

# SMART LOSS REDUCTION – STEIGERUNG DER EFFIZIENZ VON VERTEILNETZEN

Werner BRANDAUER\*, Ernst SCHMAUTZER, Lothar FICKERT

Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, Tel: +43 316 873 7561, werner.brandauer@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

**Kurzfassung:** Viele Methoden zur Verlustenergiebestimmung in elektrischen Netzen stellen nur ungenaue Näherungen dar. Im Rahmen des Projektes „Smart Loss Reduction“ werden Methoden zur Verlustbestimmung gezeigt und Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung im elektrischen Netz untersucht. Die Berechnungen auf Basis einer bilanziellen Abgrenzung, der Bestimmung auf Grundlage von Arbeitsverlustfaktoren sowie eine Berechnung auf Grundlage von Messdaten werden erläutert sowie Vor- und Nachteile angeführt. Ein möglichst genaues Ergebnis kann durch eine detaillierte Netzberechnung auf Grundlage von Messdaten garantiert werden; ein effizientes Konzept dazu wird vorgestellt. Der Einfluss einzelner Faktoren (Messwertauflösung sowie Unsymmetrie) bei Verwendung zukünftig verfügbarer 15-Minuten-Messdatenreihen in der Netzberechnung wird dazu erläutert.

**Keywords:** Energieeffizienz, Netzverluste, Arbeitsverlustfaktoren, Granularität, Unsymmetrie

## 1 Motivation

Die beim Transport elektrischer Energie auftretenden technischen Energieverluste bewegen sich in Österreich in einer Größenordnung von 3 – 6 % der eingespeisten Energie. Im Jahr 2010 wurden 3,35 TWh [E-Control, 2010] an elektrischer Energie zur Deckung des Verlustenergiebedarfs aufgewendet. Bei durchschnittlichen Kosten von etwa 50€/MWh (APG, 2011) entsprechen diese Verluste im Jahr 2010 einem Wert von 167 Mio. €.

In dieser Abhandlung wird im speziellen auf technische Netzverluste eingegangen: Diese lassen sich in lastabhängige Verluste (Stromwärmeverluste) und lastunabhängige Verluste (Leerlauf-, Eisenverluste) unterteilen. Aufgrund der großen Schwankungsbreite der Stromwärmeverluste in Verteilnetzen stellt die genaue Bestimmung dieser eine Herausforderung dar.

Ein wesentlicher Anteil der Energieübertragungsverluste kann hierbei dem Verteilnetz und dabei den Ortsnetzstationen, den Niederspannungsleitungen sowie den zugehörigen Messeinrichtungen (Zähler) zugeordnet werden. Die Dichte an lastprofilzählenden Messeinrichtungen ist zurzeit noch sehr gering, wodurch kaum Rückschlüsse auf die tatsächlichen Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz möglich sind.



Zukünftig werden für die Nachbildung von Lastflüssen sowie einer darauf basierenden Verlustbestimmung in vielen Bereichen 3-Phasen-Summenlastgänge mit 15-Minuten-Messmittelwerten zur Verfügung stehen (BMWFJ, 2011). Es gilt nun, diese neue Datenquelle bestmöglich zur Effizienzsteigerung im Verteilnetz zu nutzen. Dies kann von der Kontrolle der Auslastung einzelner Betriebsmittel bis zu einem auf aktuellen Lastdaten optimierten Assetmanagement reichen. Ungenauigkeiten, welche bei der Verlustenergiebestimmung durch die Phasenaggregation mittels Datenkonzentrierung auf 3-Phasen-Summenlastgängen mit 15-Minuten-Messmittelwerten auftreten, werden im Anschluss behandelt.

## 2 Verlustbestimmungsmethoden

### 2.1 Bilanzielle Abgrenzung

Die einfachste Methode, Netzverluste abzuschätzen, stellt die bilanzielle Abgrenzung dar. Diese liefert Anhaltspunkte, auf deren Grundlage detailliertere Untersuchungen und Untersuchungsschwerpunkte festgelegt werden. Wichtig für die Durchführung sind Messdaten, die möglichst zeitlich abgrenzbar sind. Für die Höchst- und Hochspannungsebene stellt die bilanzielle Abgrenzung ein adäquates Instrument zur Verlustbestimmung dar, in diesen Ebenen stehen zumindest 15-Minuten-Messmittelwerte zur Verfügung. Bereits in der Mittelspannungsebene wird die Anzahl der Messeinrichtungen geringer und die Genauigkeit sinkt stark ab, dies trifft im verstärkten Maße auf die Niederspannungsebene zu, hier stehen nur mehr rollierend über das Jahr abgelesene Energiemengen zur bilanziellen Abgrenzung zur Verfügung.

