsströme zu berechnen und damit einen Überblick über die Lastsituation zu gewinnen

## **2. Drei-Stufen-Kommunikation**

Da keine übergeordnete Steuerung verwendet wird und die Komponenten nur in einem begrenzten Stromnetzbereich miteinander kommunizieren und auf öffentliche Datennetze verzichten, ist die Resilienz eines solchen Systems hoch. Die Resilienz kann noch verstärkt werden, indem Rückfallszenarios in einer Drei-Stufen-Regelung definiert werden, welche bei eingeschränkter Kommunikation wirksam werden. Bild 2 illustriert die drei Stufen.

Dabei ist horizontal ein schematischer Zeitverlauf dargestellt. Die graue Fläche illustriert eine Leistung von ungesteuerten Verbrauchern. In Hell- und Dunkelrot sind die Leistungen der gesteuerten Verbraucher dargestellt.

Stufe I entspricht im Wesentlichen der heutigen Situation. Eine Kommunikation der Komponenten untereinander findet nicht statt. Daher bekommt jede Komponente ein einzelnes, sicheres Leistungsbudget zugewiesen. In der Summe führen diese Leistungslimits zu keiner Überlastung, auch wenn die ungesteuerten Lasten ihre maximale Leistung benötigen.

In Stufe II kommunizieren die Komponenten miteinander, können aber keine Messwerte ermitteln oder austauschen. Für diesen Fall wird ein gemeinsames festes Leistungsbudget festgelegt. Dieses Budget wird dezentral von den beteiligten Komponenten aufgeteilt. Dafür können verschiedene Algorithmen verwendet werden, beispielsweise eine gleichmäßige Reduktion der Leistung, eine Priorisierung nach Ankunftszeit oder eine finanzielle Priorisierung sowie eine Optimierung unter Berücksichtigung von gewünschten Zeitpunkten, zu denen eine vollständige Ladung erfolgt sein soll. Welcher Algorithmus am Ende verwendet wird, kann beispielsweise doch den Netzbetreiber entschieden werden.

Stufe III stellt die vollständige Umsetzung des Schwarmkonzeptes dar. Hier können die beteiligten Komponenten Messgrößen bestimmen und kommunizieren sowie daraus den aktuellen Netzzustand ermitteln. Damit lässt sich dann ein je nach Belastung der ungesteuerten Verbraucher ein variables Leistungsbudget bestimmen, mit dem analog zu dem gewählte Verfahren in Stufe II jedem Teilnehmer seine aktuelle Leistung zugewiesen wird. Hierbei ist eine maximale Ausnutzung der aktuellen Netzkapazitäten möglich.

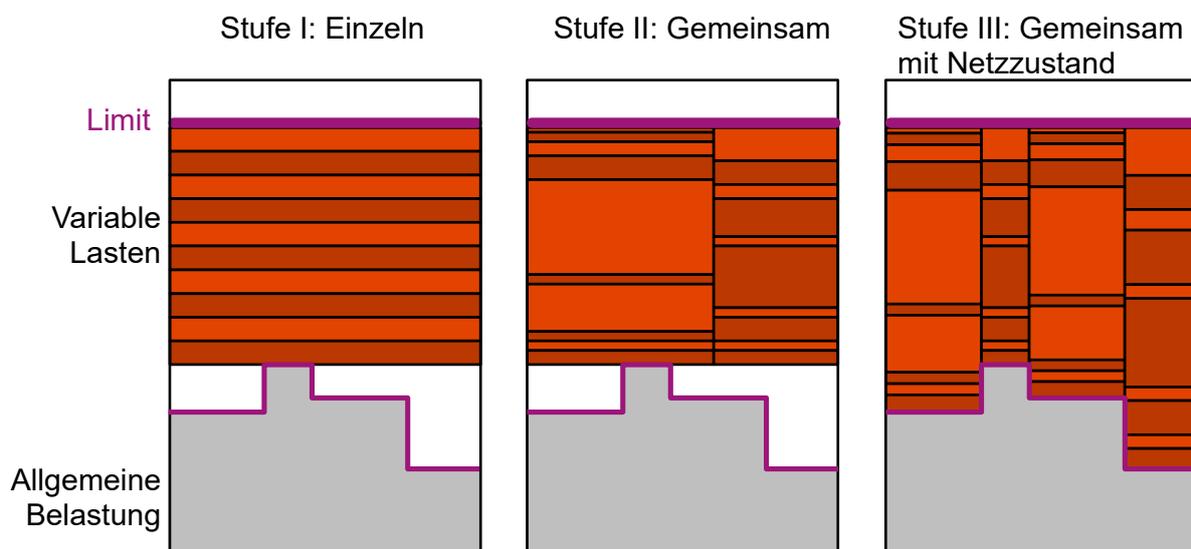


Bild 2: Illustration der Drei-Stufen-Kommunikation mit zunehmender Komplexität.