$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{Einspeisung(t)} dt - \sum_0^N W_{Abgabe(T)} \quad (1)$$

Folgende Vor- und Nachteile können für diese Verlustbestimmungsmethode angegeben werden:

Vorteile:

- Einfache und schnelle Anwendung
- Berücksichtigung von wetter- und temperaturabhängigen Faktoren (dies ist z.B. in der Hoch- und Höchstspannungsebene interessant, da Koronaverluste und Ableitverluste mitberücksichtigt werden; ebenso werden in der Niederspannung verlustsenkende verbrauchernahe Einspeisungen berücksichtigt)

Nachteile:

- Detaillierte Messdaten sind notwendig, dies sind besonders im NS und MS-Netz nicht gegeben
- Daten aus einer rollierenden Ablesung (Niederspannung) sind zur bilanziellen Abgrenzung schlecht geeignet
- Nichttechnische Verluste (Diebstahl, EDV-Fehler, nicht verrechnete Anlagen sowie Fehler bei Schätzungen von pauschalisierten Anlagen) werden mitbestimmt, sind jedoch nicht abgrenz- bzw. zuordenbar.

## 2.2 Arbeitsverlustfaktoren

Die ersten Anstrengungen, Netzverluste zu bestimmen, stammen bereits aus dem Beginn des 20. Jahrhunderts (Soschinski, 1918) (Wolf, 1931) (Junge, 1938). Die Ermittlung der lastunabhängigen Verluste gestaltet sich aufgrund der bekannten Betriebsmitteldaten einfach im Vergleich zur Bestimmung der lastabhängigen Verluste. Da die Möglichkeiten zur Aufzeichnung und Verarbeitung großer Datenmengen zu dieser Zeit sehr begrenzt waren, wurde mit Hilfe mathematischer Funktionen auf Grundlage von wenigen charakteristischen Einzelpunkten einer geordnete Jahresdauerlinie nachgebildet und auf Basis dieser unter Anwendung empirischer Faktoren die lastabhängige Jahresverlustarbeit bestimmt.

### 2.2.1 Belastungsgrad und Lastverhältnis

Der Belastungsgrad  $m$  beschreibt das Verhältnis der mittleren übertragenen Leistung zur maximal übertragenen Leistung während einer definierten Zeit  $T$  und stellt einen wichtigen Wert zur Beschreibung einer geordneten Dauerlinie dar.

$$m = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt}{P_{max}} \quad (2)$$

Für eine geeignete Annäherung der Dauerlinie mit Hilfe von mathematischen Funktionen ist zusätzlich das Lastverhältnis  $m_0$  notwendig.

$$m_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (3)$$

Die Bestimmung des Belastungsgrades sowie des Lastverhältnisses eines einzelnen Betriebsmittels stellt bei vorhandenen Messdaten keine Schwierigkeit dar. In der Verlustberechnung wird ein einheitlicher Belastungsgrad jedoch häufig auf das gesamte Netzgebiet umgelegt. Sind jedoch dabei die Verbraucher (z.B. Elektrifizierungsgrad von Haushalten) und Betriebsmittel (z.B. Kupferverluste ( $P_{V\ CU}$ )) nicht sehr homogen verteilt so kommt es zu signifikanten Abweichungen.

### 2.2.2 Verlustfaktor

Der Verlustfaktor ( $\vartheta_W$ ) beschreibt das Verhältnis der tatsächlich benötigten Verlustarbeit ( $\int_0^T P_{V(t)} dt$ ) zur Verlustarbeit bei maximal auftretender Last ( $P_{V\ max} \cdot T$ ) im untersuchten Netzgebiet. Über den Zusammenhang  $P_V = I^2 \cdot R$  (phasenweise Betrachtung) und der Tatsache, dass die übertragene Scheinleistung dem Strom proportional ist ( $S \sim I$ ) ergibt sich folgende Beziehung:

$$\vartheta_W = \frac{\int_0^T P_{V(t)} dt}{P_{V\ max} \cdot T} = \frac{R \cdot \int_0^T I(t)^2 dt}{I_{max}^2 \cdot R \cdot T} = \frac{\int_0^T S(t)^2 dt}{S_{max}^2 \cdot T} \quad (4)$$