### 3. Netztopologieschätzung

Die intelligenten Lasten sollen in der Lage sein, die Topologie des Netzes, in dem sie sich befinden zu erkennen. Damit können Komponenten sich regelmäßig automatisch an mögliche Topologieänderungen anpassen und bei einer Erweiterung durch weitere Komponenten diese nahtlos in das Netzwerk integrieren.

Dabei wird hier vorgestellt, dass es unter gewissen Annahmen möglich ist, auch die Lage von Knoten zu ermitteln, an denen keine direkten Messungen erfolgen.

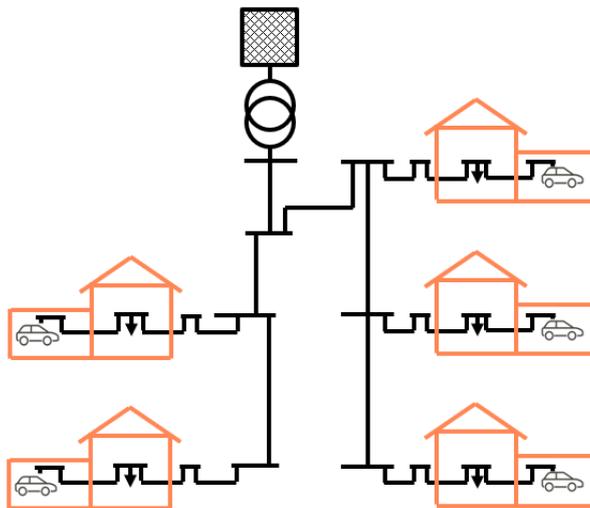
Es wurden mehrere Konzepte entwickelt, implementiert und miteinander verglichen:

- Korrelationsbasierte Inzidenzestimation
- Least-Square-Admittance Matrix Approximation

- Rekursive Netzclusterrekonstruktion durch Auswertung der Spannungsgradienten über Schaltvorgänge ("gemeinsame Leitungsimpedanzen"). Rekonstruiert wird ein Netz in Form eines Binärbaumes.

Letzten Endes hat sich die rekursive Binärbaumrekonstruktion als am sinnvollsten erwiesen: Die Form bietet die höchste Präzision und die Inzidenzmatrix wird am besten rekonstruiert. Daher werden die ersten beiden Verfahren hier nicht betrachtet und in einer späteren ausführlichen Veröffentlichung beschrieben. Außerdem hat das gewählte Verfahren den Vorteil, dass es in der abgeschätzten Netztopologie exakt so viele Knoten mit Messwerten gibt, wie solche, an denen keine Messungen vorhanden sind. Dies erleichtert hinterher die algebraische Rekonstruktion von fehlenden Strömen und Spannungen im Netz. Allerdings kann mit diesem Verfahren bisher nur ein strahlenförmiges Netz erkannt werden. Da dies jedoch die typische Netz-Form in deutschen Niederspannungsnetzen ist, ist dieser Nachteil weniger entscheidend.

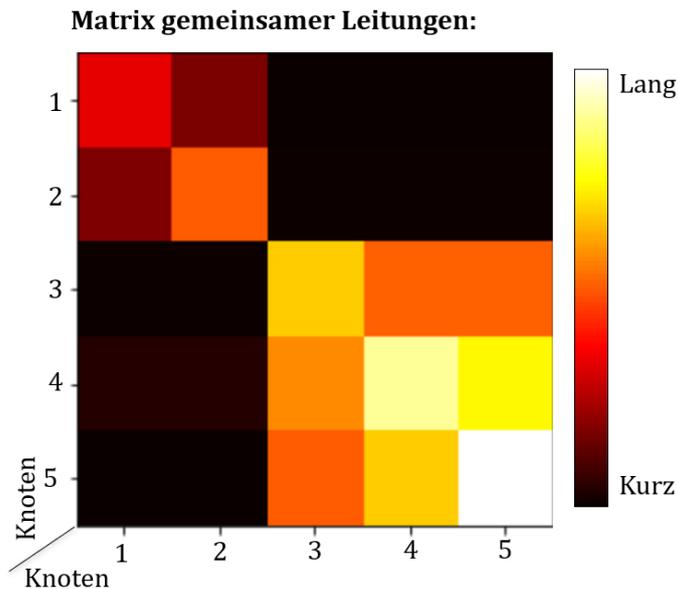
Die rekursive Netzclusterrekonstruktion soll nun anhand eines Beispiels erläutert werden. Bild 3 zeigt ein schematisches Diagramm des exemplarischen Stromnetzes. Es ist strahlenförmig und besteht aus zwei Netzstrahlen. Der Anschluss am Transformator ans vorgelagerte Netz wird als Slack mit fester Spannung betrachtet. Die 5 Ladestationen sind jeweils mit einer Hausanschlussleitung an den jeweiligen Hauptstrang angeschlossen. Damit hat das Netz 10 Knoten, aber nur an 5 dieser Knoten, den Anschlusspunkten der Ladeboxen, können Spannung und Strom gemessen werden.