### 2.2.3 Die Grenzen der Anwendung des Verlustfaktors

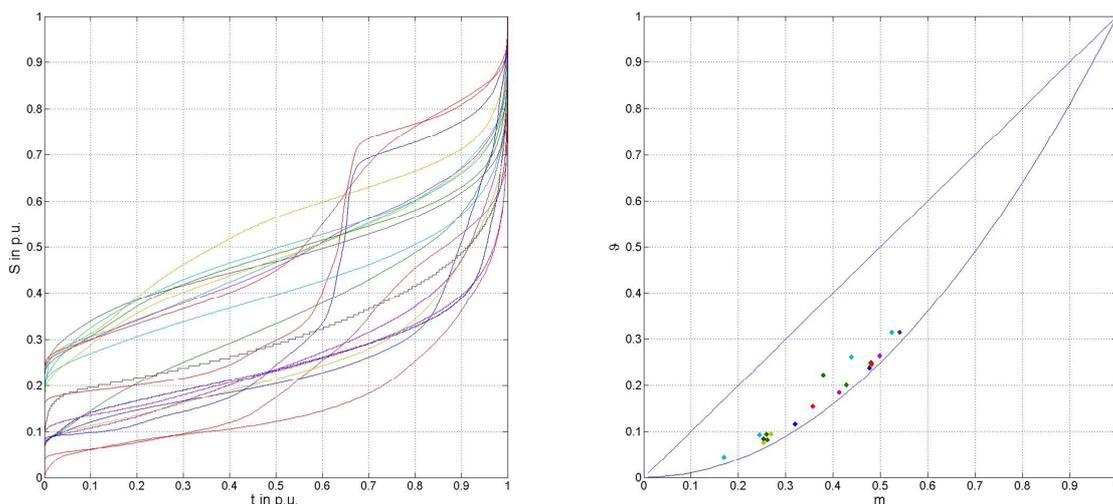
Die Jahresverlustarbeit eines Betriebsmittels (Annahme: Wirkleistung  $\gg$  Blindleistung) kann wie folgt angegeben werden:

$$W_V = P_{V\ max} \cdot T \cdot \vartheta_W \quad (5)$$

Bei der Bestimmung von Verlusten ist deshalb die maximale Last ( $P_{Vmax}$ ) an den Betriebsmitteln ein wesentlicher Einflussfaktor zur Bestimmung der Verlustleistung. Diese maximale Auslastung hängt bei jeder Last von der betreffenden Verbraucher- und Erzeugerstruktur ab und ist selten für alle Betriebsmittel bekannt.

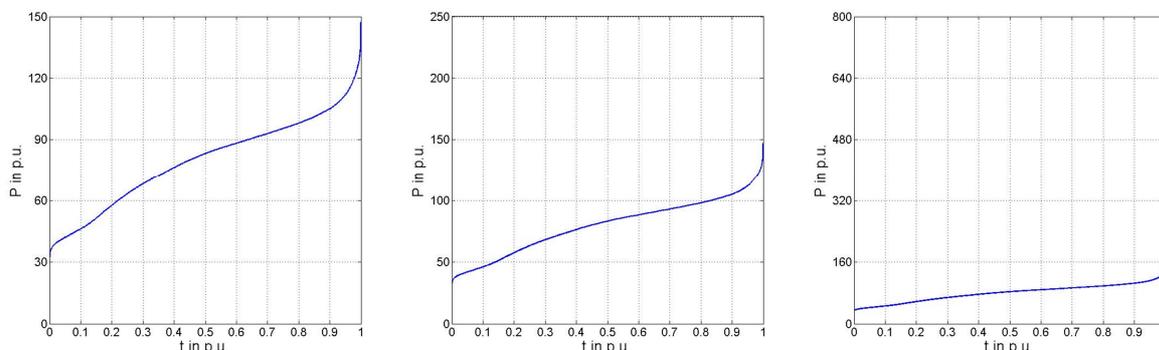
Aufgrund einer begrenzten Datenverfügbarkeit werden Verlustfaktoren in der Praxis nicht nur für ein Betriebsmittel, sondern sogar ein mittlerer Verlustfaktor für ein ganzes Netzgebiet bzw. eine gesamte Betriebsmittelart berechnet (z.B. (Nitzschke & Korth, 2005)). Als Anhaltspunkt gilt dabei oft der Belastungsgrad der übergeordneten Netzebene bzw. der Belastungsgrad aus Einzelmessungen, mit Hilfe dessen unter Anwendung von Gleichungen zur Annäherung der Jahresdauerlinie (Wolf, 1931) (Junge, 1938) ein Verlustfaktor bestimmt wird. Diese Näherungsgleichungen basieren auf empirisch gewonnenen Lastflussdaten aus Anfang bzw. Mitte des 20. Jahrhunderts. Sowohl der Elektrifizierungsgrad als auch die Lastverteilung zwischen Tag- und Nachtlast aus dieser Zeit weichen stark von aktuellen Lastszenarien ab, weshalb die Gültigkeit dieser Näherungsmethoden nur bedingt gegeben ist (z.B.  $m \sim m_0^2$  nach Junge).