*Bild 3: Exemplarisches Stromnetz.*

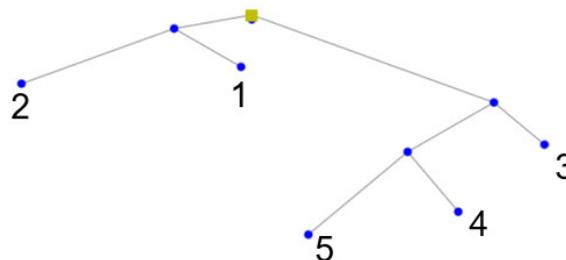
Bei der rekursiven Netzclusterrekonstruktion werden zunächst Schaltvorgänge der Ladestationen ausgewertet. Für den Beginn bzw. das Beenden eines Ladevorganges an einem Ladepunkt werden die Spannungsänderungen an allen anderen Knoten ermittelt und an alle Stationen übermittelt. Die Division der Spannungsänderungen durch die Ströme ergibt eine Matrix, die für jede Kombination aus zwei Anschlusspunkten die Impedanz zwischen dem starren Netz und dem am weitesten vom starren Netz entfernten gemeinsamen Knotenpunkt. Bild 4 zeigt eine solche

Matrix gemeinsamer Leitungen, dargestellt als Heatmap für das oben dargestellte Beispielnetz.



*Bild 4: Grafische Visualisierung der Matrix gemeinsamer Leitungen.*

Zunächst gelten alle Messknoten als "aktive Knoten" im Sinne des Netzrekonstruktionsalgorithmus. An demjenigen Verbindungspunkt zweier Knoten, der am weitesten vom starren Netz entfernt ist, wird ein Verbindungsknoten eingefügt. Die Knoten, die verbunden wurden, sind nun "inaktive Knoten", der neu eingefügte Verbindungsknoten wird der Liste aktiver Knoten hinzugefügt. Der Vorgang wird wiederholt, bis alle Knoten zu einem Binärbaum zusammengefügt sind. Für das oben dargestellte Testnetz erhalten wir die in Bild 5 dargestellte strukturelle Rekonstruktion: Sie stimmt mit der ursprünglichen Topologie exakt überein.



*Bild 5: Strukturelle Rekonstruktion des Beispielnetzes.*

## 4. Zustandsschätzung

Bei bekannter Topologie ist es sodann möglich, aus den Spannungsmessungen an den bekannten Knoten Leitungsströme zu berechnen und damit einen Überblick über die Lastsituation zu gewinnen.

### 4.1. Spannungen und Ströme an unbekanntem Knoten

In diesem Abschnitt soll gezeigt werden, dass es in einem Netzwerk mit  $n$  Knoten möglich ist, Spannungen und Lastströme an  $n/2$  Knoten zu bestimmen, wenn die

Spannungen und Lastströme an den übrigen  $n/2$  Knoten bekannt sind. Das Verfahren ist nicht nur für die im vorherigen Kapitel beschriebene sternförmige Netzstruktur geeignet, sondern generell für vermaschte Netze.

Im Folgenden soll der Algorithmus exemplarisch für ein Netz mit  $n = 4$  Knoten und einem Referenzknoten (Erdpotential) erläutert werden. Bild 6 zeigt ein solches allgemeines Netz, bei dem jeder Knoten mit jedem mit einem Leitwert verbunden ist. In der Praxis sind die Leitwerte von weiter entfernten Knoten häufig Null, weil keine direkte Verbindung besteht. An jedem Knoten liegt eine Spannung ( $U_1 \dots U_4$ ) gegen den Referenzknoten an. In jedem Knoten fließen Knotenströme ( $I_1 \dots I_4$ ) in das Netzwerk. Für Lasten sind diese Ströme negativ.

Zur Zustandsermittlung lassen sich nun die Zweigströme zwischen den Knoten einfach nach dem ohmschen Gesetz ausrechnen, wenn die Knotenspannungen an den Enden des jeweiligen Zweiges bekannt sind:

Gl. 1

$$I_{ij} = (U_i - U_j) \cdot Y_{ij}, \text{ mit } i, j = \text{Indizes für die jeweiligen Knoten}$$

Grundsätzlich sind die Ströme und Spannungen komplexe Größen. Wenn man nur mit Beträgen der Spannungen rechnet, entsteht ein Fehler, welcher in einem späteren Kapitel beschrieben wird.