Abbildung 1 zeigt den Zusammenhang zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor auf Grundlage der Auswertung von 20 realen Lastprofilen gemessen an Niederspannungs-Transformatoren über 365 Tage. Die blauen Linien (Abbildung 1 – rechts) stellen die natürlichen Grenzen des Arbeitsverlustfaktors dar ( $\vartheta_{min} = m^2$  und  $\vartheta_{max} = m$ ) (Wolf, 1931). Man erkennt die große Schwankungsbreite des Belastungsgrades der einzelnen Transformatoren zwischen 0,16 und 0,55 und ebenso die etwas geringere Schwankungsbreite des Arbeitsverlustfaktors zwischen 0,04 und 0,31. Dies zeigt bereits die erste Schwierigkeit in der Bestimmung eines Arbeitsverlustfaktors für eine Betriebsmittelart (z.B. sämtliche Verteiltransformatoren) auf, da bereits bei alleiniger Betrachtung der geordneten Dauerlinie die enorme Schwankungsbreite des Verlustfaktors, hervorgerufen durch unterschiedliche Verbraucherstrukturen ersichtlich wird.



**Abbildung 1:** Geordnete Dauerlinien von 20 Verteilnetztransformatoren über 365 Tage (links) und daraus berechneter Belastungsgrad bzw. Arbeitsverlustfaktor (rechts)

Zur Bestimmung der Verlustarbeit nach Formel (5) ist nicht nur ein entsprechend gewählter Arbeitsverlustfaktor, sondern auch die maximal auftretende Verlustleistung von essentieller Bedeutung für das Ergebnis. Folgendes Beispiel soll die mögliche Schwankungsbreite der auftretenden Verluste eines Lastganges (d.h. gleicher Scheinarbeitsverlustfaktor) bei zwei unterschiedlichen Transformatoren zeigen:



**Abbildung 2:** Geordnete Dauerlinie (links) bei unterschiedlichen Transformatorgrößen 250 kVA (mitte), 800 kVA (rechts) – der Verlustfaktor wurde mit  $\vartheta=0,31$  bestimmt

Aus der Dauerlinie in Abbildung 2 (links) lässt sich ein Belastungsgrad  $m=0,54$  sowie ein Arbeitsverlustfaktor nach Formel (4) von  $\vartheta=0,31$  ermitteln.

Für die Bestimmung der Verlustleistung nach Formel 5 sind die Kupferverluste bei Nennstrom ausschlaggebend. Aus diesen können die maximal am Transformator auftretenden Kupferverluste im Betrachtungszeitraum bestimmt werden. ( $P_{VCU} \sim I^2$ ).

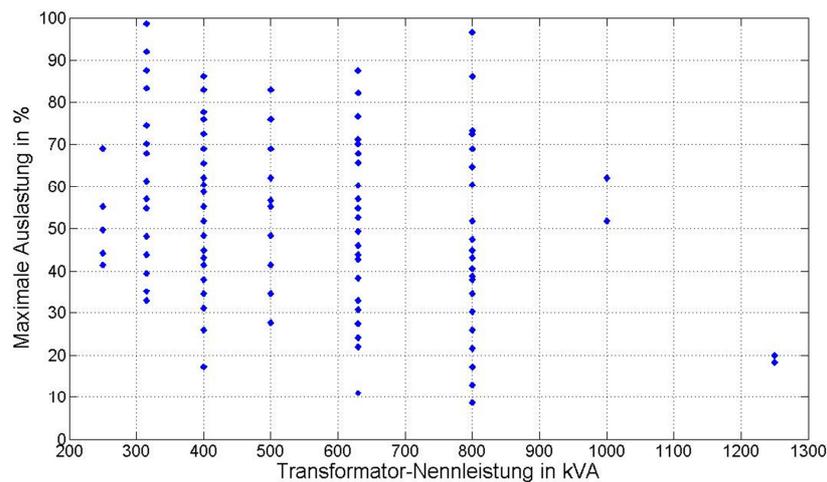
**Tabelle 1:** Berechnete Transformatorverluste auf Grundlage von Verlustfaktoren (übliche Mittelung)

		Transformator 1	Transformator 2	Mittelung
Nennleistung	[kVA]	250	800	525,0
Maximale Auslastung	[%]	60	19	39,5
Kupferverluste bei Nennstrom	[W]	2625	8500	5562,5
Eisenverluste	[W]	300	950	625,0
Maximale Verluste im Betrachtungszeitraum	[W]	~ 945	~ 298	~ 867,9
Verlustfaktor		0,31	0,31	0,31
<b>Verlustenergiemenge:</b>				
Kupferverluste nach Formel(5)	[kWh/a]	2566	807	2357
Eisenverluste	[kWh/a]	2628	8322	5475

Die Ermittlung eines Verlustfaktors aus einzelnen Messungen zur Anwendung auf eine ganze Netzebene ergibt somit kein zufriedenstellendes Ergebnis für die Verlustberechnung. Die bestimmten Kupferverluste zeigen starke Abweichungen aufgrund der ungeeigneten Mittelung der Transformatordaten. Die Berücksichtigung von idealerweise vorhandenen Maximallasten im Betrachtungszeitraum (z.B. durch Schleppzeigerwerte je Transformator) ist notwendig, um brauchbare Ergebnisse zu erzielen. Abbildung 3 zeigt hierzu exemplarisch die Schwankungsbreite der Transformatorauslastung in einem untersuchten Netzgebiet, die Auslastung wurde dabei aus Schleppzeigerwerten ermittelt. Es ist zu erkennen, dass bei den

meisten Transformatortypen die maximale Auslastung in einem sehr großen Bereich schwankt, siehe Abbildung 3.