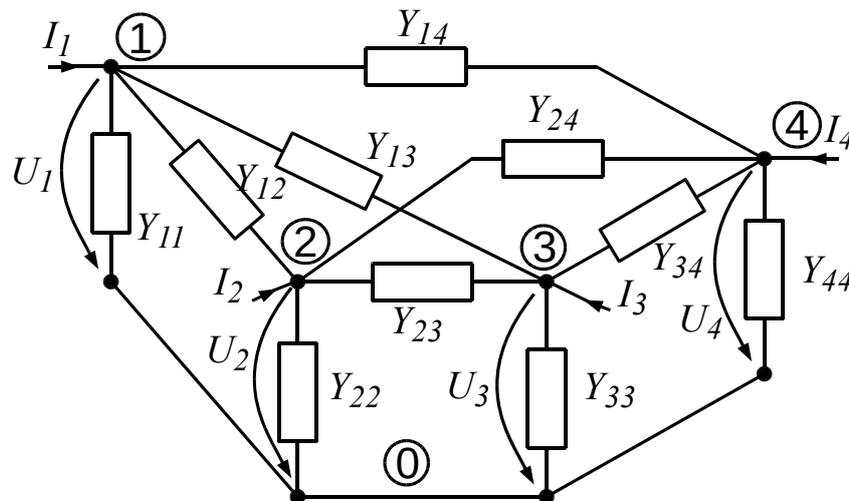


Bild 6: Generelles Netzwerk mit vier Knoten und einem Referenzknoten.

Das Problem ist nun, dass nicht an jedem Knoten Messwerte für die Spannung oder den Knotenstrom vorliegen, sondern nur an den Knoten, an denen auch Ladeboxen mit Messeinrichtung installiert sind. Die Messeinrichtungen können die Spannung sowie den Knotenstrom (oder die aktuelle Leistung) messen. Nach dem allgemein bekannten Knotenpotentialverfahren zur Netzwerkberechnung kann man zunächst das Gleichungssystem aufstellen, welches die Abhängigkeit der Knotenströme von den Knotenspannungen beschreibt:

$$I_1 = a_{11} \cdot U_1 + a_{12} \cdot U_2 + a_{13} \cdot U_3 + a_{14} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 2}$$

$$I_2 = a_{21} \cdot U_1 + a_{22} \cdot U_2 + a_{23} \cdot U_3 + a_{24} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 3}$$

$$I_3 = a_{31} \cdot U_1 + a_{32} \cdot U_2 + a_{33} \cdot U_3 + a_{34} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 4}$$

$$I_4 = a_{41} \cdot U_1 + a_{42} \cdot U_2 + a_{43} \cdot U_3 + a_{44} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 5}$$

Dabei gilt für die Koeffizienten:

$$a_{ii} = \sum_{k=1}^n Y_{ik} \quad \text{und} \quad a_{ik} = -Y_{ik} \quad \text{für} \quad i \neq k \quad \text{mit} \quad Y_{ik} = Y_{ki} \quad \text{Gl. 6}$$

$I_1, I_2, U_1, U_2$  seien nun bekannt.

Terme mit bekannten Spannungen werden zusammengefasst:

$$K_1 = a_{11} \cdot U_1 + a_{12} \cdot U_2 \quad \text{Gl. 7}$$

$$K_2 = a_{21} \cdot U_1 + a_{22} \cdot U_2 \quad \text{Gl. 8}$$

$$K_3 = a_{31} \cdot U_1 + a_{32} \cdot U_2 \quad \text{Gl. 9}$$

$$K_4 = a_{41} \cdot U_1 + a_{42} \cdot U_2 \quad \text{Gl. 10}$$

Mit den ersten beiden Zeilen lassen sich die unbekannt Spannungen  $U_3$  und  $U_4$  bestimmen:

$$I_1 - K_1 = a_{13} \cdot U_3 + a_{14} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 11}$$

$$I_2 - K_2 = a_{23} \cdot U_3 + a_{24} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 12}$$

Durch Invertieren der Matrix erhält man Gleichungen für die unbekannt Spannungen. Wenn damit  $U_3$  und  $U_4$  bekannt sind, können auch die noch unbekannt Ströme berechnet werden:

$$I_3 = K_3 + a_{33} \cdot U_3 + a_{34} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 13}$$

$$I_4 = K_4 + a_{43} \cdot U_3 + a_{44} \cdot U_4 \quad \text{Gl. 14}$$

Damit sind nun die Spannungen und Knotenströme an allen Knoten bekannt und die Zweigströme können mit Gl. 1 berechnet werden.

Im gleichen Sinn lässt sich das Verfahren für beliebig große Netzwerke erweitern. Die Leitwerte nach Erde können hier alle Null sein. Weiterhin lässt sich zeigen, dass die Methode auch dann funktioniert, wenn Querverbindungen fehlen, also z.B. in einem strahlenförmigen Netz.

Das ist relevant, denn wie im vorherigen Kapitel erläutert, ist das ein häufig auftretende Netzform. Man kann mit dem beschriebenen Verfahren beispielsweise gut die Parameter an den Hausanschlussknoten an der Hauptleitung aus den Messungen der Ladeboxen bestimmen. Man kann sogar aus Messwerten „in der Mitte des Strangs“

von Knotenspannung und Last-Strömen auf Spannungen und Lastströme am Anfang und Ende einer Leitung schließen, also weiter ins Netz „schauen“.

#### 4.2. Stromzustandschätzung ohne Spannungswinkelmessung

Der folgende Abschnitt enthält Überlegungen zur Genauigkeit von Netz-Zustands-Schätzung aus Messwerten an ausgewählten Knoten in einem Stromnetz. Insbesondere wird dabei der Einfluss betrachtet, den eine Vernachlässigung der Phasen- und Spannungswinkel auf die Ergebnisse hat.

Zunächst einmal wird der Spannungsunterschied zwischen zwei Knoten in einem Netzweig betrachtet (siehe Bild 7). An Knoten 1 und Knoten 2 sind zwei Wallboxen installiert. Damit sind die Spannungen  $U_1$  und  $U_2$  bekannt. Zusätzlich kann Wallbox 2 zu oder abgeschaltet werden. Der Strom  $I_2$  durch Wallbox 2 kann dabei gemessen werden. Am Ende des Netzstrangs befindet sich ein weiterer Verbraucher  $V$ , der einen unbekanntem Strom  $I_V$  bezieht. Diese Anordnung entspricht der Ermittlung eines einzelnen Zweigstroms nach Gl. 1. Die Ergebnisse dieses Abschnitts sind daher auf ein komplettes Netzwerk übertragbar.

Die Leitungen sind jeweils mit Widerstand  $R_L$  und induktivem Blindwiderstand  $X_L$  modelliert.

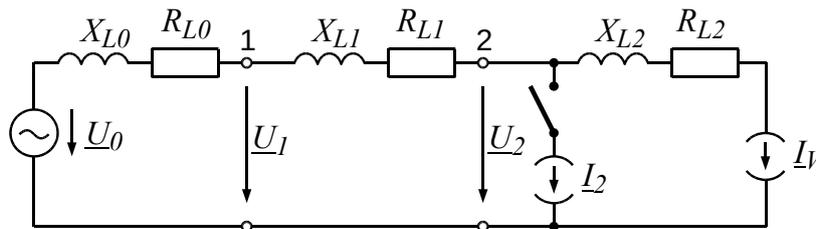


Bild 7: Schaltbild der Netzsituation mit zwei Knoten.

Die Anordnung wird zunächst weiter vereinfacht. In Bild 8 wird nur der bekannte Lastknoten 2 als Netzknoten mit Spannung  $U_2$  betrachtet und die Spannung  $U_1$  als Quelle modelliert. Der unbekannte Verbraucher wird zunächst nicht mit betrachtet.

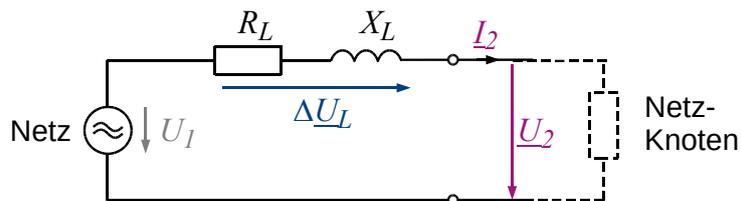


Bild 8: Schaltbild zur Berechnung der Spannung an einem Knoten.

Mit dieser Anordnung wird nun das Zeigerdiagramm der Spannungen und Ströme in der komplexen Ebene Bild 9 hergeleitet. Damit kann untersucht werden, welchen Einfluss Phasen- und Spannungswinkel haben.

Dazu wird die Spannung am Knoten als reell und der Laststrom  $I_2$  allgemein als ein komplexer Strom angenommen. Der Realteil des Stroms wird damit von der Wirkleistung  $P$  der Last hervorgerufen (und wird daher mit Index P bezeichnet) und der Imaginärteil durch die Blindleistung  $Q$  (daher Index Q).

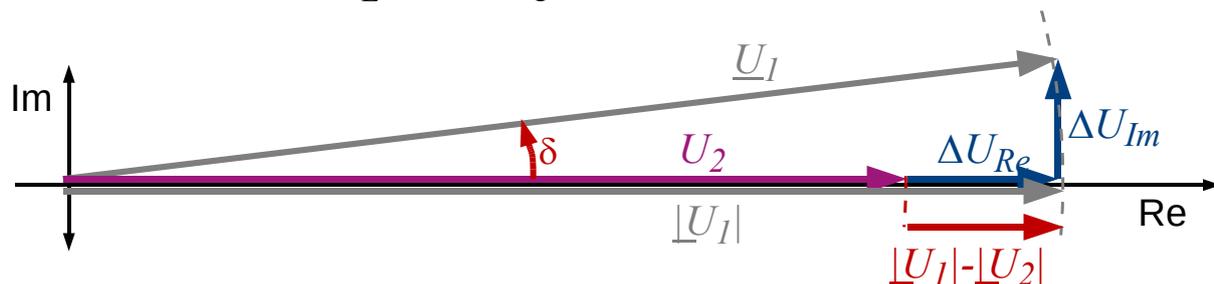
Zu Berechnung der komplexen Spannung  $\Delta \underline{U}_L$  über der Leitung gilt allgemein das ohmsche Gesetz in seiner komplexen Schreibweise:

$$\Delta \underline{U}_L = (I_P \cdot R_L - I_Q \cdot X_L) + j(I_Q \cdot R_L + I_P \cdot X_L) \quad \text{Gl. 15}$$

Man erkennt in der Gleichung vier Anteile: Zwei reelle Spannungs-Anteile und zwei imaginäre Spannungsanteile. Diese Gleichung ist in Bild 9 für visualisiert.