Diese Tatsache gilt nicht, wie gezeigt, nur für Transformatoren, sondern ist ebenso bei der Bestimmung der Verlustenergie in Leitungen zu berücksichtigen. Sowohl in der Niederspannung als auch in der Mittelspannung kann hier nicht von einer homogenen Verteilung einzelner Abnehmer ausgegangen werden. So differieren die Dauerlinien auch in den einzelnen Leitungsabschnitten stark; auch die Aufteilung der Energiemenge nach der Transformatorsammelschiene verläuft erwartungsgemäß nicht gleichmäßig.



**Abbildung 3:** Maximale Transformatorauslastung einzelner Ortsnetztransformatoren in einem Netzgebiet

Folgende Vor- und Nachteile können für diese Verlustbestimmungsmethode angegeben werden:

Vorteile:

- Einfache und schnelle Methode zur Verlustbestimmung
- Für einzelne Betriebsmittel bzw. gleich ausgelastete Betriebsmittel gut geeignet

Nachteile:

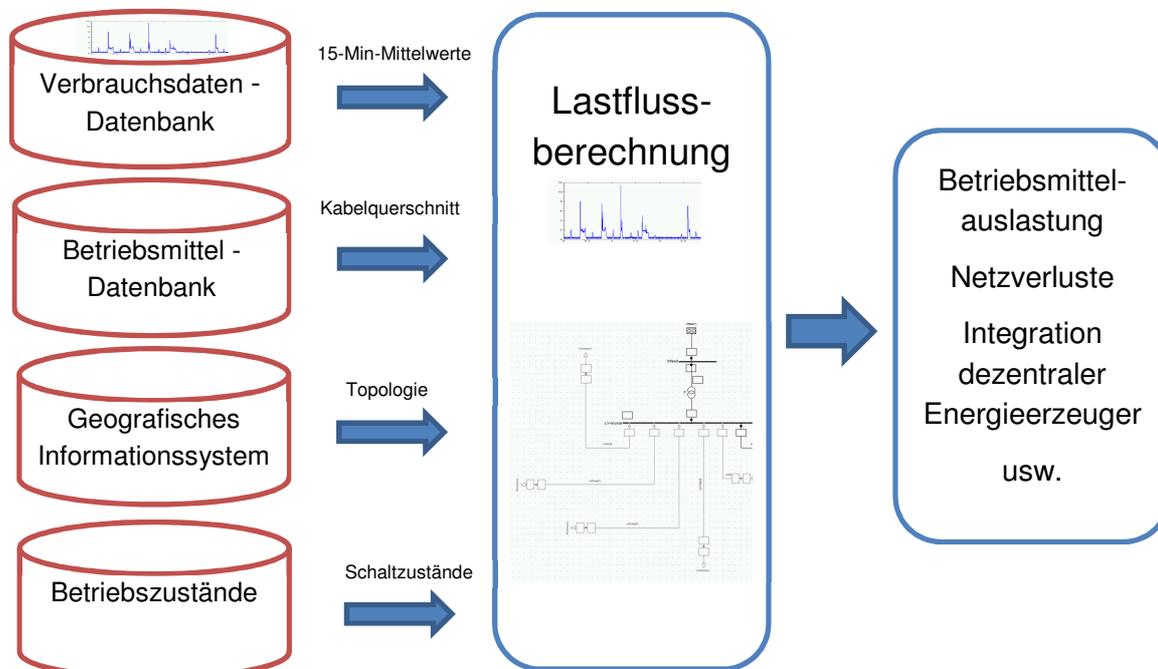
- Starke Abweichungen in der Verlustbestimmung bei der Anwendung auf ein ganzes Netzgebiet

### 2.3 Lastflussberechnung auf Grundlage von Verbrauchsdaten

Eine genauere, gleichzeitig aber auch vielfach aufwändigere Methode zur Verlustenergiebestimmung in Verteilnetzen stellt die direkte Lastflussberechnung dar. Diese bedingt ein funktionierendes Zusammenspiel zwischen der Betriebsmittel-Datenbank, der Verbrauchsdaten-Datenbank (Lastgänge) einem geografischen Informationssystem sowie einem Lastflussberechnungsprogramm welches die anfallenden Datenmengen auswerten kann.

Die Verbrauchsdaten-Datenbank verfügt über den Jahreslastgang aus 15-Minuten-Messmittelwerten, welche zukünftig über intelligente Zähleinrichtungen zur Verfügung gestellt werden können. Auch Betriebsmitteldatenbanken sowie die Positionsdaten in den

zugehörigen GIS-Systemen werden durch laufende Wartungsarbeiten immer umfangreicher und aktueller. Sobald die richtigen Datenschnittstellen zur Verfügung stehen und verknüpft sind lassen sich Netzberechnungen automatisiert durchführen. Unregelmäßigkeiten und erhöhte aber auch verringerte Betriebsmittelauslastungen sowie auftretende Netzverluste können als direktes Ergebnis der Berechnungen ausgegeben werden.



**Abbildung 4:** Zukünftige automatisierte Netzberechnungen auf Grundlage von 15-Minuten-Messmittelwerten

Die Verknüpfung der Datenbanken stellt gewisse Herausforderungen an die Informationstechnik, die daraus gewonnenen Betriebsmitteldaten können jedoch dazu beitragen eine weitreichende Optimierung beim Aus-, Umbau und Betrieb von Verteilnetzen zu erreichen.

## 2.4 Bilanzielle Abgrenzung auf Grundlage von Verbrauchsdaten

Eine effiziente Methode zur Optimierung von Netzverlusten stellt die Kombination einer bilanzielle Abgrenzung je Ortsnetzstation mit optionaler Lastflussberechnung dar. Dazu ist eine Messeinheit am Niederspannungstransformator notwendig, welche in Verbindung mit den Messdaten der einzelnen Verbrauchszähler eine vorerst auf übertragenen Jahresenergiemengen basierte Verlustbestimmung ermöglicht. Treten große Abweichungen zwischen der Summe der abgegebenen Energie am Verbraucher (Smart-Meter-Summation) und der übertragenen Energiemenge am Transformator auf, gilt es die Ursache dafür zu klären (Betriebsmittelauslastung, ungezählte Verbraucher, o.ä.). Zur detaillierteren Betrachtung können darauf spezifisch - wie im vorangegangenen Punkt dargestellt - Netzberechnungen auf Grundlage der Verbrauchsdaten durchgeführt werden.

Ortsnetzstationen mit hohen Verlusten können auf diesem Weg bestimmt und optimierende Änderungen der Schaltzustände im Netz nach Möglichkeit vorgenommen werden. Der

„Entzug elektrischer Energie“ (Stromdiebstahl) kann ebenfalls auf diesem Weg festgestellt werden. Der Lastprofilzähler am Transformator bietet die Möglichkeit, die Transformatorauslastung sowie die Belastung im Mittelspannungsnetz zu verfolgen und aufzuzeichnen, damit auch dort eine effiziente Ausbauplanung basierend auf tatsächlichen Daten erfolgen kann.

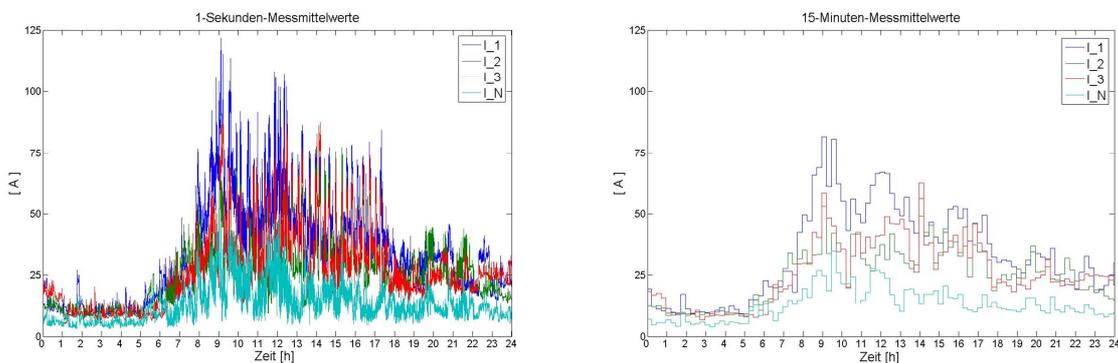
Bei der Nutzung von 15-Minuten-Messmittelwerten aus intelligenten Zähleinrichtungen für die Verlustberechnung ist zu beachten, dass durch Unsymmetrien und den Detaildatenverlust bei der Messmittelwertbildung Fehler entstehen. Diese Abweichungen wurden durch eine Messreihe im Niederspannungsverteilstromnetz quantifiziert.