Der reelle Anteil ergibt sich demnach

- aus dem Spannungsabfall  $U_{RP}$  des Realteils des Stroms  $I_P$  über dem Widerstand  $R$  und
- aus dem Spannungsabfall  $U_{LQ}$  des Imaginärteils des Stroms  $I_Q$  über dem Blindwiderstand  $X_L$  der Leitungsinduktivität.



**Bild 9:** Zeigerdiagramm der Spannungen mit Differenz der Beträge und Spannungswinkel  $\delta$ .

Man erkennt, dass die Differenz der Spannungsbeträge nahezu dem Realteil der komplexen Spannung  $\Delta U_L$  über der Leitung entspricht.

Diese Differenz der Spannungsbeträge ist aber das, was wir ohne weiteres messen können. Diese Größe wird im Folgenden mit  $\Delta U$  bezeichnet (ohne Unterstrich). Es gilt also:

Gl. 16

$$|U_1| - |U_2| = \Delta U \approx \Delta U_{Re} = I_P \cdot R_L - I_Q \cdot X_L$$

Bedeutsam für die Bewertung einer Netz-Zustands-Schätzung ist der Betrag des komplexen Stroms auf der Leitung  $I_L$ . Dieser bestimmt den Belastungsgrad der Leitung.

Im einfachsten Fall wird die Differenz der Spannungsbeträge  $\Delta U$  gemessen und es ist nur der ohmsche Widerstand  $R_L$  der Leitung bekannt. Daraus wird folgender Leitungsstrom  $I_{Lest}$  geschätzt:

$$I_{Lest} \approx \frac{\Delta U}{R_L} \quad \text{Gl. 17}$$

Sobald jedoch der Leitungsstrom  $I_L$  einen Blindstromanteil  $I_Q$  hat, ist er auf diese Weise nicht mehr fehlerfrei zu bestimmen.

Für  $\Delta U$  gilt Gl. 16 und damit

$$I_{Lest} \approx \frac{I_P \cdot R_L - I_Q \cdot X_L}{R_L} = I_P - I_Q \cdot \frac{X_L}{R_L} \quad \text{Gl. 18}$$

Tatsächlich fließt in der Leitung der Strom mit dem Betrag  $I_L$  und somit ergibt sich:

$$I_p = \sqrt{|I_L|^2 - I_Q^2} \quad \text{Gl. 19}$$

womit sich ergibt:

$$I_{Lest} \approx \sqrt{|I_L|^2 - I_Q^2} - I_Q \cdot \frac{X_L}{R_L} \quad \text{Gl. 20}$$

Bezogen auf den tatsächlichen Leitungsstrom  $I_L$  ergibt sich:

$$\frac{I_{Lest}}{|I_L|} \approx \sqrt{1 - \left(\frac{I_Q}{|I_L|}\right)^2} - \frac{I_Q}{|I_L|} \cdot \frac{X_L}{R_L} \quad \text{Gl. 21}$$

Wir definieren einen Blindleistungsfaktor  $QF$  für den Leitungsstrom, analog zum Leistungsfaktor  $PF$  (power factor, auch  $\cos\varphi$ ). Der Blindleistungsfaktor hat gegenüber dem Leistungsfaktor den Vorteil, dass sein Vorzeichen die Art der Blindleistung (positiv ist induktiv oder negativ ist kapazitiv) angibt.

Es soll gelten:

$$QF = \frac{Q}{S} = -\frac{I_Q}{|I_L|} \quad \text{Gl. 22}$$

Damit ergibt sich für den relativen geschätzten Leitungsstrom:

$$\frac{I_{Lest}}{|I_L|} \approx \sqrt{1 - QF^2} + QF \cdot \frac{X_L}{R_L} \quad \text{Gl. 23}$$

Dieser geschätzte Strom ergibt sich, wenn man annimmt, dass der Leitungsstrom rein reell ist (weil man es nicht besser weiß) und als Leitungsparameter nur den Leitungswirkwiderstand kennt und berücksichtigt.