#### 2.4.1 Messungen im Niederspannungsverteilstromnetz

Im Rahmen des Projektes „Smart Loss Reduction“ werden in Verteilnetzen Lastgangmessungen an Abgängen von Niederspannungs-Transformator-Sammelschienen durchgeführt. Unter Anwendung von vielkanaligen Datenloggern werden Außenleiter-spannungen sowie auftretende Leiterströme über einen Zeitraum von mindestens 7 Tagen hochaufgelöst mit einer Messwertmittlungszeit von einer Sekunde aufgezeichnet. Die Messungen werden durchgeführt, da kaum detaillierte Informationen zu den tatsächlich auftretenden Lastströmen im Niederspannungsnetz vorhanden sind. Insbesondere gilt das Interesse den auftretenden Strömen an Niederspannungsabgängen. Die Anzahl überlagerter Einzellasten ist an dieser Stelle bereits wesentlich geringer als direkt an der Sammelschiene wodurch sich Unsymmetrien und relative Lastschwankungen stärker auf die entstehende Verlustleistung auswirken.

#### 2.4.2 Granularität

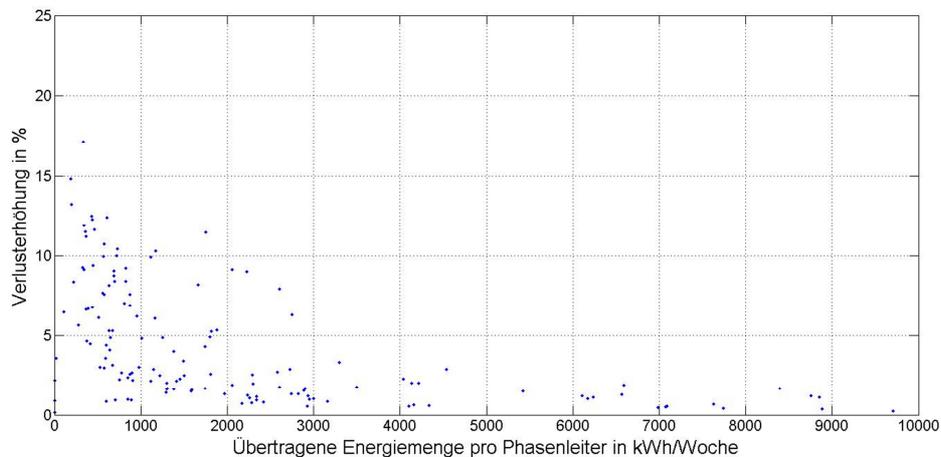
Durch die Bildung von 15-Minuten-Messmittelwerten werden kurzzeitige Lastspitzen eliminiert und stehen so nicht mehr zur Bestimmung der Verlustenergiemenge zur Verfügung. Abbildung 5 veranschaulicht diese Tatsache anhand eines gemessenen Tageslastprofils an einem Niederspannungsabgang. Bei einer Messwertmittlungszeit von einer Sekunde werden Lastspitzen bis zu 120 A aufgezeichnet, durch die Mittelung liegt der Höchstwert anschließend nur mehr bei ca. 80 A.



**Abbildung 5:** Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte (links) und bei 15-Minuten-Messwertmittelung (rechts)

Durch die quadratische Abhängigkeit der Verluste vom Leiterstrom kommt es zu Abweichungen in der Verlustbestimmung. Abbildung 6 zeigt hier in welcher Größenordnung

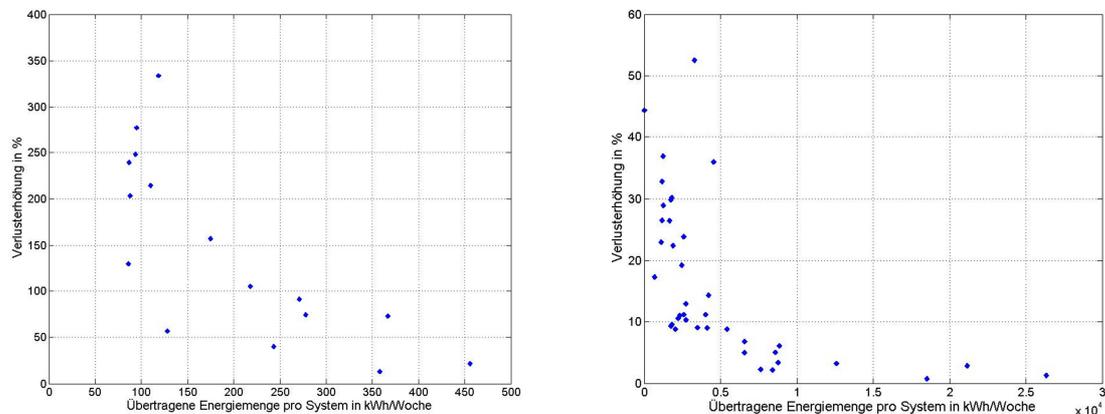
sich diese befinden, bzw. wie diese bei einer Berechnung auf Grundlage der 15-Minuten-Messmittelwerten anzupassen sind.



**Abbildung 6:** Erhöhung der Verluste durch Berücksichtigung kurzfristiger Leistungsspitzen, im Vergleich zu 15-Minuten-Messmittelwerten

### 2.4.3 Unsymmetrie

Eine weitere Einflussgröße bei der Bestimmung der Netzverluste im Verteilnetz stellt die auftretende Phasenunsymmetrie dar. Im ungünstigsten Fall (einphasige Last) sind die Verluste um den Faktor 6 (einphasige Last) erhöht im Vergleich zum symmetrischen Lastfall, diesen Effekt kann man bei geringer Lastüberlagerung (Abbildung 7 links) sehen.



**Abbildung 7:** : Verlusterhöhung im Vergleich zum symmetrischen Lastfluss durch Berücksichtigung der auftretenden Phasenunsymmetrien am Gebäudeabgang (links), sowie nach dem Transformator-Niederspannungsabgang (rechts)

Bei hoher Überlagerung von Einzellasten im Bereich der Transformator-Niederspannungsabgänge werden diese Werte nicht mehr erreicht. Je nach Überlagerung konnten Verlusterhöhungen im Bereich von 1 - 50 % berechnet werden, wie dies in Abbildung 7 - rechts zu sehen ist. Mit steigender übertragener Energiemenge und daher größere Anzahl von überlagerten Lasten sinkt diese Abweichung auf unter 10 % ab.

### 3 Zusammenfassung

Im Rahmen der untersuchten Verlustbestimmungsmethoden stellt die bilanzielle Abgrenzung die einfachste aber zugleich auch am wenigsten detaillierte Methode zur Verlustbestimmung dar, welche auf heutiger Datenbasis mit großen Ungenauigkeiten hinsichtlich der rollierenden Ablesung behaftet ist. Die Anwendung von Verlustfaktoren ist effizient; wie gezeigt wurde, sind jedoch detaillierte Daten zum Lastgeschehen zur Bestimmung des Scheinarbeitsverlustfaktors sowie der maximal auftretenden Verlustleistung unumgänglich, um brauchbare Ergebnisse zu erzielen.

Berücksichtigt man die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Einführung intelligenter Zähleinheiten, so bietet es sich an, diese neu gewonnene Datenbasis für die Verlustbestimmung und folglich für zukünftige Netzplanungs- und Optimierungskonzepte heranzuziehen. Eine zusätzliche Messeinheit auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators ermöglicht eine bilanzielle Abgrenzung im Versorgungsbereich jedes Transformators. Vorteile können daraus für die Integration dezentraler Energieerzeuger, die Bestimmung von Netzverlusten, die Optimierung der Betriebsmittelauslastung sowie dem Aufdecken von Stromdiebstahl entstehen. Ebenso wird ein einfaches Transformator-Monitoring ermöglicht sowie auf einfache Weise die Datenbasis für die Berechnung der Mittelspannungsebene auf tatsächlichen Lastdaten geschaffen.

Abweichungen in der Verlustberechnung, welche durch die Anwendung von gemittelten Viertelstundenwerten sowie durch Unsymmetrien im Niederspannungsnetz entstehen, wurden auf Grundlage von hochaufgelösten Lastganganalysen bestimmt und stellen Grenzen für die Genauigkeit der Berechnungen dar.

Die vorgestellte Methode stellt einen alternativen Ansatz zur Lokalisierung von Optimierungspotential im Verteilnetz auf Grundlage einer zukünftig verfügbaren Datenbasis dar. Aktuelle Limitierungen bestehen oft in der Unvollständigkeit der Datenbanken sowie der Wirtschaftlichkeit erforderlicher Maßnahmen.

#### Literatur:

- APG, A. P. (2011). Ausschreibungssystem - Regelenergiemarkt - Ausschreibungsergebnisse Verlustenergiebeschaffung. Wien, Österreich.
- BMWFJ. (16. Dezember 2011). Entwurf zur Einführung intelligenter Messteräte ("smart meters"). *Bundesgesetzblatt*. Wien: BMWFJ.
- Junge, H. (1938). Die Jahresdauerlinie in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor. *Elektrotechnische Zeitschrift* (37).
- Nitzschke, D., & Korth, S. (2005). Analyse der Netzverluste der ESAG. Dresden.
- Soschinski, B. (1918). Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizitätswerken. *Elektrotechnische Zeitschrift* (13).
- Wolf, M. (8. Oktober 1931). Die Berechnung der elektrischen Verluste bei schwankenden Lastverhältnissen in Netzen und Energiewandlern auf Grund von Erfahrungswerten. *Elektrotechnische Zeitschrift* (37), S. 1267-1270.