In Bild 10 ist der relative geschätzte Leitungsstrom  $I_{Lest}$  als Funktion des Blindleistungsfaktors  $QF$  nach Gl. 23 dargestellt. Das Blindwiderstandsverhältnis der Leitung  $X_L/R_L$  ist als Parameter variiert. Weiterhin sind zur Orientierung die Blindleistungsfaktoren markiert, die jeweils einem Leistungsfaktor 0.9 induktiv und kapazitiv sowie 0.8 induktiv und kapazitiv entsprechen. Die rechte Hälfte des Diagramms entspricht einem Bezug von induktiver Blindleistung, entsprechend die linke Hälfte einem Bezug von kapazitiver Blindleistung.

Der Verlauf der Kurven im Diagramm erklärt sich unter anderem durch eine genauere Betrachtung von Gl. 23. Dort erkennt man zwei Terme, die zum Fehler bei der Stromschätzung beitragen.

Der Term unter der Wurzel beschreibt den Fehler, den der Blindstrom zusätzlich zum Gesamtstrom beiträgt. Dieser Anteil wird sichtbar in der Kurve für  $X_L/R_L = 0$  (grün). Dieser Fehleranteil ist durch das Quadrat im Term symmetrisch zum Nullpunkt für induktive wie kapazitive Ströme. Die Kurve zeigt, dass er zu einer systematischen Unterschätzung des tatsächlich fließenden Stroms führt.

Der zweite Term beinhaltet einen zusätzlichen Fehler durch den induktiven Anteil der Leitung. Dieser Term ist nicht symmetrisch und führt zu einer Überschätzung bei einem induktiven Anteil am Leitungsstrom und einer zusätzlichen Unterschätzung bei einem kapazitiven Anteil. Im induktiven Bereich des Leitungsstroms kompensiert dieser Term

teilweise den Fehler durch den ersten Term. Im zweiten Term ist noch immer der hier unbekannt angenommene Blindleistungsfaktor enthalten. Daher kann der zweite Term auch nicht herausgerechnet werden, selbst, wenn beide, Wirkwiderstand und Blindwiderstand der Leitung, bekannt sind.

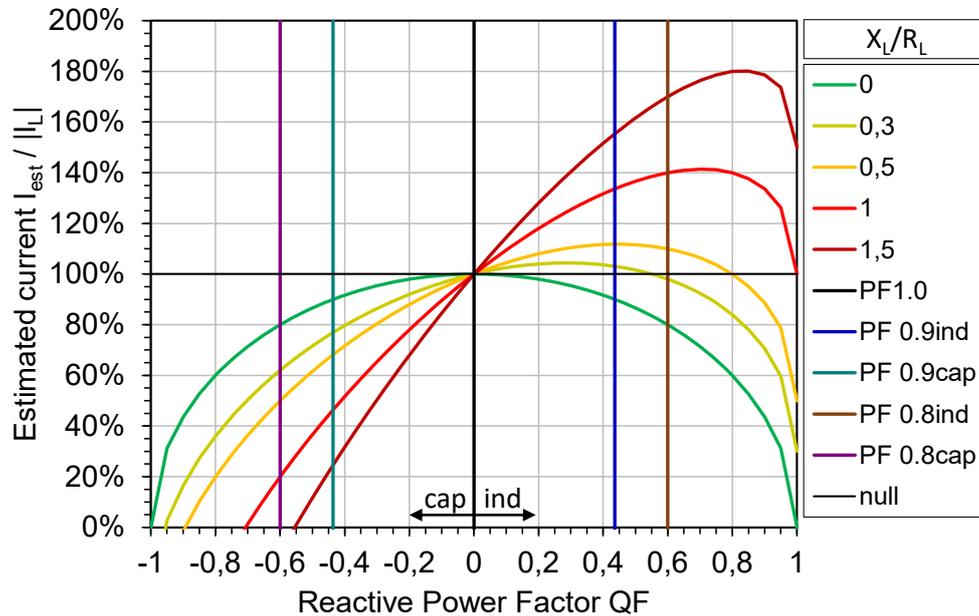


Bild 10: Geschätzter Leitungsstrom  $I_{est}$  bezogen auf den tatsächlichen Leitungsstrom  $I_L$  zwischen zwei Knoten als Funktion des Blindleistungsfaktors  $QF$  des Leitungsstroms und dem Verhältnis von  $X_L/R_L$  der Leitung als Parameter.

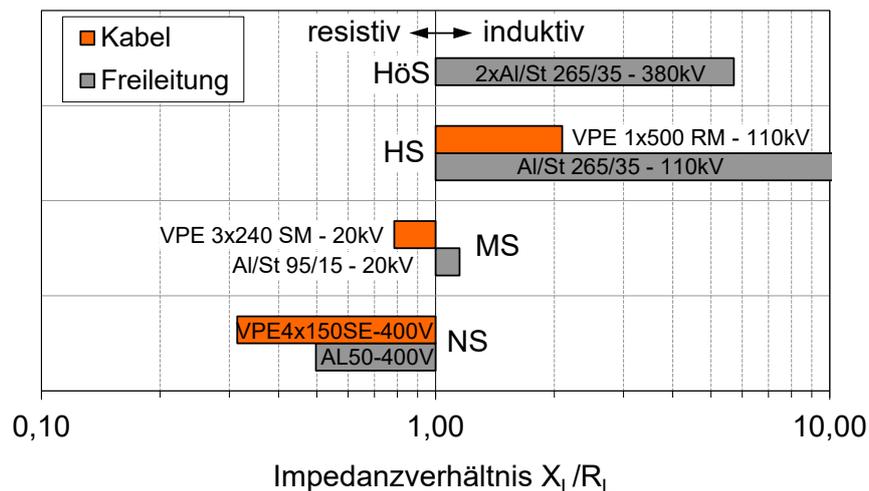


Bild 11: Impedanzverhältnis von typischen, exemplarischen Leitungen in verschiedenen Spannungsebenen.

Obwohl in Bild 10 sehr große Fehler auftreten, können sich diese Abweichungen in der Praxis relativieren. Insbesondere im Niederspannungsnetz, in dem die

Stromschätzung vor allem zur Anwendung kommen soll, ist der Anteil des Blindwiderstands der Leitung vergleichsweise gering. Bild 11 zeigt das Impedanzverhältnis für typische exemplarische Leitungen in verschiedenen Spannungsebenen. Ein solches exemplarisches Niederspannungskabel hat ein Impedanzverhältnis von  $X_L/R_L = 0,3$  und eine exemplarische Freileitung von  $X_L/R_L = 0,5$ . Dies entspricht der dunkelgelben sowie der hellorange Kurve. Weiterhin ist in einem typischen Niederspannungsnetz eher mit induktive Anteilen am Leitungsstrom zu rechnen. Gerade in diesem Bereich kompensieren sich aber glücklich die beiden Fehlerterme und die Abweichung der Schätzung vom tatsächlichen Wert weicht maximal rund 10% ab.

Da diese Abweichung auch noch einen größeren Schätzwert liefert, liegt die Abweichung für den Anwendungsfall auf der sicheren Seite. Kapazitive Leitungsströme hingegen treten vor allem bei Schwachlastfällen durch Kabelkapazitäten auf und sind dann gering. Daher ist in diesem Bereich eine Abweichung weniger kritisch.

Man erkennt an dem Diagramm aber deutlich, dass bei größeren Impedanzverhältnissen, wie sie in der Mittel-, Hoch- und Höchstspannung auftreten, eine einfache Schätzung aus den Spannungsbeträgen mit einem hohen Fehler behaftet ist. In diesen Fällen ist die Messung des Spannungswinkels unabdingbar, damit vollständig mit komplexen Zahlen gerechnet werden kann.

## **5. Zusammenfassung und Danksagung**

Es wird eine dezentrale Netzsteuerung für zukünftige intelligente Stromnetze mit steuerbaren Lasten vorgestellt. Die steuerbaren Komponenten kommunizieren miteinander und tauschen Daten zu Leistung und Messdaten untereinander in einem Netzzweig aus.

Dabei verwenden sie eine Drei-Stufen-Kommunikation, um die Resilienz zu erhöhen. In Stufe I ohne Kommunikation sind feste Leistungsbudgets voreingestellt, in Stufe II wird ein gemeinsames Leistungsbudget dezentral verwaltet und in Stufe III können Messwerte und Netzzustand ermittelt werden, um variable Leistungsbudgets zu nutzen.

Die Komponenten können selbständig die Netztopologie aus Messwerten ermitteln. Dabei ist es möglich, auch Netzknoten zu beschreiben, an denen keine Messwerte vorliegen.

Weiterhin wird gezeigt, dass es möglich ist, Netzzustandsdaten auch an so vielen zusätzlichen Netzknoten zu ermitteln wie Netzknoten mit Messungen vorhanden sind.

Die Nutzung des einfachen Spannungsbetrags ohne Spannungswinkel führt im Niederspannungsnetz bei typische Leitungsparametern zu einer Überschätzung der Zweigströme von bis zu 10% bei Zweigströmen mit induktivem Anteil. Kapazitive Ströme werden stärker unterschätzt, treten jedoch vorzugsweise nur bei geringen

Leistungen auf. In höheren Spannungsebenen ist jedoch eine Spannungswinkelmessung zur Netzzustandsschätzung notwendig.

Insgesamt werden hier erste konkrete Vorschläge für eine dezentrale Netzsteuerung nach dem Schwarmprinzip vorgestellt.

Die hier vorgestellten Ergebnisse sind Teil des Forschungsprojektes PROGRESSUS, gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung, Rahmenprogramm der Bundesregierung für Forschung und Innovation 2016-2020 "Mikroelektronik aus Deutschland - Innovationstreiber der Digitalisierung", Förderkennzeichen 16MEE0006 sowie durch Fördermittel der EU, RPME- ECSEL Joint Undertaking.